

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
"МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"**

Кафедра морского
нефтегазового дела

**Краткий конспект лекций по
геолого-технологическим
исследованиям скважин**

*Методические указания к освоению дисциплины
«Геолого-технологические исследования при
бурении на Арктическом шельфе» для обучающихся
по специальности 21.05.05 Физические процессы
горного или нефтегазового производства и по
направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело
очной и заочной формы обучения*

Мурманск
2019

Составители – Коротаяев Борис
Александрович, доцент кафедры морского
нефтегазового дела.

Методические указания рассмотрены и
одобрены кафедрой морского нефтегазового
дела 17 января 2019 г., протокол №5/18.

Рецензент – Васёха Михаил Викторович,
доктор технических наук, директор
Института арктических технологий МГТУ.

*Электронное издание подготовлено в
авторской редакции*

Мурманский государственный технический университет
183010, Мурманск, ул. Спортивная д. 13 тел. (8152) 25-40-72
Уч.-изд. л. 1,125. Заказ 2541

Мурманский государственный технический университет, 2019

© Б. А. Коротаяев, 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

Курс лекций по ГТИ – кафедра МНГД	5
РД 153-390-069-01.....	5
Комплекс ГТИ при бурении опорных, параметрических, структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважин.	5
Решаемые задачи.....	5
I) Геологические задачи.....	5
II) Технологические задачи:	6
Комплекс ГТИ при бурении горизонтальных скважин.....	6
Геологические задачи:	6
Технологические задачи:	7
Метод продолжительности скорости бурения (механический каротаж).	8
Информативность процесса бурения.	16
Методы изучения разреза скважины в процессе бурения.	16
Метод продолжительности (скорости бурения)	18
Дебитометрический метод.....	21
Современные представления о формировании зоны проникновения	22
Опережающая фильтрация	22
Радиальная фильтрация	25
Некоторые результаты математического анализа процесса фильтрации ПЖ в пласты коллекторы.	26
Электрические методы выявления коллекторов в процессе бурения скважин.	28
Метод дифференциального давления (каротаж по давлению).	30
Виброакустический метод.....	32
Газовый каротаж	36
Осуществление практического контроля скважин.	37
Увеличение пластового давления	38
Геологические нарушения	38
Массивное залегание солей	39
Заряженные пески	40
Артезианский эффект	40
Снижение давления столба БР.	41
Методы прогнозирования высокого давления.....	42
Обнаружение проявлений.....	45
Проявления во время СПО.	46
Нештатные ситуации при подъеме бурильного инструмента.....	47
Нештатные ситуации при спуске бурильного инструмента	47
Увеличение объема БР в емкостях.....	48

Приповерхностный газ	48
Газирование бурового раствора	49
Причины газирования бурового раствора.....	50
Как измерить снижение забойного давления в результате разгазирования БР.....	51
Закрытие скважины (герметизация устья скважины)	51
Дивертор.....	52
Миграция газа и его расширение	53
Миграция газа в открытой скважине	53
Миграция газа в закрытой скважине.....	54
Буровые насосы и их производительность при глушении скважин	54
Давление прокачки	55
Начальное давление циркуляции (ICP).....	55
Время и количество ходов насоса для циркуляции от поверхности до долота.....	55
Расчет производительности насоса	56
<i>Время, необходимое для подъема БР от долота до устья.</i>	56
Конечное давление циркуляции FCP	57
Давление в бурильных трубах и обсадной колонне при глушении	57
Давление в бурильных трубах и обсадной колонне при глушении	58
Увеличение давления.....	59
Проверка показателей манометров.	60
Обратный клапан в бурильной колонне.....	60
Глушение скважины способом бурильщика.....	61
Способ ожидания утяжеления	63
Построение графика изменения давлений для способа ожидания утяжеления	64
Максимальное допустимое давление на устье	66
Давление гидроразрыва	66
Методы проведения испытания скважин на приемистость.	67
Определение максимального допустимого давления на устье по максимальному давлению обсадных труб.	68
Ограничения по использованию устьевого оборудования.....	69
Уравнение для определения характера притока	70
Поглощение и процесс глушения скважины.	70
Глушение скважины при нахождении БК над забоем.....	71
Проявления при полностью поднятом инструменте.	71
Принудительный спуск инструмента в скважину (под давлением).	71
Технология спуска БТ в скважину через универсальный превентор.	72
Технология спуска БТ в скважину с использованием плашечных превенторов.....	73
Принудительный подъем бурильного инструмента из скважины.	73
Объемные поправки.....	74

Определение пластового давления методом SIGMALOG	75
Осложнение при СПО и при простое скважины без циркуляции.....	79
Список литературы	83

Курс лекций по ГТИ – кафедра МНГД

РД 153-390-069-01

Комплекс ГТИ при бурении опорных, параметрических, структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважин.

Решаемые задачи.

I) Геологические задачи

- 1) Оптимизация, получение геолого-геофизической информации (выбор и корректировка интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов, методов и времени проведения изменяемой части обязательных детальных исследований);
- 2) Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разрезов;
- 3) Оперативное выделение пластов коллекторов;
- 4) Определение характера насыщения пластов коллектора;
- 5) Оценка фильтрационно-емкостных свойств пластов коллектора;
- 6) Контроль процесса испытания и определение гидродинамических и технологических характеристик пластов при испытании и опробовании объектов, выявление реперных горизонтов;

Обязательные исследования и изменения

- 1) Отбор образцов шлама через 5 метров по всему разрезу и через 1-2 метра в перспективных интервалах;
- 2) Фракционный анализ шлама;
- 3) Определение карбонатности пород;
- 4) Люминесцентный битумный анализ (ЛБА) шлама и бурового раствора;
- 5) Спектрометрия шлама с целью количественного определения нефти;
- 6) Оценка плотности и пористости шлама;
- 7) Определение объемного газосодержания бурового раствора;
- 8) Дискретное или непрерывное измерение покомпонентного состава углеводородного газа, извлеченного из непрерывно дегазируемого бурового раствора;
- 9) Периодическая термо-вакуумная дегазация проб шлама;

II) Технологические задачи:

- 1) Раннее обнаружение газо-, нефте- и водопроявления (ГНВП);
- 2) Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач;
- 3) Распознавание и определение продолжительности технологических операций;
- 4) Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;
- 5) Оптимизация спускоподъемных операций (ограничение скорости спуска инструмента);
- 6) Контроль гидродинамических давлений в скважине;
- 7) Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спускоподъемных операциях, управлении доливом;
- 8) Прогнозирование зон АВПД;
- 9) Контроль спуска и цементирования обсадной колонны;
- 10) Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени;
- 11) Диагностика работы бурового оборудования;

Измерения и определение технологических параметров:

- 1) Глубина скважины и механическая скорость проходки;
- 2) Вес на крюке и нагрузка на долото;
- 3) Давление бурового раствора на стояке манифольда;
- 4) Давление бурового раствора в затрубном пространстве;
- 5) Число ходов насоса или расход на входе в скважину;
- 6) Расход бурового раствора на выходе из скважины;
- 7) Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости;
- 8) Скорость спуска и подъема бурильного инструмента;
- 9) Плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины;
- 10) Скорость вращения ротора (верхний силовой двигатель или топ драйв);
- 11) Крутящий момент;
- 12) Температура раствора на входе и на выходе из скважины;

Комплекс ГТИ при бурении горизонтальных скважин.

Геологические задачи:

- 1) Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- 2) Оперативное выделение пластов коллектора;

- 3) Определение характера насыщения пластов коллектора;
- 4) Выявление реперных горизонтов;

Обязательные исследования и измерения:

- 1) Определение объемного газосодержания бурового раствора;
- 2) Измерение суммарного газосодержания бурового раствора;
- 3) Дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа в газовоздушной смеси;
- 4) Периодическая термо-вакуумная дегазация труб, раствора для проведения калибровки дегазатора;

Технологические задачи:

- 1) Раннее обнаружение ГНВП и поглощения;
- 2) Распознавание и определение продолжительности технологических операций;
- 3) Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;
- 4) Оптимизация спускоподъемных операций (ограничение скорости спуска);
- 5) Контроль гидродинамических давлений в скважине;
- 6) Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спускоподъемных операциях, управлении доливом;
- 7) Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени;
- 8) Диагностика работы бурового оборудования;

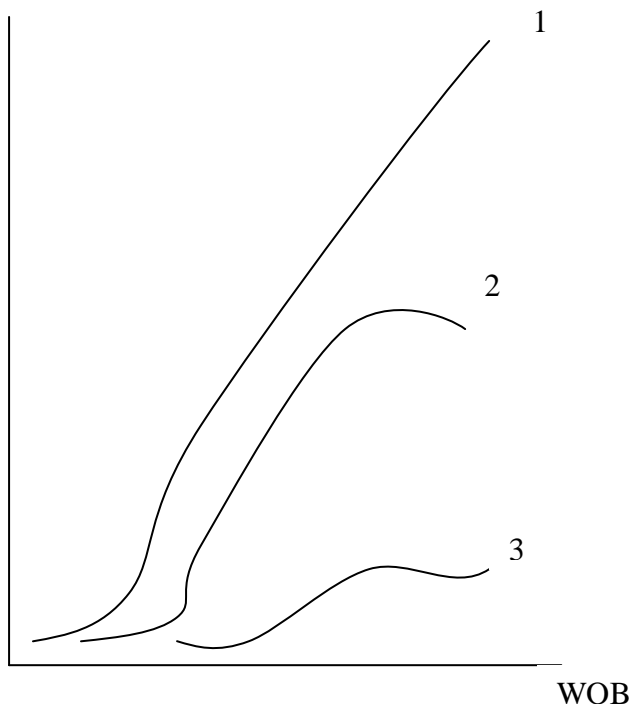
Измерение и определение технологических параметров:

- 1) Глубина скважины и механическая скорость проходки;
- 2) Вес на крюке и нагрузка на долото;
- 3) Давление бурового раствора на стояке манифольда;
- 4) Давление бурового раствора в кольцевом затрубном пространстве (КЗП);
- 5) Число ходов насоса;
- 6) Расход бурового раствора на выходе из скважины (допускается индикатор потока);
- 7) Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости;
- 8) Скорость спуска и подъема бурильного инструмента;
- 9) Плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины;
- 10) Скорость вращения ротора или верхнего силового привода;
- 11) Регистрирование крутящего момента;
- 12) Температура раствора на выходе и на входе в скважину;

Метод продолжительности скорости бурения (механический каротаж).

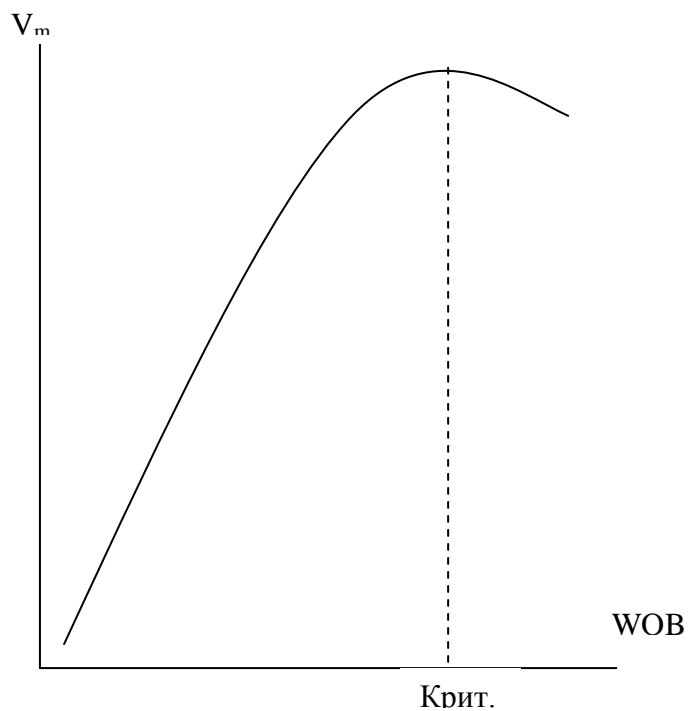
Основан на измерении времени, необходимого для бурения единицы проходки (1,0; 0,5; 0,4; 0,25; 0,1м). В течение многих лет, когда еще не было автоматизированных станций, размечали ведущую трубу (квадрат) на метровые отметки и засекали время. В 40-х годах появились механические приборы регистрации продолжительности бурения. Их появление связано с внедрением в практику газокаротажных станций. На первых порах оператор вручную отмечал время бурения единицы проходки. Очень большое влияние на скорость бурения оказывает нагрузка на долото. От величины нагрузки зависит режим разрушения породы. Различают поверхностное истирание и объемное разрушение. Все исследователи считают, что повышение нагрузки ведет к росту механической скорости, но в различной степени. Эта зависимость может быть линейной и степенной. В отдельных случаях может быть даже убывающей. В общем виде уравнение для механической скорости можно записать:

$V_m = a \cdot wob^m$, где a и m – коэффициенты, зависящие от свойств породы, конструкции долота и других режимных параметров. В зависимости от свойств породы показатель m может меняться от 0,6-3. Причем по данным Федорова В.С. значения $1 \leq m \leq 2$ – характерны для твердых пород, а значения $2 \leq m \leq 3$ – для мягких. В других работах $m=0,6$ для мягких и 1 для всех остальных. Существенно влияет на показатель m и степень очистки забоя. Если на забое будет скапливаться шлам, то будет вторичное перемалывание шлама.



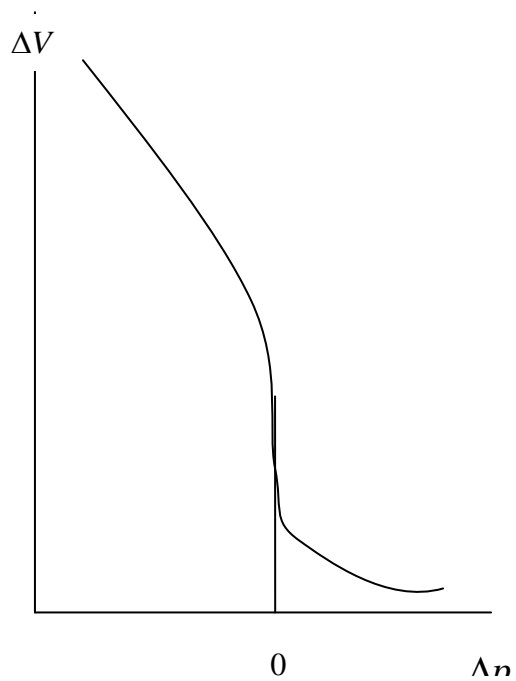
- 1 – объемное разрушение;
- 2 – усталостное разрушение;
- 3 – поверхностное разрушение;

Следует отметить еще одну особенность в зависимости: повышение нагрузки способствует иногда не увеличению механической скорости, а снижению ее.

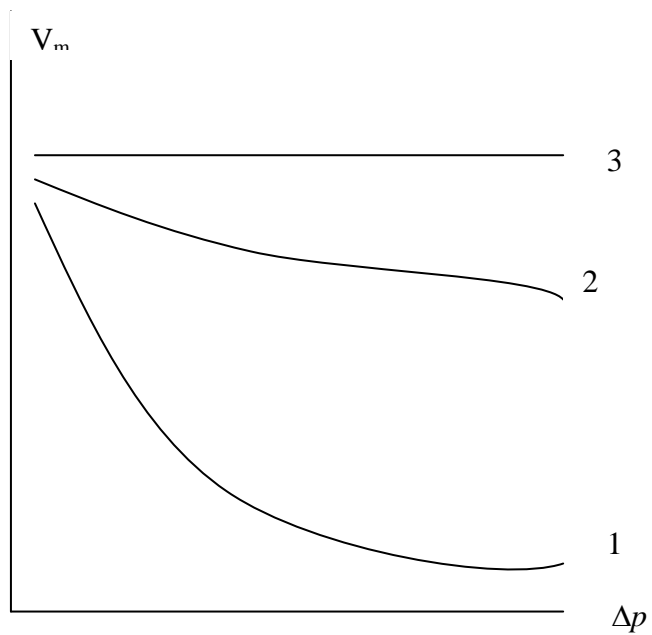


Механическая скорость зависит также от Δp :

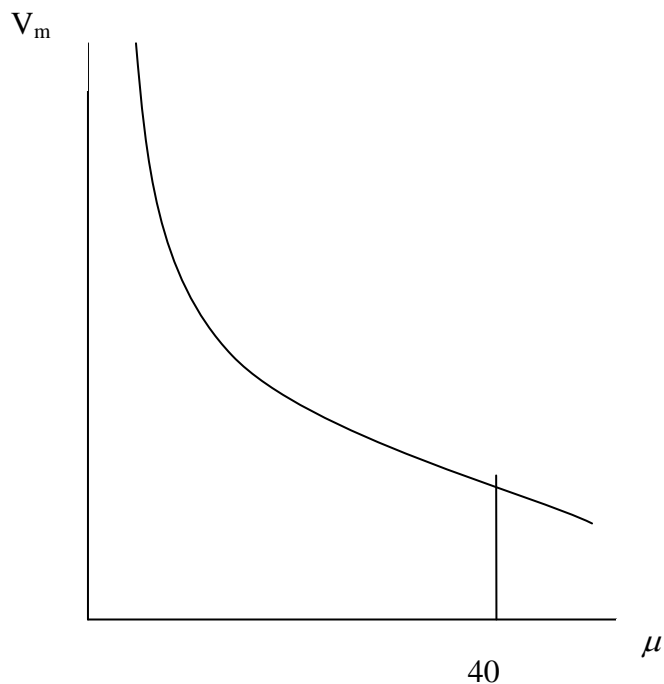
$$\Delta p = P_{ГС} + \Delta P_{КЭП} - P_{Пл}$$



Скорость зависит от проходимых горных пород



- 1- непроницаемые породы
- 2- слабопроницаемые породы
- 3- высокопроницаемые породы



Зависит скорость и от вязкости бурового раствора.

Механическая скорость бурения характеризует тембр движения забоя скважины при разрушении горных пород. Различают мгновенную механическую скорость:

$$V_{\text{мгн}} = \frac{dh}{dt}$$

а также среднее значение механической скорости, определяемое на некоторый интервал времени, например за одно долбление:

$$V_{\text{ср}} = \frac{H}{T}$$

где H – проходка за время T ;

Изучению характера изменения механической скорости бурения в процессе работы долота на забое посвящено множество исследований, и большинство авторов приводят эмпирическую зависимость вида:

$$V = A \cdot \text{RPM}^\alpha \cdot \text{WOB}^\beta \quad (1)$$

где A – коэффициент пропорциональности;

RPM – частота вращения долота;

WOB – нагрузка на долото;

α, β - постоянные для данного вида породы коэффициенты;

Механическая скорость бурения для долот с фрезерованным снаряжением от начала к концу рейса изменяется по закону естественного износа долота, определяемого формулой:

$$V_M = V_0 e^{-kt} = \frac{a * \text{RPM}^\alpha * \text{WOB}^\beta}{1 + b^4} * e^{-kt}$$

где V_0 - начальная механическая скорость бурения;

a, b – параметрические коэффициенты, характеризующие сочетание долота-породы;

t – время;

k – показатель часовой скорости износа долота;

В методике, разработанной в ВНИИБТ приведены следующие модели:

$$T = T_0 - a * WOB - b * RPM \quad (2)$$

$$V(t) = K * WOB^\alpha * RPM^\beta (1 + a_1 t + a_2 t^2) \quad (3)$$

где $V(t)$ - мгновенная скорость бурения (м\ч);

$K, \alpha, \beta, a, b, a_1, a_2$ – коэффициенты выбранных моделей;

Многообразие моделей, приведенных в работах свидетельствуют во-первых о том, что исходными для них является уравнение вида (1), и во-вторых подчеркивает всю сложность моделирования процесса бурения, поэтому в практике бурения рациональные режимы процесса определяются только по двум основным технологическим параметрам нагрузки на долото G и скорости его вращения n . Для более детального представления процесса бурения модели видов (1), (2) и (3), обычно дополняются зависимостями:

$$T_g = \frac{b}{WOB^{\alpha_1} * n^{\beta_1}}$$

$$T_0 = \frac{C}{WOB^{\alpha_2} * n^{\beta_2}}$$

где T_g, T_0 – соответственно сроки службы шарошечного долота по вооружению и опоре;

b – постоянная, зависящая от типа и конструкции вооружения долота;

C – постоянная, зависящая от конструкции, опоры, качества контактных тел и ее смазки;

$\alpha_1, \alpha_2, \beta_1, \beta_2$ - коэффициенты, зависящие от абразивности промывочной жидкости и скорости движения долота;

На основе анализа зависимостей механической скорости бурения от параметров процесса бурения и конструкции скважины в работе выведено обобщенное уравнение скорости бурения:

$$V_M = K_G \left(\frac{G}{S_k}\right)^a * n^b \left(\frac{Q\rho}{S_{n^*m}}\right)^c \left(\frac{D}{2d}\right)^e \left(\frac{10}{\Delta P_\rho}\right)^f$$

где K_G - коэффициент буримости, характеризующий петрофизическую характеристику горной породы (учитывающий прочностные и фильтрационные свойства);

G – нагрузка на долото;

S_k - площадь зубьев долота, находящихся в контакте с породой;

n – частота вращения долота;

Q – расход промывочной жидкости;

ρ - плотность промывочной жидкости;

S_n - площадь сечения промывочных отверстий насадок;
 μ - вязкость промывочной жидкости;
 d – диаметр бурильных труб;
 D – диаметр долота;
 ΔP_ρ - расчетное дифференциальное давление;
 a, d, c, e, f – коэффициенты модели;

Зачастую рейс долота начинается со скоростью V_0 меньшей скорости бурения в середине рейса. Тогда уравнение вообще теряет смысл. Рассмотрим изменение скорости бурения во времени. В обобщенном уравнении некоторые параметры в течение рейса не изменяются, другие же меняют свои значения по тем или иным причинам. Например, такие параметры как D и d , S_n , Q , ρ , μ как функция H , ρ и Q как правило остаются в рейсе постоянными. В роторном бурении постоянной величиной в рейсе является частота вращения долота. Величина отношения $\frac{G}{S_k}$ не может быть постоянной

даже при неизменном значении G , так как по мере износа долота значение G увеличивается. Переменной величиной является и коэффициент буримости. Он может иметь постоянные значения лишь для небольших (по глубине) участков разреза. В турбинном бурении переменной величиной является n , меняющая свои значения с изменением G . Таким образом для одного рейса долота постоянными величинами являются: для роторного бурения:

$$K_{1TP} = n^b \left(\frac{Q^* \rho}{S_H^* \mu} \right)^c \left(\frac{D}{2d} \right)^e \left(\frac{10}{\Delta P_\rho} \right)^f$$

для турбинного бурения:

$$K_{1TVP} = \left(\frac{Q^* \rho}{S_H^* \mu} \right)^c \left(\frac{D}{2d} \right)^e \left(\frac{10}{\Delta P_\rho} \right)^f$$

$K_{1TP} = \text{const}$ (для данного рейса постоянный коэффициент технологичности процесса для роторного бурения);

$K_{1TVP} = \text{const}$ (для данного рейса, постоянный коэффициент технологичности процесса для роторного бурения);

Переменными технологическими величинами для рейса являются:

- для роторного бурения:

$$K_{2TP} = \left(\frac{G}{S_k} \right)^a$$

- для турбинного бурения:

$$K_{2TVP} = \left(\frac{G}{S_k} \right)^a * n^b$$

где K_{2TP} - переменный коэффициент технологичности процесса для роторного бурения;

K_{2TYP} - переменный коэффициент технологичности процесса для турбинного бурения;

Итак, переменными технологическими величинами для рейса являются:

- для роторного бурения:

G и S_K , при $G=const$

- для турбинного бурения:

G , S_K и n , при $G=const$, $n=const$, только S_K

Таким образом, при поддержании постоянных режимных параметров единственной технологической причиной при $K_\sigma=const$ падение скорости бурения в рейсе долота является увеличение контактной площади зубьев долота в процессе износа и как следствие этого уменьшение удельного давления на породу:

$$q_{вд} = \left(\frac{G}{S_K}\right)$$

Известно, что для эффективного объемного разрушения породы при бурении шарошечными долотами должно соблюдаться условие:

$$G = \alpha \cdot P_{ш} \cdot S_K$$

где α - коэффициент, учитывающий влияние факторов, действующих в реальных условиях (так как эти факторы учитываются другими коэффициентами), принимаем $\alpha = 1$

$P_{ш}$ - твердость породы при вдавливании штампа;

Можно сказать, что при $\frac{G}{S_K} \geq P_{ш}$ разрушение породы будет объемным, а при отношении $\frac{G}{S_K} \leq P_{ш}$, то будет преобладать усталостное разрушение, а при

$\frac{G}{S_K} < P_{ш}$, то будет наблюдаться процесс истирания. Площадь S_{Kmin}

опускаемого в скважину долота известна или может быть подсчитана.

Динамика изменения S_K во времени и определяет динамику изменения v_M во времени. Таким образом, задача об определении механической скорости бурения $v(t)$ сводится к определению $S_K(t)$. Теперь обобщающее уравнение скорости бурения можно переписать в следующем виде:

$$v_M(t) = K_\sigma \left(\frac{G}{S_K(t)}\right)^a \cdot n^d \left(\frac{Q\rho}{S_H \mu}\right)^c \left(\frac{D}{2d}\right)^e \left(\frac{10}{\Delta P_p}\right)^f$$

Для роторного бурения:

$$v_M(t) = K_\sigma K_{1TP} K_{2TP}(t)$$

Для турбинного бурения:

$$v_M(t) = K_\sigma K_{1TYP} K_{2TYP}(t)$$

Для условий электробурения можно применить формулу как для роторного бурения. Коэффициент буримости, содержащий информацию как о

прочности, так и от фильтрационных свойств горных породы, может быть определен по формуле:

$$K_{\sigma} = \frac{v_M(t)}{K_{1T} * K_{2T}(t)} = \frac{60}{TK_{1T} - K_{2T}(t)}$$

где T – продолжительность бурения i-го погонного метра скважины; При анализе буровой как объекта управления бурением выделяются два основных контура управления.

1) буровая – оператор – буровая;

2) буровая – УБР (управление буровыми работами) – буровая;

Оба контура управления объединены одной общей целью: выполнение планового задания, достижение проектной глубины скважины при соблюдении определенных значений геологических, технологических и технико-экономических показателей. Тем не менее задачи, решаемые в них различны. Задачи, решаемые в первом контуре управления являются оперативными и эффективность их решения зависит от таких факторов как правильно составленный геолого-технологический наряд. Полнота и достоверность оперативной информации о процессе, поступающих к бурильщику, профессиональные качества бурильщика. В связи с дискретностью характера процесса бурения основная задача это достижение проектной глубины скважины, может быть разбита на ряд задач, общим для которых является минимизация времени или затрат на проведение ряда последовательных операций в рамках различных технологических ограничений. К наиболее важным операциям относятся: механическое бурение, промывка, СПО, простои, геофизические работы. При выполнении операции механического бурения решаются следующие задачи: ведение оптимального режима бурения, предупреждение аварийных ситуаций, своевременное оповещение РИТС о нарушении технологии ведения работ, вызванных непредвиденными обстоятельствами. Задачи, решаемые при проведении остальных операций сводятся к контролю режимных параметров с целью предотвращения, ликвидации, аварийных ситуаций (гидроразрыв пласта, НГВП и выброс) к контролю и регулированию режимных параметров бурового оборудования, ведению правильной организации труда, снабжению буровой необходимыми материалами. В функции второго контура управления входит составление геолого-технологических нарядов (ГТН) на бурение скважин, распределение людских и материальных ресурсов, оперативный контроль, прогнозирование и корректировка выполнения планов работ по бурению. Эффективность управления производственными процессами зависит главным образом от полноты, достоверности, своевременности доставки информации на соответствующие уровни управления алгоритмов обработки, формы представления, выбор рациональных режимов бурения с целью повышения эффективности проводки скважин, необходимо производить с позиции системного подхода, так как выбранный согласно ГТН рациональный режим бурения может не соответствовать требуемому в настоящий момент, а следовательно должен корректироваться в процессе бурения, для чего необходимо изменять

управляющие воздействия, нагрузку на долото, обороты долота, расход промывочной жидкости, с целью обеспечения целенаправленного приспособления их к изменяющимся забойным условиям, возмущающим воздействиям. В свою очередь для этого на буровой необходима автоматическая информационно-измерительная система для сбора, первичной обработки, хранения и передачи статической информации о параметрах процесса бурения, а также для принятия целого ряда оперативных решений на основе алгоритмов, реализуемых непосредственно на буровой, введение в теорию и практику бурения вероятностных моделей, методов исследований операций, прогнозирования, теории игр усиливает роль наметившейся в последнее время тенденции применения, средств вычислительной техники в процессе строительства скважин. Таким образом на количественном уровне процесс бурения может быть описан множеством детерминированных и вероятностных моделей. С целью упрощения модели необходимо производить ее декомпозицию, учитывая структурные и логические свойства процесса бурения.

Информативность процесса бурения.

Потоки информации, получаемые с помощью станций геолого-технологического контроля, должны быть соответствующим образом распределены по целевому назначению между участниками технологического процесса строительства скважины.

Участники процесса: бурильщик, буровой мастер, технолог, геолог, РИТС (районная инженерно-технологическая служба), УБР (управление буровыми работами), инженер по буровым растворам. Бурильщику в основном требуется режимно-технологическая информация, то есть в таких пределах чтобы поддерживать нагрузку на долото и обороты ротора. Геолог для принятия решения перерабатывает информацию о физико-химических свойствах промывочной жидкости о фильтрационно-емкостных свойствах пород-коллекторов и о петрофизических свойствах горных пород.

Методы изучения разреза скважины в процессе бурения.

Классификация методов изучения разреза скважины в процессе бурения.

По способу привязки получаемой информации к разрезу все методы изучения разреза скважины в процессе бурения следует подразделить на 2 большие группы:

- 1) Методы с мгновенной привязкой информации к разрезу;
- 2) Методы с задержкой информации на величину отставания промывочной жидкости и шлама или на величину времени подъема инструмента.

В качестве источника информации при применении методов с мгновенной привязкой информации к разрезу используют:

- 1) Телесистемы с встроенными линиями связи;
- 2) Телесистемы, где в качестве линии связи выступает буровой инструмент;
- 3) Буровой инструмент;
- 4) Талевую систему;
- 5) Промывочную жидкость на входе в скважину;

Буровой инструмент несет информацию о динамике взаимодействия долота с горной породой в виде колебаний верха бурильной колонны. В принципе амплитуда и частота колебаний верха бурильной колонны содержит информацию о твердости горной породы, числе оборотов долота, динамике взаимодействия долота с горной породой и состояния долота.

Талевая система через ходовой конец каната связаны с датчиком глубины дает информацию о глубине скважины, положение долота над забоем, проходки и скорости проходки, а через неподвижный конец связан с датчиком веса, о весе инструмента на крюке и нагрузки на забое.

Промывочная жидкость на входе в скважину позволяет получить информацию о фоновых значениях ее физических свойств (газосодержание, плотности, вязкости, температура, сопротивления), т.е. ту информацию, которая необходима при использовании методик, основанных на выделении пластов-коллекторов по приращению к изменению параметров.

Кроме того, с помощью соответствующих датчиков на напорной линии измеряются расход промывочной жидкости на входе и на выходе в скважину.

При применении методов задержки информации в качестве ее источников используют:

- 1) Промывочная жидкость на выходе из скважины;
- 2) Шлам, керн;
- 3) Испытатели пластов в комплекте бурового инструмента;

Измерение расхода промывочной жидкости должен регистрироваться без учета отставания и быть отнесен в группу методов задержки информации условно. Измерение уровня в приемных емкостях также дает возможность по изменению баланса промывочной жидкости выделять поглощающие и проявляющие объекты в исследуемой скважине.

Горная порода в виде шлама, выносимого на дневную поверхность вместе с промывочной жидкостью, или в виде керна, поднимаемого в керноотборниках, несет информацию о коллекторских (пористость, проницаемость, плотность) механических и абразивных свойствах образцов исследуемого разреза, о минеральном и фракционном составе. Это позволяет строить литологическую колонку и проводить стратиграфическое разделение разреза, выявлять особенности элементного состава, изучать наличие в каменном материале жидких, газообразных и твердых углеродов.

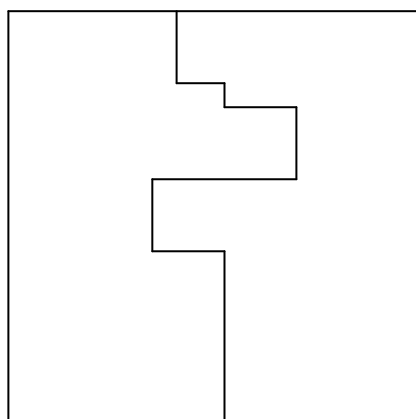
Величина отставания шлама несколько больше величины отставания промывочной жидкости, однако основная задержка информации о шламе

связана не с отставанием его в стволе скважины, а со временем его подготовки к анализу и проведению самого анализа.

Испытатель пластов в комплекте бурового инструмента позволяет проводить оперативные испытания в выделенных в процессе бурения с автономной регистрацией давления в приемном баллоне, поэтому несет информацию как о характере насыщения объекта испытания (по полученному флюиду), так и о его фильтрационных характеристиках (проницаемость, гидропроводность). Задержка информации, полученная с помощью испытателя пластов, связана со временем его подъема на дневную поверхность.

Метод продолжительности (скорости бурения)

В 40-х годах у нас и за рубежом появились механические приборы регистрации продолжительности бурения. Их появления связано в основном с внедрением в практику геолого-поисковых работ газокаротажных станций, оснащенных глубиномерами. На первых полуавтоматических станциях оператор вручную отмечал время бурения единицы проходки. На автоматических газокаротажных станциях АГСК-55\59 метровые метки наносились автоматически на непрерывно движущуюся диаграммную ленту с последующей ручной перестройкой кривой продолжительности бурения функции глубин. Датчики глубин в первых моделях станций были связаны тросиком с талевым блоком или вертлюгом. Движение талевого блока через ходовой конец талевого каната передается мерному ролику и далее через редуктор сельсину датчику, соединенному по схеме с сельсином – приемником, расположенным в панелях глубин (сельсинная пара). Измерение глубины скважины пропорционально передвижению талевого блока буровой установки. На последних моделях станций используются электронные глубиномеры, датчики которых также связаны с ходовым концом талевого каната. Продолжительность бурения (механическая скорость бурения) есть обобщенный параметр, характеризующий процесс разрушения горной породы, зависящий от ряда технологических и технических факторов, а также от свойств разбуриваемых горных пород.



Например В.Н. Дахновым предложена модель, описываемая уравнением:

$$T = c\sigma_{кр}$$

где T – продолжительность бурения;

c – коэффициент, определяемый давлением на режущую площадь опорной поверхности долота;

$\sigma_{кр}$ - критическое напряжение горных пород;

При этом под критическим напряжением, называемом в других работах пределом прочности, и коэффициентом крепости понимается сопротивляемость горных пород разрушению долотом в процессе бурения. Этот параметр является сложной функцией временных сопротивлений породы на сжатие и срез и зависит от характера разрушающей нагрузки. При динамической нагрузке $\sigma_{кр}$ может быть в десять раз меньше критического напряжения при статической нагрузке. Разрушение горных пород долотом обуславливается как статическим так и динамическим усилием, поэтому критическое напряжение характеризует свойство пород при бурении их однотипным буровым инструментом и при не изменяющемся способе бурения. При бурении пластических пород разрушение их обычно происходит через цементирующее вещество или вдоль границ его соприкосновения с зернами породы. Критическое напряжение таких пород в основном зависит от прочности цемента и его связи с частицами породы. Для карбонатов и песчаников критическое напряжение уменьшается с возрастанием коэффициента пористости k_{II} . Эта зависимость удовлетворяет эмпирическому уравнению:

$$\lg \sigma_{кр} = A - Bk_{II}$$

где A и B – коэффициенты, определяемые минеральным составом и структурой пород;

Данная зависимость обуславливает возможность выделения высокопористых осадочных пород по диаграммам продолжительности бурения. В.Н. Дахнов считает, что при интерпретации диаграмм продолжительности бурения целесообразно ввести понятие о приведенном критическом напряжении пород $\sigma_{крПР}$, понимая под этим сопротивляемость разбуриванию фиктивной среды, для которой соблюдается закономерность:

$$T = \frac{F_0^2}{np^2} \sigma_{КРПР}$$

где F_0 - начальная опорная поверхность долота;

n – число оборотов долота;

p – давление, действующее на режущую поверхность долота;

Считается, что при переходе от одной породы в другую при постоянных режимных параметрах изменения значений $\sigma_{КРПР}$ и T связаны с изменением коэффициента $\sigma_{КР}$.

$$\frac{\sigma_{КР}}{\sigma_{КР}^*} = \frac{T}{T^*}$$

* - то же что в породах с известными механическими свойствами (рыхлые пески и однородные пластичные глины).

Формула дает возможность рассчитать:

$$\sigma_{КР} = \frac{T}{T^*} \sigma_{КР}^*$$

Зависимость аналогичная, получена другим автором на основании использования уравнения Федорова:

$$T = \frac{\sigma_{КР} F_H}{cnG}$$

где F_H - начальная поверхность долота;

c – коэффициент размерности;

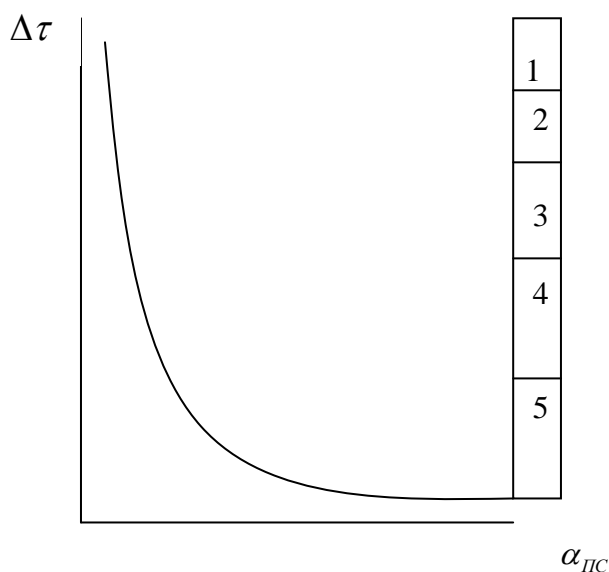
n – число оборотов ротора;

G – нагрузка на долото;

Непрерывное условие определения критического напряжения это непрерывная регистрация скорости вращения долота и нагрузки на долото. Относительный параметр буримости $\Delta\tau$ представляет собой отношение продолжительности бурения исследуемого пласта T_K и продолжительности бурения опорного пласта T_O , представленного длинами и расположенного вблизи исследуемого пласта.

$$\Delta\tau = \frac{T_K}{T_{OII}}$$

Статистический анализ большого количества промыслового материала показал существование тесной зависимости между параметрами $\alpha_{ПС}$ и $\Delta\tau$ для песчано-глинистых меловых отложений западной Сибири, что позволяет использовать относительный параметр буримости $\Delta\tau$ для решения геологических задач.



Где 1-5 градации по относительному параметру буримости $\Delta\tau$

Дебитометрический метод

Сущность этого метода – выявление коллекторов в процессе бурения скважин заключается в непрерывном наблюдении разности дебитов в промывочной жидкости, нагнетаемой Q_1 в скважину и выходящая из нее на дневную поверхность Q_2 . Таким образом должна регистрироваться зависимость от времени t или от глубины H забоя кривая:

$$q = Q_1 - Q_2$$

Очевидно при бурении абсолютно непроницаемых пород дебиты Q_1 и Q_2 будут абсолютно одинаковыми и значит $q=0$. При вскрытии коллектора пластовое давление, в котором меньше забойного давления промывочной жидкости начнется фильтрация последней в пласт коллектор. И в этом случае:

$$q > 0$$

По мере изучения вскрываемой мощности однородного коллектора дебит поглощения должен возрастать. После вскрытия всего коллектора гранулярного типа вследствие образования на стенках скважины слабопроницаемой глинистой корки дебит поглощения начнет быстро уменьшаться и вскоре станет практически равным нулю. Однако следует иметь ввиду что при наличии кавернозных или трещиноватых коллекторов поглощение ими промывочной жидкости может происходить без

образования глинистой корки. В этом случае дебит поглощения после вскрытия всего коллектора будет оставаться постоянным или станет постепенно уменьшаться вследствие глинизации трещин и каверн в местах их сужения. В том случае, когда вскрывается коллектор, пластовое давление в котором больше забойного давления промывочной жидкости, из коллектора в скважину начинает поступать пластовая жидкость и величина Q_2 становится больше Q_1 и тогда имеем:

$$q < 0$$

В этом случае q представляет собой дебит притока пластовой жидкости в скважину. По мере увеличения вскрываемой мощности подобного однородного коллектора дебит притока будет возрастать и достигнет максимальной величины в момент вскрытия подошвы коллектора, после чего при дальнейшем углублении забоя скважины он будет оставаться неизменным.

Современные представления о формировании зоны проникновения

При вскрытии пласта коллектора под влиянием перепада давления скважина-пласт начинается проникновение промывочной жидкости или его фильтрата в пласт. При этом установлены 3 этапа:

- 1) Опережающее проникновение под режущую кромку инструмента;
- 2) Радиальная фильтрация во время образования глинистой корки, зона кольматации (глинизации) и зона проникновения;
- 3) Радиальная фильтрация через глинистую корку и зону кольматации с возможным нарушением целостности глинистой корки во время СПО бурового инструмента;

Оба этих этапа радиальной фильтрации происходят при двух существенно различающихся режимах: динамическом и статистическом.

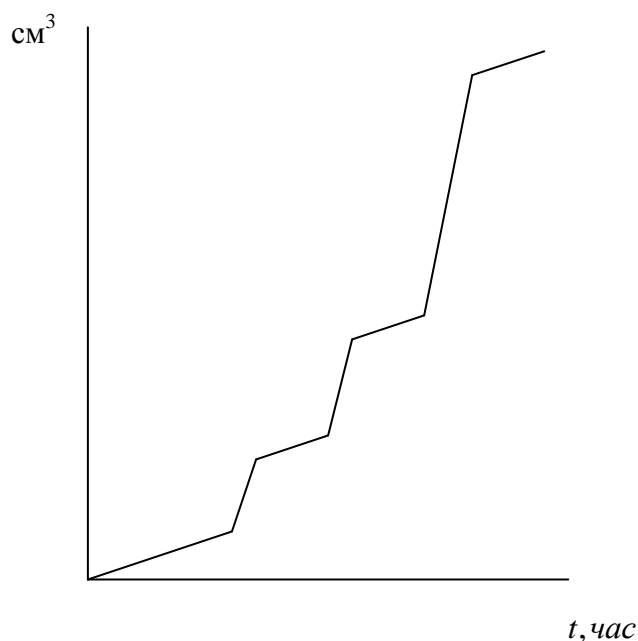
Опережающая фильтрация

Внедрение фильтрата промывочной жидкости в пласт до его вскрытия называется опережающей фильтрацией. Количество проникающего фильтрата в основном определяется водоотдачей промывочной жидкости, проницаемостью пласта и перепадом давлений. Глинизирующие свойства жидкости практически не оказывают влияния на опережающее

проникновение. Так как долото все время снимает с забоя образующуюся корку вместе со слоем породы, следовательно, та водоотдача, которая в настоящее время определяется и рассчитывается, не может быть применена при явлениях фильтрации под долотом.

Все виды водоотдачи происходят вследствие разрушения структуры промывочной жидкости, и если у стенки скважины разрыв сотовой цепи глинистых частиц и вжимание воды (фильтрата) происходят в основном за счет давления, то под долотом разрушение структуры раствора происходит по иным причинам. Процесс водоотдачи под долотом представляется следующим: промывочная жидкость выбрасывается из насадок долота с огромной скоростью, до 100 м\с и более. Параметры Рейнольдса выражаются пяти и шестизначными числами. Вырываясь из насадок жидкость ударяется в забой. Полная сила удара доходит до 200 кг\см². В результате такого разрушения на забое из ПЖ может выделиться до 90% мобилизованной воды. С учетом этого предположения на забое скважины под долотом будут находиться преобладающая по объему свободная вода, глинистые частицы и коллоидная смесь воды и глины. Соотношение этих компонентов зависят в основном от конструкции насадок и способности промывочной жидкости разрушаться.

Свежесрезанная поверхность забоя постоянно омывается потоком мобилизованной воды, часть которой проникает в поры разбуриваемого коллектора. Глинистые частицы, попадая на поверхность забоя и проникая по крупным порам и трещинам в глубь пласта, уменьшают проницаемость породы. Опыты, проведенные по фильтрации в статических и динамических условиях на специально сконструированных установках, показали, что при статическом режиме наблюдается монотонное затухание скорости фильтрации по мере нарастания глинистой корки (горизонтальные участки). Глубина внедрения глинистых частиц изменялось от единиц миллиметров до 2-2,5 см, при диаметре зерен песка 0,5-0,8 мм. При удалении глинистой корки (вертикальные участки) резко возрастала скорость фильтрации и отмечалось продвижение фронта глинистых частиц. Глубина внедрения глинистых частиц в песок в этом случае достигала 20-40 см. Чем чаще проводилось удаление глинистой корки, тем глубже проникали глинистые частицы.



При вращении долота и циркуляции ПЖ без бурения скорость фильтрации резко падает, что свидетельствует о том, что свободные поровые каналы, при удалении глинистой корки и кольматировании части породы, сразу же перекрываются глинистыми частичками, следовательно опережающее внедрение фильтрата интенсивно только в период бурения в остальное время скорость его поступления в породу резко снижается. Весьма существенное влияние на скорость проникновения жидкости в пласт оказывает рост температуры среды с глубиной, приводящей к снижению вязкости фильтрующейся жидкости. Таким образом первый этап внедрения фильтрата в породу (опережающее проникновение) характеризуется:

- 1) большой скоростью внедрения фильтрата при бурении;
- 2) резким уменьшением скорости внедрения фильтрата сразу же после прекращения процесса бурения;
- 3) внедрением глинистых частиц в прискважинную часть пласта в процессе бурения;
- 4) существенно влияние фильтрации на формирование зоны проникновения в прискважинной части пласта;

Глубина внедрения фильтрата и глинистых частиц определяется комплексом факторов:

перепадом давления, размерами пор и глинистых частиц, пористостью, проницаемостью породы и т.д. Из изложенного выше можно сделать выводы:

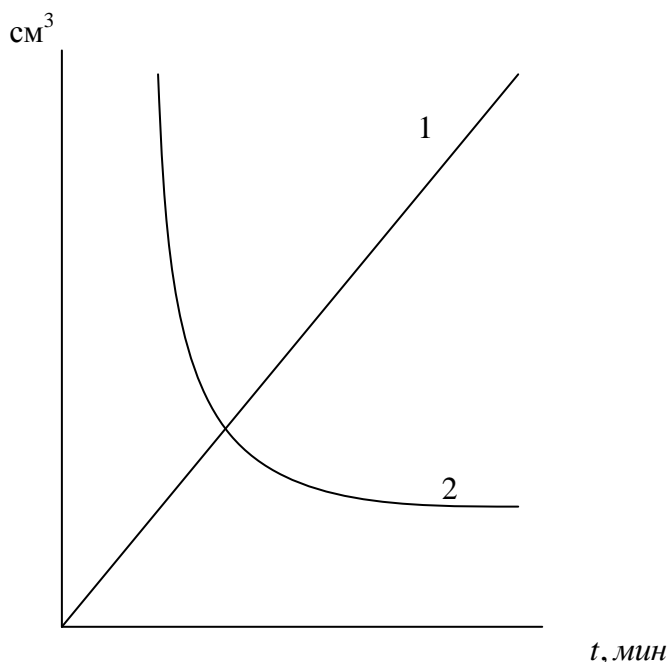
- 1) В хорошо проницаемых коллекторах выбуриваемое пространство промывается фильтрующейся жидкостью;
- 2) В ПЖ при бурении попадает только остаточный после фильтрации флюид;

- 3) В кровле продуктивных пластов скорость фильтрации значительна и вследствие этого коэффициент остаточной газонасыщенности пород имеет большое значение. Этим можно объяснить аномальные значения на газометрических кривых против кровли пласта.

Радиальная фильтрация

В первый момент радиальной фильтрации, когда вместе с фильтратом в поры пласта проникают тонко дисперсная и глинистая фазы ПЖ формируются зона проникновения, зона кольматации и глинистая корка, затем при внедрении фильтратов в пласт через глинистую корку – только зона проникновения. По результатам проведенных промысловых экспериментов процесс формирования глинистой корки в скважинных условиях заканчивается через 5-15 минут. Формирование глинистой корки начинается сразу после вскрытия проницаемого пласта породоразрушающим инструментом. Скорость нарастания корки зависит от скорости циркуляции и параметров глинистого раствора.

В динамических условиях толщина корки стабилизируется в результате эрозии ее циркулирующей промывочной жидкостью.



Зависимость количества фильтрата, внедрившегося в пористую среду от времени t :

- 1 – пористая среда;
- 2 – глинистая корка;

Следует отметить, что в результате СПО происходит сдирание глинистой корки, однако факт наличия зоны кольматации и сравнительно быстрого нарастания новой глинистой корки приводит к самозалечиванию ствола скважины буквально в первые минуты после начала бурения. При наличии в разрезе коллекторов трещинного типа и зон гидроразрывов могут наблюдаться постоянные или импульсные поглощения ПЖ, которые осложняют проведение фильтрационных методов исследования скважины.

Некоторые результаты математического анализа процесса фильтрации ПЖ в пласты коллекторы.

Теоретические исследования забойной фильтрации проводились путем приближения ее модели к реальным условиям. При условии, что фильтрация промывочной жидкости в коллектор начинается в момент вскрытия кровли последнего и при допущении, что скорость бурения скважины V строго постоянна в пределах всей мощности коллектор совершенно однороден по коллекторским свойствам, были получены следующие формулы:

$$q = \frac{2\pi k_{пп}(P - P_{пл})Vt}{\mu \ln\left(\frac{R}{r}\right)} \quad (1)$$

$$V_{\phi} = \frac{\pi k_{пп}(P - P_{пл})Vt^2}{\mu \ln\left(\frac{R}{r}\right)} \quad (2)$$

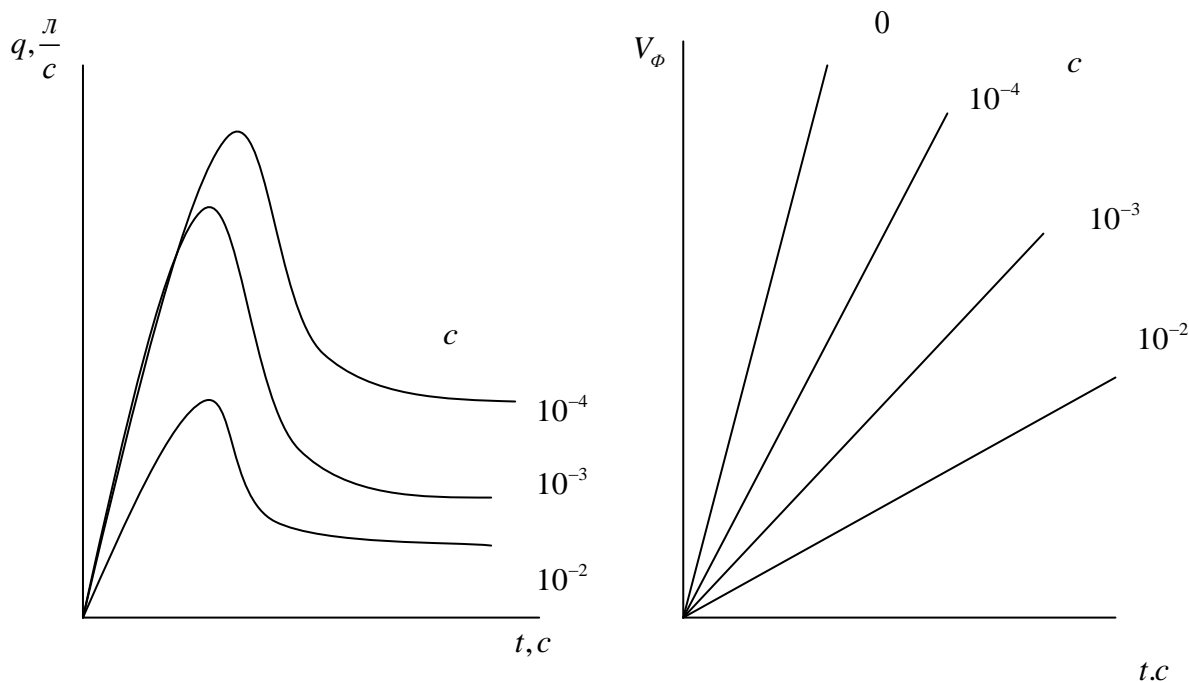
Формулы 1 и 2 характеризуют процесс фильтрации только в период разбуривания самого коллектора. При бурении скважины на глинистом растворе дебит фильтрации определяется формулой:

$$q = \frac{\pi r^2 k_{гп} V \ln\left(\frac{R}{r}\right)}{S k_{пп}} \left[\sqrt{1 + \frac{4c k_{пп}(P - P_{пл})t}{\mu r^2 k_{гп} \ln\left(\frac{R}{r}\right)}} - 1 \right]$$

- где q – дебит фильтрации;
 t – время фильтрации;
 P – давление столба ПЖ на уровне данного коллектора;
 $P_{пл}$ – пластовое давление;
 μ – динамическая вязкость фильтрата ПЖ;
 V_{ϕ} – объем фильтрата, проникшего в коллектор;
 r – радиус ствола скважины;
 R – расстояние от скважины до контура питания;
 H – мощность коллектора;
 $k_{пп}$ – проницаемость коллектора;

$k_{гг}$ - проницаемость глинистой корки;
 c – механическая концентрация глинистых частиц раствора;
 $V_{гг}$ - объем уплотненной глины, приходящийся в данном глинистом растворе на объем V_B чистой воды;

$$c = \frac{V_{гг}}{V_B}$$



Графики зависимости дебита фильтрации q от времени t (слева) и зависимости количества профильтровавшейся жидкости от времени t (справа).

Из указанных рисунков можно сделать следующие выводы:

- 1) По дебитометрическим кривым более четко, чем по расходомерным, определяются моменты вскрытия кровли и подошвы каждого коллектора. Моменту вскрытия кровли коллектора соответствует наиболее резкое нарастание дебита поглощения, а моменту вскрытия подошвы отвечает максимальное значение дебита, тогда как на расходомерных кривых моменту вскрытия коллектора соответствует почти неуловимое начало процесса поглощения фильтрата промывочной жидкости, а к моменту вскрытия подошвы проницаемого пласта приурочена точка наибольшей крутизны кривой;
- 2) С увеличением механической концентрации «с» глинистого раствора, дебит поглощения и объем профильтровавшейся в гранулярный коллектор жидкости резко убывают;

- 3) Возможности выявления гранулярных коллекторов гидродинамическими способами резко возрастают при бурении на чистой воде. Тогда $c=0$.

Использование режима бурения, при котором $P_{пл} < P_{забойное}$ крайне неприятно для выявления гранулярных коллекторов гидродинамическими способами. Что касается трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов, то поскольку при их вскрытии на стенках скважины не образуется глинистой корки процесс проникновения в них ПЖ может быть охарактеризован в первом приближении кривыми, изображенными на рисунках. Минимальные коэффициенты проницаемости, которые могут быть отмечены на диаграммах дебитометрической и расходомерной аномалиями, определяются формулами:

$$k_{ПП\min} = \frac{q \min \mu \left(\frac{R}{r} \right)}{2\pi(P - P_{пл})h} \quad (3)$$

$$k_{ПП\min} = \frac{1832}{(P - P_{пл})h} \quad (4)$$

Формула 3 позволяет определить минимальное значение коэффициента проницаемости, при котором выявляется коллектор с помощью дебитометрического способа. Таким образом при реально достижимой в настоящее время точности измерения q и V_ϕ расходомерный способ определения гранулярных коллекторов, вскрываемых на воде и трещинно-кавернозных коллекторов, вскрываемых на любой ПЖ, примерно в десять раз чувствительнее дебитометрического. Следует отметить, что все эти выводы правомочны для выбранной модели фильтрации, не учитывающей влияние опережающей долото фильтрации, реальных термобарических условий в поддолотном пространстве, существенно отличающихся от условий, принятых для данной модели.

Электрические методы выявления коллекторов в процессе бурения скважин.

Возможность применения электрических методов для выявления пластов-коллекторов основана на том, что удельное электрическое сопротивление $\rho_{пл}$ пластовых вод обычно бывает во много раз ниже удельного электрического сопротивления ρ чистой ПЖ, нагнетаемой в скважину (за счет минерализации). Поэтому даже незначительное попадание пластовой воды в скважину в процессе бурения должно заметно снизить сопротивление $\rho_{см}$ смешанной ПЖ, что и отмечается поверхностным резистивиметром,

установленном в желобе на дневной поверхности. Попадание пластовой воды в ПЖ возможен в следующих случаях.

1) При $P_{зАБ} < P_{пл}$

- а) За счет остаточного ее содержания в выбуренной породе;
- б) За счет выравнивания концентраций при остановках циркуляции;
- в) За счет создания условий $P_{зАБ} < P_{пл}$ при расхаживании инструмента;
- г) Снижение уровня жидкости в скважине при остановке циркуляции;

2)

- а) При бурении артезианских скважин;
- б) При создании искусственных условий $P_{зАБ} < P_{пл}$ при бурении на облегченных растворах;

Таким образом зависимости от знака разности давлений скважина-пласт следует различать два электрических способа выявления коллекторов.

Первый электрический способ применим при условии, когда в процессе бурения выдерживается соотношение $P_{зАБ} < P_{пл}$. В этом случае при вскрытии кровли однородного коллектора в скважину начинает поступать пластовая вода, дебит которой будет постепенно увеличиваться и достигнет максимума в момент вскрытия подошвы пласта, после чего он остается постоянным. Одновременно с изменением дебита притока пластовой воды будет изменяться удельное электрическое сопротивление ρ смешанной ПЖ в районе вскрываемого пласта-коллектора. Вследствие наличия запаздывания t равного времени подъема ПЖ от забоя скважины до ее устья, аномалия будет зафиксирована резистивиметром позже, с учетом отставания t .

Второй электрический способ можно применять в основном при бурении таких скважин, когда соблюдается условие $P_{зАБ} > P_{пл}$. В этом случае при вскрытии коллектора в него начинает проникать фильтрат ПЖ. Электрическое сопротивление жидкости, движущейся от забоя скважины к устью, изменяться не будет. Однако, если с помощью воздушного компрессора выдавить из скважины часть ПЖ, чтобы установить ее уровень на 100-200м ниже пьезометрического уровня, а затем на 10-30 минут оставить скважину в покое, то из коллекторов в скважину начнется приток поглощенного ранее фильтрата ПЖ и частично пластовых вод. При этом против коллектора появятся участки ПЖ с пониженными значениями электрического сопротивления. После возобновления циркуляции ПЖ в скважине указанные участки пониженного сопротивления ПЖ по мере выхода их из устья скважины и прохождения через резистивиметр будут создаваться на диаграмме соответствующие электрические аномалии. Физико-математические основы первого электрического способа выявления коллекторов в процессе бурения наиболее полно рассмотрено в работах Казанского университета. Концентрацию c_0 поваренной соли $NaCl$ в смеси чистой ПЖ с пластовой водой можно определить по формуле:

$$c_{CM} = \frac{c_0 Q + c_{пл} q}{Q + q}$$

где c_0 - исходная концентрация $NaCl$ в ПЖ;

Q – дебит ПЖ;

q – дебит притока пластовой воды;

$c_{пл}$ - концентрация $NaCl$ в пластовой воде;

Можно утверждать, что с помощью электрического способа обнаруживаются даже такие коллекторы, которые создают ничтожно малые притоки пластовых вод в скважину не только при $P_{зАБ} < P_{пл}$, но и в результате диффузионного переноса ионов при остановках циркуляции при $P_{зАБ} > P_{пл}$. Таким образом фильтрационные методы изучения разреза скважин в процессе бурения дают возможность не только выделять пласты-коллекторы в процессе бурения, но и определять их фильтрационные характеристики. Кроме того эти методы позволяют оптимизировать гидравлический режим бурения и предотвращать аварийные ситуации (определение мест и начала поглощений, газопроявлений и т.д.).

Метод дифференциального давления (каротаж по давлению).

Каротаж по давлению основан на регистрации давления на стояке манифольда функции глубины скважины по следующим выделениям информации о полном дифференциальном давлении динамической составляющей дифференциального давления или информации о динамической составляющей дифференциального давления, действующей под вращающимся долотом. Выделенная информация при постоянных или известных параметрах гидравлической системы является своеобразной фильтрационной характеристикой вскрываемых долотом горных пород. Под дифференциальным давлением понимается алгебраическая сумма давлений, действующих в системе скважина-пласт.

$$P_{диф} = P_{ГС} + P_{зп} - P_{пл} \quad (1)$$

Однако в условиях бурения гидромониторными долотами при скоростях истечения до 100 м/с и более под долотом за счет гидромониторного эффекта и стеснения потока при вращении долота создается зона повышенного избыточного давления, являющаяся слагаемым избыточного дифференциального давления. Потери напора под долотом, обозначенные нами через P_0 , максимальны при разбурировании непроницаемых разностей и минимальны при разбурировании проницаемых песчаников и размываемых при бурении глинистых разностей и аргиллитов, когда диаметр скважины превышает номинальный. Этим и объясняется характер кривых каротажа по

давлению по сотням исследованным на месторождениях западной Сибири скважин, когда в процессе долбления при не изменяющемся расходе и характере ПЖ давление в насосах изменяется на 25-45 кг\см². В связи с этим данная формула (1) должна быть изменена:

$$P_{\text{диф}} = P_{\text{ГС}} + P_{\text{ЗП}} - P_{\text{ПЛ}} + P_0$$

С учетом данного выражения давление на насосах может быть определено по формуле:

$$P_{\text{Н}} = P_{\text{ТР}} + P_{\text{ПОСТ}} + P_{\text{ЗП}} + P_0$$

где $P_{\text{ПОСТ}}$ - постоянные для данного расхода и параметров ПЖ потери давлений в насадках долота, турбобуре и обвязке насосов;

$P_{\text{ТР}}$ - суммарные потери давления в трубах для данной глубины Н;

$P_{\text{ЗП}}$ - суммарные потери давления в затрубном пространстве при данной глубине;

P_0 - потери напора под долотом;

Статическая составляющая дифференциального давления:

$$P_{\text{диф.ст}} = P_{\text{СТ}} - P_{\text{ПЛ}} = \frac{H_{\text{В}}}{10} (\rho - \rho_0)$$

где $H_{\text{В}}$ – глубина скважины по вертикали;

ρ - плотность ПЖ;

ρ_0 - условная плотность, соответствующая данному пластовому давлению;

Таким образом дифференциальное давление равно:

$$P_{\text{диф}} = P_{\text{диф.ст}} + P_{\text{диф.д}} = \frac{H_{\text{В}}}{10} (\rho - \rho_0) + P_{\text{ЗП}} + P_0$$

$$P_{\text{ЗП}} + P_0 = P_{\text{Н}} - P_{\text{ПОСТ}} - P_{\text{ТР}}$$

$$P_{\text{диф}} = P_{\text{Н}} - P_{\text{ПОСТ}} - P_{\text{ТР}} + \frac{H_{\text{В}}}{10} (\rho - \rho_0)$$

Постоянные потери давления:

$$P_{\text{ПОСТ}} = P_{\text{ОБВ}} + P_{\text{ТУРБ}} + P_{\text{Д}}$$

где $P_{\text{ОБВ}}$ - потери давления в наземной обвязке (все трубы на поверхности)

$P_{\text{ТУРБ}}$ - потери давления в турбобуре;

$P_{\text{Д}}$ - потери давления в насадках долота;

Поэлементные потери давления:

$$P_{\text{ОБВ}} = \alpha_{\text{ОБВ}} \rho Q^2$$

Потери давления в турбобуре:

$$P_{\text{ТУРБ}} = \alpha_{\text{ТУРБ}} z \rho Q^2$$

Давление в долоте:

$$P_{\text{Д}} = \alpha_{\text{НАС}} \rho V_{\text{ИСТ}}^2$$

Скорость истечения:

$$V_{\text{ИСТ}} = \frac{100}{f}$$

где z – число ступеней турбобура;

Потери давления в трубах определяется формулами:

$$P_{TP} = 82,6 \lambda_{TP} \rho \frac{Q^2 L}{d_0^5}$$

где L – длина труб;

d_0 - внутренний диаметр труб;

Потери давления в КЗП:

$$P_{ЗП} = 82,6 \lambda \rho \frac{Q^2 L}{(D - d_1)^3 (D + d_1)^3}$$

где D – диаметр скважины;

d_1 - внешний диаметр труб;

Потери давления напора под долотом:

$$P_0 = P_H - \rho Q^2 \left(\alpha_{пост} + \frac{L}{1000} [\alpha_{TP} + \alpha_{ЗП}] \right)$$

где L – общая длина трубы;

Давление на насосах (давление на стояке манифольда) определяют с помощью тензометрических датчиков давления. Вертикальную глубину H_B по специальным номограммам с учетом величины скважины или по абсолютным отметкам, вычисленным с помощью инклинограмм. Значения ρ получают по непосредственным замерам плотности ПЖ на входе в скважину или пользуются записями в буровом журнале. Q определяют с помощью расходомера или вычисляют по паспортным данным насосов. Коэффициенты потерь давлений берут из справочников.

Виброакустический метод

В исследовании вибрации, возникающих в буровом оборудовании и в массиве горных пород во время работы долота на забое четко наметились 2 направления. Сторонники первого направления предлагают использовать данный метод для решения следующих технологических задач.

1) Прогнозирование показателей буримости горных пород, оценка деформационно-прочностных характеристик пройденных горных пород, определение расстояния от бурового долота до первой литологической границы, или до границы со скачкообразно-изменяющимися физическими свойствами;

Решение этих задач возможно благодаря тому, что основные показатели буримости пород определяются их физико-механическими характеристиками (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль сдвига, объемный модуль упругости), которые в свою очередь функционально связаны со скоростями распространения продольных и поперечных упругих волн и могут быть установлены в условиях естественного залегания горных пород по данным

геоакустических исследований. Необходимые для количественной оценки модули упругости пород, сведения о плотности среды, могут быть получены либо по геологическим данным, либо путем оценки плотности пород на основе анализа шлама в процессе бурения.

2) Определение текущих координат долота в процессе бурения и конечных координат забоя, непрерывное наблюдение за текущими координатами забоя служат для оперативного изменения траектории ствола скважины и оценки эффективных мощностей вскрываемых продуктивных пластов при бурении наклонно-направленных, горизонтальных скважин, а также скважин с крутыми углами наклона пластов.

3) Прогнозирование момента подхода породоразрушающего инструмента к участкам разреза, которые могут вызвать осложнения процесса бурения. Наиболее актуально прогнозирование пластов с аномально высокими пластовыми давлениями.

4) Определение интервалов прихватов бурового инструмента.

5) Определение частоты вращения долота при турбинном бурении.

6) Изучение вибрационных явлений в отношении их разрушительного действия на элементы бурового оборудования, а также для определения передаточных функций бурильной колонны как канала связи.

Сторонники второго направления предлагают использовать данный метод для решения следующих геолого-геофизических задач, непосредственно в процессе бурения.

1) Изучение скоростей распространения упругих волн для построения геоакустической модели среды с целью уточнения структурных построений по данным сейсморазведки.

2) Литологическое разделение разреза пройденных отложений и выделение продуктивных пластов, предварительная оценка характера их насыщения и коллекторских свойств до образования зоны глубокого проникновения фильтра в пласт, а также зоны вокруг скважины с градиентом горного давления и физико-механических свойств. Для повышения эффективности решения геолого-геофизических задач в процессе бурения весьма желательно комплексировать их с анализом образцов горных пород. Исследовательские работы по изучению применения сейсмоакустических методов в процессе бурения проводятся в России, а также за рубежом. Акустические поля в процессе бурения в опытном порядке с помощью серийной сейсмической аппаратуры исследуются институтами ВНИИ БТ, а также трестом ТюменьНефтеГеоФизика. В основном с целью пеленгации забоя наклонно направленной скважины по шуму работающего долота. В измерениях вибрации наметились 2 основных направления.

а) Получение информации о состоянии динамики работы породоразрушающего инструмента;

б) Получение информации о характере проходимых долотом пород, которые имеют тенденцию к слиянию в единой геолого-технологический измерительный комплекс.

Отправной точкой измерения вибраций явилось предположение о том, что в процессе разрушения породы долото любого типа возбуждает в колонне бурильных труб механические колебания, которые распространяются к поверхности неся определенную информацию о явлениях на забое. Уже первые экспериментальные работы по исследованию вибрации верхней части бурильной колонны показали, что акустический шум, возникающий при перекатывании шарошек по забою и распространяющийся по колонне труб к устью скважины, определяется очень многими параметрами: типом разбуриваемой породы, осевым давлением, частотой вращения долота, физическими параметрами глинистого раствора и длиной колонны бурильных труб. Отмечалось, что в спектре продольных колебаний верхнего конца бурильных труб выделена основная частота в 3 раза превышающая частоту вращения долота. Авторы предположили, что возникновение продольных колебаний труб связано в основном с уступчатой формой забоя скважины. Отсюда следует, что возмущающая сила, генерирующая продольные колебания, является синусоидальной функцией, частота которой в n раз (n – число шарошек долота) превышает частоту вращения долота. Эти колебания часто называются грунтовыми. Число ударов m зубьев шарошек о забой в единицу времени зависит от конструкции долота и частоты его вращения:

$$m = \frac{D}{D_{III}} nz$$

где D – диаметр долота;

D_{III} – диаметр шарошки долота;

n – частота вращения долота;

z – число зубьев попеременно воздействующих на забой;

Поскольку для каждого типа долота величины D , D_{III} и z постоянны и не изменяются в процессе бурения, найти частоту вращения долота можно по частоте ударов зубьев (частота основной гармоники анализируемых колебаний). Число ударных зубьев долота z определяется через число ударных зубьев каждой шарошки.

$$z = z_1 k_1 + z_2 k_2 + z_3 k_3$$

где $k_{1,2,3} = \frac{z_{1,2,3}}{z_1 + z_2 + z_3}$, где $z_{1,2,3}$ – общее число зубьев шарошки;

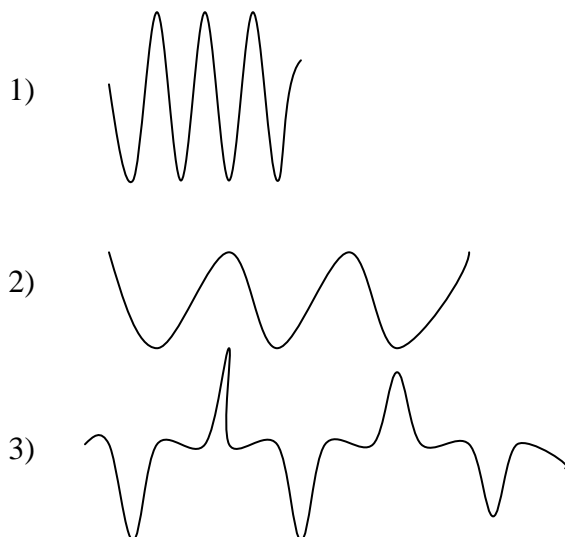
k – коэффициент перекрытия;

Частоту вращения долота можно определить, если учесть еще один источник вынужденных колебаний бурильной колонны – волнообразную поверхность забоя. Частота колебаний этого источника не зависит от твердости пород и в случае трехшарошечного долота определяется как:

$$f = \frac{3n}{60}$$

где n – обороты ротора;

f – частота (в Гц);



1 – мягкие породы;

2 – средние;

3 – твердые;

Из приведенных данных следует, что вибрации в бурении чрезвычайно сложные явления, требующее особого подхода к его изучению. Из приведенных данных следует, что еще не существует четкого представления о видах вибрации, недостаточно ясны причины, вызывающие тот или иной вид вибрации, мало изучены свойства механической системы долота – колонны бурильных труб – вышка, как канала связи забоя с поверхностью, не создано единая математическая модель процесса бурения, которая была бы подтверждена лабораторными и промысловыми испытаниями. В настоящее время специалистами фирмы СНАП (Франция) разработана динамическая теория бурения, основанная на создании работающих трехшарошечным долотом продольных вибраций и передачи этих вибраций через колонну бурильных труб. Согласно этой теории трехшарошечное долото рассматривается как генератор механических волн в сложной системе, включающей в себя колонну бурильных труб и буровую вышку с одной стороны, и породу с другой. Во время вращения долота его зубья последовательно являются опорой для вертикальной нагрузки долота на породу, при перемещении от одного зуба к следующему, зуб вынужден проделывать свой путь между двумя препятствиями: породой и УБТ. Частота этих перемещений зависит от конструкции долота и частоты его вращения, следовательно долото может быть и охарактеризовано как генератор или вернее преобразователь энергии: от бурильной колонны оно получает энергию, равную крутящему моменту, умноженному на частоту вращения, а затем преобразовывает, в частности при ударном действии, на породу в энергию, выраженную произведением силы на вертикальное перемещение. Это преобразование происходит при относительно высоких частотах: от нескольких ударов в секунду до нескольких десятков ударов в секунду.

Динамические характеристики сигналов, зарегистрированные в процессе бурения, позволяют расчленить геологический разрез по акустическим параметрам горных пород.

Газовый каротаж

Газовый каротаж основан на исследовании количества и состава газа в ПЖ эвакуированный из скважины. Измерение ряда параметров, характеризующих режим бурения скважин и переходы от этих параметров количеству и составу газа в пласте, вскрытом в скважине. Газовый каротаж подразделяется на газовый каротаж в процессе бурения, при котором определяется газ, попавший в ПЖ на забое скважины при разрушении пласта долотом, и газовый каротаж после бурения, когда используются простои скважины и выявляются газонасыщенные порции ПЖ. Развитие техники и методики газового каротажа можно проследить в пять этапов:

Первый этап (до 1958г.) – характеризуется использованием полуавтоматических газокаротажных станций, которые позволяли измерять суммарное содержание углеводородных газов в газовой смеси, получаемой в результате непрерывной дегазации ПЖ с помощью дегазатора непрерывного действия.

Переход ко второму этапу был связан с введением в практику газокаротажных работ метода компонентного газового анализа. На предельные углеводородные газы от метана (CH_4), этана, пропана, бутана.

Второй этап характеризуется внедрением в практику работ, методики качественной интерпретации данных газового каротажа, заключающиеся в выделении перспективных пластов по кривой $G_{\text{суммарное}}$ и определение характера насыщения пласта (газоносные, нефтеносно-водоносный) путем сравнения состава газа исследуемых отложений со специальными эталонными палетками раздельного анализа газа, характерными для определенного типа залежей. Компонентный анализ газовой смеси, полученный при непрерывной дегазации ПЖ, дал возможность существенно повысить эффективность газового каротажа и расширить масштабы его внедрения. Однако низкая степень дегазации ПЖ дегазаторами непрерывного действия и сравнительно низкая чувствительность хромотермографов с термохимическими детекторами приводили к тому, что в неблагоприятных геолого-технических условиях не удавалось обнаружить тяжелых углеводородов.

Третий этап характеризуется внедрением в практику работ методики количественной интерпретации данных газового каротажа по величине F_G газосодержащие пласты делят на газоносные и водоносные, а по величине

$F_{НГ}$ нефтегазосодержащие пласты делят на нефтегазоносные и водоносные с растворенным газом и остаточной нефтью. Так для района Поволжья значению $F_{Г} < 1\%$ должен соответствовать водоносный пласт, а значению $F_{Г} = 2 - 5\%$ газонасыщенный пласт с высокой проницаемостью и большим ожидаемым дебитом скважины. Как правило величине $F_{НГ} < 5\%$ отвечают водоносные пласты, а величине $F_{НГ} > 5\%$ продуктивные.

Четвертый этап характеризуется использованием станции АГК-65 с применением методики количественной интерпретации данных газового каротажа в НИИ геофизики. Эта методика позволяет экспериментально установить связь между суммарными газопоказаниями $\Gamma_{\text{суммарное}}$ и суммарной газонасыщенностью ПЖ q определить параметр непосредственно-характеризующей газосодержание пласта, приведенные газопоказания $\Gamma_{ПР}$, и найти по величине $\Gamma_{ПР}$ остаточное показание газосодержание пласта $\Gamma_{НГ}$.

$$\Gamma_{ПР} = 10^{-3} \kappa_{Д} \Gamma_{\text{суммарное}} E$$

где $\kappa_{Д}$ - коэффициент дегазации;

E – коэффициент разбавления;

$\Gamma_{\text{суммарное}}$ - суммарные газопоказания, исправленные с учетом фона и компонентного состава газа;

Если по данным компонентного анализа пласт характеризуется как газосодержащий, нефтегазосодержащий или нефтесодержащий, а по величине $\Gamma_{ПР}$ как продуктивный, то такой пласт считается перспективным для детальных промысловых геофизических исследований и опробования. Особенность методики в НИИ геофизики заключается в том, что величины $F_{Г}$ и $F_{НГ}$ вычисляются по величине $\Gamma_{ПР}$:

$$F_{Г} = 0.37 \Gamma_{ПР} \frac{zT}{P_{ПД}}$$

$$F_{НГ} = \left(\frac{1760}{H} + 0.28 \right) \Gamma_{ПР}$$

где H – глубина залегания пласта;

Осуществление практического контроля скважин.

Предотвращение нефтегазоводопроявления одна из серьезнейших проблем, возникающих в процессе бурения скважин. Она существовала и будет существовать всегда, но теперь, когда аварии связаны с выбросом на морских скважинах влекут за собой огромный ущерб, важность ее существенно возросла. Для уменьшения риска аварий, связанных с выбросом, необходимо использовать современное оборудование и прогрессивные технологии. Ответственность за это должны нести все:

буровая бригада, ИТР (инженерно-технические работники), подрядчики и заказчики. В результате анализа статистических данных, проведенных по 32 скважинам, пробуренных на суше и на море, на территории США (19 скважин эксплуатационных, 13 разведочных) выявлено, что в момент возникновения проявления на 41% скважин производилось бурение, на 44% скважин – СПО, на 9% скважин – циркуляция или бурение после ликвидации прихвата, и на 6% скважин – другие виды работ. Анализом отмечено, что СПО представляют собой такую же опасность в плане вероятности возникновения проявления, как и бурение, и что это проявление может произойти в любой момент, когда пластовое давление превышает давление столба БР в скважине. Проявление происходит тогда, когда:

- 1) Пластовое давление увеличивается и становится выше давления столба БР;
- 2) Давление на пласт снижается ввиду падения уровня БР (долив);

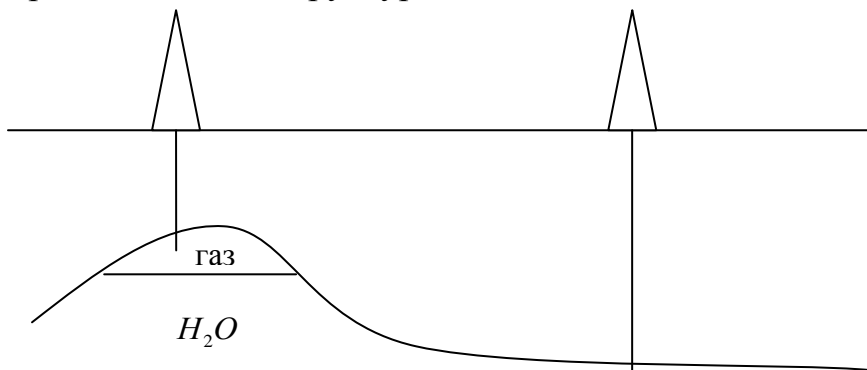
Увеличение пластового давления

Пластовое давление может увеличиться под воздействием определенных геологических условий. Так как бурение производится на площадях, имеющих ловушки, способные содержать нефть или газ и наличие ловушек является непременным условием присутствия пластов с высоким давлением.

Геологические нарушения

Движение вверх глубоко залегающих пород может привести к повышению градиента пластового давления. Поскольку пластовое давление возрастает с глубиной, то когда глубоко залегающие породы перемещаются вверх, то по отношению к породам, к которым они переместились, они имеют повышенное давление. Высокие пластовые давления наблюдаются при бурении соляных куполов, что часто является результатом локальных разломов вокруг соляного купола. Высокие пластовые давления связанные с разломами достаточно часто отмечаются в горных районах. Большинство буровых работ с целью поисков нефти и газа производятся на структурах, имеющих складки и ловушки: антиклинали и соляные купола – 2 наиболее

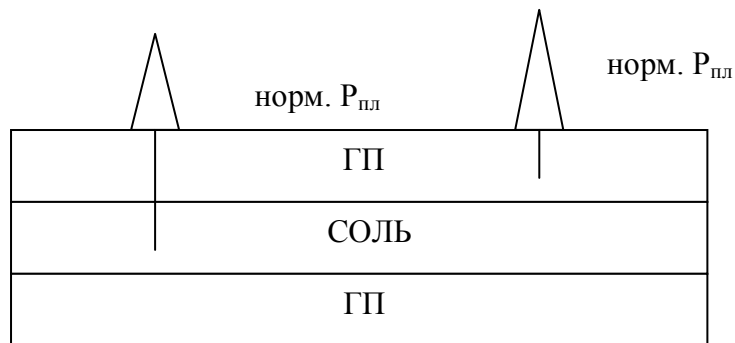
распространенных типа структур.



Любая структура, содержащая нефть или газ, может потенциально иметь аномальное давление выше нефтяного контакта, в нефтяной или газовой зоне. Наибольшие давления отмечаются в верхней части коллектора или в верхней части складки, поэтому бурильщику следует ожидать высокие давления при разбуривании верхней части коллектора. Мощные толщи глин (характерно для северного моря) могут содержать переходные зоны с высоким поровым давлением. Это происходит вследствие того, что непроницаемые глины препятствуют движению жидкости и осадки, оседая на поверхность глин, и погружаясь глубже, оказывают на глину все большее и большее давление. Вода, газ и нефть, пойманные в ловушку в такой среде, не могут выйти из нее, и таким образом находятся под высоким давлением. Кровля глин с высоким поровым давлением обычно сопровождается твердым пропластком. После разбуривания этого пропластка по мере увеличения давления глина становится намного мягче и скорость бурения возрастает.

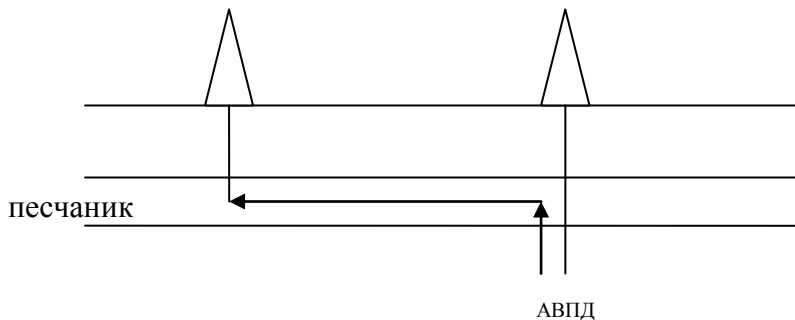
Массивное залегание солей

Поскольку соляные пласты являются пластичными, то они полностью передают горное давление нижележающим пластам. При бурении в соляных породах и ниже этих горизонтов обычно используют БР с удельным весом $1,9-2,3 \text{ г/см}^3$.



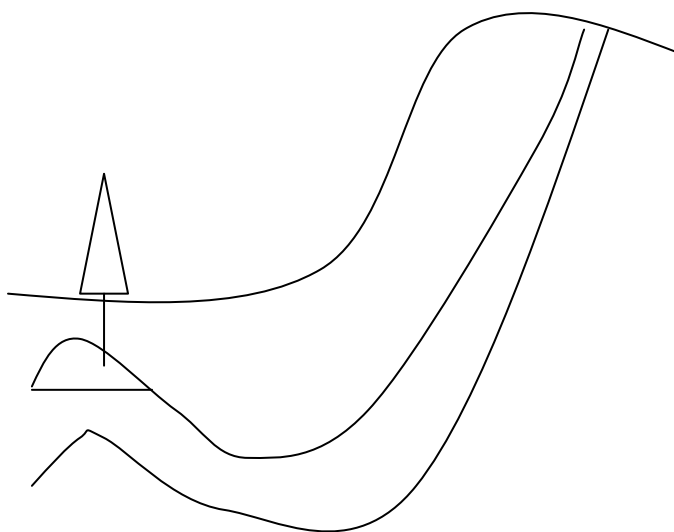
Заряженные пески

Высокое пластовое давление может образоваться в результате предшествующих проявлений и связанных с этим межпластовыми перетоками. Верхние песчаные горизонты могут оказаться заряженными в результате неконтролируемых подземных проявлений. При бурении очередной скважины на месторождении буровая бригада часто оказывается совершенно неподготовленной, когда в верхних песчаных горизонтах неожиданно обнаруживаются высокие давления, обусловленные межпластовым перетоком.



Подобное может иметь место при эксплуатационном бурении, когда вода или газ поступает из соседней скважины. Бурильщику, буровому мастеру и представителю заказчика не вменяется в обязанность быть геологами, однако они должны быть внимательными и знать, что их может ожидать при бурении.

Артезианский эффект

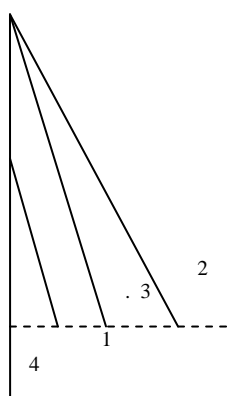


Если устье скважины расположено ниже зоны питания пласта, то это может привести к повышенному градиенту пластового давления в скважине.

Снижение давления столба БР.

Главные причины – технические причины:

1) Поглощение БР с потерей циркуляции (связанный с трещиноватостью пород, меловые отложения, известняки и т.д.) может вызвать падение уровня бурового раствора в скважине и как следствие уменьшение давления столба БР на забой. За этим может последовать приток пластового флюида в скважину, поскольку давление на забой скважины снижается. Данная проблема обычно не возникает в мягких глинах и песках. Здесь поглощение не приводит к полной потере циркуляции и падению уровня БР в скважине.



1. ρgh
2. $\Delta P_{гд}$
3. $P_{пл}$
4. Поглощение (долив)

2) Неправильный долив в скважину при СПО. Около половины выбросов происходит во время СПО в результате снижения давления столба БР на забой при неправильном доливе скважины. Когда буровая колонна поднимается из скважины она ведет себя подобно поршню. Поскольку этот поршень имеет длину от устья скважины до долота, то чем длиннее УБТ, тем больше степень поршневания (свабирования), поэтому наибольшая опасность возникновения свабирования имеется именно тогда, когда долото находится рядом с забоем. Поршневание увеличивается при:

- 1) Увеличении вязкости и статического напряжения сдвига БР
- 2) Уменьшение зазора между УБТ и стенками скважины.
- 3) Сальник на долоте;
- 4) Увеличение скорости подъема буровой колонны.

Одним из самых опасных проявлений является проявление, происшедшее в момент, когда буровая колонна поднята или почти поднята из скважины. Причиной такого проявления часто является недозаполнение скважины буровым раствором при подъеме УБТ. Выбросы во время СПО происходят только по вине бурового мастера и бурильщика.

Методы прогнозирования высокого давления.

Все на земле подвержено фундаментальным законам физики и давления. В толщах земли не возникает вдруг обуславливаются определенными физическими законами. Они предсказуемы и возникают в следствие логических причин.

Косвенные методы прогнозирования высокого пластового давления:

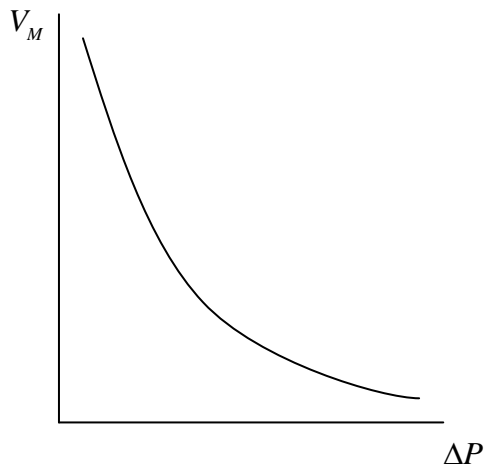
Существуют 2 косвенных метода, обычно используемых при прогнозировании высокого пластового давления:

- 1) сейсмическая интерпретация
- 2) каротаж

Представитель заказчика и буровой мастер могут не знать о деталях данные методы, однако они должны иметь представление о них и понимать таким образом предсказывать высокие пластовые давления. Большинство оценок аномальности давления основано на том факте, что пласты, имеющие аномально высокие давления более разуплотнены по сравнению с пластами с нормальным давлением, расположенными на той же глубине. По сейсмическим данным можно определить высокие пластовые давления круглой складки, мощность залегания глин и нарушение. По результатам интерпретации сейсмических данных получают первое указание о наличии возможных аномальных пластовых давлениях. Существуют 2 способа обработки сейсмических данных с помощью которых определяют аномальные давления. Пластовые давления могут быть определены по размерам структуры направления нарушения в глубине залегания и мощности соляного пласта. Пластовое давление в мощных слоях глины могут быть достаточно точно определены по скорости распространения звуковой волны, так как при возрастании пластового давления скорость распространения звуковой волны в глине уменьшается. На площадях, где отсутствуют фактическая информация о пластовых давлениях каротажные данные являются лучшим источником информации. Изменение пластовых давлений влечет за собой четкое изменение характера кривых на каротажных диаграммах. По диаграммам можно очень точно определить пластовое давление и глубины. Информация об ожидаемых пластовых давлениях для разработки большинства технических проектов на строительство скважин составляется на основе каротажных данных по соседним скважинам или площадям.

Прямые признаки высокого давления

Поскольку давления подчинены физическим законам, то возможность наличия высоких пластовых давлений можно предсказать до того, как они смогут привести к проявлению. При увеличении пластового давления как правило увеличивается механическая скорость бурения происходит за счет уменьшения разницы давления столба бурового раствора и порового давления – дифференциального давления:



Увеличение скорости бурения может быть замаскировано увеличением удельного веса бурового раствора. Фактически, одним из методов, используемых для поддержания необходимого удельного веса бурового раствора является увеличение удельного веса БР при увеличении скорости бурения до тех пор, пока скорость бурения не станет прежней. При этом постепенное увеличение удельного веса БР будет компенсировать возрастающее пластовое давление. Замена долота или изменение нагрузки на долото также может скрыть увеличение скорости бурения. Однако внимательное наблюдение за скоростью бурения и за таким показателем, как D_{exr} может вовремя предсказать наличие высоких пластовых давлений.

Увеличение крутящего момента при уменьшении разницы между давлением столба БР и пластовым давлением в результате увеличения пластового давления, размер частиц шлама, разбуриваемый долотом увеличивается и он скапливается в районе УБТ, увеличивая крутящий момент. Увеличение затяжек бурильного инструмента, осыпи стенок скважины. При увеличении пластового давления увеличиваются затяжки бурильного инструмента и вероятность осыпей стенок скважин при наращивании и СПО. Увеличение крутящего момента и затяжки могут возникать в результате осыпей стенок скважин, что указывает на то, что пластовое давление увеличивается и статическое давление столба БР становится недостаточным для удержания стенок скважины в равновесии. *Изменение размера шлама* в твердых породах увеличение размера шлама указывает на увеличение порового давления. В случае бурения очень мягких осадочных пород в прибрежных морских районах может произойти обратное и шлам на вибросите может совсем пропасть. Изменение характера и количества шлама на вибросите является признаком изменения условий в скважине и в частности может указывать на повышение порового давления.

Увеличение температуры бурового раствора на выкидной линии. Одним из геологических феноменов, связанных с возрастанием пластового давления является увеличение пластовой температуры. Это можно наблюдать по температуре бурового раствора на выкидной линии. Однако ввиду того, что температура воздуха ниже температуры в скважине и БР охлаждается в

емкостях БР, во время СПО часто бывает трудно заметить увеличение температуры БР на выкидной линии. Соленость пластовой воды увеличивается при разбурировании зон с повышенным пластовым давлением. При этом соленость фильтрата БР может увеличиваться по двум причинам: в шламе частицы породы, частично растворенные в БР увеличивают соленость фильтрата БР. Если значение пластового давления приближается к давлению столба БР, то в БР может попадать соленая пластовая вода, особенно при наращиваниях, что проявляется в увеличении солености и хлористости фильтрата БР. Увеличение солености фильтрата БР является признаком каких-либо изменений. Для выяснения причин увеличения солености фильтрата БР сначала делается анализ воды, используемой для приготовления БР, если анализ не показывает увеличение солености воды, используемой для приготовления БР, значит причина увеличения солености фильтрата БР необходимо искать в скважине.

Изменение параметров БР. При увеличении пластового давления могут изменяться свойства бурового раствора. При разбурировании ангидридной покрышки соляного пласта или самой соляной толщи вязкость БР увеличивается. Это проявляется также в уменьшении количества несвязанной воды в БР и в случае разбурирования соляного пласта, увеличения солености фильтрата БР. Изменение параметров БР может быть следствием изменения внутрискважинных условий. Поэтому необходимо исследовать причину их изменения.

Насыщение газом бурового раствора. Одним из признаков увеличения порового давления является насыщение БР газом. Насыщение БР газом происходит либо за счет газа с нормальным давлением, содержащегося в разбуриваемой породе, либо за счет поступившего в скважину газа, имеющего давление выше давления столба БР в скважине. Если газ поступил в скважину из выбуренной породы, то он будет наблюдаться в БР только во время бурения. Если же газопоказания постоянны с пиками после наращиваний, то такой газ поступает из пласта. При остановках буровых насосов и подъеме бурильного инструмента забойное давление уменьшается и газ может поступать в скважину. Увеличение содержания газа в БР должно всегда уделяться пристальное внимание.

Другие признаки. Плотность глин уменьшается в переходной зоне в результате увеличения в них процентного содержания воды, что может быть отмечено увеличением скорости бурения и изменением размера шлама. Однако изменение плотности глин можно определить непосредственным измерением их плотности в лаборатории. Так как изменение плотности глин может быть также вызвано изменением их минерального состава, то интерпретация изменения плотности глин должна производиться с учетом всех факторов. Другими признаками высокого порового давления являются изменение типа глин или аргиллитов, а также многие другие изменения системы взаимодействия между БР, долотом и породами. Вышеназванные признаки возможно обнаружить только в случае постоянного их контроля. Недопустима практика принятия решения, основанного на каком-то одном

признаке, поскольку геологические процессы очень сложны, и может наблюдаться один из признаков, не связанный с увеличением пластовых давлений. Однако если обнаружено несколько вышеуказанных признаков, то это безусловно указывает на увеличение пластового давления.

Обнаружение проявлений.

Существуют определенная последовательность признаков начинающего проявления. В процессе бурения можно четко их обнаружить, хотя при отсутствии достаточного количества контрольных инструментов иногда это сделать достаточно сложно.

Увеличение механической скорости бурения. Увеличение механической скорости бурения является признаком возможного проявления, так как продуктивный пласт содержит пластовую жидкость, то он обладает определенной проницаемостью. Наличие проницаемости пласта является причиной увеличения скорости бурения. При разбурировании мягких песчаных интервалов часто происходят резкое увеличение механической скорости бурения. Увеличение скорости бурения может быть различным и обычно находится в пределах 200-300 %. При высокоскоростном морском бурении изменение скорости бурения часто скрывается тем, что бурение осуществляется при ограничении максимально допустимой с точки зрения технологии скорости бурения. В твердых песчаниках или известняках иногда происходит снижение скорости бурения, так как они являются более твердыми по сравнению с окружающей их глиной. Увеличение механической скорости бурения – первый признак того, что в скважине может произойти проявление. Это не является признаком начавшегося проявления, но служит индикатором Изменения определенных скважинных условий, которые могут привести к проявлению. Увеличение потока БР на выходе из скважины является первым признаком начавшегося проявления. Поступление любой жидкости или газа в ствол скважины может повлечь за собой увеличение потока БР из скважины. Если есть сомнения, остановите насосы и проверьте скважину на перелив. Остановка насоса вызывает уменьшение давления на забой скважины на величину потерь давления в кольцевом пространстве. Таким образом проверка скважины на перелив является надежным методом проверки возможного проявления. Если скважина не переливает при остановке насоса и находится в равновесии в течении 2-3 минут, то проявления не происходит. Контроль за выкидной линией из скважины лучший инструмент обнаружения проявления. Однако низкая проницаемость, поглощение, суровые погодные условия при осуществлении морских операций могут исказить информацию о потоке БР на выкидной линии. Увеличение объема раствора в емкостях является прямым признаком притока пластового флюида или газа в ствол скважины. Однако к тому времени, когда замечено увеличение объема БР в емкостях проявление начинает становиться интенсивно и способно повлечь за собой серьезные

последствия. Увеличение объема бурового раствора в емкостях не должно быть первым сигналом начавшегося проявления, поскольку индикатор потока на выкидной линии более быстро реагирует на изменение потока бурового раствора из скважины. Однако если отмечено увеличение объема БР необходимо остановить насосы и проверить скважину на перелив. Если скважина не переливает, то проявления не происходит. Существуют и другие признаки проявления, но те, которые указаны выше, являются наилучшими. Если есть какие-то сомнения, остановите насос и проверьте скважину на перелив.

Уменьшение давления циркуляции или увеличение числа ходов насоса говорит о том, что в скважине возможно произошло проявление, и что необходимо срочно остановить насос и проверить скважину на перелив. Изменение давления на выкиде насоса или изменение числа ходов насоса также может произойти в результате неустойчивой работы двигателя насоса или промывки буровой колонны. Однако если подобное произошло необходимо сразу же проверить скважину на перелив. Постепенное уменьшение давления на выкиде насоса или увеличение числа ходов насоса может указывать либо на то, что в результате проявления постепенно уменьшается давление на забой скважины. Изменение параметров БР или газирование БР. Первым признаком медленно развивающегося проявления является постоянное насыщение БР водой или газом. Это указывает на необходимость увеличения удельного веса БР.

Проявления во время СПО.

Половина происходящих проявлений происходит во время каких-либо остановок процесса бурения. Если столб БР во время бурения оказывал достаточное давление на забой, то при соблюдении должного контроля можно предотвратить проявления во время СПО. При остановке бурового насоса происходит снижение давления на забой скважины. Кроме этого при подъеме бурового инструмента из скважины в результате поршневания может происходить дальнейшее снижение давления на забой. Таким образом при СПО в результате снижения давления на забой может произойти проявление в то время, как при бурении проявления может и не быть. Данный факт является причиной многих проявлений во время СПО и необходимо постоянно помнить о том, что удельный вес БР при проведении СПО как бы становится меньше, чем при бурении. Или наоборот, удельный вес БР при бурении как бы увеличивается по сравнению с СПО. Для того, чтобы избежать проявлений во время СПО скважину необходимо заполнять БР, объем которого равен объему поднятых буровых труб. Проявления во время СПО происходят из-за неправильных действий бурильщика и бурового мастера.

Нештатные ситуации при подъеме бурильного инструмента.

Скважина остается заполненной БР при подъеме бурильного инструмента и не принимает необходимого количества бурового раствора. Если происходит поступление пластовой жидкости или газа в скважину то количество БР для долива скважины становится меньше расчетного. В некоторых случаях из скважины начнется перелив, который не всегда можно вовремя обнаружить по следующим причинам:

- 1) Часто во время СПО индикатор потока, контролирующий поток бурового раствора из скважины и система контроля уровня БР в емкостях бывают отключены.
- 2) Если при доливе скважина принимает определенное количество БР, то при недостаточном контроле может быть незамечена, что оно меньше расчетного и может показаться, что все происходит нормально.

Всегда, когда объем доливаемого БР меньше расчетного необходимо спустить бурильный инструмент на забой, повернуть ведущую трубу и тщательно промыть скважину. Всегда, когда объем доливаемого БР меньше расчетного может произойти проявление.

Перелив скважины. Когда уровень БР ниже устья и в скважине началось проявление, то уровень БР начнет подниматься и когда он достигнет устья начнется его перелив через выкидную линию. Обычно перелив скважины во время СПО сначала незначителен, затем постепенно увеличивается по мере снижения гидростатического давления на забой. В любых случаях, когда происходит подобное необходимо навернуть обратный клапан на бурильную колонну и спустить бурильный инструмент как можно быстрее на забой. При подъеме бурильного инструмента скважина должна заполняться расчетным количеством БР.

Увеличение объема БР в приемных емкостях. Во время подъема бурильных труб из скважины уровень БР в емкостях должен уменьшаться на величину объема поднятых бурильных труб. Если уровень раствора в емкостях не уменьшается или уменьшается меньше расчетного, значит скважина не принимает необходимого количества БР. Главным признаком проявления скважин во время СПО является несоответствие объема доливаемого в скважину БР расчетному. Для замера количества БР для долива скважины необходимо применять специальные системы или устройства. Наиболее надежным средством замера доливаемого БР является доливная емкость. Буровой насос также может быть использован для этой цели. При этом объем доливаемого бурового раствора рассчитывается по числу ходов. Без систем замера объема доливаемого БР буровая бригада не будет достаточно защищена от проявления.

Нештатные ситуации при спуске бурильного инструмента

Иногда проявление или его первые признаки происходят во время спуска бурильного инструмента. Подобное проявление может возникнуть в результате недозаполнения скважины при подъеме УБТ поглощение БР или нерегулярного долива скважины при подъеме. Скважина не прекращает переливать между спусками свеч. При спуске каждой свечи бурильных труб скважина отдает БР в количестве, равном объему вытесненных бурильных труб. В случае проявления промежутки между остановками переливы БР из скважины уменьшаются и в конце концов скважина начинает переливать постоянно. Проявление скважины во время спуска бурильного инструмента может произойти по одной из следующих причин:

- 1) При подъеме произошло поршневание или имел место приток в скважину пластового флюида, который не был замечен.
- 2) Слишком быстрый спуск бурильной колонны привел к поглощению и снижению уровня бурового раствора в скважину.
- 3) Долив скважины производился нерегулярно, возможно при подъеме УБТ.

Увеличение объема БР в емкостях

Если при спуске бурового инструмента для измерения объема вытеснения используется доливная емкость, то приток очень трудно обнаружить. К тому времени, когда будет обнаружена излишнее увеличение объема БР интенсивность притока может стать слишком высокой для эффективной ликвидации проявления. При спуске бурового инструмента обязательно должна использоваться доливная емкость. Проявление в результате поглощения может произойти при спуске бурильного инструмента, если спуск бурильного инструмента производился на слишком высокой скорости (особенно когда забиты насадки долота) и стать причиной столь сильного поглощения, что уровень БР в скважине упадет, давление на забой уменьшится и скважина может начать переливать. При спуске бурильной колонны в скважину необходимо использовать индикатор потока. На выкидной линии сочетание с сумматором объема бурового раствора в приемных и доливных емкостях. Если подобное оборудование не используется, то надежность раннего обнаружения проявления не гарантирована.

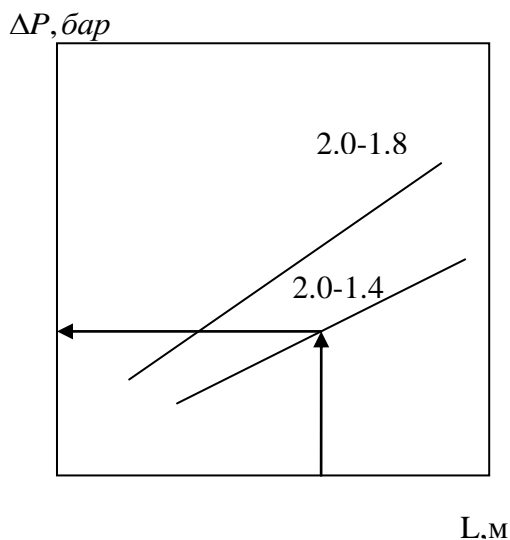
Приповерхностный газ

Неглубоко залегающий газ представляет большую опасность, так как скважина неглубокая, то газ может достичь поверхности очень быстро. При бурении под верхнюю обсадную колонну бурильщик должен быть особенно внимательным при обнаружении признаков проявления. Индикатор потока, установленный на выкидной линии может достаточно быстро предупредить

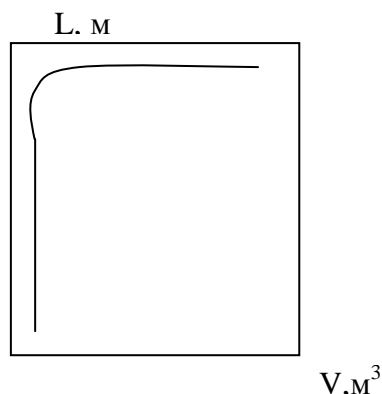
вас о начавшемся проявлении и позволить вам своевременно закрыть скважину. Важно поддерживать индикатор потока в рабочем состоянии, особенно при бурении верхних интервалов. Предупреждение о начавшемся проявлении от датчика увеличения объема БР поступит несколько позднее, чем от индикатора потока на выкидной линии. Так как в этом случае БР должен поступить в емкости. Такая задержка времени может оказаться слишком большой для успешной ликвидации проявления. Поскольку приповерхностный газ может быстро привести к проявлению, бурильщик при бурении в верхних интервалах должен быть особенно внимательным при доливе скважины, при подъеме с забоя первых свечей. Доливайте скважину аккуратно, наблюдая за разницей объемов БР между свечами, не устанавливайте резиновый обтиратель, пока не будет поднято несколько свечей. Превенторы, установленные на большей части буровых установок способны выдерживать гораздо большее давление, чем то, которое может возникнуть при проявлении. Это особенно верно в случаях проявления приповерхностного газа. Проблема в данном случае заключается в том, что при закрытии скважины может произойти гидроразрыв пласта при сравнительно низком давлении. Когда обсадная колонна спущена на небольшую глубину может произойти прорыв газа на поверхность (грифон), что в свою очередь стать причиной пожара или остойчивости судна. В технический проект на строительство скважины обязательно необходимо включить рекомендации о том, в каких интервалах можно закрывать скважину и где должен использоваться дивертор.

Газирование бурового раствора

Газированный буровой раствор обычно не уменьшает забойное давление до такой степени, что это может привести к проявлению. Причиной того, что газирование БР не дает заметного уменьшения забойного давления является его способность к сжатию. В виду этого БР, находящийся над газом сжимает газ, значительно уменьшая его объем. График показывает зависимость снижения забойного давления от уменьшения удельного веса БР ввиду его газонасыщенности.



Если первоначально мы измеряли плотность бурового раствора 2 г/см^3 , а потом, если мы обнаружим, что плотность на поверхности стала 1.4 , то снижение забойного давления снижается на ΔP . Очень важно понять, что основное уменьшение забойного давления происходит тогда, когда газ находится близко к поверхности. Это происходит потому, что газ расширяется при его нахождении близко к поверхности. На следующем рисунке приведен график зависимости объема газа от глубины скважины.



Расширение газа при его фильтрации.

Причины газирования бурового раствора.

Газирование БР может произойти в 3-х случаях:

- 1) При разбуривании газосодержащего пласта газ из выбуренной породы поступает в БР. Наличие подобного газа не требует утяжеления БР. В случае сомнений остановите буровой насос и проверьте скважину на перелив.
- 2) Газирование БР происходит в низкопроницаемых (уплотненных) породах с пластовым давлением, превышающим давление столба БР. Такое газирование дает фоновый газ и газ при СПО. Наличие

подобного газа является предостерегающим сигналом о том, что пластовое давление в скважине возрастает.

- 3) Газирование БР может произойти при СПО и наращиваниях, когда давление столба БР близко по значению к пластовому давлению. При остановке бурового насоса давление на забой скважины уменьшается на величину потерь давления в кольцевом пространстве. При подъеме бурильных труб давление на забой может уменьшаться за счет поршневания. Таким образом разница между забойным давлением при бурении при работающем насосе и забойном давлением при подъеме бурильных труб с остановленным насосом может быть существенной, оказаться достаточной для нарушения баланса в скважине и привести к появлению газа при СПО и наращиваниях.

Как измерить снижение забойного давления в результате разгазирования БР

Лучшим способом определения снижения забойного давления в результате разгазирования БР является измерение увеличения объема БР в емкостях. При уменьшении забойного давления газ начинает выталкивать буровой раствор из скважины и он поступает в приемные емкости. Увеличение объема БР в приемных емкостях указывает на величину уменьшения давления на забой скважины.

Закрытие скважины (герметизация устья скважины)

При обнаружении проявления необходимо сразу же закрыть скважину согласно рекомендации API. Закрытие скважины необходимо производить одним из двух нижеприведенных методов:

- 1) Метод жесткого закрытия
- 2) Метод мягкого закрытия

Разница между двумя этими методами заключается в том, что при закрытии скважины методом жесткого закрытия штуцер находится в закрытом положении, а при закрытии мягким методом в открытом. Для обоих случаев штуцерный манифольд настраивается следующим образом: гидравлические задвижки на превенторных отводах глушения и дросселирования закрыты. Штуцерный манифольд открыт на один из выбранных штуцеров. Открыты задвижки после штуцера на вертикальный дегазатор и желоб.

Последовательность операций по методу жесткого закрытия скважины

- 1) Остановить бурение
- 2) Поднять ведущую трубу на 1 метр от ротора

- 3) Остановить насосы
- 4) Проверить скважину на перелив
- 5) В случае перелива закрыть превентор
- 6) открыть гидравлическую задвижку на отводе превентора

Последовательность операций по методу мягкого закрытия скважины

- 1) Произвести операции 1, 2, 3 и 4
- 2) В случае перелива открыть гидравлическую задвижку на отводе превентора
- 3) Закрыть превентор
- 4) Закрыть штуцер

Из двух методов закрытия скважины предпочтение отдается методу жесткого закрытия, так как он обеспечивает минимальное время закрытия и следовательно минимальный приток. Мягкий метод закрытия скважины необходимо применять в тех случаях, когда есть ограничение по максимально допустимому давлению на устье. При проведении операций по закрытию скважины на плавучей буровой установке принципиальных различий нет. Для того чтобы избежать ненужных трат времени, связанных с подгонкой бурильного инструмента, для закрытия плашечных превенторов необходимо производить закрытие скважины с помощью универсального превентора. При необходимости подвешивания бурильной колонны на плашки превентора может быть произведено после закрытия скважины.

Дивертор

Дивертор предназначен для отвода БР и пластового флюида при проявлении. При использовании дивертора скважину не закрывают, поскольку находящийся под башмаком обсадной колонны пласт не выдерживает давлений, возникающих при закрытии скважины, и имеется вероятность грифона. Дивертор должен использоваться при возникновении следующих ситуаций: породы под башмаком обсадной колонны не выдерживают давлений, возникающих при закрытии скважины, и обсадная колонна спущена на небольшую глубину и имеется опасность грифона. Таким образом в основном дивертор используется при бурении верхних интервалов. Существует определенная последовательность закрытия дивертора. При закрытии пакера дивертора открывается задвижка на диверторной линии. Открывая диверторную линию необходимо закрыть выкидную линию, соединенную с циркуляционной системой во избежание попадания газа в емкости БР.

Последовательность операций по отводу БР, пластовой жидкости и газа

- 1) Поднять ведущую трубу на 1 метр выше ротора
- 2) Остановить буровой насос

- 3) Проверить скважину на перелив
- 4) Открыть диверторную линию
- 5) Закрывать пакер дивертора
- 6) Проверить: 1) Закрыта ли выкидная линия, 2) Закрыт ли пакер дивертора, 3) Используется ли диверторная линия по направлению ветра, 4) Контролируйте направление ветра, на сухопутных буровых, где нет второй диверторной линии проверьте направление ветра и приготовьтесь принять меры безопасности в случае если ветер изменит направление, 5) Запустить буровой насос в соответствии с планом, планом может быть предусмотрена закачка воды с максимальной производительностью 2х буровых насосов или бурового раствора.

Миграция газа и его расширение

Миграция газа во время операции по ликвидации проявления обычно вызывает определенные трудности. Газовая пачка совершает следующее: ввиду того, что газ легче БР, то газовые пузырьки всплывают (мигрируют) вверх в скважине. Скорость миграции газа зависит от его распределения в БР и от вязкости последнего. В случае миграции газа в открытой скважине газовая пачка расширяется ввиду падения давления в ней, что приводит к снижению забойного давления, изменению баланса давления в скважине и проявлению. В случае миграции газа в закрытой скважине давление в газовой пачке изменяться не будет, что приведет к увеличению давления на устье и на забой. Если при этом не осуществлять контроль, то это может привести либо к разрушению устья скважины либо к гидроразрыву пласта. Скорость миграции газа очень трудно поддается оценке. Точные формулы для определения скорости миграции газа в скважине не существует. Факторы влияющие на скорость миграции газа относятся: вязкость и удельный вес БР, размер газовой пачки и способность БР растворять газ.

Миграция газа в открытой скважине

В случае миграции газа в открытой скважине давление в газовой пачке будет уменьшаться и равняться гидростатическому давлению столба БР в скважине на определенной глубине. Согласно газовому закону уменьшение давления в газовой пачке приведет к ее расширению. Расширение газовой пачки приведет к переливу БР из скважины, снижению гидростатического давления столба БР на забой и в конечном итоге к проявлению. Расширение газовой пачки в начале происходит очень медленно, а наиболее интенсивное ее расширение происходит в верхней части скважины.

Миграция газа в закрытой скважине

В случае миграции газа в закрытой скважине объем газовой пачки будет неизменным, поэтому давление в газовой пачке останется прежним, равным пластовому давлению. Миграция газа в закрытой скважине приводит к значительному увеличению давления в скважине. Теоретически давление на устье при этом будет равно пластовому давлению, а забойное давление удваивается.

Стравливание давления во время миграции газа в закрытой скважине

Простым решением проблемы расширения газа является поддержание постоянным давления в бурильной колонне путем стравливания БР через штуцер. Давление в обсадной колонне будет расти по мере всплытия газа, но если при этом давление в бурильной колонне поддерживать постоянным, давление на забой скважины останется неизменным.

Буровые насосы и их производительность при глушении скважин

Буровой насос – один из основных видов бурового оборудования, используемого при глушении скважин. Во время глушения скважины необходимо использовать пониженную производительность насосов и поддерживать ее постоянной. Причинами снижения производительности насосов во время глушения являются: снижают давление циркуляции и тем самым уменьшается вероятность превышения максимально допустимого давления на устье. Позволяет производить операцию по закачке утяжеленного БР более плавно. Снижают нагрузку на буровой насос, позволяя ему работать устойчиво. Дает больше времени для принятия решений при нестандартных ситуациях. Легче производить регулировку штуцера, снижают гидравлические потери давлений в скважине. Рекомендуемая API производительность бурового насоса при глушении сухопутных скважин составляет от 1/2 до 3/4 от производительности при бурении. Для морских скважин это соотношение составляет 20-30 ходов насоса в минуту. Необходимо помнить, что даже незначительные изменения производительности насосов приводят к значительным изменениям давления циркуляции. В данном случае с определенными допущениями используются следующие уравнения:

$$P_2 = P_1 \left(\frac{SPM_2}{SPM_1} \right)^2$$

где P_2 - требуемое давление, пси или бары

P_1 - первоначально давление (давление прокачки), пси

SPM_2 – требуемая скорость насоса, ходы/мин

SPM_1 – первоначальная скорость насоса, ходы/мин

Давление прокачки

При ликвидации проявления пластовый флюид должен быть вымыт из скважины и скважина заполнена утяжеленным БР. Для наиболее точного и эффективного выполнения этой операции необходимо, чтобы давление циркуляции при небольшой скорости насоса было определено заранее до возникновения проявления. Заранее определенное давление циркуляции является одним из основных параметров, необходимых при глушении скважин. Согласно требованиям API давление циркуляции (давление прокачки) необходимо определять для всех имеющихся на буровой насосах в следующих случаях:

- 1) каждую вахту
- 2) через каждый 150 метров проходки
- 3) после смены КНБК
- 4) при изменении параметров БР

Значения давления прокачки (*SCP* - slowly circulation pressure) и скорости прокачки (*SCR*, *SPM*), определенные для всех буровых насосов, должны заноситься в суточный рапорт бурового мастера.

Начальное давление циркуляции (ICP)

Начальное давление циркуляции – это давление в бурильных трубах, необходимое для циркуляции БР в начале глушения скважины. Для расчета начального давления циркуляции используется давление прокачки.

Начальное давление циркуляции определяется сложением двух давлений:

- 1) Давление прокачки;
- 2) Давление в бурильных трубах при закрытой скважине (*SIDPP*).

$$ICP = SCP + SIDPP$$

Для определения давления циркуляции, давление в бурильных трубах и начального давления циркуляции необходимо использовать один и тот же манометр.

Время и количество ходов насоса для циркуляции от поверхности до долота.

Одним из основных расчетов при глушении скважин является определение времени, требуемого для вытеснения БР из бурильных труб (аналогичный расчет производится при цементировании и при установке цементных мостов). Для того, чтобы рассчитать время прохождения БР с поверхности до долота и потребное при этом количество ходов насоса,

необходимо знать производительность насоса и внутренний объем бурильной колонны.

$$t_{\text{ПОВ-ДОЛ}} = V_{\text{др}} / (c_p \text{SPM})$$

$$N_{\text{ПОВ-ДОЛ}} = V_{\text{др}} / c_p$$

где $V_{\text{др}}$ - внутренний объем бурильной колонны, в литрах;

c_p - производительность насоса за один ход, литр/ход;

SPM - скорость насоса, ход/мин;

Расчет производительности насоса

Для определения производительности насоса следует обратиться к табличным данным. Под размером поршня в таблице дана производительность насоса за один ход. Для того, чтобы посчитать производительность насоса в минуту, необходимо производительность за один ход умножить на скорость насоса, выраженную в количестве ходов насоса в минуту.

$$Q_{\text{ПРОИЗВ}} = c_p \text{SPM} \text{ (л/мин)}$$

Расчет объема бурильной колонны

Для определения объема бурильной колонны следует обратиться к справочникам и определить удельный объем для конкретного типа размера труб. Для определения полного объема бурильной колонны нужно удельный объем бурильных труб умножить на длину бурильной колонны:

$$V_{\text{др}} = C_{\text{др}} L$$

где $C_{\text{др}}$ - удельный объем бурильной колонны, л/м;

L - длина бурильной колонны в метрах;

Время, необходимое для подъема БР от долота до устья.

Время или количество ходов насоса, необходимое для вымыва флюида из скважины или для замещения БР от долота на поверхность может быть рассчитана при помощи тех же формул, которые были использованы для расчетов времени прохождения раствора от поверхности до долота. Данный расчет не нужен непосредственно для глушения скважины, но дает буровому мастеру знания о времени, когда флюид должен подойти к устью.

$$t_{\text{ДОЛ-УСТЬЕ}} = \frac{V_A}{(C_p \text{SPM})}$$

$$N_{\text{ДОЛ-УСТЬЕ}} = V_A C_p$$

где V_A - объем затрубного пространства, л;

C_p - производительность насосов за один ход, л/ход;
SPM – скорость насоса, ход/мин;

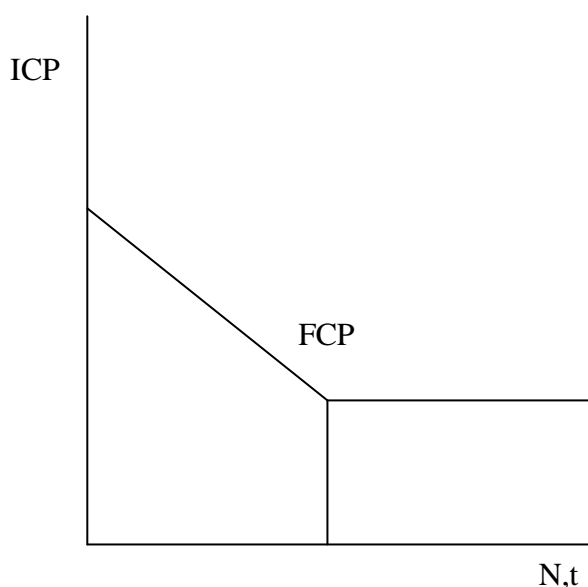
Конечное давление циркуляции FCP

Конечное давление циркуляции FCP – это давление в бурильных трубах, необходимое для циркуляции БР с плотностью глушения. Так как плотность БР глушения больше плотности БР раствора бурения, то конечное давление циркуляции будет больше давления прокачки, поэтому определение конечного давления циркуляции (FCP) сводится к корректировке давления прокачки SCP на более тяжелый буровой раствор:

$$FCP = SCP * MW_2 / MW_1$$

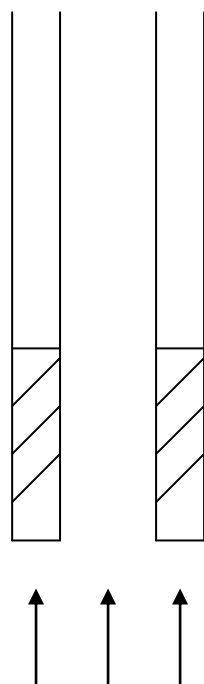
где MW_2 – новая плотность раствора(раствора глушения);

MW_1 – старая плотность раствора (раствора бурения);



Давление в бурильных трубах и обсадной колонне при глушении

Давление в бурильных трубах и обсадной колонне (SIDPP, SICP) при закрытой скважине указывают величину превышения забойного давления над гидростатическим давлением столба бурового раствора, в бурильных трубах и в затрубном пространстве соответственно. Так как бурильная колонна заполнена чистым БР, то давление в бурильных трубах может быть использовано для определения увеличения удельного веса БР, необходимого для глушения скважины. В затрубном пространстве БР может содержать шлам, пластовый флюид, газ, нефть и прочее. Поэтому давление в обсадной колонне не может быть использовано для точного расчета удельного веса БР, необходимого для глушения.



1.14 г/см^3
 $L=1200\text{м}=TVD$
 $l=100\text{м}$
 $P_{пл} = 200 \text{ бар}$
 $P_{пл} = SIDPP + 0,0981 * MW * TVD$
 SIDPP-?
 SICP-?
 SIDPP = 66
 SICP = 77

Давление в бурильных трубах и обсадной колонне при глушении

Давление в бурильных трубах и обсадной колонне (SIDPP и SICP) при закрытой скважине указывают величину превышения забойного давления над гидростатическим давлением столба БР, в бурильных трубах и затрубном пространстве соответственно. Так как бурильная колонна заполнена чистым БР, то давление в бурильных трубах может быть использовано для определения увеличения удельного веса БР, необходимого для глушения скважины. В затрубном пространстве БР может содержать шлам, пластовый флюид, газ, нефть и прочее, поэтому давление в обсадной колонне не может быть использовано для точного расчета удельного веса БР, необходимого для глушения. Разность давлений в бурильной и обсадной колонне показывает сколько газа или пластового флюида поступило в затрубное пространство, а также позволяет определить характер пластового флюида. Давление в обсадной колонне обычно выше, чем в бурильной колонне, поскольку пластовый флюид поступает в затрубное пространство. При определении давления в бурильных трубах необходимо быть уверенным в том, что бурильные трубы полностью заполнены БР. Частичное заполнение бурильных труб БР может произойти в случае, когда пластовый флюид частично находится в бурильных трубах. Если давление в бурильной колонне кажется слишком высоким, проверьте, заполнена ли она полностью БР, закачивая примерно 1/4 часть бурильных труб БР в трубы при постоянном давлении в обсадной колонне. Если после прокачивания и закрытия

скважины давление в бурильной колонне осталось таким же, как и до прокачивания, значит бурильные трубы были полностью заполнены БР. Если давление снизилось после прокачки, то бурильная колонна была заполнена БР частично. Если после прокачивания давление в бурильной колонне снизилось, повторите прокачку еще раз, для того, чтобы убедиться в правильности значения давления. Определение увеличения удельного веса БР является основой расчетов при глушении скважины и рассчитывается по формуле:

$$\Delta\rho = \frac{SIDPP}{0.0981TVD}$$

где TVD - глубина скважины по вертикали, м;

$\Delta\rho$ - увеличение удельного веса БР, г/см³;

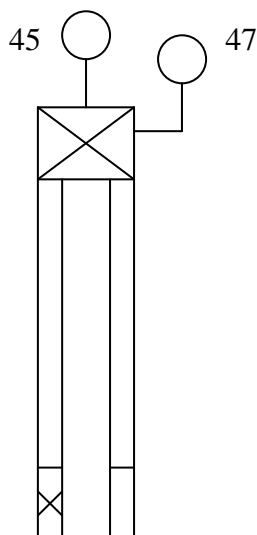
$SIDPP$ - давление в трубах, бар;

Увеличение давления

Часто при закрытии скважины давление в бурильной колонне и затрубном пространстве продолжают расти. Это может происходить по 2-м причинам:

- 1) из-за миграции газа;
- 2) из-за низкой проницаемости пород;

Если увеличение давления происходит вследствие наличия пласта с низкой проницаемостью, то происходит медленное поступление пластового флюида в скважину и через некоторое время станет очевидным, что для расчета глушения скважины было использовано неправильное значение давления в бурильной колонне при закрытой скважине ($SIDPP$) и что требуется доутяжелить БР. Пока газ или пластовый флюид не выйдут на поверхность невозможно однозначно указать причину роста давления: толи это происходит в результате миграции газа, толи в результате низкой проницаемости пласта. Если после выхода газа или пластового флюида на поверхность давление продолжает расти, значит причина кроется в слабой проницаемости пласта. При наблюдении за стабилизацией давлений при закрытой скважине, необходимо постоянно производить запись значений давлений в бурильных трубах и обсадной колонне и строить соответствующие графики. Графики помогут вам определить причину роста давления.



$$\rho = 1.14 \text{ г/см}^3$$

$$\text{TVD} = 2100$$

$$\text{FORM} = 0.0981 * 1.14 * 2100 + 45 = 282 \text{ bar}$$

пластовое давление

$$\text{KMW} = 1.14 + (\text{SIDP} / 0.0981 * \text{TVD}) = 1.36 \text{ г/см}^3$$

Проверка показателей манометров.

Если при закрытой скважине манометр в бурильной колонне показывает 0, то:

- 1) манометр неисправен или перекрыт
- 2) в бурильной колонне установлен обратный клапан
- 3) в скважине нет давления
- 4) давление слишком низкое и манометр его не фиксирует

Первое, что необходимо сделать – это открыть штуцер, проверить скважину на перелив и сравнить остаточное давление. Если скважине переливает, проверить исправность манометра.

Обратный клапан в бурильной колонне

Если в бурильной колонне установлен обратный клапан, давление в бурильной колонне при закрытой скважине может быть равным 0. Если давление есть, его значение необходимо проверить. Некоторые обратные клапаны имеют отверстие диаметром 3/16 дюйма. Это отверстие позволяет давлению медленно повышаться, когда обратный клапан обеспечивает полное закрытие, существует несколько способов проверки реального давления в бурильных трубах при закрытой скважине:

- 1) Поддерживая постоянным давление в затрубном пространстве с помощью штуцера, запустить медленно буровой насос и отметить момент, когда давление в бурильной колонне перестанет расти. Остановить насос, давление после остановки насоса будет давлением в бурильной колонне при закрытой скважине (SIDPP).
- 2) Медленно запустить насос и отметить момент, когда давление в затрубном пространстве начнет расти. Остановить насос, давление в

бурильных трубах после остановки насоса будет давлением в бурильных трубах при закрытой скважине (SIDPP).

- 3) Приоткрыть штуцер и запустить насос при производительности прокачки. Затем прикрыть штуцер до тех пор, пока давление в затрубном пространстве не будет равным давлению при закрытии. Отметить давление циркуляции (ICP). Тогда давление в бурильных трубах = ICP-давление прокачки (SCP).

	Через откр. устье	Через райзер
Насос 1 ₃₀	40	45
Насос 2 ₃₀	39	44

Глушение скважины способом бурильщика

Последовательность операций по глушению скважины способом бурильщика:

- 1) Закрыть скважину
- 2) Снять показания:
 - SIDPP
 - SICP
- 3) Забой скважины
- 4) Удельный вес БР
- 5) Увеличение объемов БР в емкостях
- 6) Начать циркуляцию, поддерживая постоянным давление в затрубном пространстве с помощью штуцера, пока насос не наберет нужное при глушении количество ходов, затем с помощью штуцера поддерживать постоянным давление в бурильной колонне;
- 7) Вымыть пластовый флюид из скважины
- 8) Остановить насос
- 9) Закрыть скважину и приготовить утяжеленный БР
- 10) Начать закачку утяжеленного БР с постоянной производительностью, поддерживая постоянным давление в затрубном пространстве. Когда бурильная колонна заполнена утяжеленным БР, поддерживать давление в бурильной колонне постоянным с помощью штуцера до тех пор, пока скважина не заглушена.
- 11) Поддерживать постоянной производительность насосов.

Цель способа бурильщика: избежать сложных вычислений, использовать реальные данные для процесса глушения. После вымыва пластового флюида на поверхность, значения давлений, которые необходимо использовать для расчета удельного веса БР при глушении будут более точными. Поддержание постоянным давление в затрубном пространстве при выводе насоса на скорость прокачки очень важно. При этом нельзя поддерживать постоянным давление в затрубном пространстве дольше чем это необходимо. Если есть сомнения, относительно достоверности значения давления в затрубном пространстве, закройте скважину и проверьте его еще раз. Если полученное значение отличается от предыдущего, используйте новое значение.

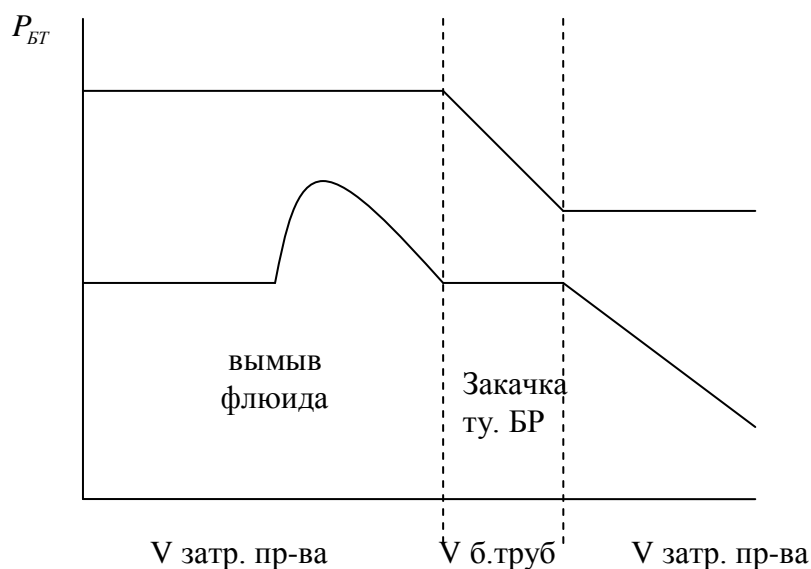
Ограничения способа бурильщика:

Существует некоторое ограничение, использования способа бурильщика.

- 1) Так как утяжеленный БР закачивается в скважину уже после того, как из скважины вымыт флюид, давление в башмаке обсадной колонны может быть более высоким и вероятность поглощения более высока.
- 2) Давление в системе поддерживается более длительное время, что может привести к прочим осложнениям. Данный способ никогда не применяется в случаях:

- когда существует опасность поглощения
- когда спущен только кондуктор
- когда в длинных секциях обсадных колонн есть изношенные участки
- когда ограничено максимально допустимое давление на устье

На следующем рисунке показаны графики изменения давлений в бурильных трубах, затрубном пространстве, в башмаке обсадной колонны и на забое при глушении скважины способом бурильщика.



Способ ожидания утяжеления

Последовательность операций по глушению скважин способом ожидания утяжеления

- 1) Закрывать скважину
- 2) Снять показания:
 - SIDPP
 - SICP
 - Удельный вес БР
 - Увеличение объема БР в емкостях
- 3) Рассчитать значение:
 - увеличение веса БР
 - начальное давление циркуляции (ICP)
 - конечное давление циркуляции (FCP)

$$FCP = SCP * \frac{KMW}{MW}$$

- количества ходов насоса для закачивания БР от поверхности до долота
- составить график изменения давления в бурильных трубах от начального давления циркуляции (ICP) до конечного давления циркуляции (FCP).

- 4) Утяжелить БР в емкостях
- 5) Начать циркуляцию, поддерживая постоянным давление в затрубном пространстве, пока буровой насос не разовьет скорость, необходимую для глушения скважины.
- 6) Определить давление в бурильной колонне
- 7) Сравнить давление в бурильной колонне с начальным давлением циркуляции (ICP). В случае различия откорректировать рассчитанное начальное давление и конечное давление циркуляции, используя формулу:
$$\Delta P_{DP} = ICP - SIDPP$$
- 8) Как только утяжеленный БР вошел в бурильные трубы, начать снижение давления в бурильных трубах от начального (ICP) до конечного (FCP), согласно графика:

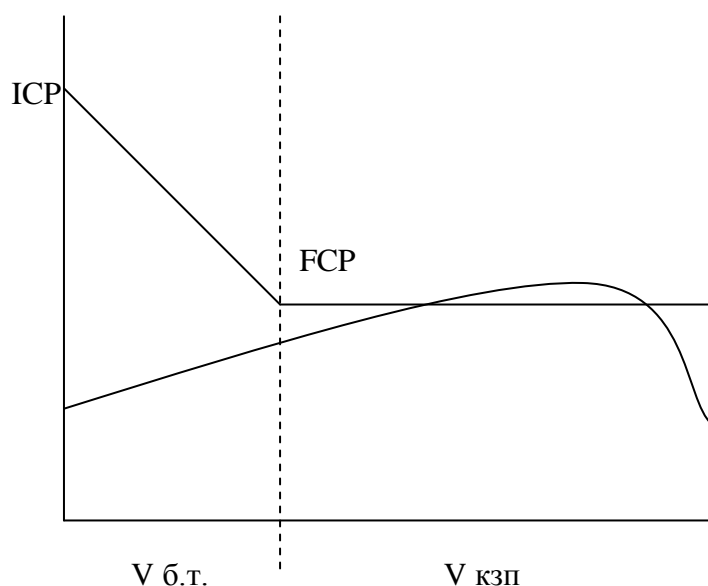


рис.1

9) Как только утяжеленный БР дошел до долота, поддерживать постоянным давление в буровых трубах и скорость насоса до полного замещения скважины утяжеленным БР

Данный способ глушения обеспечивает минимальные давления в скважине и в зависимости от конфигурации скважины минимальные давления в башмаке обсадной колонны. Этот способ предполагает остановку процесса глушения скважины для утяжеления БР, если не осуществлять циркуляцию, то может произойти прихват буровой колонны. Поэтому как только утяжеленный БР приготовлен, начинайте его закачку в скважину. При закачке тяжелого БР в БТ, гидростатическое давление столба БР в БТ увеличивается, и когда БТ полностью заполняются тяжелым БР, давление столба БР в БТ будет компенсировать пластовое давление. В начале закачки утяжеленного БР давление циркуляции равно начальному давлению циркуляции (ICP), которое складывается из давления прокачки (SCP – slowly circulation pressure) и давления в БТ (SIDPP), которое возникло от разности пластового давления и гидростатического давления столба БР. Расчет необходимого увеличения удельного веса БР основан на том, что оно должно компенсировать давление в БТ (SIDPP) по мере закачки утяжеленного БР в трубы, столб нового БР начинает компенсировать давление в БТ (SIDPP – shut in drilling pipe pressure), поэтому давление циркуляции снижается. Этот процесс отражает график изменения давления в БТ, построенный на листе глушения.

Построение графика изменения давлений для способа ожидания утяжеления

1) Нанесите значения начального давления циркуляции (ICP)

- 2) Количество ходов насоса, необходимого для заполнения БК БР, постройте линию вверх.
- 3) От точки соответствующей конечному давлению циркуляции (FCP) на шкале давлений проведите горизонтальную линию до пересечения с линией необходимого количества ходов бурового насоса для заполнения затрубного пространства.
- 4) Соедините точку ICP и точку 2 (FCP)
- 5) Только что построенная прямая показывает каким должно быть давление циркуляции при определенном количестве ходов насоса. (смотрите рис.1)

Задача:

TVD=3200 (м) (True Vertical Depth)

Диаметр скважины, (м) D=0.215

Диаметр бурильных труб d=0.127

Обсадная колонна – 2700м

Давление прокачки при 20 л/ход (45 ходов/мин)

SCP=56 бар – давление прокачки

SIDPP – 20 бар

SICP – 30 бар

MW (mud weight) = 1,42 г/см³

Увеличение объема раствора $V_{\text{притока}} = 6 \text{ м}^3$

Решение:

$$ICP = SCP + SIDPP = 56 + 20 = 76 \text{ бар}$$

$$FCP = SCP * \frac{KMW}{MW} = 56$$

$$KMW = 1.42 + (SIDPP / 0.0981 * TVD) = 1.14 + (20 * 10^5 / 0.0981 * TVD) = 1.48$$

$$V_{BT} = \pi r^2 h = 3.14 * (0.127 * 0.127 / 4) * 3200 = 40,5, \text{ где } r - \text{внутренний диаметр БТ}$$

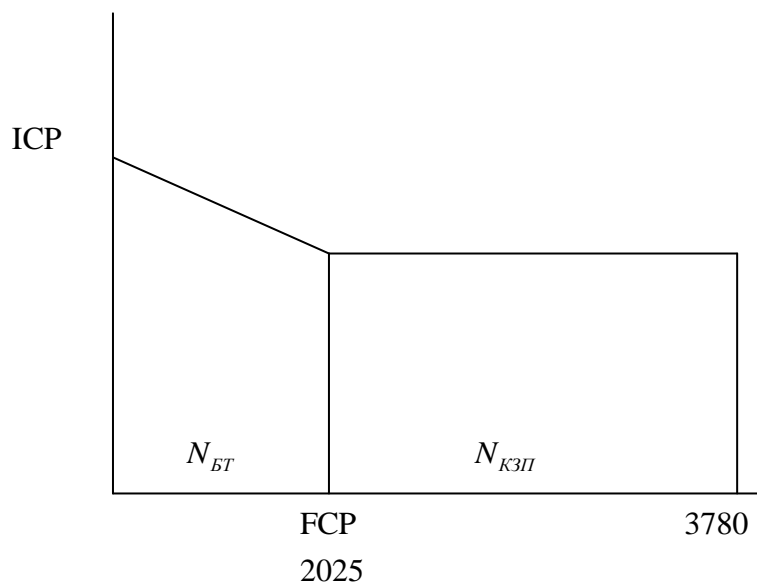
$$20 \text{ л/х} = 0.02 \text{ м}^3/\text{х}$$

$$N = \frac{V_{BT}}{0.02} = 2025$$

Объем кзп:

$$V_{KЗП} = V_{СКВ} - V_{BT} = \pi r^2 h - V_{BT} = 75.61$$

$$N = \frac{V_{KЗП}}{0.02} = 3780$$



$N_{БТ}$	Δp
0	76
200	75,6
400	75.2
600	74.8
800	74.4
2025	56

$$\Delta p = \frac{-FCP + ICP}{100} = \frac{20}{100} = 0.2$$

$$KMW = 1.42 + (SIDPP + \Delta p_{ITB} / 0.0981 * TVD) = 1.14 + (20 * 10^5 / 0.0981 * TVD) = 1.48$$

За рубежом берут $\Delta p_{ITB} p = 5 - 7$ бар – запас на безопасность. У нас в зависимости от глубины и может достигать 10 – 15 bar.

Максимальное допустимое давление на устье

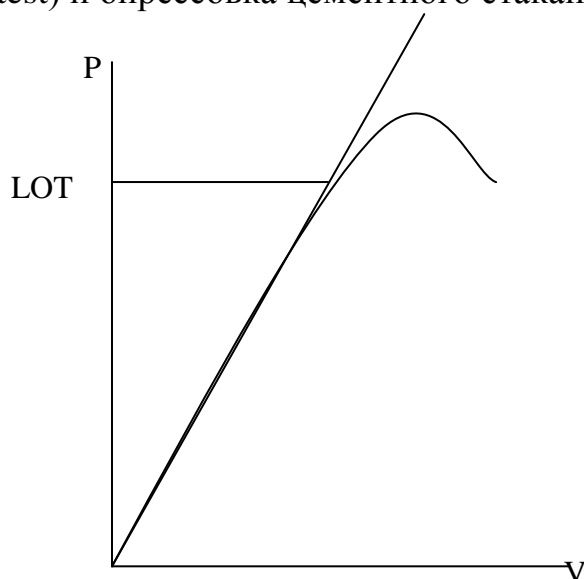
Максимальное допустимое давление на устье ограничено:

- 1) Максимальным допустимым давлением под башмаком ОК (наиболее слабое место);
- 2) Максимальным допустимым давлением ОК;
- 3) Максимальным допустимым давлением оборудования устья скважины (превентор, колонная головка).

Давление гидроразрыва.

В большинстве случаев, особенно при морском бурении, максимально допустимое давление на устье ограничивается градиентом гидроразрыва

пород под башмаком обсадной колонны. Лучшим способом определения этого значения является испытание скважины на приемистость (LOT – leak off test) и опрессовка цементного стакана.



Главное в испытании на приемистость – определение давление, при котором пласт начинает принимать БР не приводя к разрыву. Некоторые операторы производят повторное испытание, дважды закачивая последнюю порцию БР. Определяемой величиной при LOT является максимальное дополнительное давление к гидростатическому давлению столба БР, необходимое для того, чтобы вызвать небольшое поглощение. Это означает, что изменение удельного веса БР повлечет за собой изменение максимального допустимого давления. Чем выше удельных вес БР, тем ниже будет максимальное допустимое давление при одинаковых условиях.

$$P_{LOT} = MAASP \text{ (maximum available surface pressure)}$$

Методы проведения испытания скважин на приемистость.

- 1) С помощью испытательного или цементировочного насоса произведите закачку БР в закрытую скважину на самой малой скорости. Как только манометр начнет показывать давление в затрубном пространстве, закачайте в скважину 75л и остановите насос. Подождите 3 мин., если давление за 3 мин. не упало, закачайте еще 75 литров БР. Остановите насос и подождите 3 мин.. Продолжайте работать таким образом, пока давление в период ожидания не начнет падать. Определите по манометру в ОК давление LOT.
- 2) С помощью испытательного или цементировочного насоса произведите закачку БР в закрытую скважину ступенчато, поднимая каждый раз давление в затрубном пространстве на 10 бар с 3-х минутными

- периодами ожидания. Точка, где давление в затрубном пространстве перестает расти или начинает снижаться, есть давление LOT;
- 3) С помощью испытательного или цементировочного насоса произведите закачку БР в закрытую скважину с производительностью 60 литров в минуту. Давление будет соответствовать давлению LOT, когда давление в затрубном пространстве перестанет расти.
 - 4) Используя штуцер на штуцерном манифольде произведите медленную закачку БР в закрытую скважину, медленно прикрывайте штуцер, поднимая давление по 5 бар. Точка, где давление в затрубном пространстве перестает расти, отражает давление LOT;

$$MAASP = P_{LOT} - [0,0981 * TVD(MW_2 - MW_1)]$$

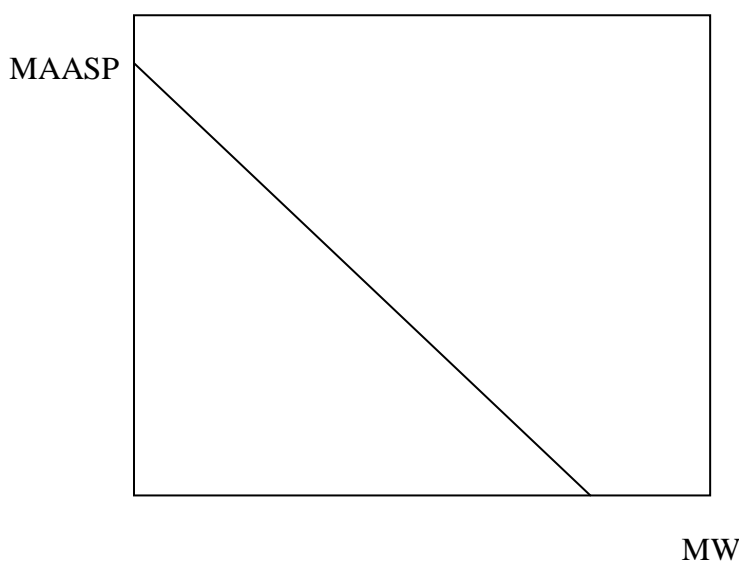
где P_{LOT} - давление LOT в барах;

TVD – вертикальная глубина башмака колонны, м (глубина проведения LOT);

MW_1 - первоначальный вес БР, г/см³;

MW_2 - новый удельный вес БР, г/см³;

То есть график отображает следующую зависимость:



Определение максимального допустимого давления на устье по максимальному давлению обсадных труб.

Важным моментом в проекте крепления скважин является обеспечение того, чтобы в процессе строительства скважины ОК не была повреждена вследствие внутренних и наружных давлений или растягивающих нагрузок. В расчетах по креплению скважины учитываются такие величины: кривизна скважины, удельный вес БР, градиент гидроразрыва, пластовое давление, а также прочность обсадных труб и марка сталей. API установил общее

правило, согласно которому давление разрыва ОК в скважинных условиях должно составлять 80% от того значения давления разрыва ОК, которое указано в таблице характеристик обсадных труб. Правильно составленный расчет ОК гарантирует надежность применяемых обсадных труб. В случае спущенного кондуктора или первой промежуточной колонны максимальное допустимое давление на устье ограничивается давлением LOT. В техническом проекте максимально допустимое давление на устье определяется теоретически или по данным соседних скважин. Практически для всех скважин за максимально допустимое давление на устье можно принимать давление LOT, так как прочность ОК обеспечивается их расчетом.

Ограничения по использованию устьевого оборудования.

Основой выбора устьевого оборудования является тот факт, что оно должно выдерживать те давления, которые могут возникнуть в процессе строительства скважины. Давление в затрубном пространстве на устье зависит от различных факторов. Все они подчинены газовому закону.

$$PV = const$$

Как правило, следующие положения распространяются на максимальное давление на устье:

- давление на устье возрастает с подходом пластового флюида к устью;
- давление на устье возрастает с возрастанием объемов проявления;
- давление на устье меньше, если пластовый флюид – минерализованная вода, и больше – в случае газового проявления;
- давление на устье больше, если объем затрубного пространства больше;
- давление на устье возрастает с возрастанием глубины скважины;
- давление на устье зависит от способа глушения скважины;
- увеличение удельного веса БР перед циркуляцией снижает давление на устье (способ ожидания утяжеления);
- использование добавочных коэффициентов для расчета давлений и удельных весов БР, приводит к увеличению давления на устье;
- миграция газа при закрытой скважине может привести к увеличению давления на устье до пластового давления;

Невозможно предсказать максимальное давление на устье при проявлении, так как при этом возникает слишком много вопросов, на которые нельзя ответить. Такими вопросами могут быть:

- характер пластового флюида;
- температура;
- характер потока БР;
- распределение притока и т.д.;

Как правило, фактические давления на устье всегда будут меньше тех, которые могут быть вычислены с помощью пластических формул, так как

некоторое количество газа растворится в БР и не весь газ будет представлен в газовой пачке.

Уравнение для определения характера притока.

$$MW_f = MW - [(SICP - SIDPP) / (0,0981 * L)]$$

где MW_f - удельный вес пластового флюида, г/см³;

$$L = \frac{V_f}{S_{КЗПнауровнеf} * \cos \theta}$$

L – высота притока,
которая рассчитывается
следующим образом:

где θ - угол отклонения скважины от вертикали;

V_f - объем притока флюида, м³;

$S_{КЗПнауровнеf}$ - площадь затрубного пространства в зоне расположения флюида, м²;

Если удельный вес пластового флюида меньше 0,36 г/см³, то это газ. Если удельный вес пластового флюида 0,36-1,03, то это смесь газа, воды и нефти. Если удельный вес пластового флюида 1,03-1,22, то это минерализованная вода.

Поглощение и процесс глушения скважины.

Проявления в скважине связаны с возникновением повышенных давлений в скважине, поэтому при проявлении необходимо принимать все меры, чтобы избежать или снизить возможность поглощения. При закрытии скважины, при проявлении по значениям давления в БТ (SIDPP) и давления в ОК (SICP) невозможно сказать приведут ли давления в скважине, возникающие при глушении к поглощению или нет. Это можно определить только во время практического осуществления глушения скважины. Существуют три основных причины, которые могут привести к поглощению:

- 1) Некачественное цементирование – одно из наиболее часто встречающихся причин поглощения при ликвидации проявления является некачественное цементирование последней ОК. Признано, что ОК должна быть опрессована сразу после разбуривания цементного стакана для того, чтобы проверить имеет ли место заколонное проявление. Испытание должно производиться либо для определения давления гидроразрыва пород под башмаком ОК. Для расчета максимального удельного веса БР, который может быть использован до установки следующей ОК, либо для опрессовки на какое-то фиксированное значение давления. Некачественное цементирование особенно опасно, так как может привести к заколонным перетокам, и выходу газа на поверхность под буровой установкой (грифон).

- 2) Гидроразрыв пласта – это довольно частое явление. Гидроразрыв может произойти вследствие чрезмерного давления, слишком большого удельного веса БР или ввиду повышенных нагрузок, возникающих в процессе глушения скважины. В большинстве случаев гидроразрыв пласта ликвидируется в короткий срок при снижении давления. Гидроразрыв возникает в самом слабом месте ствола скважины. Очень часто это происходит в районе башмака ОК.
- 3) Трещиноватость пород – при бурении в твердых породах трещиноватость обычно приводит к обычному поглощению. Такие трещины трудно ликвидировать и ожидание их закупорки обычно не помогает.

Глушение скважины при нахождении БК над забоем.

Если при закрытой скважине в БТ имеется давление, то можно определить значение удельного веса БР для глушения скважины. При этом необходимо действовать так же, как и при осуществлении стандартной операции по глушению скважины, а именно заполнить лист глушения, используя глубину нахождения долота вместо глубины скважины. Для определения начального давления циркуляции, поддерживайте постоянное давление в затрубном пространстве, пока насос не достигнет скорости, которая необходима при глушении. Когда скорость насоса достигнет скорости глушения скважины и давление в ОК будет таким же, что и при закрытии скважины, давление циркуляции будет начальным давлением циркуляции (ICP).

Проявления при полностью поднятом инструменте.

В случае, когда проявление произошло при полностью поднятом бурильном инструменте и невозможно осуществить спуск бурильного инструмента с открытым превентором, скважина должна быть закрыта с помощью глухого превентора и начата подготовка к принудительному спуску бурильного инструмента. Давление в ОК должно замеряться каждые 15 минут. При увеличении давления в ОК оно может быть снижено согласно объемного способа глушения скважины.

Принудительный спуск инструмента в скважину (под давлением).

Принудительный спуск инструмента в скважину требует от каждого члена буровой бригады понимания происходящего процесса и абсолютной дисциплины. На буровом мастере и представителе заказчика лежит

ответственность за разъяснение членам буровой бригады их действий при принудительном спуске бурильного инструмента. На них также лежит ответственность за осуществление процесса глушения скважины.

Принудительный спуск инструмента в скважину при использовании универсального превентора – обычная операция. Однако некоторые положения необходимо помнить:

- 1) Резиновые предохранительные кольца БТ не проходят через уплотнительный элемент универсального превентора.
- 2) Гидравлическая линия закрытия универсального превентора должна быть соединена с аккумуляторным баллоном для обеспечения приоткрытия уплотнительного элемента при протаскивании через него бурильного замка;
- 3) Поддерживайте минимальным рабочее давление в системе управления универсального превентора, рабочее давление должно быть снижено до уровня, при котором при протаскивании трубы через уплотнительный элемент просачивался бы БР. При использовании подводного ПВО для определения рабочего давления системы управление универсального превентора необходимо использовать таблицу рабочих характеристик ПВО. Низкое давление в системе управления универсального превентора увеличивает срок службы уплотнительного элемента превентора.
- 4) В верхней части уплотнительного элемента превентора необходимо иметь воду или масло в качестве смазывающего материала. На наружную поверхность замков бурильных труб необходимо наносить смазку.
- 5) Если давление в затрубном пространстве (при закрытом превенторе) очень высокое, оно может выталкивать БК из скважины или препятствовать спуску БК вниз. Для спуска БК в скважину с использованием универсального превентора необходимо, чтобы вес БК был больше выталкивающей силы. Вес колонны – минимальный вес БК которую можно спускать под собственным весом.

Технология спуска БТ в скважину через универсальный превентор.

- 1) Отрегулируйте давление так, чтобы при спуске БК через уплотнительный элемент просачивался БР. При использовании подводного ПВО для определения давления закрытия универсального превентора, пользуйтесь значением, взятым из таблицы рабочих характеристик.
- 2) Производите спуск не быстрее, чем 0,3 м/с. Замедляйте спуск при протаскивании бурильного замка через уплотнительный элемент превентора. При подводном ПВО необходимо производить соответствующие замеры для контроля положения замка относительно

уплотнительного элемента. Если ПБУ подвержена качке, прохождение замков БТ через уплотнительный элемент, рекомендуется производить быстро во избежание действия реактивных сил.

- 3) При спуске БТ в скважину поддерживайте постоянно давление в затрубном пространстве с помощью штуцера, замеряйте объем стравленного БР и производите корректировку давления в затрубном пространстве.
- 4) Каждая свеча БТ должна вытеснять соответствующее количество БР. Если раствор из скважины не вытесняется, значит происходит поглощение.
- 5) Если давление в ОК после стравливания соответствующего объема БР по прежнему растет, начните использовать объемную поправку.

Технология спуска БТ в скважину с использованием плашечных превенторов

- 1) Выбрать для использования 2 плашечных превентора.
- 2) Уменьшить давление закрытия до 500 Пси или менее.
- 3) При закрытом верхнем плашечном превенторе медленно произвести спуск БТ до тех пор, пока замок БТ не находится в 60 см от плашек верхнего превентора (на ПБУ расстояние между замком БТ и плашками превентора должно быть определено в соответствии с расстоянием моря).
- 4) Остановите спуск, закрыть верхний плашечный превентор.
- 5) Стравить давление между превенторами и открыть верхний плашечный превентор.
- 6) Опустить БК так, чтобы замок БТ находился между двумя превенторами;
- 7) Остановить спуск, закрыть верхний плашечный превентор.
- 8) Поднять давление между превенторами до уровня давления в скважине при помощи насоса и открыть нижний плашечный превентор.
- 9) Продолжать операции, повторяя изложенную технологию для каждого замка БТ.

Принудительный подъем бурильного инструмента из скважины.

Подъем бурильного инструмента из скважины осуществляется точно так же, как и спуск, только в обратном порядке. При подъеме БТ из скважины давление в затрубном пространстве должно поддерживаться постоянным за счет закачивания БР в скважину. Для этого необходимо произвести расчет объема бурильных труб и построить график зависимости закаченного объема БР от длины поднятых труб. Объем закаченного БР должны сверяться с

графиком, а давление в ОК, поддерживаться постоянным. Если объем вытеснения и давления в кольцевом пространстве не соответствует расчетным, используйте объемную поправку.

Объемные поправки.

При принудительных СПО взаимосвязь между давлением в затрубном пространстве и объемом вытесненного БР является очень важным. В большинстве случаев во время осуществления данной операции необходимо поддерживать постоянным давление в затрубном пространстве, однако в случае миграции газа это может привести к опасным ситуациям. При поддержании постоянным давления в затрубном пространстве при миграциях газа, существует опасность, что в связи с уменьшением давления на забой в скважину может поступить дополнительно газ, и давление на забой еще больше снизится. Во время операций по принудительному спуско-подъему БТ необходимо осуществлять контроль за объемом стравленного (закаченного) БР для того, чтобы знать, принимает или отдает скважина расчетный объем БР при поддержании постоянным давления в затрубном пространстве. Газ обычно поднимается по затрубному пространству медленно и незначительный дополнительный приток часто является несущественным. Однако, иногда наступает момент, когда становится ясно, что при поддержании постоянного давления в затрубном пространстве в скважине происходит интенсивный приток. Зависимость объема вытесняемого БР от давления выражается соотношением:

$$\Delta P = 98,1 * MW / \Delta V_{кзп}$$

где ΔP - падение давления на 1 м^3 БР, бар/м³;

$\Delta V_{кзп}$ - удельный объем затрубного пространства, л/м;

Для контроля давления в ОК постройте график зависимости давления от объема, используя вышеприведенную формулу и при увеличении давления на каждый бар стравливайте определенный объем БР в дополнение к объему спущенных БТ. Используйте доливную емкость для точного замера объема БР.

Пояснения к таблице.

- 1) В таблице дается необходимая информация для принудительного СПО.
- 2) Объемные поправки рассчитаны на 1 м^3 .
- 3) Заполняйте таблицу после спуска каждой свечи, рассчитав количество БР, которое необходимо стравить (закачать).
- 4) Если после стравливания или закачки определенного объема БР соответствующего объему спущенных или поднятых БТ, давление в затрубном пространстве повысилось, то имеет место миграция газа.

При увеличении давления в затрубном пространстве производите медленно стравливание соответствующего объема БР.

- 5) Если газовая пачка появилась на устье до того, как закончен спуск бурильного инструмента на забой, остановите спуск и снимите показания давления. Затем:
- а) подготовьтесь для закачки БР в БТ;
 - б) начните циркуляцию по способу бурильщика;
 - с) вымойте газовую пачку;
 - д) проверьте скважину на перелив, проверьте давление, при возможности откройте скважину, если скважина переливает, продолжайте спуск бурильного инструмента на забой, произведя операцию по глушению скважины.

Определение пластового давления методом SIGMALOG

Программа служит для определения пластового давления.

Программа рассчитывает:

- параметры a и b линии эталонной прочности горных пород (по линейной зависимости σ_0 от глубины);
- параметр σ_{gn} эталонной прочности горных пород;
- момент входа в зону АВПД;
- градиент пластового давления в зоне АВПД.

σ_t , σ_0 и K рассчитываются по программе определения общей пористости пород.

Коэффициенты a и b определяются из уравнения $\sigma_0 = a \cdot H + b$ по методу наименьших квадратов.

Расчет градиента пластового давления начинается при выполнении условия:

$$\frac{\sigma_0}{0,98 \cdot \sigma_{gn}} < 1.$$

B – коэффициент.

C каждым новым долблением линия σ_{gn} обновляется.

Отклонение значений σ_0 влево от σ_{gn} означает вход в зону АВПД и служит сигналом

к началу расчета пластовых давлений.

Кривая z характеризует изменение пористости пород.

Кроме зон АВПД, определение пористости пород рекомендуется проводить при входе в коллектор, а также в перспективных участках разреза.

Данный расчет производится без учета поправки на износ долота.

Исходные данные:

$$i := 0.19 \quad gradPfn := 1.04 \quad gradPg := 2.3$$

$$H_0 := 3501 \quad \gamma eq l := 2.1 \quad D := 215.9$$

	3501	3.9	63	10.9
	3502	3.7	63	10.9
	3503	3.5	64	9.5
	3504	3.3	65	10.7
	3505	3.0	62	10.2
	3506	2.7	63	10.2
	3507	2.3	60	9.4
	3508	2.0	63	9.2
	3509	2.3	64	9.8
H:=	3510	V:= 2.7	n:= 62	W:= 9.5
	3511	3.0	63	9.5
	3512	3.3	61	9.1
	3513	3.5	62	9.4
	3514	3.8	62	9.3
	3515	4.0	63	9.3
	3516	3.6	62	9.2
	3517	3.5	65	9.5
	3518	3.2	64	9.4
	3519	2.8	62	9.3
	3520	2.3	64	9.2

Расчетная часть:

$$\delta t(i) := 25.4 \cdot \left(\frac{\sqrt{W_i}}{D} \right) \cdot \left(\frac{n_i}{V_i} \right)^{0.25} - 0.000028 \cdot H_i + 0.2;$$

$$\Delta P(i) := 0.0981 \cdot (\gamma eq l - gradPfn) \cdot H_i;$$

$$K(i) := \begin{cases} \frac{3.25}{640 \cdot \delta t(i)} & \text{if } \delta t(i) \leq 1 \\ \frac{i}{640} \cdot \left(4 - \frac{0.75}{\delta t(i)}\right) & \text{if } \delta t(i) > 1 \end{cases}$$

$$F(i) := 1 + \frac{1 - \sqrt{1 + K(i)^2 \cdot \Delta P(i)^2}}{K(i) \cdot \Delta P(i)}; \quad \delta 0(i) := F(i) \cdot \delta t(i);$$

$$z(i) := \frac{100}{1.4 + 9 \cdot \delta 0(i)};$$

Результаты расчета:

$\delta t(i)=$	$K(i)=$	$\delta 0(i)=$	$z(i)=$
0.881	$5.766 \cdot 10^{-3}$	0.325	23.136
0.891	$5.7 \cdot 10^{-3}$	0.331	22.825
0.852	$5.962 \cdot 10^{-3}$	0.306	24.06
0.913	$5.564 \cdot 10^{-3}$	0.345	22.191
0.903	$5.624 \cdot 10^{-3}$	0.339	22.475
0.928	$5.474 \cdot 10^{-3}$	0.355	21.769
0.917	$5.538 \cdot 10^{-3}$	0.348	22.074
0.947	$5.361 \cdot 10^{-3}$	0.368	21.236
0.948	$5.359 \cdot 10^{-3}$	0.368	21.227
0.895	$5.671 \cdot 10^{-3}$	0.334	22.714
0.878	$5.784 \cdot 10^{-3}$	0.322	23.253
0.838	$6.063 \cdot 10^{-3}$	0.297	24.563
0.842	$6.034 \cdot 10^{-3}$	0.299	24.429
0.823	$6.173 \cdot 10^{-3}$	0.288	25.078
0.816	$6.221 \cdot 10^{-3}$	0.284	25.304
0.828	$6.129 \cdot 10^{-3}$	0.291	24.884
0.854	$5.944 \cdot 10^{-3}$	0.307	24.026
0.864	$5.876 \cdot 10^{-3}$	0.313	23.706
0.88	$5.772 \cdot 10^{-3}$	0.323	23.224
0.921	$5.514 \cdot 10^{-3}$	0.349	22

m:= 4

i:= 0..m

N:=5

a:=0

b:=0

$$a := \frac{N \cdot \sum_{i=0}^m (H_i \cdot \delta 0(i)) - \left(\sum_{i=0}^m H_i \right) \cdot \left(\sum_{i=0}^m \delta 0(i) \right)}{N \cdot \left(\sum_{i=0}^m (H_i)^2 \right) - \left(\sum_{i=0}^m H_i \right)^2}$$

$$b := \frac{\sum_{i=0}^m \delta 0(i) - a \cdot \sum_{i=0}^m H_i}{N}$$

$$a = 4.214 \times 10^{-3}; \quad b = -14.434;$$

$$i := 0.19$$

$$\delta gn(i) := a \cdot H_i + b; \quad B(i) := \frac{\delta gn(i)}{\delta t(i)}$$

$$gradPf(i) := yeql - \frac{20 \cdot (1 - B(i))}{K(i) \cdot B(i) \cdot H_i \cdot (2 - B(i))};$$

$$z(i) := \frac{z(i)}{100}$$

$\delta gn(i)=$	$B(i)=$	$gradPf(i)=$
0.321	0.364	1.043
0.325	0.365	1.033
0.329	0.387	1.158
0.333	0.365	1.01
0.338	0.374	1.055
0.342	0.369	1.006
0.346	0.377	1.053
0.35	0.37	0.989
0.355	0.374	1.006
0.359	0.401	1.16
0.363	0.413	1.219
0.367	0.438	1.329
0.371	0.441	1.333
0.376	0.457	1.389
0.38	0.465	1.415
0.384	0.464	1.401
0.388	0.454	1.357
0.392	0.454	1.347
0.397	0.451	1.326
0.401	0.435	1.245

$H_0 = 3501$

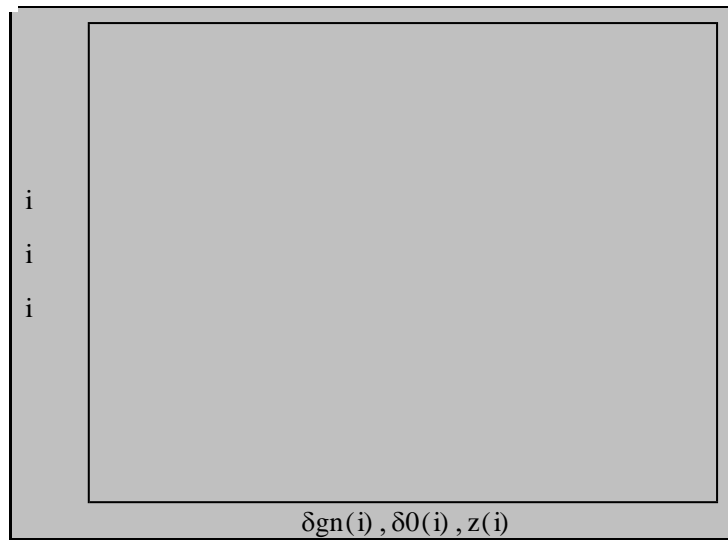


Рис.1. Выделение зоны АВПД по каротажу.

где:

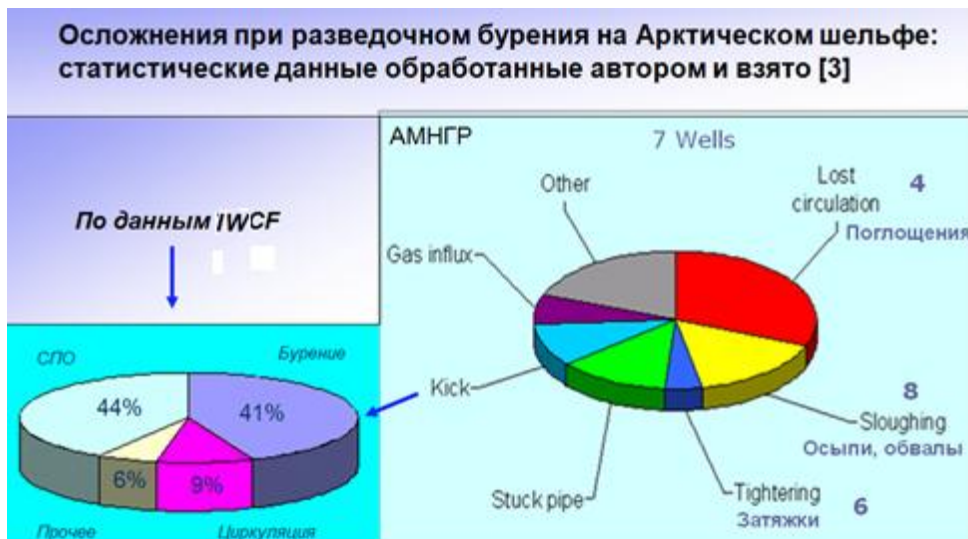
$\delta_{gn}(i)$ – параметр эталонной прочности горной породы;

$\delta_0(i)$ – параметр прочности горной породы;

$z(i)$ – общая пористость породы.

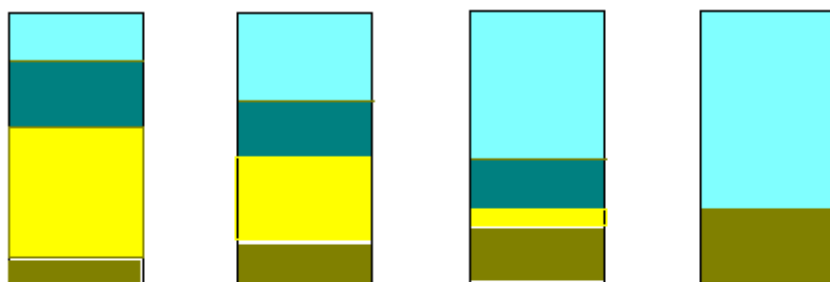
Осложнение при СПО и при простое скважины без циркуляции

Гипотеза



При отсутствии промывки скважины идет выпадение глинистых частиц в осадок. При этом различают 4 переходных зоны. Вверху скважины образуется техническая вода (осветленная часть).

При процессе осветления бурового раствора часть частиц глин



Процесс в скважине без циркуляции

ы оседают на стенке обсадной колонны. Толщину осевшего слоя пленочной глины σ можно вычислить по формуле [3]:

$$\sigma = \left(\frac{\mu^2}{\rho^2 g} \right)^{1/3},$$

где μ - пластическая вязкость бурового раствора, ρ - плотность, $g=9.81 \text{ м/с}^2$. Толщину глинистой корки определяют по каверномеру. Приготовление бурового раствора заданной плотности осуществляют в соответствии с формулой [2]:

$$\rho = \frac{m_{\text{гл}} \rho_{\text{гл}} - m_{\text{гл}} \rho_{\text{в}}(1 - n + n\rho_{\text{гл}}) + \rho_{\text{в}}\rho_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}}$$

где $m_{\text{гл}}$ - масса глины на 1 м^3 бурового раствора, т/м^3 ; $\rho_{\text{гл}}$ - плотность глины; $\rho_{\text{в}}$ -плотность воды; n - влажность глины.

Для расчетов $n=0.1$. После приготовления бурового раствора заданной плотности можно рассчитать, сколько глины содержится в 1 литре. Для раствора плотностью 1.16 г/см^3 содержание глины в 1 л равно 0.231 кг. Рассмотрим пример по расчету, сколько глины осядет на стенке обсадной колонны и сколько на проницаемых пластах. Приведем схему конструкции скважины.

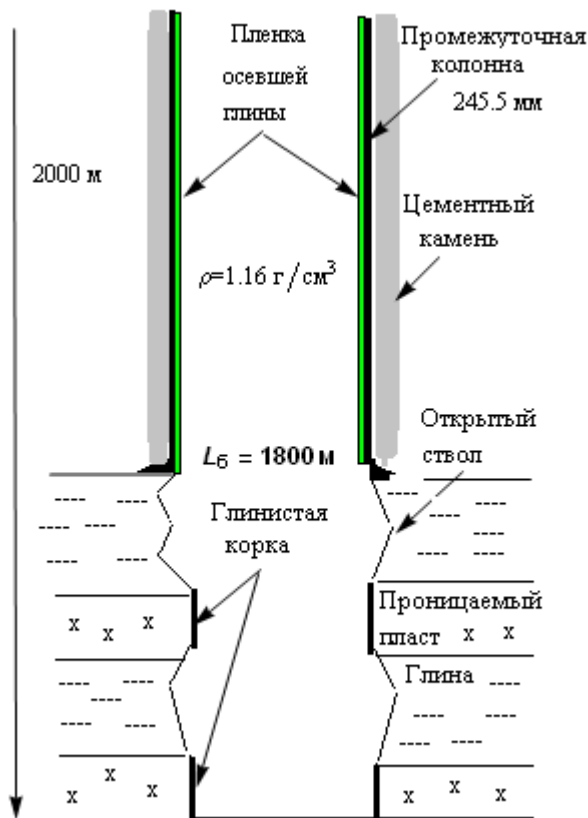


Рис 1. Конструкция скважины.

Произведем расчет толщины пленочной глины осевшей на внутренней стенке обсадной колонны (ОК). $\mu=0.008$ Па с. Толщина стенки ОК $h=10$ мм. $L_{\bar{o}} = 1800$ м. Мощность двух проницаемых пропластков по 10 м каждый (h_i). Гидростатическое давление столба бурового раствора на забой скважины составляет 22.8 МПа.

$$\sigma = \left(\frac{\mu^2}{\rho^2 g} \right)^{1/3} = 0.00017 \text{ м}$$

Найдем объем осевшей пленки на стенке ОК

$$V_{пл} = 2 \pi r_{ок} L_{ок} \sigma = 0.215 \text{ м}^3$$

Примем толщину глинистой корки $h_{гк} = 8$ мм. Диаметр долота 215.9 мм.

Плотность глинистой корки в пластовых условиях $\rho_{гк} = 3.12$ г/см³. Объем, который занимает глинистая корка в общем случае:

$$V_{гк} = \sum 2\pi r_{\bar{o}} h_i h_{гкi} = 0.09 \text{ м}^3.$$

Масса глины в массе пленки бурового раствора осевшей на ОК составляет 46 кг. Без учета влажности 63 кг. Если учесть 2 пропластка песчаника с наличием глинистой корки

$$m_{гк} = \alpha V_{гк} \rho_{гк} = 10 \text{ кг}$$

В итоге получаем

$$m_{гг} = m_{гг} - (m_{гк}/1000) - (m/1000) = 0.253 \text{ т}$$

$$\rho_i = \frac{m_{гг} \rho_{гг} - m_{гк} \rho_{гк} (1 - n + n \rho_{гг}) + \rho_{в} \rho_{гг}}{\rho_{гг}} = 1.12$$

Давление на забое скважины 22 МПа, пластовое давление 22 МПа.
Начальное гидростатическое давление на забой скважины составляло 22.7 МПа.

Долив скважины обязателен, но процесс отстаивания идет в 120 м^3 , тогда как объем периодического долива составляет 100 л. Поэтому на буровых рекомендуется определять скорость оседания и делать может быть промежуточную промывку скважины. Так как процесс оседания наиболее интенсивно идет в верхней части скважины. В нижней части скважины будет осадок. Поэтому после повторного спуска инструмента во время циркуляции будет повышена (временно) плотность раствора.



Объем скважины и объем долива – пропорция.

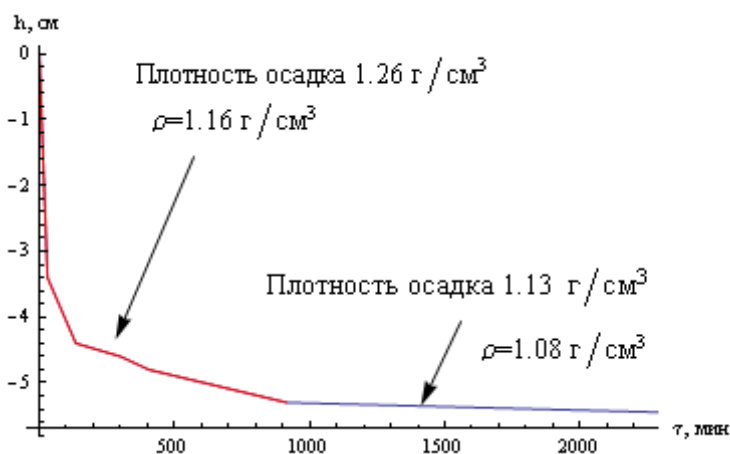


Рис.2 Скорость осветления БР, диаметр 70 мм

Рис.3 Скорость осветления БР в зависимости от диаметра скважины

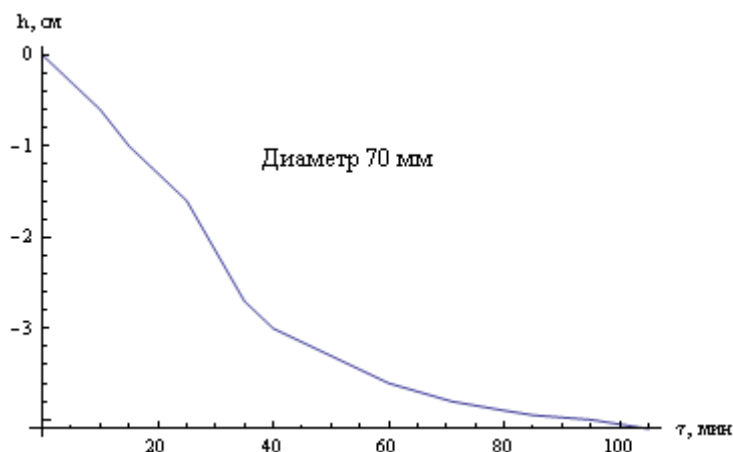


Рис.3 Скорость осветления БР при диаметре 70 мм

Список литературы

1. Спецвычислитель оперативной обработки данных геолого-технологических исследований МИКПАК-2. М: Уфа. 1989 г.
2. Э.Е Лукьянов, В.В Стрельченко. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. М: Нефть и Газ. 1997 г.
3. Осуществление практического контроля скважин. М: АМНГР, 1995 г.
4. РД 153-390-069-01