

ЛЕКЦИИ (часть 3)

6-й семестр

**Раздел 3 Технология бурения нефтяных и газовых скважин
по специальности**

**МДК 01.01 Технология бурения нефтяных и газовых скважин
ПМ 1. «Проведение буровых работ в соответствии с технологическим
регламентом»**

21.02.02 «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Нефтеюганск
2020

Задание 1

Заключительные работы и проверка результатов цементирования

После цементирования обсадной колонны происходит ожидание затвердевания цементного раствора (ОЗЦ), которое устанавливается:

- для кондукторов – 16 часов;
- для промежуточных и эксплуатационных колонн – 24 часа.

По истечении срока схватывания и затвердевания цементного раствора в скважину спускают электротермометр для определения фактической высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве. Верхнюю границу подъема определяют по резкому изменению температуры (при затвердевании цементного раствора выделяется тепло в течение 5-10 часов). С помощью гамма-каротажа или акустического каротажа можно определить плотность цементного камня.

После ОЗЦ уточняют местонахождение цементного стакана внутри обсадной колонны и приступают к разбурированию деталей низа обсадной колонны. Разбурирование ведется пикообразным долотом диаметром на 7 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны.

Для проверки герметичности обсадной колонны ее опрессовывают, заменяя жидкость в колонне водой. При опрессовке давление должно быть на 20% больше максимального устьевого давления, которое может возникнуть при эксплуатации скважины.

Колонна считается герметичной, если не наблюдается перелив воды или выделения газа. Кроме того, в течение 30 мин испытания на герметичность давление не должно снижаться более чем на 0,3 МПа при $P_{\text{опрес}} < 7 \text{ МПа}$; не более 0,5 МПа при $P_{\text{опрес}} > 7 \text{ МПа}$.

Задание 2

Контроль свойств тампонажного раствора при цементировании скважины

В период цементирования скважины ведут двойной контроль плотности тампонажного раствора, давления в нагнетательном трубопроводе и объемов закаченного тампонажного раствора и продавочной жидкости.

Такой контроль ведется с помощью СКЦ (станции контроля цементирования), где установлены датчики регистрации мгновенного расхода жидкости. Параллельно с помощью ареометра замеряется плотность тампонажного раствора. Манометры, установленные на цементировочных агрегатах регистрируют давление.

Так как размер твердых частиц в сухом цементе неодинаковый, то более крупные частицы не диспергируют. Чтобы усилить их диспергирование, тампонажный раствор проходит через специальный струйный активатор, где крупные частицы разбиваются и диспергируются.

Водоотдача тампонажного раствора должна быть низкой, чтобы избежать отрицательного воздействия на коллекторские свойства продуктивного пласта. Но в тоже время раствор не должен потерять своей подвижности в течение всего процесса цементирования.

Задание 3

Осложнения при цементировании и способы их предотвращения

При проведении цементировочных работ могут возникнуть различные осложнения:

- поглощение тампонажного раствора;
- резкое повышение давления в период вытеснения тампонажного раствора из обсадной колонны;
- ГНВП из-за неправильно выбранной плотности тампонажного раствора;
- перетоки через заколонное пространство;
- неполное заполнение затрубного пространства тампонажным раствором и оставление большего объема тампонажного раствора внутри колонны выше кольца стоп из-за сокращения сроков схватывания;
- оголение башмака колонны.

Поглощения тампонажного раствора происходят в результате возникновения чрезмерно высокого противодавления на стенки скважины. Это может произойти по нескольким причинам:

- неправильный выбор плотности тампонажного раствора без учета давления поглощения;
- неправильный выбор режима и способа цементирования, без учета тех же факторов, неправильно выбрана скорость движения и суммарное давление в заколонном пространстве;
- обезвоживание тампонажного раствора в интервале поглощения;
- образование большого объема густой высокотиксотропной смеси тампонажного раствора и промывочной жидкости;
- преждевременное загустевание и схватывание тампонажного раствора из-за неправильного выбора состава, нарушения рецептуры при приготовлении, значительное увеличение продолжительности цементирования по сравнению с расчетным.

При цементировании скважины давление в затрубном пространстве всегда должно быть больше пластового давления. В результате перепада давления будет происходить фильтрация тампонажного раствора и его обезвоживание.

Под действием большего давления водная среда будет отфильтровываться в проницаемые породы. Но если раствор находится в непрерывном движении, то обезвоживание раствора не представляет опасности. Причем, на стенках скважины будет образовываться тонкая цементная корка. Чем больше скорость течения, тем меньше толщина корки. Но если движение раствора остановить, то цементная корка может заполнить все затрубное пространство. И даже после восстановления циркуляции возникнут большие гидравлические сопротивления, на преодоление которых необходимо повышать давление. А это может привести к разрыву пород.

Чтобы снизить отрицательные последствия из-за нарушения рецептуры раствора при его приготовлении, необходимо отдельные порции раствора, приготовленные разными машинами направлять сначала в общую осреднительную емкость. А после тщательного перемешивания и контроля направлять в скважину.

Газопроявления и перетоки могут возникнуть из-за снижения противодавления на пласт. Причиной может быть:

- оставление невытесненной промывочной жидкости;
- оставление глинистой корки на стенках скважины;
- усадки загустевшей промывочной жидкости и тампонажного камня;
- образование зазора между цементным камнем и обсадной колонной.

Чтобы устранить опасность быстрого обезвоживания тампонажного раствора, необходимо:

- не допускать ни малейшей остановки движения тампонажного раствора с момента выхода его в затрубное пространство до окончания процесса цементирования;
- контролировать водоотдачу тампонажного раствора.

При разработке рецептуры тампонажного раствора необходимо учитывать давление и забойную температуру. Марку цемента выбирать с учетом этих факторов.

ГНВП и перетоки пластовых жидкостей могут произойти из-за недостаточного противодавления на пласт, или возникновения каналов в затрубном пространстве. Предотвратить это осложнение можно непосредственно в период цементирования при контроле за плотностью тампонажного раствора. Опасность возникновения перетоков и ГНВП можно предотвратить путем установки пакеров на обсадной колонне и обеспечения максимально возможной полноты замещения промывочной жидкости тампонажным раствором, поддержания избыточного давления в затрубном пространстве или использования ступенчатого цементирования.

Задание 4

Цементирование хвостовиков

Хвостовики цементируют одноступенчатым способом. Хвостовик спускают в скважину на бурильных трубах, которые имеют меньший диаметр. При цементировании цементный раствор отделяют от продавочной жидкости специальной разделительной пробкой. Пробка состоит из двух секций. Нижняя секция изготавливается под внутренний диаметр хвостовика и подвешивается внутри разъединителя (между бурильными трубами и хвостовиком) с помощью шпилек. Верхняя секция изготавливается под внутренний диаметр бурильных труб.

После промывки скважины в бурильные трубы через цементировочную головку закачивают цементный раствор необходимого объема. Затем освобождают верхнюю секцию пробки и проталкивают ее вниз по бурильной колонне с помощью продавочной жидкости. После посадки верхней секции пробки на нижнюю давление в бурильных трубах резко возрастает, шпильки срезаются и обе секции как единая пробка движутся вниз до упорного кольца, вытесняя цементный раствор в затрубное пространство.

Во время закачки продавочной жидкости в бурильные трубы сбрасывают шар, который садится на седло втулки разъединителя и сдвигает ее вниз. Боковые отверстия открываются и продавочная жидкость вытекает в затрубное пространство. Промывку продолжают до схватывания тампонажного раствора. Затем бурильную колонну отсоединяют и извлекают из скважины.

Установка цементных мостов

Мост- это искусственное сооружение, полностью перекрывающее поперечное сечение скважины (или обсадной колонны) на участке небольшой длины, удаленном, как правило, от забоя.

Мосты устанавливаются для решения следующих проблем:

- временного или постоянного разобщения нижезалегающих проницаемых пластов от вышезалегающих;
- устранения опасности разлива пластовой жидкости;
- создания прочной опоры при забурировании бокового ствола;
- укрепления неустойчивых, осыпающихся пород.

Цементный мост устанавливают следующим способом. Ниже границы участка, в котором требуется создать мост (рисунок 1), устанавливают разбуриваемый пакер, чтобы предотвратить оседания вниз столба тампонажного раствора.

- 1 – цементировочная головка;*
- 2 – промывочная жидкость;*
- 3 – продавочная жидкость;*
- 4 – буферные жидкости;*
- 5 – верхняя цементировочная пробка;*
- 6 – тампонажный раствор;*
- 7 – колонна труб;*
- 8 – разбуриваемый пакер*

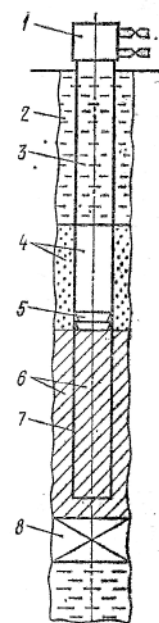


Рисунок 1. Установка цементного моста

До нижней границы этого участка спускают бурильную колонну и промывают скважину. Если есть каверны в стенках скважины, включают приспособление с боковыми

гидромониторными насадками и вымывают из каверн загустевшую промывочную жидкость. При этом бурильную колонну необходимо вращать и расхаживать.

После промывки в бурильную колонну закачивают сначала первую порцию буферной жидкости, затем порцию тампонажного раствора, затем порцию буферной жидкости и порцию продавочной жидкости. Объем второй порции буферной жидкости внутри бурильной колонны рассчитывают таким, чтобы он равнялся объему первой порции, вытесненной в затрубное пространство. По окончании закачки продавочной жидкости, бурильную колонну приподнимают с небольшой скоростью выше верхней границы моста и тщательно промывают скважину. Затем трубы поднимают из скважины и оставляют на ОЗЦ.

Задание 5

Техника безопасности при цементировочных работах

При цементировании скважин особое внимание уделяется технике безопасности. Основные особенности работ, связанные с цементированием:

1. Вредное влияние цемента и наполнителей.
2. Высокое давление в процессе цементирования
3. Одновременная работа большого числа машин.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала при работе все оборудование на ЦА должно быть закреплено, оборудование с вращающимися узлами должны быть закрыты. При расстановке цементировочной техники на буровой площадке все посторонние предметы должны быть удалены. Расстояние между агрегатами должно быть минимальным. В ночное время проведения работ должно быть яркое освещение (не менее 5 лк).

При работе с растворами высоких концентраций необходимо пользоваться резиновыми перчатками.

Запрещается допускать разлив цементного раствора на кустовой площадке.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют методы цементирования скважин?
2. Какое используется оборудование при цементировании скважины?
3. Как происходит процесс цементирования?
4. Как проверяются результаты цементирования в нефтяных и газовых скважинах?
5. Какие используются тампонажные растворы при цементировании скважин?
6. Как классифицируется тампонажный раствор и цементы?
7. В чем заключается особенность цементирования хвостовиков?
8. Как происходит установка цементных мостов?
9. Какие могут возникнуть осложнения при цементировании скважин?
10. Какие должны соблюдаться меры по охране природы и окружающей среды при креплении скважин?

Задание 6

Практическая работа № 3.9.6 Расчет установки цементного моста

1. Необходимый объем тампонажного раствора для установки цементного моста определяется по формуле (1):

$$V_{up} = F_c \cdot h_m + c_1 \cdot V_m, \quad (1)$$

где F_c – площадь поперечного сечения скважины на участке установки моста, м²;
 h_m – высота моста, м;
 c_1 – эмпирический коэффициент (определяется по таблице 1);

V_m – внутренний объем труб, м³.

Таблица 1 – Значения эмпирических коэффициентов

Буферная жидкость	C_1	C_2	C_3	C_4
Вода	0,05	0,02	0,4	0,97

Площадь поперечного сечения скважины на участке установки моста определится по формуле (2):

$$F_c = \frac{\pi \cdot d^2}{4} (m^2) \quad (2)$$

Внутренний объем труб определится по формуле (3):

$$V_m = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot h. \quad (m^3) \quad (3)$$

2. Объем первой порции буферной жидкости, закачиваемой перед тампонажным раствором, определится по формуле (4):

$$V_{\sigma}^I = c_2 \cdot V_m + c_3 \cdot F_k \cdot h_m, \quad (4)$$

где C_2 ; C_3 – эмпирические коэффициенты (определяются по таблице 1);

F_k – площадь кольцевого пространства, м².

Площадь кольцевого пространства определится по формуле (5):

$$F_k = 0,785 \cdot (D^2 - d^2) \quad (5)$$

3. Объем второй порции буферной жидкости, закачиваемой после тампонажного раствора, определится по формуле (6):

$$V_{\sigma}^{II} = c_2 \cdot F_m, \quad (6)$$

где F_m – площадь поперечного сечения буровых труб на участке установки моста, м²;

Площадь поперечного сечения трубы, по которым закачиваются тампонажный раствор, буферная жидкость и продавочная жидкость определится по формуле (7):

$$F_m = 0,785 \cdot d_g^2 (m^2) \quad (7)$$

Подставляя числовые значения в формулу (7), объем второй порции буферной жидкости определится:

4. Объем продавочной жидкости определится по формуле (8):

$$V_{np} = c_4 \cdot V_m - F_m \cdot h_m, \quad (8)$$

где C_4 – эмпирический коэффициент (определяется по таблице 1);

F_m – площадь поперечного сечения трубы, по которым закачиваются тампонажный раствор, буферная жидкость и продавочная жидкость, м².

Как правило, продавочную жидкость в колонну труб закачивают до момента выравнивания уровней столбов тампонажного раствора в кольцевом пространстве и колонне труб (а также уровней столбов буферных жидкостей). После выравнивания уровней колонну приподнимают так, чтобы башмак колонны труб оказался на 20-30 м выше верхней границы моста, и скважину промывают способом обратной циркуляции.

При использовании цементировочной муфты и разделительных цементировочных пробок, чтобы не произошло перемешивания жидкостей при установке цементного моста, объем цементного раствора определится по формуле (9):

$$V_{up} = K_{up} \cdot F_c \cdot h_m \quad \text{м}^3 \quad (9)$$

где K_{up} – коэффициент резерва ($K_{up} = 1,05 \dots 1,1$).

Расчет давлений на насосе определяется так же, как и при одноступенчатом цементировании. Насосы, которые включаются в работу с самого начала процесса закачки должны создавать давление несколько больше давления закачки ($P_{зак}$). Давление закачки тампонажного раствора определяется по формуле (10):

$$P_{зак} = (\rho_{up} - \rho_{б}) g \cdot h_m + P_m + P_{\kappa}, \quad (10)$$

где h_m – высота столба цементного моста, м;
 P_m – гидравлические потери при течении промывочной жидкости в трубах, Па;
 P_{κ} – гидравлические потери при течении промывочной жидкости в кольцевом пространстве, Па;
 ρ_{up} – плотность сухого цемента, кг/м³;
 $\rho_{б}$ – плотность бурового раствора, кг/м³.

Гидравлические потери при течении промывочной жидкости в трубах определяются по формуле (11):

$$P_m = \frac{8 \cdot \lambda \cdot L \cdot Q^2 \cdot \rho_{ц.р}}{\pi^2 \cdot d_g^5}, \quad (11)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений ($\lambda = 0,035$);
 Q – подача цементируемых агрегатов ($Q = 0,87 \text{ м}^3/\text{мин}$);
 d_g – внутренний диаметр бурильной колонны, м;
 L – длина бурильной колонны, м;
 $\rho_{ц.р}$ – плотность сухого цемента, кг/м³.

Гидравлические потери при течении промывочной жидкости в кольцевом пространстве определяются по формуле (12):

$$P_{\kappa} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot L \cdot Q^2 \cdot \rho_{ц.р}}{\pi^2 \cdot (D - d)^3 (D + d)^2}, \quad (12)$$

где D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;
 d – наружный диаметр бурильной колонны, м.

Исходные данные:

Таблица 1 - Исходные данные к практической работе № 3.9.6

№, №	Размер обсадной колонны (экспл.), мм	Диаметр долота, мм	Длина бурильной колонны L, м	Высота установки цементного моста h, м	Плотность бур.раствора, $\rho_{бр}$, г/см ³	Плотность сухого цемента $\rho_{гц}$, г/см ³	Диаметр бурильной колонны, мм
1	140x7	169,9	2650	20	1,24	3,1	89
2	146x7	169,9	2930	25	1,26	3,5	73
3	178x8	190,5	2875	30	1,18	3,3	114
4	194x8	215,9	3120	20	1,20	3,25	89
5	168x8	190,5	3200	25	1,22	3,4	73
6	219x9	242,9	3180	30	1,16	3,35	114
7	146x7	169,9	2960	20	1,14	3,2	89
8	168x7	200,0	2890	22	1,18	3,15	89
9	178x8	212,7	3045	24,5	1,20	3,45	73

Тема 3.10 Заканчивание буровых скважин

Студент должен

знать:

- технологию проводки глубоких и сверхглубоких скважин в различных горно-геологических условиях;
- технологию промывки скважин.

Задание 7

Перфорация обсадной колонны

Для восстановления связи продуктивного пласта со скважиной после ОЗЦ колонны производят перфорацию. Интервал перфорации уточняется предварительно по данным геофизических исследований перед спуском колонны.

Существует несколько видов перфораторов:

1. пулевые;
2. торпедные;
3. кумулятивные;
4. гидropескоструйные.

Существует четыре способа перфорации:

пулевая,
торпедная,
кумулятивная,
пескоструйная.

Первые три способа перфорации осуществляются на промыслах геофизическими партиями с помощью оборудования, имеющегося в их распоряжении. Поэтому детально техника и технология этих видов перфорации первыми тремя способами изучается в курсах промысловой геофизики. Пескоструйная перфорация осуществляется техническими средствами и службами нефтяных промыслов.

Тип перфоратора и плотность перфорации определяется в зависимости от геологических условий, коллекторских свойств пласта и конструкции скважины.

Пулевая перфорация

При пулевой перфорации в скважину на электрическом кабеле спускается стреляющий пулевой аппарат, состоящий из нескольких (8 - 10) камер - стволов, заряженных пулями диаметром 12,5 мм. Каморы заряжаются взрывчатым веществом (ВВ) и детонаторами.

При подаче электрического импульса происходит залп. Пули пробивают колонну, цемент и внедряются в породу.

Существует два вида пулевых перфораторов:

перфораторы с горизонтальными стволами. В этом случае длина стволов мала и ограничена радиальными габаритами перфоратора;

перфораторы с вертикальными стволами с отклонителями пуль на концах для придания полету пули направления, близкого к перпендикулярному по отношению к оси скважины. Пулевой перфоратор ПБ-2 собирается из нескольких секций. Вдоль секции просверлено два или четыре вертикальных канала, пересекающих каморы с ВВ, стволы которых заряжены пулями и закрыты герметизирующими прокладками. Верхняя секция - запальная имеет два запальных устройства. При подаче по кабелю тока срабатывает первое запальное устройство и детонация распространяется по вертикальному каналу во все каморы, пересекаемые этим каналом. В результате почти мгновенного сгорания ВВ давление газов в каморе достигает 2 тыс. МПа, под действием которых пуля выбрасывается. Происходит почти одновременный выстрел из половины всех стволов. При необходимости удвоить число прострелов по второй жиле кабеля подается второй импульс

и срабатывает вторая половина стволов от второго запального устройства. В этом перфораторе масса заряда ВВ одной камеры мала и составляет 4-5 г, поэтому пробивная способность его невелика. Длина образующихся перфорационных каналов составляет 65 - 145 мм (в зависимости от прочности породы и типа перфоратора). Диаметр канала 12 мм.

Одна камера отдает энергию взрыва сразу двум стволам. Масса ВВ в одной камере достигает 90 г. Давление газов в камерах здесь ниже и составляет 0,6 - 0,8 тыс. МПа, но действие их более продолжительное. Это позволяет увеличить начальную скорость вылета пули и пробивную способность перфоратора. Длина перфорационных каналов в породе получается 145 - 350 мм при диаметре около 20 мм. В каждой секции перфоратора имеются четыре вертикальных ствола, на концах которых сделаны плавные желобки - отклонители. Пули, изготовленные из легированной стали, для уменьшения трения в отклонителях покрываются медью или свинцом. Выстрел из всех стволов происходит практически одновременный, так как все камеры с ВВ сообщаются огнепроводным каналом. В каждой секции два ствола направлены вверх и два вниз. Это позволяет компенсировать реактивные силы, действующие на перфоратор.

Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные оружейные системы, в которых пули разгоняются по стволу за счет энергии расширяющихся пороховых газов и, приобретая достаточную кинетическую энергию на выходе из ствола, пробивают преграду.

- Глубина пробивания (в зависимости от типа) от 140 до 200 мм
- За один спуск вскрывают до 2-3 м пласта с плотностью 5 отверстий на метр
- Применяются в пластах сложенных слабосцементированными непрочными породами, хрупкими
- Скорость пули - 900 – 1000 м/с



Рисунок 2 - Схема Пулевого перфоратора.

1 - корпус; 2 - пуля; 3 - канал перфоратора; 4 - отклоняющий участок; 5 - пороховой заряд.

Торпедная перфорация

Торпедная перфорация осуществляется аппаратами, спускаемыми на кабеле и стреляющими разрывными снарядами диаметром 22 мм. Внутренний заряд ВВ одного снаряда равен 5 г. Аппарат состоит из секций, в каждой из которых имеется по два горизонтальных ствола. Снаряд снабжен детонатором накольного типа. При остановке снаряда происходит взрыв внутреннего заряда и растрескивание окружающей горной породы. Масса ВВ одной камеры - 27 г. Глубина каналов по результатам

испытаний составляет 100 - 160 мм, диаметр канала - 22 мм. На 1 м длины фильтра обычно делается не более четырех отверстий, так как при торпедной перфорации часты случаи разрушения обсадных колонн.

Пулевая и торпедная перфорации применяются ограниченно, так как все больше вытесняются кумулятивной перфорацией.

Осуществляется спускаемыми на кабеле аппаратами, стреляющими разрывными снарядами (при остановке снаряда происходит взрыв внутреннего заряда и растрескивание окружающей горной породы). На 1 м длины делается не более 4-х отверстий, так как при торпедной перфорации возможно разрушение обсадной колонны.

Аппарат состоит из:

- ♣ Секций, в каждой из которых по два горизонтальных ствола;
- ♣ Снарядов снабженных внутренним зарядом ВВ и детонатором.

Кумулятивная перфорация

Кумулятивная перфорация осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов. Прострел преграды достигается за счет сфокусированного взрыва. Такая фокусировка обусловлена конической формой поверхности заряда ВВ, облицованной тонким металлическим покрытием (листовая медь толщиной 0,6 мм). Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов - продуктов облицовки пробивает канал. Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6 - 8 км/с и создает давление на преграду до 0,15 - 0,3 млн. МПа. При выстреле кумулятивным зарядом в преграде образуется узкий перфорационный канал глубиной до 350 мм и диаметром в средней части 8 - 14 мм.

Размеры каналов зависят от прочности породы и типа перфоратора. Все кумулятивные перфораторы имеют горизонтально расположенные заряды и разделяются на корпусные и бескорпусные. Корпусные перфораторы после их перезаряда используются многократно. Бескорпусные - одноразового действия. Однако разработаны и корпусные перфораторы одноразового действия, в которых легкий корпус из обычной стали используется только лишь для герметизации зарядов при погружении их в скважину.

Не все методы вскрытия продуктивных пластов требуют использования пороха и пуль. На примере кумулятивного воздействия на пласт можно увидеть, что здесь не используются снаряды с пулями, потому что прострел пласта осуществляется за счет сфокусированного взрыва. Фокусировка обусловлена поверхностью заряда, который имеет коническую форму. Кумулятивная струя в головной части развивает скорость до 6-8 км/ч, что позволяет ей

образовывать в преграде узкий перфорационный канал, глубина которого достигает 350 мм. Но вообще размер канала зависит от того, какой прочностью обладают породы и какой тип перфоратора используется.

Перфораторы спускаются на кабеле (имеются малогабаритные перфораторы, опускаемые через НКТ), а также перфораторы, спускаемые на насосно-компрессорных трубах. В последнем случае инициирование взрыва производится не электрическим импульсом, а сбрасыванием в НКТ резинового шара, действующего как поршень на взрывное устройство. Масса ВВ одного кумулятивного заряда составляет (в зависимости от типа перфоратора) 25 - 50 г. Максимальная толщина вскрываемого интервала кумулятивным перфоратором достигает 30 м, торпедным - 1 м, пулевым - до 2,5 м. Это является одной из причин широкого распространения кумулятивных перфораторов.

Рассмотрим устройство корпусного кумулятивного перфоратора ПК-105ДУ (рис. 3), нашедшего широкое распространение. Электрический импульс подается на взрывной патрон 1, находящийся в нижней части перфоратора. При взрыве детонация передается вверх от одного заряда к другому по

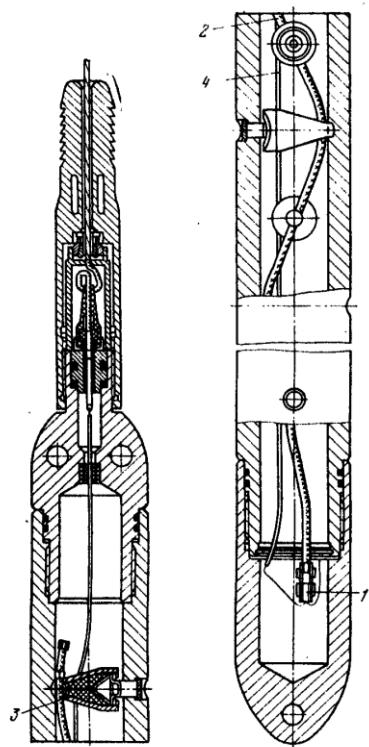
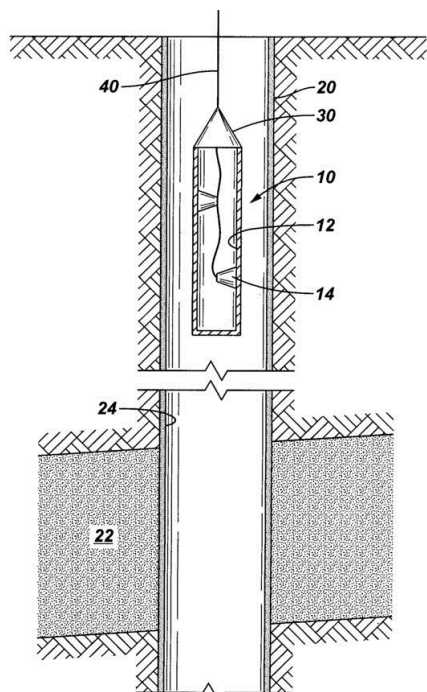


Рис. IV.7. Устройство корпусного кумулятивного перфоратора ПК-105ДУ:
1 — взрывной патрон; 2 — детонирующий шнур; 3 — кумулятивный заряд; 4 — электропровод

детонирующему шнуру 2, обвивающему последовательно все заряды.

Корпусные перфораторы позволяют простреливать интервал до 3,5 м за один спуск, корпусные одноразового действия - до 10 м и бескорпусные или так называемые ленточные - до 30 м.

Ленточные перфораторы (рис. 4) намного легче корпусных, однако их применение ограничено величинами давления и температуры на забое скважины, так как их взрывной патрон и детонирующий шнур находятся в непосредственном контакте со скважинной жидкостью.



Фиг.1

В ленточном перфораторе заряды смонтированы в стеклянных (или из другого материала), герметичных чашках,

которые размещены в отверстиях длинной стальной ленты с грузом на конце. Вся гирлянда спускается на кабеле. Обычно при залпе лента полностью не разрушается, но для повторного использования не применяется. Головка, груз, лента после отстрела извлекаются на поверхность вместе с кабелем.

К недостаткам бескорпусных перфораторов надо отнести невозможность контроля числа отказов, тогда как в корпусных перфораторах такой контроль легко осуществим при осмотре извлеченного из скважины корпуса.

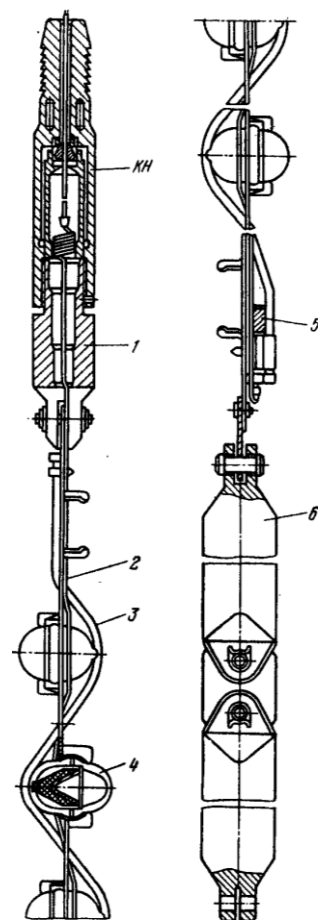


Рис. IV.8. Ленточный кумулятивный перфоратор ПКС105:
KH — кабельный наконечник; 1 — головка перфоратора; 2 — стальная лента; 3 — детонирующий шнур; 4 — кумулятивный заряд; 5 — взрывной патрон; 6 — груз

Кумулятивные перфораторы

нашли самое широкое распространение. Подбирая необходимые ВВ, можно в широких диапазонах регулировать их термостойкость и чувствительность к давлению и этим самым расширить возможности перфорации в скважинах с аномально высокими температурами и давлениями.

Однако получение достаточно чистых с точки зрения фильтрации, и глубоких каналов в породе остается актуальной проблемой и до сих пор. В этом отношении определенным шагом вперед было осуществление пескоструйной перфорации, которая позволяет получить достаточно чистые и глубокие перфорационные каналы в пласте.

При пробивании пластов плотных пород и при наличии нескольких обсадных колонн предпочтительны кумулятивные перфораторы по сравнению с пулевыми. Для более мягких пород пулевые перфораторы не уступают беспулевым или даже превосходят их.

Для операции перфорирования в скважине важное значение имеет правильное измерение глубины. Точное размещение перфораторов достигается использованием муфтового локатора совместно с радиоактивным каротажем. Интервал для перфорирования выбирается на основании диаграммы радиоактивного каротажа, при этом измерения проводят по отношению к муфтам обсадной колонны, которые обнаруживают с помощью детектора, прикрепленного к перфоратору.

Сверлящая перфорация скважин.

Рассматривая все методы вскрытия продуктивных пластов можно сказать, что данный способ был наиболее щадящим, так как он исключал повреждение цементного кольца и самой колонны. Но сегодня этим методом нефтедобывающие компании России практически не пользуются, так как изъяснов у него тоже было предостаточно. Что касается самого процесса, то

вскрытие пласта проводилось сверлящим перфоратором с алмазным сверлом. Именно такой перфоратор позволял образовать фильтр в требуемом интервале.

До начала перфорации обсадную колонну тщательно промывают. Во избежание загрязнения продуктивного пласта промывочная жидкость должна удовлетворять следующим требованиям:

1. Состав фильтрата бурового раствора должен быть таким, чтобы при проникновении его в пласт не происходили физические или химические взаимодействия с пластовыми флюидами.
 2. Гранулометрический состав твердой фазы бурового раствора должен соответствовать структуре порового пространства продуктивного пласта.
 3. Поверхностное натяжение на границе фильтрат – пластовые флюиды должно быть минимальным.
 4. Водоотдача бурового раствора должна быть минимальной, а плотность такой, чтобы разность между пластовым и гидростатическим давлениями была близкой к нулю.
- Коэффициент трения между внутренней поверхностью обсадной колонны, покрытой пленкой бурового раствора и поверхностями геофизических приборов и кабеля должен быть минимальным.

Устье скважины для перфорации должно быть герметизировано специальной перфорационной задвижкой высокого давления для избежания проявления пласта после простреливания. Так как после прострела отверстий в колонне у устья может возникнуть избыточное давление, то над устьем устанавливают специальный лубрикатор, который позволяет спускать в обсадную колонну под давлением перфораторы.

При применении стреляющих перфораторов возможна деформация обсадной колонны и образование значительных трещин в цементном камне. Это приведет к нарушению сцепления цементного камня с породой. Чтобы уменьшить опасность растрескивания цементного камня иногда рекомендуется перфорируют колонну пока камень не утратил полностью пластические свойства и не приобрел хрупкость.

Гидропескоструйная перфорации

При использовании гидропескоструйного перфоратора (рисунок 5) в скважину на НКТ спускают струйный аппарат и нагнетают под большим давлением жидкость с песком, которая выходит из сопел со скоростью 120-150 м/с.

Рисунок 5. Схема гидропескоструйной перфорации

Размер зерен кварцевого песка 0,2-2мм, содержание песка в жидкости 50-100 кг/м³, перепад давления в насадке 15-20 МПа.

Длина перфорационного канала (рисунок 5), образующегося при воздействии струи может достигать 1 м и более. Диаметр канала в обсадной колонне – 13-15 мм, а в породе до 60 мм (это гораздо больше, чем при других способах перфорации). При использовании такого перфоратора можно пробивать не только круглые отверстия в однородных породах, но и горизонтальные и вертикальные щели в плотных абразивостойких и устойчивых породах. Щели размещают в шахматном порядке, продолжительность обработки одного интервала около 1 часа.

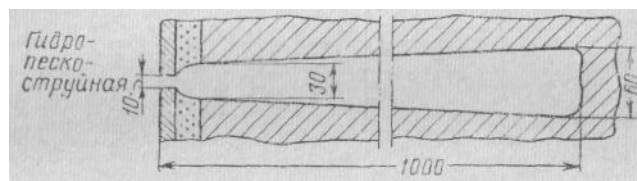
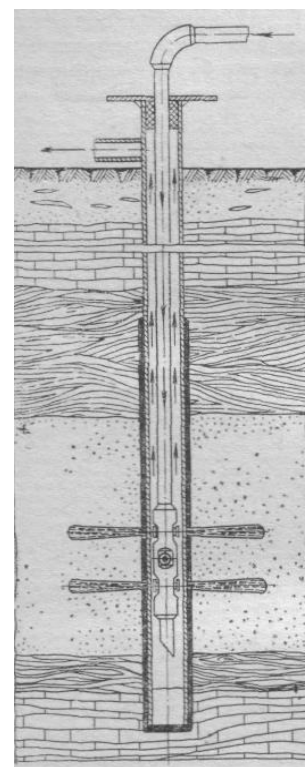


Рисунок 6. Вскрытие пласта гидропескоструйной перфорацией



Гидроабразивная перфорация происходит при непрерывной циркуляции жидкости. Часть песка после перфорации оседает на забой, а по окончании вымывается из обсадной колонны способом обратной циркуляции.

Преимущества гидropескоструйной перфорации – в обсадной колонне не возникают опасные деформации и не растрескивается цементный камень. Однако, стоимость этого способа намного дороже, чем стреляющими перфораторами и требуются мощные насосные агрегаты.

Этот способ эффективен при низкой проницаемости коллектора, сильном загрязнении призабойной зоны скважины, при вскрытии пласта с очень высокой температурой.

Щелевая перфорация

Технология ГМЦП заключается в том, что перфоратор с помощью специального ролика раскатывает щель, затем ломает цементное кольцо, и размывает горную породу из гидромониторной насадки. При этом в незадействованной части пласта начинает включаться в работу её трещинная и поровая составляющая.

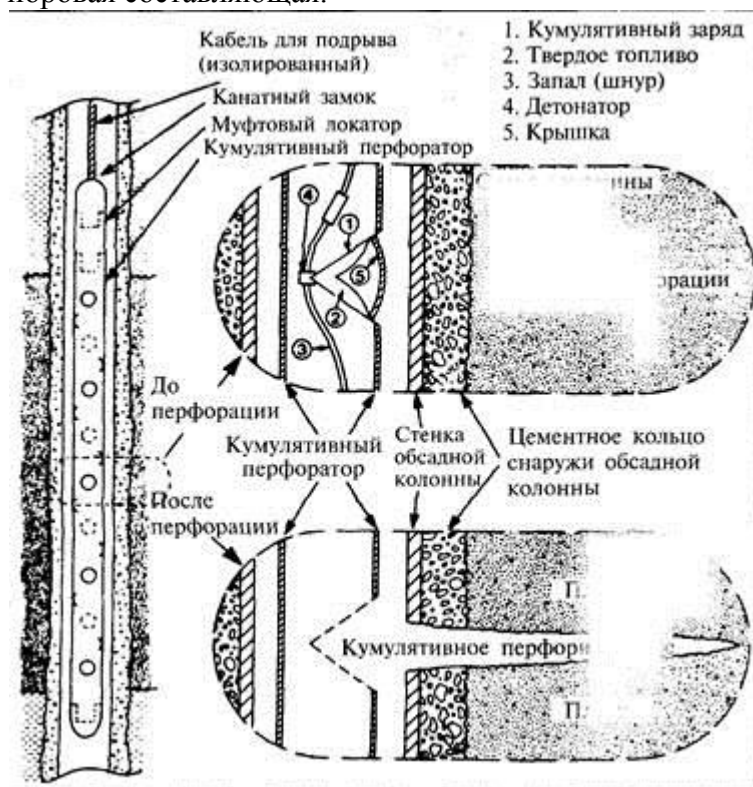


Рисунок 7. Схема щелевого перфоратора.

- Качественное вскрытие зоны продуктивного пласта;
- Щадящее воздействие на эксплуатационную колонну и заколонное цементное кольцо выше и ниже интервала перфорации;
- Создание надежного сообщения с пластом;
- Снижение рабочего давления при проведении гидроразрыва пласта;
- Увеличение зоны вскрытия продуктивного пласта по сравнению с кумулятивной.

Недостатки методов перфорации.

1. Ударно-взрывное вскрытие, которое делится на кумулятивную и пулевую перфорацию:
 - разрушает цементное кольцо и обсадную колонну.
 - нет твердой гарантии и надежности, что все кумулятивные заряды будут сработаны.
 - система щелей в эксплуатационной колонне не может включить в разработку максимальное число флюидопроводящих каналов и областей дренирования.
2. Безударное вскрытие, которое подразделяется на вскрытие сплошное и вскрытие точечным способом перфорации:

- высокий износ промыслового оборудования и последующий выход его из рабочего состояния.
 - небольшая глубина перфорационных каналов, что ведёт к уменьшению площади фильтрации.
3. Гидромеханическая щелевая перфорация:
- есть риск отламывания режущих диска и вообще их не раскрытие при начале перфорации.

Задание 8

Освоение и испытание скважин

Освоение - это комплекс работ, проводимых с целью очистки призабойной зоны скважины от загрязнения и получения промышленного притока пластовой жидкости.

Для освоения в эксплуатационную колонну спускают НКТ, нижний конец устанавливают на 50-150 м выше интервала перфорации. Устье скважины герметизируют с помощью фонтанной арматуры, которая монтируется на крестовине, закрепленной на верхнем фланце колонной головки. На боковых отводах фонтанной арматуры устанавливают манометры, пробоотборник, расходомер. К отводам фонтанной арматуры подсоединяют также сбросовую линию с краном высокого давления, которая служит для отвода из скважины пластовой жидкости при освоении.

Факельный стояк должен размещаться на расстоянии не менее 100 м от скважины.

Существует несколько способов освоения скважин и в основе каждого лежит создание депрессии на пласт, т.е. снижение давления в скважине против пластового.

Величину депрессии для получения притока выбирают в зависимости от типа коллектора, вида пластового флюида, коллекторских свойств пласта. В газовых скважинах при одинаковом типе коллектора величина депрессии существенно меньше, чем в нефтяных скважинах.

Существует несколько способов вызова притока из пласта:

1. Если высокое пластовое давление, хорошие коллекторские свойства, ПЗС мало загрязнена, то снижают плотность промывочной жидкости (заменяют на воду, либо нефть).

2. Если низкое пластовое давление, плохие коллекторские свойства, ПЗС сильно загрязнена во время бурения, цементирования и перфорации, то необходимо не только снизить плотность бурового раствора, но также аэрировать воду, либо снижать уровень жидкости в обсадной колонне. Заменять промывочную жидкость на воду рекомендуется постепенно.

Наиболее эффективный способ освоения – постепенное увеличение степени аэрации воды после замены ею промывочной жидкости в обсадной колонне. Для этого в межтрубное пространство закачивают воду с воздухом с помощью насоса и компрессора, постепенно увеличивая подачу воздуха. Регулируя плотность жидкости, уменьшается противодействие на пласт. Для уменьшения расхода воздуха и более плавного снижения противодействия на пласт, к воде необходимо добавлять пенообразующее ПАВ. После получения притока прекращают.

- 1 — насосный агрегат;
- 2 — емкость для воды (или водовод);
- 3 — емкость для сбора бурового раствора;
- 4 — устье скважины;
- 5 — вода;
- 6 — буровой раствор

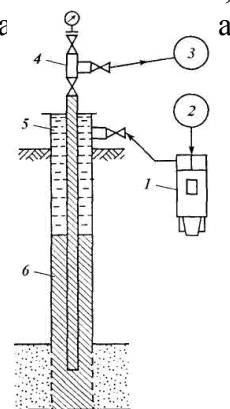


Рисунок 8. Схема обвязки оборудования для замены бурового раствора

водой

Компрессорный способ – в межтрубное пространство нагнетают воздух, который оттесняет воду вниз к башмаку НКТ. Жидкость газифицируется и вытесняется через внутреннюю полость НКТ на дневную поверхность. По мере насыщения жидкости воздухом, плотность ее

снижается и противодействия на пласт уменьшается. Кроме того, после выброса каждой порции жидкости из труб снижается уровень жидкости в скважине. После получения притока компрессор отключают.

Недостаток компрессорного способа – большие колебания давления. При резком снижении давления на пласт в момент выброса очередной порции жидкости из скважины происходит интенсивный приток нефти из пласта. При этом скелет породы может разрушаться и в скважину будет выноситься большое количество песка и образовываться песчаная пробка.

Поршневание – снижение уровня жидкости в скважине. В НКТ на канате спускают специальный поршень. Жидкость заходит во внутреннюю полость и попадает в пространство над клапаном. При подъеме поршня клапан закрывается и жидкость, находящаяся над ним вытесняется вверх и переливается через верхний открытый конец НКТ.

Глубина погружения поршня под уровень жидкости зависит от прочности каната и достигает 300 м. Этот способ можно применять в том случае, когда нет опасности выброса и не требуется герметизировать устье скважины. Времени на вызов притока при этом способе затрачивается больше, чем при других способах.

Если продуктивный пласт имеет низкое пластовое давление и ПЗС загрязнена в процессе бурения, то для освоения скважины можно использовать опробователи, спускаемые на колонне труб. В этом случае для интенсивности притока целесообразно до перфорации снижать давление в обсадной колонне до величины пластового давления или даже ниже его.

Для того, чтобы очистилась от загрязнения ПЗС, скважине дают некоторое время поработать. Если получен фонтанирующий приток из нефтяного пласта, то струю жидкости направляют через верхний боковой отвод фонтанной елки и штуцер в амбар. Диаметр штуцера должен выбираться таким, чтобы не возникло чрезмерной депрессии и не началось разрушения скелета породы и цементного камня. В течение 1,5-2 часов используют штуцер диаметром 6-8 мм, а затем – диаметром 5 мм. При таком диаметре скважина работает до тех пор, пока не стабилизируется давление у устья и дебит.

В случае притока из газоносного пласта скважина 2-3 часа фонтанирует с целью удаления жидкости, находящейся в эксплуатационной колонне и очистки забоя, а затем поток направляют через боковой отвод и штуцер. Газ, выходящий из скважины, сжигают в факеле.

После стабилизации давлений и дебита скважину считают освоенной и приступают к исследованию. Исследование проводится с целью определения всех промысловых характеристик при установившихся режимах работы: дебита, газового фактора, забойного и пластового давлений, температуры, коэффициента продуктивности скважины, проницаемости пласта, состава и свойств пластовой жидкости.

Режим работы считают установившимся, если при данном диаметре штуцера забойное и устьевое давления и дебит стабильны. Обычно скважину исследуют на 4-6 режимах и по полученным данным строят индикаторную кривую «дебит-депрессия», таким образом, выявляют оптимальный режим притока.

Исследование одного пласта занимает несколько суток. Исследование при одном режиме считают законченным, если два последовательных измерения давлений и дебитов совпадают. Устьевое давление обычно измеряют через каждые 3 часа, забойное давление и дебит – 1-2 раза в сутки. Для измерения забойного давления используют глубинные манометры, а для устьевого – образцовые манометры. Через сутки после регистрации кривой восстановления давления делают дополнительное измерение пластового давления в закрытой скважине.

По окончании исследований проводят кратковременную пробную эксплуатацию на оптимальном режиме по согласованию с УДНГ.

Если в разведочной скважине предстоит испытать несколько пластов, то операцию начинают с нижнего пласта, по окончании исследования скважину задавливают промывочной жидкостью, устанавливают цементный мост в интервале выше этого пласта и проверяют герметичность моста. Если мост герметичен, то обсадную колонну перфорируют против второго вышележащего пласта, вызывают приток и исследуют скважину. Испытание считают законченным, если по всем объектам получены результаты, позволяющие составить качественную характеристику каждого пласта и определить основные параметры.

Если при испытании объекта получают большой дебит, то к испытанию вышележащих пластов приступают только с разрешения УДНГ, т.к. после установки моста коллекторские свойства этого пласта ухудшатся и дебит скважины может быть снижен.

Для исследования первого объекта разведочной скважины используют буровую установку, а исследования последующих объектов проводят с подъемников.

На исследование каждого объекта геологической службой составляется план, утверждаемый руководителем УБР и согласовывается с УДНГ. По окончании испытания составляется акт и по результатам определяют о передаче скважины либо в эксплуатацию на баланс УДНГ, либо в консервацию. Если результаты отрицательные, то принимают решение о ликвидации скважины.

Скважина передается в консервацию в том случае, если получен промышленный приток, но площадь (участок) не подготовлена к эксплуатации. Консервацию делают таким образом, чтобы скважину можно было повторно ввести в эксплуатацию и при этом коллекторские свойства пласта за время консервации не ухудшились.

Способ консервации будет зависеть от величины пластового давления. Для консервации над интервалом перфорации устанавливают цементный мост, а участок продуктивного пласта заполняется промывочной жидкостью, не вызывающей ухудшения коллекторских свойств. На период консервации НКТ остаются в эксплуатационной колонне над цементным мостом.

При ликвидации скважины устье закрывают глухой задвижкой, заглушка и все болты должны быть скреплены сваркой. Если в скважине есть обсадные трубы не зацементированные, то их извлекают на поверхность. Над устьем скважины устанавливают бетонную тумбу размером 1х1х1.

Для безопасных условий работ при освоении скважин необходимо поддерживать порядок вокруг скважины, хорошую освещенность территории и систематический контроль за исправностью всего механического и электрооборудования.

Во избежание пожаров и взрывов на буровой и вблизи нее с момента начала разбуривания продуктивного пласта не разрешается курить, использовать неисправное электрооборудование, при работе которого может возникнуть искра.

На буровой должен находиться комплект пожарных инструментов, пенные огнетушители и запас песка.

При вызове притока из пласта необходимо контролировать уровень загазованности вокруг скважины, компонентный состав газа. Не допускать превышения допустимых норм концентрации вредных газов в атмосфере. На буровой должна быть аптечка с набором необходимых медикаментов. Если уровень загазованности превышает норму, то члены бригады должны быть обеспечены противогазами.

Пластовую жидкость, выходящую из скважины необходимо собирать в амбаре, а газ сжигать в факеле. Стояк для сжигания газа должен иметь высоту не менее 10 м. Все выкидные линии должны иметь небольшой уклон от скважины, обеспечивающий слив жидкости самотеком. Их укладывают на специальные стойки-опоры и крепят так, чтобы вибрация, возникающая при фонтанировании скважины, не могла привести к разрушению линии.

При возникновении открытого фонтана необходимо прекратить подачу электроэнергии, потушить все топки на буровой, вызвать машины пожарной охраны и принять меры к сбору жидкости, изливающейся из скважины.

О начавшемся фонтанировании бурильщик обязан немедленно сообщить руководству предприятия. При ликвидационных работах все рабочие должны быть обеспечены спецодеждой из непромокаемого материала.

Контрольные вопросы

1. Какие перфораторы применяют при вторичном вскрытии пласта?
2. От каких факторов зависит выбор типа перфоратора?
3. Какие требования необходимо выполнять перед проведением перфорации?
4. Что такое освоение скважины?
5. От чего зависит величина депрессии на пласт?
6. Какие существуют способы освоения?

7. От чего зависит выбор способа освоения продуктивного пласта?
8. При каких геологических условиях целесообразно применять каждый способ освоения скважины?
9. Чем отличается освоение в разведочной скважине?
10. Как передается скважина в эксплуатацию?
11. Как должна соблюдаться безопасность труда и ООС при освоении скважин?

Задание 9

Практическая работа № 3.9.7

Расчет освоения скважины

1. Определение плотности промывочной жидкости из условия вызова притока по формуле (13):

$$\rho_n = \frac{(P_{nl} - P_{\min})10^3}{L \cdot g}, \quad (13)$$

где L — глубина спуска промывочных труб, м, принимаем $L = H_{\phi}$.

2. Тип промывочной жидкости выбирают при условии:

- если полученная плотность больше или равна плотности пресной воды $\rho_n \geq \rho_v$, то выбирают пресную или соленую воду;
 - если полученная плотность меньше плотности пресной воды $\rho_n < \rho_v$ выбирают нефть.
- Так как по расчетам плотность промывочной жидкости получилась больше плотности пресной воды, то для промывки скважины выбираем воду.

3. Определение количества промывочной жидкости по формуле (14):

$$V_n = \varphi \cdot \left(\frac{\pi \cdot D_{\phi}^2}{4} \right) \cdot L \cdot \rho_n, \quad (14)$$

где φ — коэффициент запаса промывочной жидкости, $\varphi = 1,1$;

D_{ϕ} — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

4. Определение количества автоцистерн для доставки промывочной жидкости по формуле (15):

$$n = \frac{V_n}{V} \quad (15)$$

где V — вместимость выбранного типа автоцистерн, $V = 8 \text{ м}^3$.

5. Определение максимального давления в процессе промывки, в момент оттеснения бурового раствора к башмаку промывочных труб по формуле (16):

$$P_{\max} = L \cdot (\rho_{\text{б.р}} - \rho_n) \cdot g \cdot 10^{-6} + P_{\text{тр}} + P_y \text{ (МПа)}, \quad (16)$$

где $P_{\text{тр}}$ — потери давления на преодоление сил трения, МПа

Принимаем условно $P_{\text{тр}} = 0,5 \dots 1 \text{ МПа}$

P_y — противодействие на устье, МПа ; при промывке в амбар $P_y = 0$

Таблица 5 – Объемы автоцистерн

Тип автоцистерны	Объем, м ³
АЦН-11-257	11
АЦН-7,5-5334	7,5
ЦР-7АП	7,5
АЦ-16П	8

Таблица 6 - Исходные данные

H	м	2200	+
Dэ.к	мм	168х9	
Рпл	МПа	21	
d	мм	73х6,5	
Рmin	МПа	1,2	
H_ф	м	1770	+

Примечание. Вместо плюса добавить цифру своего варианта

Изобразить схему освоения (в разрезе и расположение оборудования на поверхности)

Сделать вывод: