



ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ¹

5.1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН-ХВОСТОВИКОВ В БС И РАСЧЕТ ОЖИДАЕМЫХ ДАВЛЕНИЙ НА УСТЬЕ И ЗАБОЕ СКВАЖИН

Процесс крепления хвостовиков в БС сопровождается специфическими особенностями:

малые кольцевые зазоры между стенками скважины и обсадной колонной (в 2–3 раза меньше, чем в обычных наклонно направленных скважинах диаметром 215,9 мм);

большая интенсивность набора кривизны ствола скважины, которая может достигать 10°/10 м и более;

низкие давления в пластах, выработанных путем заводнения, и высокие в пластах, расположенных как выше, так и ниже продуктивных объектов.

В связи с указанными выше особенностями возникают дополнительные проблемы, требующие повышенного внимания:

трудность прохождения колонн к забою;

ограничения к жесткости колонны;

опасность прорыва воды в скважину через интервал стыковки хвостовика с предыдущей колонной (колонной основного ствола), т.е. через голову хвостовика;

возможность притока воды с забоя при открытом стволе;

трудность размещения в затрубном пространстве каких-либо устройств (центраторов, якорей, пакеров);

¹Глава 5 написана совместно с Р.Ш. Рахимкуловым.

невысокая степень вытеснения глинистого раствора цементным;

более высокий уровень давлений в процессе продавливания, что может вызвать нарушение целостности пластов и поглощение цементного раствора (в том числе продуктивными пластами).

Поэтому большое значение приобретает управление реологическими и тампонажными свойствами растворов, физико-механическими характеристиками цементного камня и гидравлическими параметрами потока в заколонном пространстве.

В связи с этим научно обоснованное проектирование и реализация гидравлических режимов цементирования эксплуатационных колонн-хвостовиков является важнейшим требованием для обеспечения надежности разобщения нефтеводоносных пластов при креплении БС (в условиях малых кольцевых зазоров и большой кривизны ствола) и максимальной их продуктивности.

Многочисленные исследования отечественных и зарубежных специалистов и производственная практика показывают, что максимальное замещение глинистого раствора тампонажным в заколонном пространстве происходит при турбулентном режиме его течения и использовании буферных жидкостей.

Для оценки достижения турбулентного режима определяется критическая скорость восходящего потока.

Важно обеспечить турбулентный режим течения глинистого раствора, буферной жидкости и цементного раствора при прохождении их в интервалах продуктивных горизонтов, осложненных, как правило, кавернами, за весь период движения этих жидкостей в заколонном пространстве. На конечном этапе движения цементного раствора его течение может происходить при ламинарном режиме из-за роста давлений на устье скважины. Для фиксирования давления “стоп” скорость продавливания резко снижается, течение тампонажного раствора может происходить при “структурном” режиме, т.е. при практически не разрушенной (восстановленной) структуре. На этой скорости продавливается 0,5–1,0 м³ продавочной жидкости.

Ввиду малого объема продавочной жидкости при цементировании хвостовиков в БС цементировочные агрегаты должны быть установлены строго горизонтально. Определяемые времена крепления значения реологических параметров в расчетах берутся на конец продавки тампонажного раствора.

5.1.1. РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРОВ И ПРИНЦИПЫ ИХ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Реологические свойства буровых и тампонажных растворов проектируются и регулируются исходя из условий обеспечения турбулентного режима их движения в процессе цементирования обсадных колонн. Важнейшее значение имеет уменьшение предельного динамического напряжения сдвига тампонажного раствора $\tau_{0 \text{ тр}}$.

Величина этого параметра для бурового раствора ($\tau_{0 \text{ бр}}$) также должна быть минимальной для обеспечения вытеснения его из участков защемления эксцентрично расположенной колонной. Введением пластификаторов значения $\tau_{0 \text{ тр}}$ и $\tau_{0 \text{ бр}}$ могут быть уменьшены в 2–3 раза. При этом пластические вязкости растворов ($\eta_{\text{тр}}^*$ и $\eta_{\text{бр}}^*$) изменяются незначительно, так как они зависят в основном от концентрации твердой фазы (плотности растворов). Рецептура тампонажного раствора должна обеспечивать требуемые реологические параметры на конец продавливания. Необходимые для расчета реологические параметры растворов определяются по известной методике [80] с использованием ротационных вискозиметров “Реотест”, “Фэнн” и других типов с вращающимся внутренним цилиндром (рис. 5.1). Уменьшение значений реологических параметров растворов помимо повышения качества цементирования колонн приводит к снижению давлений на устье скважины и гидродинамических давлений на стенки скважин и продуктивный пласт при всех режимах их течения.

5.1.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМЫХ СКОРОСТЕЙ ПОДЪЕМА ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА В ЗАКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ И ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ НА ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ КОНЦЕНТРИЧНОМ РАСПОЛОЖЕНИИ КОЛОНН

Для равномерного заполнения тампонажным раствором заколонного пространства необходимо обеспечить концентричное расположение колонны-хвостовика в боковом стволе. Это важнейшее условие получения монолитного и качественного цементного кольца при креплении хвостовиков БС. Для этого необходимо рассчитать скорость подъема тампонажного раствора, при которой достигается турбулентный режим его движения в заколонном пространстве, и допустимые давления на устье и забое скважины.

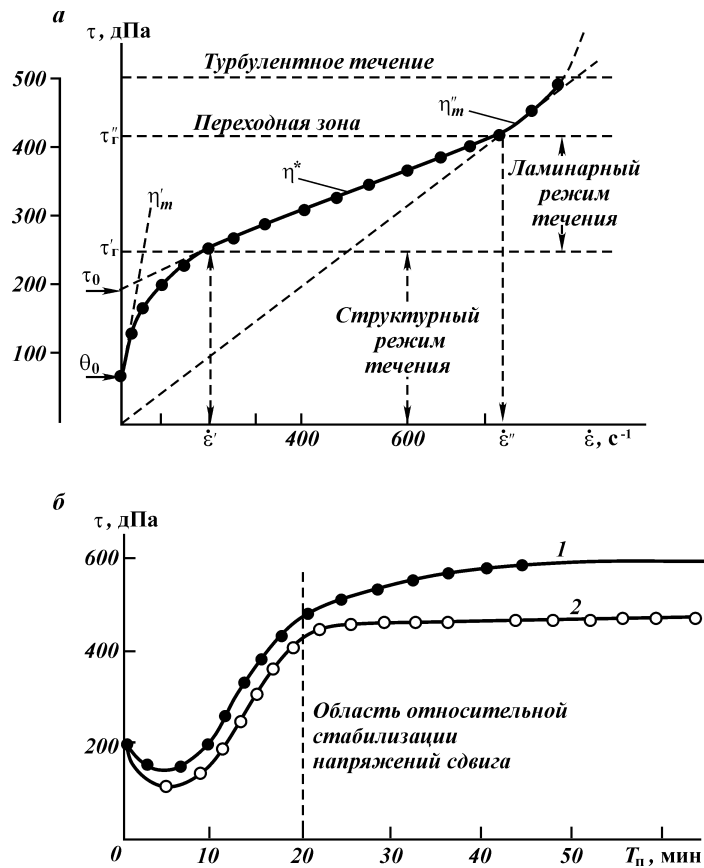


Рис. 5.1. Характерные реологические зависимости для раствора тампонажного цемента Стерлитамакского завода:

a – полная реологическая кривая, полученная на приборе РПЦ-1 УФНИИ (Башнипнефть): $V/\Pi = 0,5$; удельная поверхность $s_{\text{уд}} = 3200 \text{ cm}^2/\text{г}$; градиент скорости сдвига при перемешивании раствора в зазоре вискозиметра $\dot{\epsilon}_{\text{п}} = 350 \text{ c}^{-1}$; продолжительность перемешивания $T_{\text{п}} = 20$ мин; *б* – кинетика структурообразования при постоянном значении $\dot{\epsilon}_{\text{п}} = 146 \text{ c}^{-1}$; $V/\Pi = 0,5$; 1 – $s_{\text{уд}} = 3900 \text{ cm}^2/\text{г}$; 2 – $s_{\text{уд}} = 3200 \text{ cm}^2/\text{г}$ (наиболее распространенное значение $s_{\text{уд}}$); $\dot{\epsilon}$ – текущее значение градиента скорости течения (скорости сдвига); $\dot{\epsilon}_{\text{п}}$ – скорость сдвига при длительном перемешивании (течении) в зазоре вискозиметра; τ – текущее значение напряжения сдвига; η'_m – пластическая вязкость практически не разрушенной структуры; η^* – пластическая вязкость практически разрушенной структуры; η''_m – вязкость предельно разрушенной структуры; τ_0 – предельное динамическое напряжение сдвига; θ_0 – предельное статическое напряжение сдвига (прочность структуры); τ'_r , τ''_r – соответствующие граничные напряжения, определяющие области течения

Для практических гидравлических расчетов при цементировании колонн достаточно определить три параметра: θ_0 , τ_0 и η^* с помощью многоскоростных вискозиметров (6–12 скоростей вращения подвижного цилиндра). Значения θ_0 и η'_m могут быть использованы при расчете потерь давления в области течения с неразрушенной структурой, т.е. при структурном (“пробковом”) течении, а η''_m – для гидравлических расчетов в переходном режиме от ламинарного к турбулентному.

5.1.3. РАСЧЕТНАЯ СХЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ПРОДАВЛИВАНИЯ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА В ЗАКОЛОННОЕ ПРОСТРАНСТВО И ОЖИДАЕМЫХ ДАВЛЕНИЙ

При проектировании процесса цементирования необходимо определять:

ожидаемые давления на забое скважин для оценки возможности гидравлического разрыва пластов $p_{\text{доп}}$ и противодействия на продуктивный пласт, который может отрицательно повлиять на дебиты нефти;

ожидаемые давления на устье скважины для оценки возможностей цементировочной техники, предотвращения аварийных ситуаций (порывов нагнетательной линии, колонн, преждевременного срабатывания цементировочных устройств и других нарушений технологии).

Оптимальные гидравлические режимы нагнетания тампонажных растворов в скважину определяются технологами в зависимости от требований надежности разобщения пластов, геологических условий, технологических возможностей оборудования и характеристик технических средств.

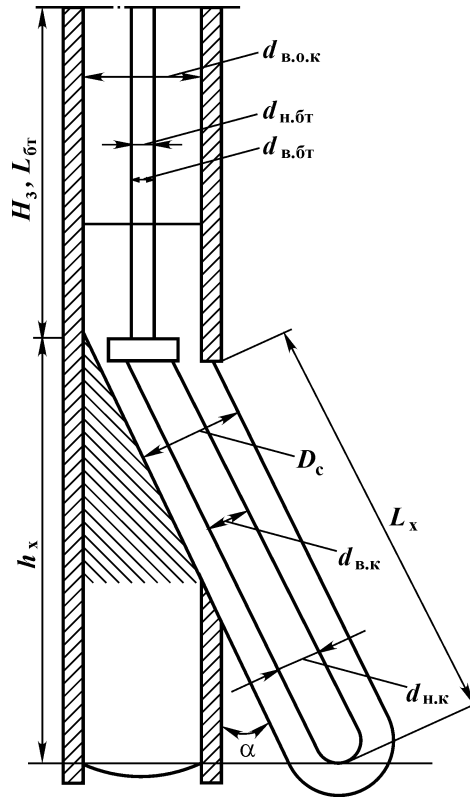
На рис. 5.2 приведена схема конструкции скважины для гидравлических расчетов. Условия цементирования хвостовиков в боковых стволах столь разнообразны, что невозможно создать единую графоаналитическую методику для всех возможных случаев. Поэтому ниже рассмотрена методика расчетов на примере двух наиболее распространенных конструкций скважин с БС с учетом проектируемых длин хвостовиков.

Приведенные ниже графические зависимости позволяют быстро оценить с достаточной для практики точностью параметры режимов цементирования, ожидаемые давления и запас прочности на гидравлический разрыв пласта $ЗП_{\text{грп}}$, который определяется по формуле

$$ЗП_{\text{грп}} = \frac{p_{\text{доп}}}{p_{\text{заб}}} = \frac{\Delta p_{\text{грп}} H_c}{p_{\text{заб}}}, \quad (5.1)$$

Рис. 5.2. Схема конструкции скважин с дополнительным (боковым) стволом для гидравлических расчетов:

$d_{в.о.к}$ – внутренний диаметр колонн основного ствола;
 $d_{н.бт}$, $d_{в.бт}$ – наружный (73 мм) и внутренний (52 мм) диаметры бурильных труб соответственно; $d_{в.к}$, $d_{н.к}$ – внутренний и наружный диаметры колонны БС соответственно; H_3 – глубина забуривания БС; $L_{бт}$ – длина бурильных труб; $L_{бт} \approx H_3$; L_x – длина хвостовика; α – средний угол наклона БС



где $\Delta p_{грп}$ – градиент гидравлического разрыва пласта на данной площади или месторождении; H_c – глубина скважины по вертикали; $p_{заб}$ – забойное давление в конце цементирования.

Допускаемое давление на забой скважины. Это давление определяется из соотношения

$$p_{заб} < 1,10 p_{доп} \quad (5.2)$$

Забойное давление определяется как сумма гидродинамических и гидростатических давлений:

$$p_{заб} = p_{гр}^{зп} + p_{гбр}^{зп} + p_{гсз}, \quad (5.3)$$

где $p_{гр}^{зп}$ – давление, расходуемое на гидравлическое сопротивление движению тампонажного (цементного) раствора в затрубном пространстве; $p_{гбр}^{зп}$ – то же, при движении бурового

раствора (специальной промывочной жидкости, т.е. обработанного бурового раствора); $p_{гсз}$ – гидростатическое давление столба жидкостей на забой,

$$p_{гсз} = 0,1(\rho_{тр}h_{тр} + \rho_{бр}h_{бр} + \rho_{бж}h_{бж}); \quad (5.4)$$

$h_{тр}$, $h_{бр}$, $h_{бж}$ – высота столбов соответственно тампонажного, бурового растворов и буферной жидкости в заколонном пространстве в рассчитываемый период продавливания тампонажного раствора.

Градиент давления разрыва пластов в зависимости от месторождения изменяется в пределах 0,015–0,0234 МПа/м. Для условий средней сложности разреза можно принять $p_{доп} = 0,02$ МПа/м.

Если $p_{заб} < 1,10 p_{доп}$, то необходимо осуществить следующие мероприятия или одно из них:

уменьшить $\tau_{0 гр}$ и $\tau_{0 др}$ с помощью пластификаторов;
увеличить объем буферной жидкости;

применить расхаживание колонны и вибровоздействие для снижения $Q_{тр}^*$;

Допускаемое давление на устье скважины. Общее давление на устье к концу цементирования хвостовиков $p_{общ}$ определяется как сумма потерь давления на гидравлические сопротивления $p_{гп}$ и разности гидростатических давлений столбов жидкости в колонне и заколонном пространстве $p_{гс}$ к концу цементирования:

$$p_{общ} = p_{гп} + p_{гс}, \quad (5.5)$$

где

$$p_{гп} = p_{гп}^{зп} + p_{гп}^{т}; \quad (5.6)$$

$$p_{гс} = p_{гс}^{зп} + p_{гс}^{к}. \quad (5.7)$$

Критические скорости течения бурового и тампонажного растворов и в кольцевом пространстве $v_{кзп}^*$ и трубах $v_{кт}^*$ для турбулизации их потока при концентричном положении труб определяются по формулам

$$v_{кзп}^* = \frac{Re_{кзп}^* \eta^*}{2\rho(D_c - d_{нт})} \left[1 + \sqrt{1 + \frac{2\rho\tau_0(D_c - d_{нт})^2}{3Re_{кзп}^* \eta^{*2}}} \right]; \quad (5.8)$$

$$v_{\text{кт}}^* = \frac{\text{Re}_{\text{кт}}^* \eta^*}{2\rho(D_c - d_{\text{нт}})} \left[1 + \sqrt{1 + \frac{2\rho\tau_0 d_{\text{вт}}^2}{3\text{Re}_{\text{кт}}^* \eta^{*2}}} \right], \quad (5.9)$$

где D_c – диаметр скважины; $d_{\text{нт}}$ – наружный диаметр труб (для колонны равного диаметра $d_{\text{нк}}$); ρ – плотность раствора (жидкости); τ_0 – предельное динамическое напряжение сдвига раствора (жидкости); η^* – пластическая вязкость раствора (жидкости).

Критическое число Рейнольдса Re_k^* зависит в общем случае от вязкопластичных свойств жидкости. Для цементных растворов $\text{Re}_{\text{кт}}^*$ при течении в трубах и кольцевом пространстве находится в пределах 2300–3000. По данным экспериментальных и теоретических исследований максимальное вытеснение глинистого раствора цементным достигается при $\text{Re}_k^* = 2500$ [90, 91].

Принимая коэффициент увеличения Re_k^* относительно минимального значения (для гарантированного обеспечения турбулентного режима) равным 1,1, получаем $\text{Re}_k^* = 2500$.

При расчетах режимов движения и потерь давления значение Re_k^* принимается одинаковым для труб и кольцевого пространства [34, 91].

Если позволяют геологические условия, то желательно обеспечить условие $v_{\text{бр}}^* < v_{\text{тр}}^*$ разбавлением или химической обработкой бурового раствора.

Критические расходы тампонажного раствора в концентричном кольцевом пространстве определяются по формуле

$$Q_{\text{тр к}}^* = \zeta_{\text{тр к}}^* F_{\text{зкп}}, \quad (5.10)$$

где $F_{\text{зкп}}$ – площадь кольцевого пространства,

$$F_{\text{зкп}} = 0,785 (D_c^2 - d_{\text{нк}}^2); \quad (5.11)$$

D_c – диаметр скважины; $d_{\text{нк}}$ – наружный диаметр обсадной колонны-хвостовика.

Потери давления на гидравлические сопротивления при турбулентном режиме движения растворов определяют по известным формулам [92], принимая коэффициенты гидравлических сопротивлений λ (одинаковыми для кольцевого простран-

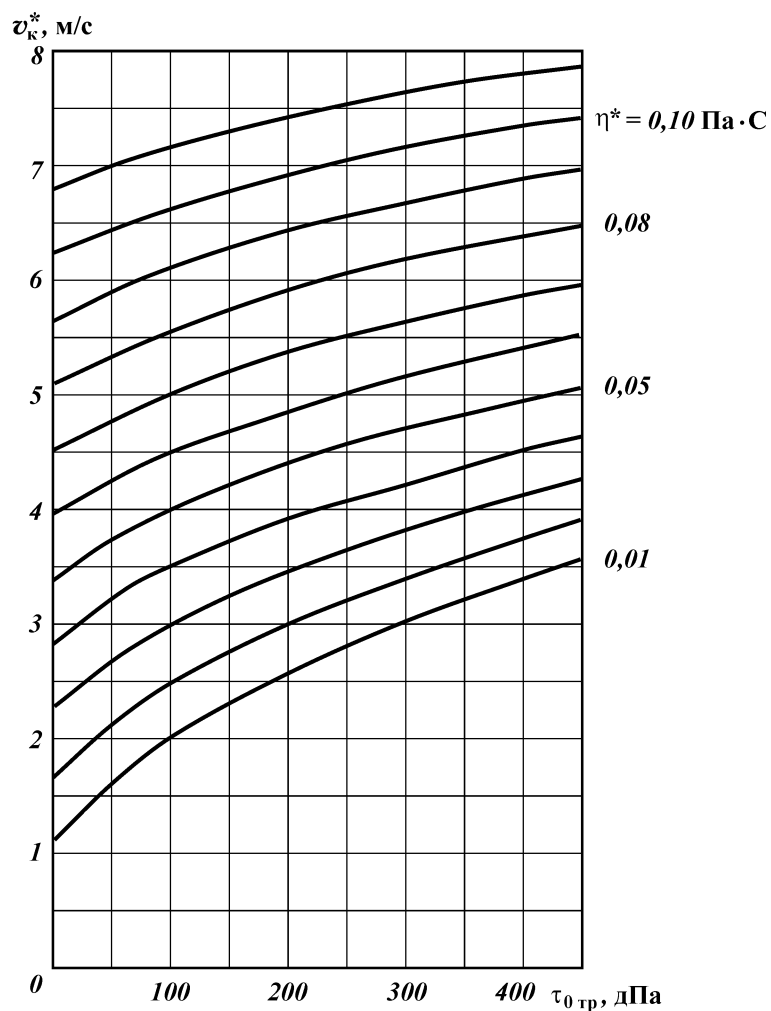


Рис. 5.3. Зависимость критической скорости восходящего потока тампонажного раствора в заколонном пространстве v_k^* от его реологических параметров при концентричном расположении колонны в скважине для конструкции А ($D_c = 124$ мм, $d_k = 102$ мм) при $Re_k^* = 2500$ и $\rho_{тр} = 1850$ кг/м³

ства и труб) равными 0,025 и 0,03 соответственно при течении бурового и тампонажного растворов.

Для двух распространенных конструкций скважин А ($D_c =$

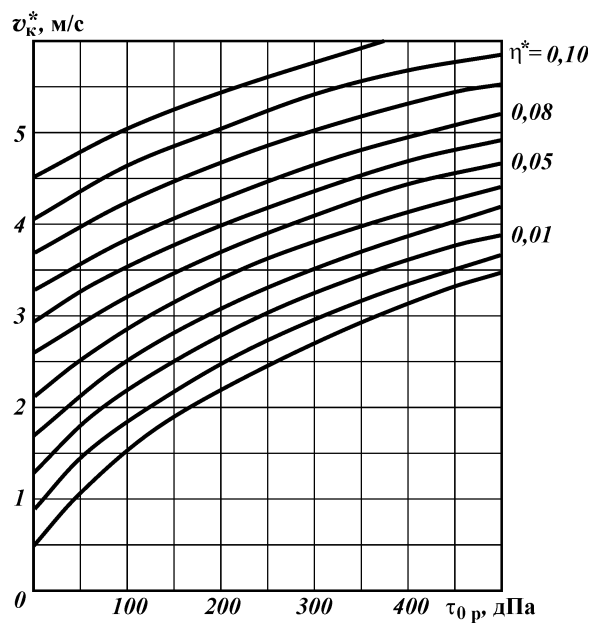


Рис. 5.4. Зависимость критической скорости восходящего потока тампонажного раствора в заколонном пространстве v_k^* от реологических параметров: при концентричном расположении колонны для конструкции B ($D_c = 146$ мм, $d_k = 114$ мм) при $Re_k^* = 2500$ и $\rho_{гр} = 1850$ кг/м³

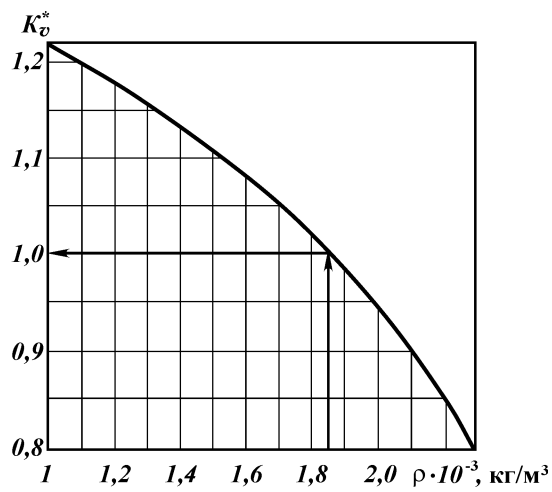


Рис. 5.5. График для определения поправочного коэффициента K_v^* к критической скорости в зависимости от плотности жидкости ρ

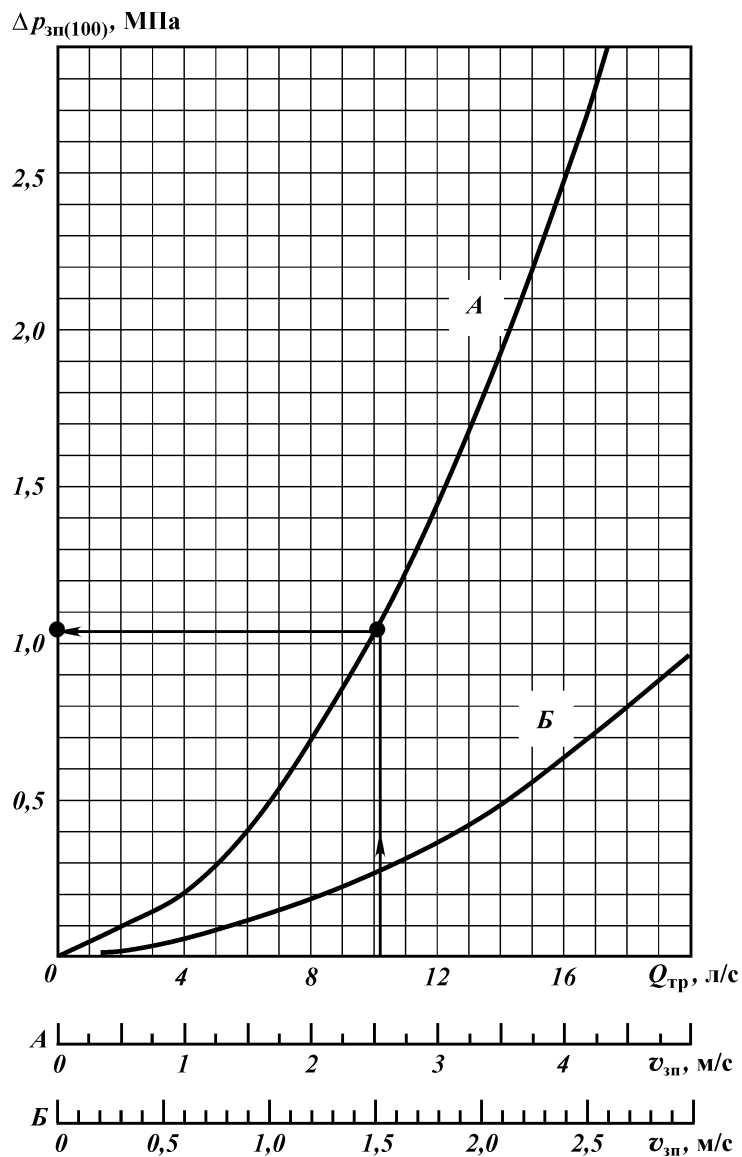


Рис. 5.6. Потери давления на гидравлические сопротивления при течении тампонажного раствора в кольцевом затрубном пространстве БС ($\Delta p_{3п}$) в турбулентном режиме (на 100 м длины) при концентричном расположении колонны-хвостовика ($\rho_{тр} = 1850 \text{ кг/м}^3$; $\lambda = 0,03$):
 $Q_{тр}$, $v_{3п}$ – расход и скорость течения раствора соответственно

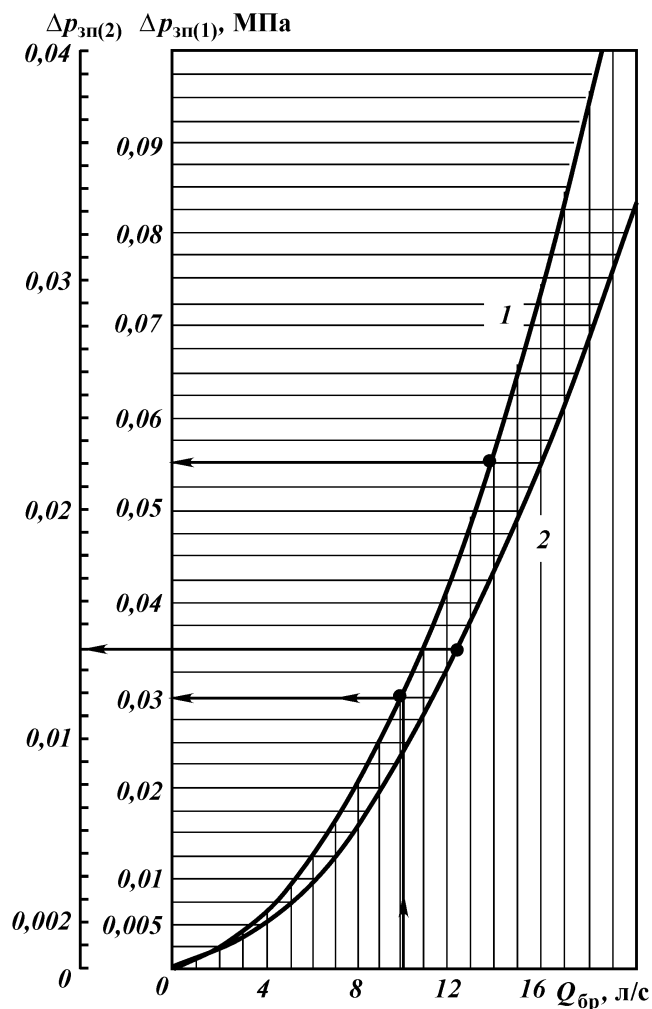


Рис. 5.7. Потери давления на гидравлические сопротивления в кольцевом пространстве выше зарезки БС при течении бурового раствора в турбулентном режиме (100 м длины):
 1, 2 – в скважине, обсаженной 146 мм и 168 мм колонной соответственно;
 $Q_{бр}$ – расход бурового раствора; $\rho_{гр} = 1000 \text{ кг/м}^3$; $\lambda = 0,025$

= 124 мм, $d_{нк} = 102$ мм и Б ($D_c = 124$ мм, $d_{нк} = 114$ мм) критические скорости определяют графоаналитическим методом, используя номограммы, представленные на рис. 5.3, 5.4 и 5.5, а

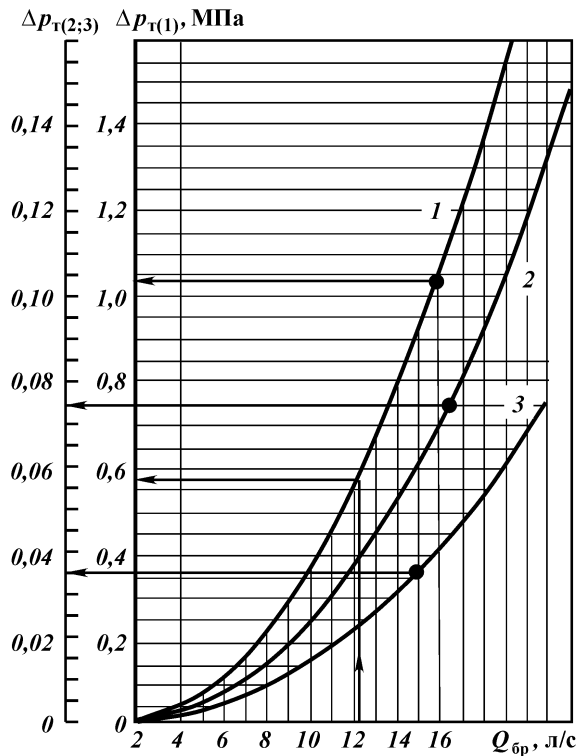


Рис. 5.8. Потери давления на гидравлические сопротивления при течении бурового раствора в трубах в турбулентном режиме Δp_T на 100 м длины: 1, 2, 3 – для труб диаметром 73, 102 и 114 мм с d_B – 52, 89 и 100 мм соответственно; $\rho_{6p} = 1000 \text{ кг/м}^3$; $\lambda = 0,025$

потери давления на гидравлические сопротивления – используя номограммы, представленные на рис. 5.6, 5.7 и 5.8.

5.1.4. МЕТОДИКА (ПРИМЕР) РАСЧЕТА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ КОЛОННЫ-ХВОСТОВИКА В БС ПО ИСХОДНЫМ ДАННЫМ И ИХ КОРРЕКТИРОВКИ ПРИ КОНЦЕНТРИЧНОМ РАСПОЛОЖЕНИИ КОЛОНН¹

1. Исходные данные:

Глубина зарезки БС $H_3 = 1000$ м; длина хвостовика $L_x = 300$ м.

¹Расчет гидравлических параметров процесса цементирования с учетом максимально допустимой эксцентрисичности хвостовика представлен ниже по данным фактически измеренных реологических параметров растворов.

Параметр бурового раствора $\tau_{0 \text{ бр}} = 2,5 \text{ Па}$, $\eta^* = 0,015 \text{ Па}\cdot\text{с}$, $\rho_{\text{бр}} = 1200 \text{ кг/м}^3$.

Параметры тампонажного раствора $\tau_{0 \text{ тр}} = 15,0 \text{ Па}$, $\eta^* = 0,02 \text{ Па}\cdot\text{с}$, $\rho_{\text{тр}} = 1700 \text{ кг/м}^3$.

Диаметр: скважины $D_c = 124 \text{ мм}$; колонны наружный $d_{\text{нк}} = 102 \text{ мм}$.

Для спуска хвостовика применяются равнопроходные бурильные трубы диаметром 73 мм ($d_{\text{вк}} = 52 \text{ мм}$).

Количество буферной жидкости 3 м^3 (водный раствор реагентов плотностью 1000 кг/м^3).

Продавочная жидкость – буровой раствор плотностью $\rho_{\text{бр}} = 1200 \text{ кг/м}^3$ объемом 4 м^3 .

Допустимый градиент давления на ГРП – $0,015 \text{ МПа/м}$.

II. Порядок расчета.

1. По номограмме (см. рис. 5.3) находим значение v_k^* для раствора плотностью 1850 кг/м^3 , равное $2,5 \text{ м/с}$. Затем по рис. 5.5 находим поправку на плотность раствора ($K_v^* = 1,05$) и определяем расчетное значение

$$v_k^* = 2,5 \cdot 1,05 = 2,625 \text{ м/с}.$$

2. По рис. 5.6 находим расход жидкости и соответствующие потери давления на 100 м кольцевого пространства: $\Delta p_{\text{зп}} = 1,02 \text{ МПа}$ и $Q_{\text{тр}} = 10,2 \text{ л/с}$. Расчетное значение удельных потерь давления с учетом плотности тампонажного раствора составит $\Delta p_{\text{зп}}^p = \Delta p_{\text{зп}} K_p = 1,02 \frac{1700}{1850} = 0,937 \text{ МПа}$ (где K_p – поправка на плотность при определении потерь напора). В результате на 300 м затрубного пространства имеет $\Delta p_{\text{зп}}^{\text{тр}} = 0,937 \cdot 3 = 2,81 \text{ МПа}$.

3. Ввиду большого кольцевого зазора между бурильными трубами и 146-мм колонной ($28,5 \text{ м}$) находим критическую скорость течения бурового раствора по упрощенной формуле:

$$v_{k \text{ бр}}^* = 25 \sqrt{\frac{\tau_{0 \text{ бр}}}{\rho_{\text{бр}}}} = 25 \sqrt{\frac{2,5}{1200}} = 1,14 = \text{м/с} < 2,625 \text{ м/с}.$$

Следовательно, режим течения бурового раствора в кольцевом пространстве и колонне будет также турбулентным.

4. Находим потери давления на участке движения бурового раствора и буферной жидкости в заколонном пространстве. Буферная жидкость займет 300 м , буровой раствор – 700 м за-

колонного пространства к концу продавливания тампонажного раствора.

Используя кривую 1 на рис. 5.7 имеем: при расходе 10,2 л/с для буферной жидкости и бурового раствора (с учетом поправки на их плотность)

$$\Delta p_{\text{зп(бж+бр)}}^{\text{P}} = 0,03 \cdot 3 + 0,03 \frac{1200}{1000} 7 = 0,09 + 0,252 = 0,342 \text{ МПа.}$$

5. Находим потери давления в трубах (колонне) по рис. 5.8, используя кривые 1 и 2. При расходе жидкости 10,2 л/с с поправкой на плотность бурового раствора имеем

$$\begin{aligned} \Delta p_{\text{к(бр)}}^{\text{P}} &= \Delta p_{\text{бр(73)}}^{\text{P}} + \Delta p_{\text{к(102)}}^{\text{P}} = 0,56 \cdot 10 \frac{1200}{1000} + 0,035 \cdot 3 \frac{1200}{1000} = \\ &= 0,72 + 0,126 = 6,846 \text{ (МПа)}. \end{aligned}$$

6. Суммарные потери давления на гидравлические сопротивления в колонне и заколонном пространстве к концу продавки тампонажного раствора при турбулентном режиме его движения составят:

$$p_{\text{общ г}} = 2,81 + 0,342 + 6,846 = 9,998 \sim 10 \text{ МПа.}$$

7. Потери давления на разность гидростатических давлений в затрубном пространстве $p_{\text{гс}}^{\text{зп}}$ и колонне труб $p_{\text{гс}}^{\text{к}}$:

$$\begin{aligned} p_{\text{гс}} &= p_{\text{гс}}^{\text{зп}} - p_{\text{гс}}^{\text{к}} = \left(\frac{210 \cdot 1700}{10^5} + \frac{300 \cdot 1000}{10^5} + \frac{700 \cdot 1200}{10^5} \right) - \left(\frac{1210 \cdot 1200}{10^5} \right) = \\ &= 14,97 - 14,57 = 0,45 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Таким образом, для данного примера гидростатические давления к концу цементирования уравниваются. Давления на устье определяются потерями давления на гидравлические сопротивления:

$$p_{\text{у}} = p_{\text{общ г}} + p_{\text{гс}} = 10,0 + 0,45 = 10,45 \text{ МПа.}$$

Существующая цементировочная техника обеспечивает поддержание $p_{\text{у}} = 10,45 \text{ МПа}$.

8. Давление на забой определится из соотношения

$$\begin{aligned} p_{\text{заб}} &= p_{\text{гд}}^{\text{зп}} + p_{\text{гс}}^{\text{зп}} = \Delta p_{\text{зп(тр)}} + \Delta p_{\text{зп(бж+бр)}} = 2,81 + 0,342 + 14,97 = \\ &= 3,352 + 14,97 = 18,32 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Таким образом, давление на забой при длине хвостовика

300 м и исходных параметрах раствора определяются гидростатическим давлением в затрубном пространстве.

Коэффициент запаса на гидроразрыв пластов на забое:

$$ЗП_{\text{грп}} = \frac{p_{\text{доп}}}{p_{\text{заб}}} = \frac{1210 \cdot 0,015}{18,32} = \frac{18,15}{18,32} = 0,99 < 1,1$$

(по регламенту $ЗП_{\text{грп}} = 1,1$).

Отсюда следует вывод, что необходимо снизить общее давление на забой по меньшей мере на 10 %. Существуют три способа уменьшения давления на забой.

Первый способ – химическая обработка тампонажного раствора с помощью пластификаторов. Введение 0,1 % ПЭО и 2 % CaCl_2 дает параметры тампонажного раствора $\tau_{0 \text{ тр}} = 70$ дПа, $\eta^* = 0,015$ Па·с. Тогда согласно рис. 5.3 и 5.5 $v_{\text{к(тр)}}^* = 1,60 \cdot 1,05 = 1,68$ м/с.

По рис. 5.6 $Q_{\text{к}}^* = 6,2$ л/с, $\Delta p_{\text{зп(100)}} = 0,4$ МПа.

Тогда на участке движения тампонажного раствора в затрубном пространстве имеем

$$\Delta p_{\text{зп(300)}}^{\text{р}} = 0,4 \frac{1700}{1850} 3 = 1,103 \text{ МПа.}$$

Уменьшение давления составит $\Delta p = 2,8 - 1,103 = 1,77$ МПа.

Соответственно $p_{\text{заб}} = 18,32 - 1,77 = 16,55$ МПа.

$$\text{Тогда } ЗП_{\text{грп}} = \frac{18,15}{16,55} = 1,0988 \approx 1,1.$$

Второй способ – снижение плотности бурового раствора с 1200 до 1100 кг/м^3 . Тогда $\Delta p_{\text{зп}} = 700(1200 - 1100)10^{-5} = -0,7$ МПа. Как видно, это не дает ощутимого результата.

Третий способ – увеличение только объема буферной жидкости на водной основе (например, в 3 раза, т.е. до 9 м^3).

Тогда $p_{\text{гс}}$ уменьшится на величину

$$\Delta p_{\text{зп(бж)}} = \left(\frac{1200 - 1100}{10^5} \right) 600 = 1,2 \text{ МПа.}$$

$$\text{При этом } ЗП_{\text{грп}} = \frac{18,15}{17,32 - 1,2} = 1,13 > 1,1.$$

Выбираем наиболее рациональный путь – обработка тампонажного раствора и некоторое увеличение проектного объема буферной жидкости (в 2 раза – до 6 м^3). Тогда

$$\Delta p_{\text{зп}} = -(1,77 + 0,6) = -2,37 \text{ (МПа)};$$

$$p_{\text{заб}} = 18,32 - 2,37 = 15,95 \text{ (МПа)};$$

$$3\Pi_{\text{грп}} = 18,15 / 15,95 = 1,138 \approx 1,14.$$

Проектирование режимов цементирования хвостовиков производится с учетом их эксцентричного расположения в БС.

Существующими техническими методами не всегда удается достичь максимальной концентричности колонны-хвостовика, особенно при малых кольцевых зазорах.

При эксцентричном расположении колонны глинистый раствор защемляется у стенки скважины. Достижение турбулентного режима течения тампонажного раствора в эксцентричном кольцевом пространстве не всегда обеспечивает вытеснение зацементированного глинистого раствора. Для этого необходимо создать достаточный перепад давления $\Delta p_{\text{взр}}$ на этом участке. Критический расход тампонажного раствора, обеспечивающий $\Delta p_{\text{взр}}$ для вытеснения бурового раствора из участка его зацементации в кольцевом пространстве, определяется по формуле

$$Q_{\text{тр.э}}^* = 2(D_c^2 - d_{\text{нк}}^2) \sqrt{\frac{\tau_{0 \text{ бр}}(1 + 0,62K_э)}{\rho_{\text{тр}}\lambda(1 - K_э)}}, \quad (5.12)$$

где $\tau_{0 \text{ бр}}$ – предельное динамическое напряжение сдвига бурового раствора; $K_э$ – коэффициент эксцентриситета колонны,

$$K_э = 1 - \frac{2\delta}{D_c - d_{\text{нк}}}; \quad (5.13)$$

$\rho_{\text{тр}}$ – плотность тампонажного раствора; δ – минимальный кольцевой зазор на участке зацементации бурового раствора.

Ожидаемое значение $K_э$ вычисляется исходя из проектного решения – центрирования колонны (диаметра центраторов) и уточняется по данным анализа фактических значений $K_э$ по данным геофизических исследований зацементированных колонн. Если эксцентрично расположена только небольшая часть (20–30 % длины) колонны-хвостовика, то критический расход определяется по формуле (5.10), а при эксцентричном расположении колонны на большем участке – по формуле (5.12).

На рис. 5.9 для примера показана зависимость необходимого расхода тампонажного раствора с плотностью 1850 кг/м^3 и $\tau_{0 \text{ тр}} = 15 \text{ Па}$ для вытеснения бурового раствора от коэффициента эксцентриситета колонны $K_э$ диаметром 102 мм в скважине

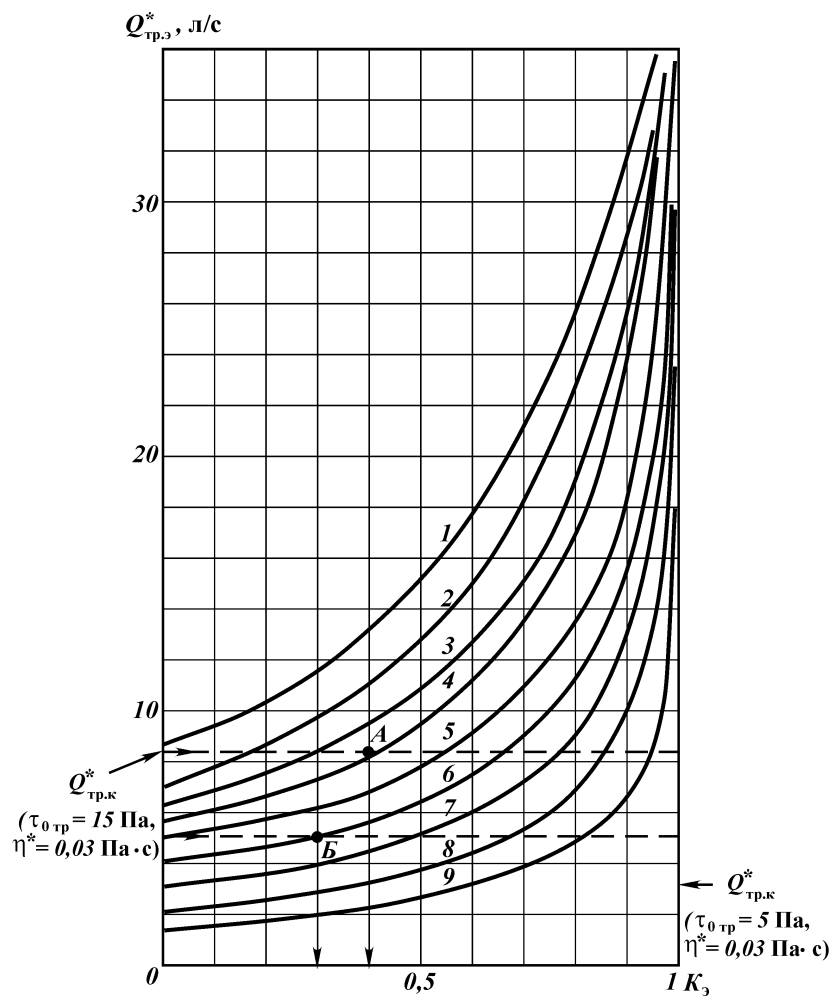


Рис. 5.9. Зависимость критического расхода тампонажного раствора (при турбулентном режиме течения), необходимого для вытеснения бурового раствора, от коэффициента эксцентриситета колонны без учета наличия фильтрационной корки:

1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 – при $\tau_{0 бр}$ – соответственно 400, 300, 200, 100, 75, 50, 20 и 10 Па; $\rho_{тр} = 1850 \text{ кг/м}^3$; $\lambda_{тр} = 0,03$; $B/\Pi = 0,5$; $D_c = 124 \text{ мм}$; $d_{нк} = 102 \text{ мм}$

диаметром 124 мм. Если $Q_{тр.э}^* < Q_{тр.к}^*$, то при $Q_{тр.к}^*$ обеспечивается вытеснение глинистого раствора из защемленного участка (обычно при малых значениях $K_э$ и $\tau_{0 бр}$, см. рис. 5.9).

При $Q_{\text{тр.э}} > Q_{\text{тр.к}}$ необходимо обеспечить расход тампонажного раствора, равный $Q_{\text{тр.э}}^*$. При эксцентричном расположении колонны на участке более 30 % длины расход тампонажного раствора и соответствующие потери напора рассчитываются по значению $Q_{\text{тр.э}}^*$.

Из рис. 5.9 видно, что для удовлетворительного вытеснения бурового раствора со значением $\tau_{0 \text{ бр}} > 10$ Па при небольших значениях $Q_{\text{тр.э}}^*$ значение K_3 не должно превышать 0,5 (кривые 1–5). С учетом наличия глинистой корки эти значения будут еще меньше. В соответствии с подобными графиками можно оценить необходимый расход тампонажного раствора в зависимости от уровня отцентрированности колонны. Хорошее центрирование достигается при значении $K_3 = 0,2 \div 0,3$.

Как правило, нижняя часть колонны-хвостовика ложится на стенку скважины. В этом случае коэффициент K_3 зависит от высоты планок центратора и расстояния между ними.

Рассмотрим пример расчета K_3 в нижней части колонны при следующих данных: $D_{\text{СКВ}} = 124$ мм, $d_{\text{НК}} = 102$ мм, высота δ планок центратора, навариваемых под углом превышающем 30° к оси труб в шахматном порядке, $\delta = 6,5$ мм.

Тогда

$$K_3 = 1 - \frac{2\delta}{D_c - d_{\text{НК}}} = 1 - \frac{13}{22} = 0,41. \quad (5.14)$$

При отсутствии центраторов в месте расположения муфты ($d_{\text{м}} = 110$ мм) $K_3 = 0,64$ (в случае отсутствия глинистой корки), а в местах прогиба труб в нижней части колонны в случае наличия глинистой корки K_3 приближается к 1. Это свидетельствует о важности обеспечения центрирования колонн и вытеснения защемленного бурового раствора.

5.1.5. МЕТОДИКА ОПЕРАТИВНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОЖИДАЕМЫХ ДАВЛЕНИЙ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ХВОСТОВИКОВ С ОБЕСПЕЧЕНИЕМ МАКСИМАЛЬНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА ЦЕМЕНТНЫМ, НЕДОПУЩЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ЗАБОЕ И АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ЭКСЦЕНТРИЧНОМ ПОЛОЖЕНИИ КОЛОНН

Значения $p_{\text{гтр}}^{\text{зп}}$ и $p_{\text{гбр}}^{\text{зп}}$ определяются из условия обеспечения вытеснения защемленного бурового (глинистого) раствора при эксцентричном положении колонны.

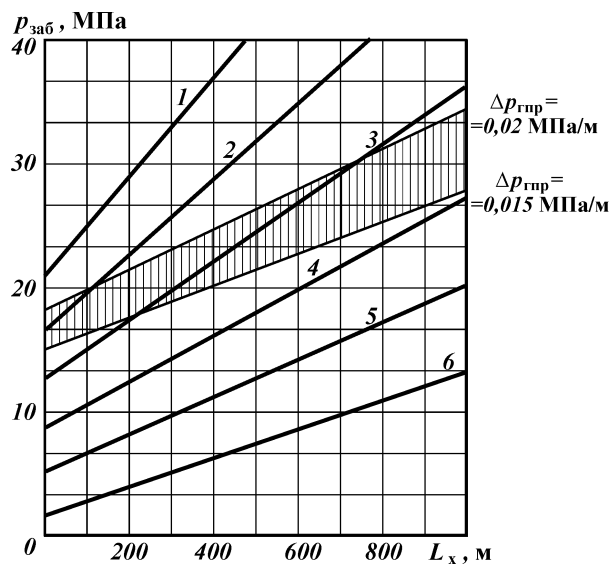


Рис. 5.10. Зависимость давления $p_{заб}$ от длины хвостовика L_x при турбулентном течении тампонажного раствора для вытеснения зацементированного бурового (глинистого) раствора при $K_э = 0,5$, $D_c = 124$ мм, $d_{нк} = 102$ мм, $d_{нбг} = 73$ мм, $K_{эбг} = 0$:

Номер кривой на рисунке.....	1	2	3	4	5	6
$\tau_{0\text{ бр}}/\tau_{0\text{ тр}}$ (дПа).....	400/200	300/200	200/200	100/200	50/50	10/50

Для обеспечения вытеснения бурового раствора тампонажным (цементным) с учетом его зацементирования эксцентрично расположенной колонной рассчитаны давления при критических значениях расхода тампонажного раствора $Q_{тр.э}^*$ для различных $\tau_{0\text{ бр}}$ в условиях двух конструкций БС при $K_э = 0,5$: для БС диаметром 124 мм и 102-мм колонны и БС диаметром 146 мм и 114-мм колонны (рис. 5.10 и 5.11), а на рис. 5.12 и 5.13 приведены расчетные данные ожидаемых давлений на устье скважин.

Принятые для расчетов $p_{заб}$ и p_y усредненные условия: глубина зарезки БС – 1000 м; средний угол наклона БС $\alpha = 45^\circ$.

Параметры тампонажного раствора: $\rho_{тр} = 1850$ кг/м³; $\tau_{0\text{ тр}} = 150$ дПа; $\eta_{тр}^* = 0,03$ Па·с.

Параметры бурового (глинистого) раствора в стволе скважины: $\rho_{бр} = 1200$ кг/м³; $\tau_{0\text{ бр}}$ имеет различные значения (регулируется введением пластификаторов).

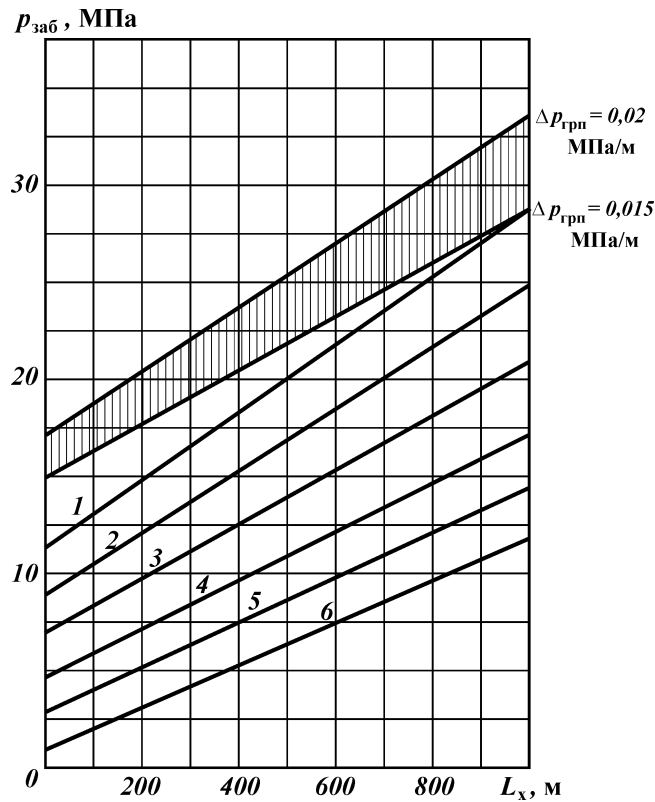


Рис. 5.11. Зависимость давления $p_{\text{заб}}$ от длины хвостовика L_x при турбулентном течении тампонажного раствора для вытеснения защемленного бурового (глинистого) раствора при $K_э = 0,5$, $D_c = 146$ мм, $d = 114$ мм, $d_{6т} = 73$ мм, $K_{36т} = 0$:
Обозначения см. рис. 5.10

Коэффициент эксцентricности колонны $K_э = 0,5$ (максимально допустимое значение для обеспечения качественного цементирования). Для колонны бурильных труб принято $K_э = 0$.

Критическое число Рейнольдса, при котором достигается максимальное вытеснение бурового раствора цементным, по данным экспериментальных исследований принято $Re^* = 2500$.

С помощью графиков определяют следующие показатели:

значения $\tau_{0 \text{ бр}}$, при которых произойдет ГРП в процессе цементирования хвостовика с $K_э = 0,5$ с обеспечением вытеснения защемленного глинистого раствора (см. рис. 5.9 и 5.10) для недопущения ГРП линии фактических давлений, как

Рис. 5.12. Зависимость давления p_y от длины хвостовика при турбулентном течении тампонажного раствора для вытеснения зацементированного бурового (глинистого) раствора при $K_3 = 0,5$, $D_c = 124$ мм, $d_{нк} = 102$ мм:

Номер кривой на рисунке $\tau_0 \text{ бр} / \tau_0 \text{ тр}$

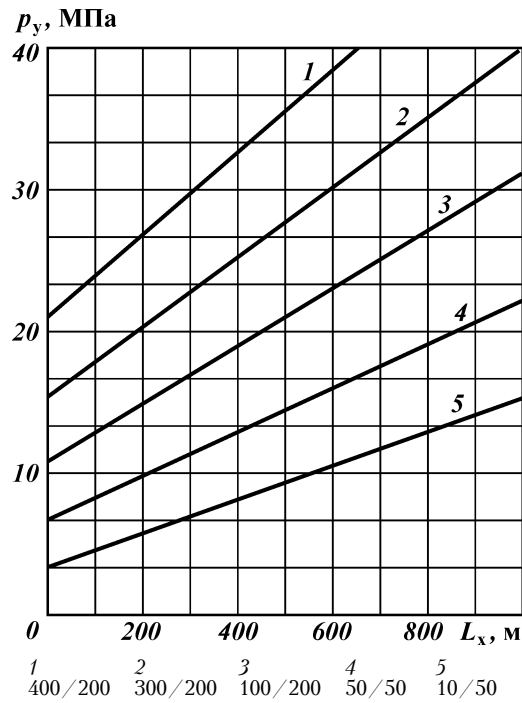
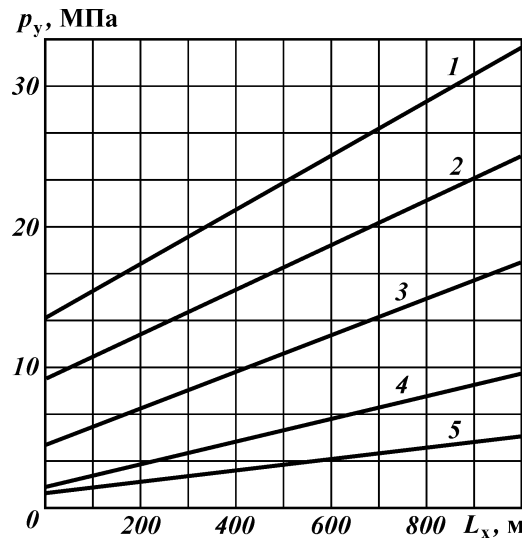


Рис. 5.13. Зависимость давления p_y от длины хвостовика при турбулентном течении тампонажного раствора для вытеснения зацементированного бурового (глинистого) раствора при $K_3 = 0,5$, $D_c = 146$ мм, $d_{нк} = 114$ мм:

Обозначения см. рис. 5.12



минимум, не должны пересекать линии $p_{доп}$ для данного месторождения (оптимально рекомендуется запас прочности не менее 10 %);

ожидаемые устьевые давления в конце продавки p_y (находят по рис. 5.12 и 5.13 и сравнивают их с фактическими давлениями разрыва бурильных труб и у устья – по заводским характеристикам труб).

Определение давлений p_y необходимо также для оценки возможности их создания существующими цементировочными агрегатами. Следует иметь в виду, что точность определения реологических характеристик буровых и тампонажных растворов считается хорошей в пределах ошибок $\pm 10\%$, а точность гидравлических расчетов – в пределах $\pm 20\%$.

5.1.6. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ УМЕНЬШЕНИЯ СТЕПЕНИ ЗАКУПОРКИ ПЛАСТА ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ХВОСТОВИКОВ

Для недопущения снижения проницаемости призабойной зоны суммарное давление на забой при цементировании колонны не должно превышать давления на него в процессе вскрытия продуктивных пластов. В определенных условиях (например, при больших глубинах зарезки бокового ствола) это может быть достигнуто нагнетанием перед тампонажным раствором большого количества буферной жидкости малой плотности так, чтобы соблюдалось соотношение

$$p_{заб.цк} < p_{заб.вп} \quad (5.15)$$

где $p_{заб.цк}$ – общее давление на забой при цементировании колонны; $p_{заб.вп}$ – давление на забой при вскрытии пласта.

Пример.

Исходные данные: глубина зарезки БС – 1000 м; длина хвостовика $L_x = 300$ м (при угле наклона хвостовика $\alpha_{бс} = 45^\circ$ высота столба цементного раствора по вертикали составит 210 м); плотность глинистого раствора $\rho_{бр} = 1200$ кг/м³; плотность тампонажного раствора $\rho_{тр} = 1850$ кг/м³.

При вскрытии пласта

$$p_{заб} = \frac{1210 \cdot 1200}{10^4} \text{ кг/м}^2 = 14,5 \text{ МПа.} \quad (5.16)$$

В конце цементирования хвостовика давление столба цементного раствора составит 3,9 МПа. Пренебрегая гидравлическими сопротивлениями из-за их малости для соблюдения приведенного выше условия затрубное пространство над хвос-

товиком должно быть до устья заполнено буферной жидкостью малой плотности. Это опасно с точки зрения водопроявлений в начале цементирования.

При приведенных выше условиях

$$p_{\text{заб.цк}} = p_{\text{с.бж}} + p_{\text{с.цр}}, \quad (5.17)$$

где $p_{\text{с.бж}}$, $p_{\text{с.цр}}$ – давление столба буферной жидкости – воды или водного раствора с плотностью, близкой к 1.

Имеем $p_{\text{заб}} = 10 + 3,9 = 13,9$ МПа < 14,5 МПа. При больших длинах хвостовика достичь этого условия практически невозможно, поэтому необходимо принять все меры для снижения гидростатических и гидродинамических давлений на забой при вскрытии пластов и креплении колонны в БС.

5.2. ТАМПОНАЖНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И РАСТВОРЫ

5.2.1. ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ И РАСТВОРАМ

К тампонажным материалам (цементам, наполнителям) и растворам, применяемым при креплении БС, предъявляются высокие требования по следующим причинам:

осложненности условий максимального вытеснения глинистого раствора из заколонного пространства цементным раствором из-за трудности центрирования колонн;

возникновения дополнительных условий для появления каналов в цементном кольце из-за наклонного и горизонтального положения колонны и водоотделения из раствора;

больших гидравлических сопротивлений в малых зазорах.

Поэтому тампонажные растворы должны иметь:

минимальную вязкость для уменьшения гидравлических сопротивлений, как при ламинарном, так и турбулентном режимах течения;

минимальные значения водоотдачи и водоотделения.

5.2.2. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ

Физико-механические свойства тампонажного цемента, раствора и камня должны отвечать требованиям ГОСТ 1581–96. Для приготовления растворов в качестве основы применяется тампонажный цемент для нормальных температур (до 50 °С) ПЦТ1-50 или ПЦТ1G-СС-2. В раствор могут вводиться при необходимости облегчающие добавки в соответствии с требовани-

ями ГОСТ 1581–96. Свойства растворов и камня проверяются заблаговременно в лабораторных условиях до составления плана проведения работ по цементированию колонн.

В тампонажные растворы обязательно вводятся понизители водоотдачи и пластификаторы. В целях получения качественного и однородного тампонажного раствора требуется цементировать хвостовики только с использованием осреднительных емкостей, а для удаления рыхлой части глинистых корок – применять буферные жидкости.

В табл. 5.1 и 5.2 приведены свойства некоторых рекомендуемых рецептур тампонажных растворов по данным лабораторных испытаний.

Эффективную вязкость $\eta_{эф}^*$ определяли на приборе “Реотест” при градиенте скорости течения 145 с^{-1} , близкой к градиентам, имеющим место при движении растворов в скважине. Водоотдача – объем фильтрата в процентах от объема воды затворения при $\Delta p = 1 \text{ МПа}$. Применяемые реагенты: ПЭО – полиэтиленоксид производства ПО “Оргсинтез” (г. Казань); КРК-75 – понизитель водоотдачи производства ОАО НПО “Бурение” по ТУ 39-00147001-192–99; С-3 – суперпластификатор производства ООО “Уралпласт” (г. Первоуральск) по ТУ 6036-0204229-625–90 или ОАО “Оргсинтез” (г. Новомосковск).

Таблица 5.1

Физико-механические свойства тампонажных растворов (пример, основная рецептура)

Показатель	Исходный необработанный раствор	Основная рекомендуемая рецептура
	ЩТ1-50	ЩТ1-50 + 0,1 % ПЭО + 2 % CaCl_2
В/Ц	0,5	0,5
Плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$	1850	1859
Растекаемость, мм	220	230
Водоотделение, мл	6	0
Водоотдача от объема воды затворения при $\Delta p = 1 \text{ МПа}$, %, через 1/30 мин	42,0/56,0	7,0/48,0
Сроки схватывания, ч-мин:		
начало	5–35	2–40
конец	8–20	3–10
Прочность на изгиб через 48 ч, МПа	4,6	4,7
Эффективная вязкость $\eta_{эф}^*$, Па·с, через 10/30 мин	0,04/0,08	0,025/0,04

Таблица 5.2

**Физико-механические свойства тампонажных растворов
(возможных и применяемых как исключение)**

Наименование показателей	ПЦТ1-50 + + 0,1 % ПЭО + 0,15 % КССБ + 2 % CaCl ₂	ПЦТ1-50 + + 0,5 % КРК + + 5 % CaCl ₂	ПЦТ1-50 + + 0,7 % С-3 + + 3 % CaCl ₂	ПЦТ1-50 + + 0,15 % КССБ + 2 % CaCl ₂
В/Ц	0,5	0,5	0,5	0,5
Плотность, кг/м ³	1888	1860	1770	1880
Растекаемость, мм	220	210	250	200
Сроки схватывания, ч-мин:				
начало	3-00	3-10	3-30	3-30
конец	3-40	6-30	5-10	4-50
Прочность на изгиб через 48 ч, МПа	4,9	4,5	5,4	4,4
Эффективная вязкость $\eta_{эф}^*$, Па·с, через 10/30 мин	0,01/0,02	0,017/0,27	0,016/0,24	0,02/0,036
Водоотдача при $\Delta p = 1$ МПа, %, через 1/30 мин	18/56	3,5/36	40/54	42/57
Примечание. Водоотделение равно нулю.				

При использовании больших объемов тампонажных растворов (более 5 м³) допускается введение пластификаторов в порошкообразном виде путем равномерной засыпки их в чан цементировочного агрегата через металлическую сетку с ячейками 4–6 мм с обязательным последующим перемешиванием раствора в осреднительной емкости. При креплении колонн на участках стволов сложной конфигурации (наличии между разобщаемыми пластами глубоких желобов, каверн больших диаметров) рекомендуется применять расширяющиеся тампонажные составы по специальному плану.

Таблица 5.3

Рецептуры буферных жидкостей

Буферная жидкость	$C_{раз}^*$, %	Условия применения
Водный раствор NaOH с массовой долей 5 % (основная рецептура)	75	При наличии корки из глинистого раствора
На основе сульфаминовой кислоты (с массовой долей 15–20 %)	60–70	При наличии корки из полимерсолевых малоглинистых (карбонатных) растворов
* $C_{раз}^*$ – степень разрушения глинистой корки из необработанного раствора в лабораторных условиях за 15 мин контакта с БЖ.		

В табл. 5.3 приведены свойства буферных жидкостей (БЖ), рекомендуемые для применения в условиях Башкортостана при нормальных забойных температурах (до 50 °С), для удаления рыхлой части глинистых корок и повышения степени вытеснения глинистого раствора.

На основании экспериментов ВНИИКрнефти и данных анализа практики цементирования скважин объем БЖ составляет 10–20 % цементируемого заколонного пространства.

Для БС с длиной хвостовика 200–1000 м объем БЖ составит 2–5 м³.

5.3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И ОСНАСТКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Типичная компоновка потайной обсадной колонны показана на рис. 5.14. Колонна 8 спускается в скважину на инструменте 3 (равнопроходных трубах внутренним диаметром 73 мм), который соединен на устье с цементировочной головкой 1. В головке установлена продавочная пробка для инструмента (верхняя часть секционной пробки) 2. Инструмент и колонна соединены разъединителем 4, в котором размещается продавочная пробка для колонны (нижняя часть секционной пробки) 5. Далее установлены якорь 6, межколонный пакер 7, центраторы 9, кольцо “стоп” 10, обратный клапан 11, башмак 12. Для конкретной скважины компоновка может сокращаться или дополняться оснасткой. Длина колонны должна равняться длине БС плюс 50–100 м, т.е. головная часть хвостовика должна находиться выше места зарезки БС (при наличии заколонного пакера – на 30–50 м). Центраторы на колонне устанавливаются исходя из конкретных геологических условий.

Разъединитель предназначен для спуска, цементирования и последующего отсоединения потайной обсадной колонны (хвостовика).

Область применения – крепление скважин с потайными обсадными колоннами, как вновь вводимых, так и из старого фонда (с боковыми стволами). Резьбовой разъединитель рекомендуется применять при длине хвостовика более 300 м (ориентировочно).

Корпус 1 разъединителя (рис. 5.15) соединен с воронкой 2 левой резьбой, которая защищена с обеих сторон уплотнениями. Внутри воронки расположена подвесная пробка 3, которая

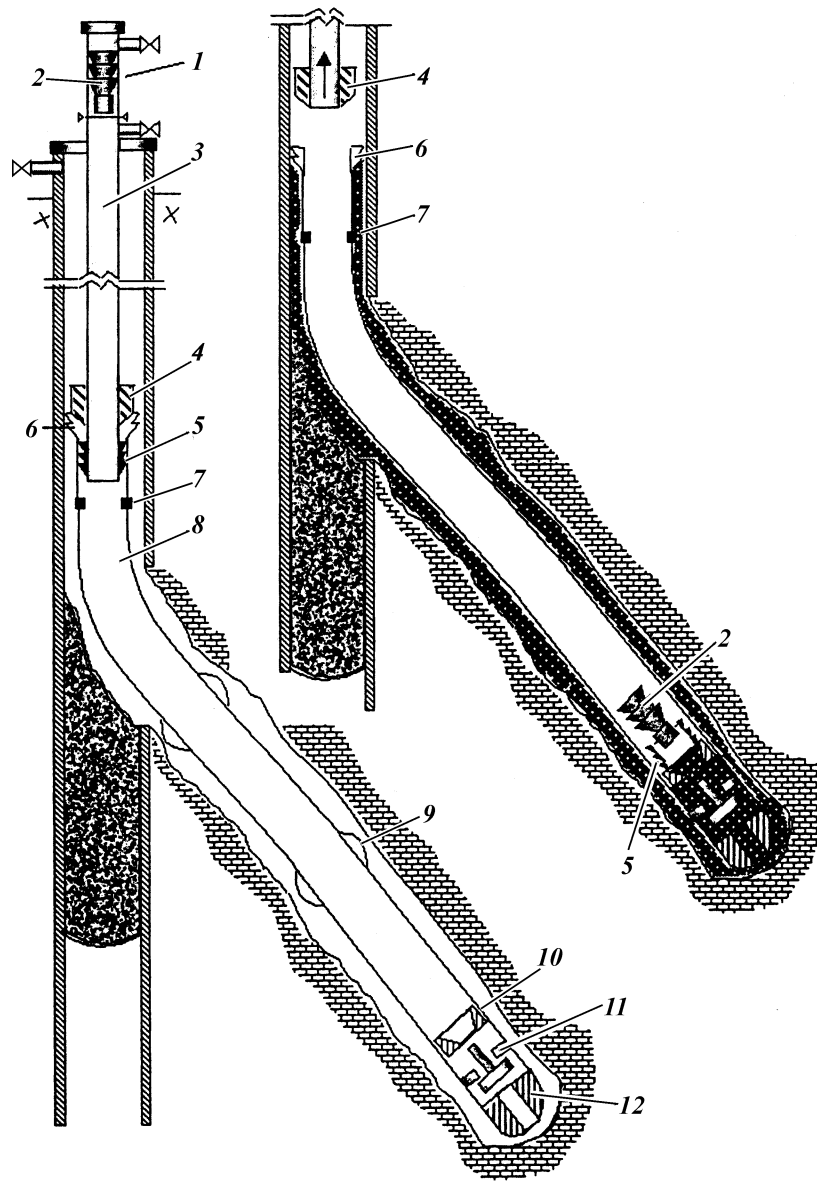


Рис. 5.14. Компоновка потайной колонны

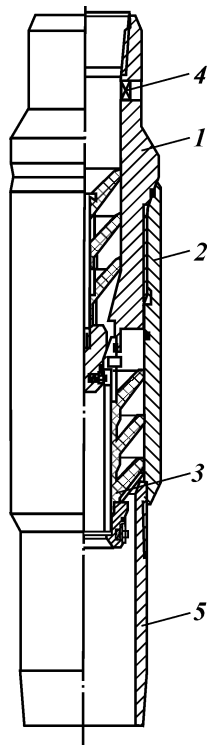


Рис. 5.15. Резьбовой разъединитель

прикреплена срезными штифтами к корпусу. Снизу в воронку ввинчен патрубок 5. В верхней части корпуса выполнено циркуляционное отверстие 4 с выпадающей заглушкой. В закрытом положении заглушку удерживают срезные штифты.

Основные технические характеристики резьбовых разъединителей

Тип разъединителя.....	PP-102	PP-114
Диаметр спускаемой потайной колонны, мм.....	102	114
Диаметр воронки (верхней части потайной колонны), мм:		
наружный.....	120	140
внутренний.....	100	100
Длина разъединителя, мм.....	550	625
Грузоподъемность, т.....	43,0	45,0
Масса, кг.....	14,3	26,7
Диаметр прохода, мм:		
подвесной пробки.....	30	30
разъединителя.....	38	38
промывочных окон.....	19	19
кольца "стоп".....	70	70
Инструмент для спуска колонны.....	Трубы внутренним диаметром 48-59 м	

Присоединительная резьба:		
к инструменту.....	3-86	3-86
к колонне.....	ОТТМ-102	НКТ-114
Размеры пробки продавочной/подвесной, мм:		
наибольший диаметр металлической части.....	34/75	34/75
диаметр манжет.....	61/109	61/109
длина.....	168/245	168/245
Давление среза штифтов, МПа:		
подвесной пробки.....	1-8	1-8
открытия циркуляционных отверстий.....	5-20	5-20

Пр и м е ч а н и е. Диаметр окружности по верху центрирующих элементов в центраторах должен быть не меньше номинального диаметра скважины на 6 мм.

Подвесная (большая продавочная) пробка (рис. 5.16, *a*) предназначена для прохождения по потайной обсадной колонне. Пробка состоит из цельной резиновой манжеты 1 типа елочка, внутри которой расположен полый алюминиевый

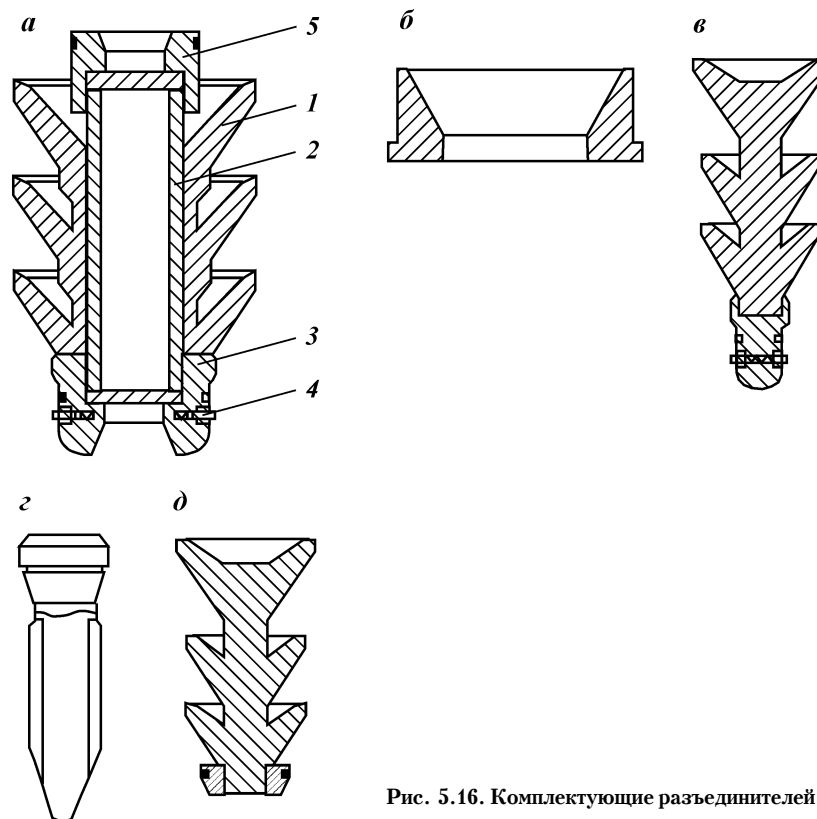


Рис. 5.16. Комплектующие разъединителей

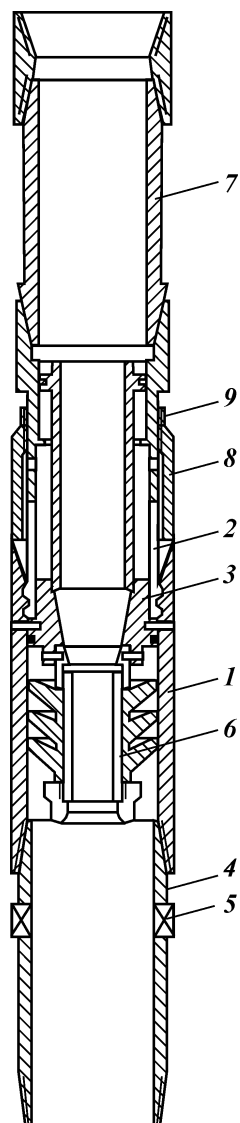


Рис. 5.17. Разъединитель цапговый

стержень 2. Впереди на стержне закреплена металлическая головка 3 с пружинным фиксатором 4, сзади размещен хвостовик 5 с посадочным седлом для малой пробки. Головка и хвостовик изготовлены из легко разрушаемого материала (чугун, дюралюминий). Диаметр головки соответствует диаметру кольца “стоп” (рис. 5.16, б), которое входит в комплект разъединителя. Кольцо также изготовлено из легко разрушаемого сплава и крепится в колонне в муфтовом соединении обсадных труб. Кроме того, в комплект разъединителя входит малая продавочная пробка (рис. 5.16, в) для колонны бурильных труб внутренним диаметром 53 мм. При продавливании она проходит внутри инструмента, от устья до разъединителя. Малая продавочная пробка состоит из резиновой манжеты типа елочка, к которой прикреплена металлическая головка с пружинным фиксатором.

Разъединитель устанавливают между спускаемой обсадной колонной и инструментом, кольцо “стоп” – на забое, малую пробку – в цементировочной головке. По окончании затворения пускают малую пробку и продавливают ее до разъединителя. Войдя в разъединитель, малая пробка фиксируется в хвостовике подвесной пробки и перекрывает сечение. Под действием повысившегося давления срезаются штифты, пробки единым узлом следуют по обсадной колонне на забой и, достигнув кольца “стоп”, фиксируются в нем. Проход обсадной трубы надежно перекрыт. Таким образом, осуществляется “подстраховка” (дублирование) обратного клапана.

Разъединение осуществляют вращением инструмента в правую сторону (20–30 оборотов). Циркуляционное отверстие открывают повышением давления после получения сигнала “стоп” по мере необходимости.

В ряде случаев применяется цанговый разъединитель (рис. 5.17), предназначенный для спуска, цементирования и последующего отсоединения потайной обсадной колонны (хвостовика).

Разъединитель РЗ-102 может применяться при цементировании хвостовиков диаметрами 102 и 114 мм длиной до 300 м (ориентировочно), в том числе с расхаживанием колонны при кривизне ствола не более 2° на 10 м.

Основные технические характеристики цанговых разъединителей

Тип разъединителя.....	РЗ-102	РЗ-114
Диаметр спускаемой потайной колонны, мм.....	102	114
Диаметр воронки (верхней части потайной колонны), мм:		
наружный.....	120	140
внутренний.....	100	100
Длина разъединителя, мм.....	1880	1880
Грузоподъемность, т.....	8	8
Масса, кг.....	32	45
Диаметр прохода, мм:		
подвесной пробки.....	30	30
разъединителя.....	38	38
промывочных окон.....	19	19
кольца "стоп".....	70	70
Инструмент для спуска колонны.....	Трубы внутренним диаметром 48–59 мм	
Тип присоединительной резьбы:		
к инструменту.....	3-86	3-86
к колонне.....	ОТТМ-102	НКТ-114
<i>Размеры пробок, мм</i>		
Наибольший диаметр металлической части:		
продавочной.....	34	34
подвесной.....	75	75
запорной (с манжетами).....	43	43
запорной (цельнометаллической).....	45	45
Диаметр манжет:		
продавочной.....	61	61
подвесной.....	109	109
запорной (с манжетами).....	61	61
Длина:		
продавочной.....	168	168
подвесной.....	245	245
запорной (с манжетами).....	130	130
запорной (цельнометаллической).....	170	170
Давление среза штифтов, МПа:		
подвесной пробки.....	1–8	1–8
открытия циркуляционных отверстий.....	5–20	5–20
разъединения.....	3–15	3–15

В состав разъединителя входят несколько функциональных частей: узел подвески; промывочный патрубок; узел разъединения; силовой кожух; пробки и прочая оснастка.

Узел подвески (см. рис. 5.17) состоит из воронки 1, цанги 2 и распорной втулки 3. Внутри верхней части воронки имеется сложная поверхность (канавки периодического профиля вы-

полненные из условия максимальной прочности). Лепестки цанги прижаты к этой поверхности распорной втулкой. Втулка зафиксирована от перемещения срезными штифтами в воронке 1. Внутри распорной втулки имеется конус для посадки запорной пробки. За счет этого соединения удерживается вся потайная колонна, спускаемая в скважину.

Промывочный патрубок состоит из собственно патрубка 4, в котором расположены два циркуляционных отверстия 5, закрытых выпадающими заглушками. Патрубок ввинчен в нижнюю часть воронки. Эта часть разъединителя является верхней частью потайной обсадной колонны и после разъединения остается в скважине.

Узел разъединения представляет собой гидравлический цилиндр с дифференциальным поршнем. Нижней частью поршня является распорная втулка 3. Гильзой гидроцилиндра является верхняя часть цанги, имеющая разгрузочную канавку и упорный буртик. Верхняя часть цанги оканчивается трубной резьбой, в которую ввинчен переводник 7, для присоединения к инструменту.

Силовой кожух состоит из собственно кожуха 8 и контргайки 9. Кожух на метрической резьбе прикреплен к корпусу разъединителя (цанге). При сборке кожух упирают в воронку и фиксируют контргайкой. Теперь, при посадке колонны, весь вес инструмента будет передаваться через силовой кожух, минуя гибкие лепестки цанги.

В состав разъединителя входят также:

верхняя продавочная пробка (см. рис. 5.16, в);

нижняя продавочная пробка (см. рис. 5.16, а) для потайной обсадной колонны, пробка 3 закреплена на распорной втулке 3 срезными шпильками;

запорная (разъединительная) пробка, выполненная из чугуна (рис. 5.16, з). Эта пробка проходит внутри инструмента (от устья до разъединителя), двигаясь в колонне под действием собственного веса. При необходимости ее можно подогнать потоком жидкости (циркуляцией). Для скважин с зенитным углом до места разъединения более 40° поставляется пробка с резиновыми манжетами и головкой из Д16 (рис. 5.16, д);

кольцо “стоп”.

Разъединитель устанавливают между спускаемой обсадной колонной и инструментом, кольцо “стоп” – на забое, малую пробку – цементирующей головке. По окончании затворения пускают малую пробку и продавливают ее до разъединителя. Войдя в разъединитель, малая пробка фиксируется в хвостовике подвесной пробки и перекрывает сечение. Под действием

повысившегося давления срезаются штифты, и пробки единым узлом следуют по обсадной колонне на забой. Дойдя до кольца “стоп”, они фиксируются в нем. Проход обсадной трубы надежно перекрыт. Таким образом, обеспечивается более надежная работа (дублирование) обратного клапана. Затем повышают давление и открывают циркуляционные отверстия. Промывают скважину в течение двух циклов, после чего пускают запорную пробку. По достижении разъединителя пробка перекрывает сечение. Повышают давление, распорная втулка срезает штифты и, сдвигаясь, освобождает цангу. Поднимают инструмент, при этом лепестки цанги свободно выходят из воронки.

Для подвески потайных обсадных колонн внутри технической колонны применяется якорь при длине хвостовика менее 200 м (ориентировочно).

Основные технические характеристики межколонных якорей

Тип якоря	ЯК-102	ЯК-114
Диаметр спускаемой потайной колонны, мм.....	102	114
Наибольший диаметр, мм	122	142
Длина, мм.....	1050	830
Диаметр прохода, мм.....	88,6	100
Диаметр выхода шлицов, мм.....	140	160
Тип присоединительной резьбы.....	ОТТМ-102	НКТ-114
Давление среза штифтов, МПа.....	5,0–15,0	5,0–15,0

Якорь (рис. 5.18) состоит из гидравлического привода и шлицов. Привод включает дифференциальную гильзу 1, расположенную снаружи корпуса 2. Между ними образована цилиндрическая полость, соединенная с трубным пространством отверстием 3. Гидравлический привод уплотнен резиновыми кольцами круглого сечения. Дифференциальная гильза от сдвига удерживается тарированными срезными штифтами. Гильза соединена тягами 4 со шлицами 5, размещенными в обойме 6 с наклонными пазами. На верхнюю часть якоря навинчена муфта. Нижняя часть якоря заканчивается ниппелем.

Якорь устанавливают в верхней части потайной обсадной колонны сразу за разъединителем. При этом он должен располагаться внутри промежуточной колонны. В процессе цементирования после получения сигнала “стоп” давление повышают до значения указанного в паспорте якоря плюс 0,5–1,0 МПа. Под действием давления в цилиндрической полости, передаваемого на гильзу, срезает удерживающие штифты. Шлицы выдвигаются и прижимаются к промежуточной колонне. Колонну разгружают на 20–30 кН, при этом шлицы самозаклиниваются. В случае необходимости подъема при

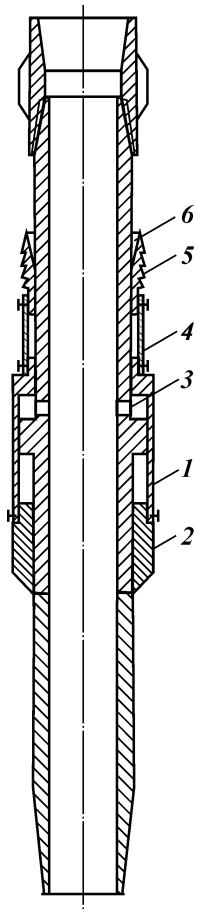


Рис. 5.18. Якорь межколонный типа ЯК

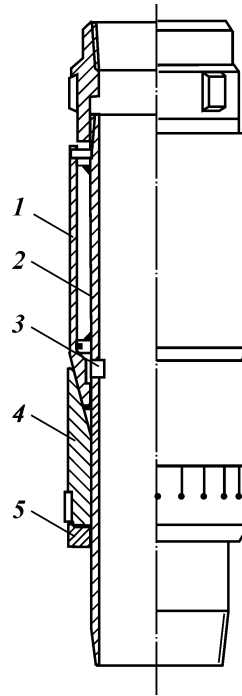


Рис. 5.19. Пакер межколонный

движении колонны вверх шлицы принимают транспортное положение.

Для предотвращения оголения верхней части потайной колонны труб и дополнительной герметизации пространства между промежуточной и потайной обсадной колонной применяется межколонный пакер.

Пакер (рис. 5.19) состоит из гидравлического привода и манжеты. Привод включает дифференциальную гильзу 1, расположенную снаружи корпуса 2. Между ними образована ци-

Основные технические характеристики межколонных пакеров

Тип пакера.....	ПАК-102	ПАК-114
Диаметр спускаемой потайной колонны, мм.....	102	114
Наибольший диаметр, мм.....	120	142
Длина, мм.....	510	520
Масса, кг.....	22	34
Диаметр прохода, мм.....	88,6	100
Наибольший диаметр пакеровки.....	132	158
Тип присоединительной резьбы.....	ОТТМ-102	НКТ-114
Давление среза штифтов, МПа.....	5,0–15,0	5,0–15,0

линдрическая полость, соединенная с трубным пространством отверстием 3. Гидравлический привод уплотнен резиновыми кольцами круглого сечения. Дифференциальная гильза от сдвига удерживается тарированными срезными штифтами. Гильза заканчивается конусом упирающимся в манжету 4. Манжета упирается в защитную гребенку 5, закрепленную на корпусе. На верхнюю часть пакера навинчена муфта. Нижняя часть пакера заканчивается ниппелем.

Принцип и примерный порядок проведения работ состоит в следующем.

Пакер устанавливают в верхней части потайной обсадной колонны с таким расчетом, чтобы он после спуска находился немного выше окна технической колонны диаметром 146 (168) мм. В процессе цементирования после получения сигнала “стоп” давление повышают до значения, указанного в паспорте пакера, плюс 0,5–1,0 МПа. Под действием давления в цилиндрической полости, передаваемого на гильзу, срезаются удерживающие штифты. Гильза выдвигается и прижимает манжету к промежуточной колонне. Лапки гребенки изгибаются вплоть до упора в промежуточную колонну и в таком виде служат силовым каркасом для манжеты. Далее проводятся все необходимые завершающие технологические операции (проверка обратного клапана, герметичности колонны и т.п.).

5.4. ТЕХНОЛОГИЯ СПУСКА И КРЕПЛЕНИЯ ХВОСТОВИКОВ ПРИ СПЛОШНОМ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА

При проектировании строительства бокового ствола производится расчет проходимости колонн-хвостовиков в соответствии с существующей методикой [93], уточненной (программа Башнипинефти). При увеличении кривизны ствола от заданной по проекту выполняется проверочный расчет проходимости колонны. Типичная компоновка колонны показана на рис. 5.14.

Перед проведением работ следует опрессовать нагнетатель-

ную линию, хвостовик и инструмент на давление 20 МПа. После этого оценивается работоспособность и опрессовывается обратный клапан. При работе с резьбовым разъединителем необходимо иметь короткую (длиной 2–3 м) квадратную трубу.

В процессе бурения БС вскрытые зоны водопроявлений и поглощений бурового раствора должны быть ликвидированы в соответствии с действующими инструкциями.

Боковой ствол скважины прорабатывается компоновкой инструмента, жесткость которой должна быть больше жесткости спускаемой колонны-хвостовика. Для максимального удаления бурового шлама скважины в процессе проработки ствола промывают при турбулентном режиме течения промывочной жидкости. Если позволяет прочность труб и кривизна скважины, то проработку ствола осуществляют с вращением и расхаживанием колонны. Такой режим проработки позволяет легче обеспечить турбулентный режим промывки и полное удаление бурового шлама. Критическая скорость восходящего потока для его турбулизации определяется по упрощенной формуле

$$v_{бр}^* = k_p 25 \sqrt{\tau_{0\ бр} / \rho_{бр}}, \quad (5.18)$$

где $k_p = 1,05$ и $k_p = 1,1$ для колонны диаметром 114 мм и 102 мм соответственно; $\tau_{0\ бр}$ – в Па; $\rho_{бр}$ – в кг/м³.

При малых кольцевых зазорах (например, 9–14 мм) между стенками скважины и стенками планируемой к спуску колонны необходимо осуществить местное расширение ствола между разобщаемыми пластами (водоносным и нефтеносным) с длиной этого участка не менее 5 м. Колонна основного ствола скважины шаблонируется в интервале установки пакера шаблоном с наружным диаметром, меньшим внутреннего диаметра колонны на 3 мм, на длину не менее, чем на 5 м. После этого скважина (боковой ствол) шаблонируется спуском компоновки с долотом и калибратором с проработкой в местах посадки. При большой кривизне ствола ($> 2^\circ$ на 10 м) и осложненности стенок (обнаружении зон посадок, уступов при бурении) скважину дополнительно шаблонируется спуском секции обсадных труб (две-три трубы) на бурильных трубах с тщательной промывкой. Промывка скважины перед цементированием колонны осуществляется при турбулентном режиме течения бурового раствора в течение не менее двух циклов.

Для предотвращения нарушения стенок скважин (поглощения раствора) и снижения давления на продуктивный пласт в связи с малыми кольцевыми зазорами скорость спуска колонны должна быть ограничена следующими значениями:

0,2–0,8 м/с при спуске до устья бокового ствола;

0,1–0,5 м/с в боковом стволе.

При спуске необходимо шаблонировать колонну шаблоном диаметром 87 (98) мм и инструмент шаблоном диаметром 48 мм. Кроме того, требуется шаблонировать все переводники. В процессе спуска колонны, после установки трубы в муфту, первые три нитки резьбы навинчивают вручную цепным или специальным ключом. Дальнейшее завинчивание трубы производится ключом АКБ-3 или АПР. При недовинчивании более трех ниток или полном несвинчивании трубы заменяются. Если резьбовые соединения не свинчены на три нитки, то трубы докрепляют с использованием УМК-1. Допускается после докрепления УМК-1 недовинчивание на одну нитку.

Крутящий момент докрепления резьбового соединения труб ключом УМК должен соответствовать указанным ниже [94]. Докрепление ключом УМК допускается только при наличии моментометров.

Крутящий момент докрепления резьб

Условный диаметр, мм	73	89	102	104
Крутящий момент, Н·м:				
минимальный	900	1260	1725	1940
максимальный	1500	2110	2880	3240

Порядок дальнейших работ сводится к следующим операциям.

1. Спускают хвостовик, подсоединяют разъединитель колонн, доливают колонну промывочной жидкостью и фиксируют по индикатору ГИВ-6 вес хвостовика. Под разъединителем на первой трубе хвостовика должен быть установлен центратор.

2. Соединяют хвостовик с инструментом (колонной бурильных труб) и продолжают спуск колонны. При обнаружении посадки производят промывку колонны с расхаживанием, в случае не прохождения колонны ее поднимают и подготавливают ствол скважины заново, в том числе с его расширением (полным – при длине порядка 50–100 м, и местным – при большой длине ствола).

3. При спуске обсадной колонны в БС **запрещается ее вращение**. В аварийных ситуациях допускается вращение колонны с цанговым разъединителем вправо частотой 2 об/мин при нагрузке на разъединитель не более 80 кН.

4. При подходе хвостовика к забою давление промывки не должно превышать давления открытия промывочных окон разъединителя минус 2,0 МПа (уточняется с учетом характеристик разъединителя, указанных в его паспорте).

5. Обеспечивают подгонку колонны из расчета, что верхний срез колонны над столом ротора должен быть не более 0,5–1,2 м. Производят посадку колонны на стол ротора с помощью элеватора.

После промывки скважины закрепить цементирующую головку с переходным квадратом. Установить в ней верхнюю продавочную пробку.

Порядок цементирования хвостовика сводится к следующему.

1. Закачивают в колонну буферную жидкость (БЖ) соответствующей рецептуры в расчетном объеме. По имеющимся рекомендациям буферная жидкость должна занимать не менее 10 % длины цементируемого заколонного пространства.

2. Затворяют тампонажный цемент в количестве, необходимом для цементирования хвостовика, согласно рецептурам, выбранным по табл. 5.1 или 5.2, и закачивают его в скважину. Нельзя допускать приготовление и закачивание цементного раствора свыше расчетного, так это может привести к преждевременному загустеванию раствора с избыточным объемом и проникновению его в продуктивный пласт при продавливании.

3. По окончании закачивания цементного раствора в скважину освобождают из цементирующей головки верхнюю пробку (верхнюю часть секционной продавочной пробки) и производят нагнетание продавочной жидкости. При стыковке верхней пробки с нижней подвесной (подвешенной в разъединителе) отмечают скачок давления 3 МПа, срезаются шпильки, удерживающие пробку в корпусе разъединителя, и далее движение их происходит в состыкованном виде (верхней и нижней секции). Продавливание цементного раствора продолжается до получения сигнала “стоп”.

4. Для повышения качества цементирования при кривизне ствола не более 2° на 10 м и небольшой длине (не более 300 м) колонну в процессе продавливания тампонажного раствора допускается расхаживать на высоту 1,5–3,0 м при минимальной скорости движения инструмента.

5. В случае цементирования хвостовика с расхаживанием центраторы ЦОК-102 с раздвижными элементами устанавливают в нижней части колонны не выше 50 м от башмака. При этом расхаживание прекращают при дохождении продавочной пробки не менее 100 м от башмака (недопродавливание 0,6–1 м³ продавочной жидкости в 102-мм трубах и 0,8–1,3 м³ в 114-мм колонне), не достигая давления раскрытия ЦОК.

6. При отсутствии специального оборудования для расхаживания при цементировании колонны (специальной цементиру-

вочной головки, гибкого стального рукава) расхаживание проводят с помощью ведущей трубы. В этом случае порядок работ следующий: после затворения цемента и нагнетания тампонажного раствора в колонну закрывают устье скважины с помощью превентора (для предотвращения преждевременного движения столба раствора вниз), отвинчивают заливочную головку, в трубы вставляют продавочную пробку, навинчивают ведущую трубу на инструмент и после открытия превентора произвести продавку тампонажного раствора с расхаживанием колонны. После этого проверяют работу обратного клапана и герметичность колонны.

Пакерование и подвеска хвостовика производятся повышением давления до 10 МПа. При этом срезаются штифты и выдвигаются шлипсы якоря (для случая, если он установлен). Разгружают колонну на 20–30 кН по показаниям ГИВ, после чего необходимо убедиться в заклинивании якоря. Дальнейшим повышением давления до 16 МПа производят пакеровку заколонного пространства между колонной диаметром 146 мм и хвостовиком (у головы хвостовика). Пакер должен быть установлен на расстоянии от верхней кромки окна не более 10 м.

Разъединение хвостовика и бурильного инструмента цанговым разъединителем производится по следующей схеме.

1. Повышают давление до указанной в инструкции по эксплуатации величины, выдавливают заглушки промывочных окон разъединителя. Вызывают круговую циркуляцию продавочной жидкости с помощью цементировочного агрегата и вымывают излишки цементного раствора. Промывку производят в течение 1,5–2,0 циклов. Возможен переход на промывку насосом с большей подачей.

2. Отвинчивают заливочный переводник (головку) и спускают в колонну запорную пробку.

3. Навинчивают ведущую трубу, подвешивают колонну. По истечении 20 мин срабатывание разъединителя также фиксируется по снижению веса инструмента (по ГИВ).

4. Поднимают бурильные трубы, восстанавливают циркуляцию на малой скорости, следя за давлением: скачок выше 8 МПа и мгновенная пульсация циркуляции информирует о разъединении.

В случае применения резьбового разъединителя (РР) работы проводятся следующим образом:

1. По окончании затворения и закачки цементного раствора в скважину освобождают из цементировочной головки малую пробку и нагнетают продавочную жидкость. Фиксируют скачок

давления, свидетельствующий о стыковке верхней пробки с нижней подвесной (подвешенной в разъединителе) и срезе шпилек, удерживающих пробку.

2. Продолжают продавливание до получения сигнала “стоп”, при этом давление “стоп” должно превышать давление в конце цементирования на 2,0–3,0 МПа (но не более давления открытия циркуляционных окон разъединителя). Проверяют работу обратного клапана. Подвешивают и запакерывают хвостовик.

3. Приступают к разъединению. Присоединяют ведущую трубу разгружают компоновку на забой на величину веса хвостовика. Вращают инструмент в правую сторону на 20–30 оборотов. Фиксируют отсоединение по следующим показателям: падению веса компоновки по показаниям ГИВ; появлению циркуляции с уменьшенной величиной давления.

Если хвостовик не отсоединился, то повышают давление и открывают циркуляционное окно. Вымывают остатки цемента из затрубного пространства выше разъединителя и повторяют попытку разъединения (допускается открытие окна и перед первым разъединением). Поднимают трубы на 30–50 м, промывают скважину в течение двух циклов до места стыковки колонн при максимальном расходе жидкости. Поднимают инструмент и спускают его с долотом для разбуривания оставшегося цемента. Оставляют скважину на ОЗЦ.

Заключительные работы проводятся по следующей схеме.

1. После ОЗЦ (в течение 1 сут) разбуривают цементный стакан, оставшийся после срезки цементного раствора в “голове” хвостовика, и промывают скважину до забоя.

2. Производят геофизические работы по определению качества цементирования хвостовика с определением плотности тампонажного материала и характера сцепления его с колонной и выдачей заключения по качеству цементирования.

3. Производят работы по вторичному вскрытию пласта и освоению скважины по отдельному плану.

4. По окончании работ составляют акт, включающий характеристику объекта (по фактическим данным), характер спуска колонны (наблюдавшиеся осложнения, т.е. посадки, затяжки колонны и др.), описание выполненных работ, свойства тампонажного материала, рецептуру и объем буферной жидкости, наблюдаемые давления при разъединении колонн, проведение операции цементирования. Акт подписывают ответственный за проведение работ технолог и буровой мастер. В сложных случаях акт должен быть подписан также геологом и утвержден главным инженером бурового предприятия.

5.5. ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ КОЛОНН-ХВОСТОВИКОВ В БОКОВОМ СТВОЛЕ С ОСТАВЛЕНИЕМ ЗАБОЯ ОТКРЫТЫМ (БЕЗ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА ПРОТИВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА)

Эта технология применяется:

в старых скважинах, обсаженных эксплуатационными колоннами;

в БС, вскрывших пласты с низкими давлениями и коллекторскими свойствами;

в условиях хорошей изученности разрезов окружающих скважин, дающих возможность не вскрывать нижележащий водоносный пласт или подошвенную воду;

пласты представлены устойчивыми (преимущественно карбонатами) породами. В настоящее время отсутствуют пакерующие устройства для отключения открытого ствола (ОС), поэтому применяется технология установки вязкопластичного тампона (ВПТ) в ОС.

На рис. 5.20 показана типичная компоновка колонны сверху вниз.

Рассмотрим последовательность работ по технологической схеме цементирования хвостовика с отсечением продуктивного интервала ствола скважины, установкой вязкопластичного тампона (ВПТ) через НКТ.

Производится установка ВПТ из соляробентонитовой гелеобразующей смеси (СБГС) или нефтебентонитовой гелеобразующей смеси (НБГС). Гелеобразующая тампонажная смесь (ГТС) в расчетном объеме, защищенная сверху и снизу буфером из солярового масла, закачивается в скважину через насосно-компрессорные трубы, спущенные на глубину, определяемой нижней границей тампона. Затем НКТ приподнимаются и производится срезка ГТС на уровне башмака спускаемой колонны. По истечении заданного срока гелеобразования спускают колонну-хвостовик. Остальные работы производятся аналогично работам по разделу 5.4. После ОЗЦ разбуривают башмак, обратный клапан, цементный стакан, тампон, и скважину промываются до забоя от остатков тампона (ВПТ). Не допускается применение глинопорошка вместо бентонита. Для предотвращения попадания тампонажного раствора в продуктивный пласт могут быть использованы другие виды (вязкопластичные или вязкоупругие) тампонов, не ухудшающих проницаемость нефтяного коллектора.

Ниже описаны способ приготовления и принципы расчета объема гелеобразующей тампонажной смеси (ГТС) для полу-

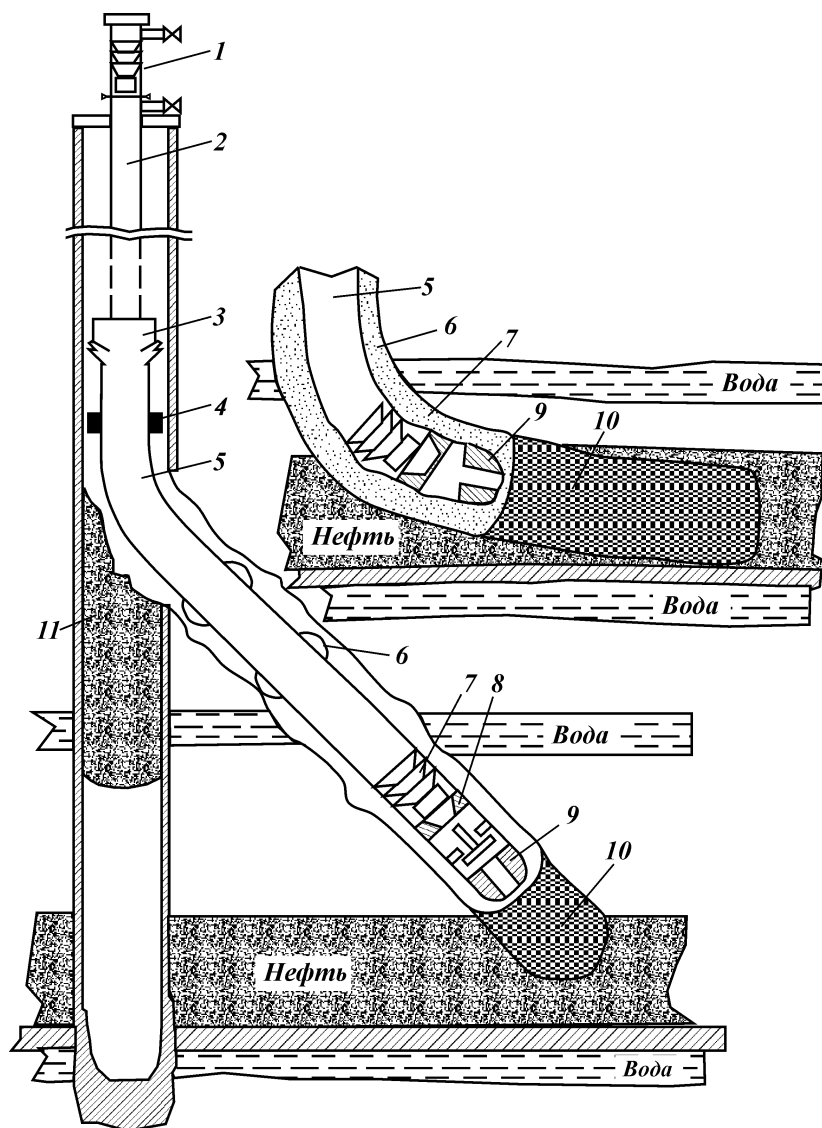


Рис. 5.20. Схема типичной компоновки колонны:

1 – цементировочный переводник или головка; 2 – равнопроходная бурильная колонна-подвеска диаметром 73 мм; 3 – разъединитель с якорем; 4 – пакер; 5 – обсадная колонна-хвостовик; 6 – центраторы; 7 – кольцо “стоп”; 8 – обратный клапан; 9 – башмак; 10 – ВПТ

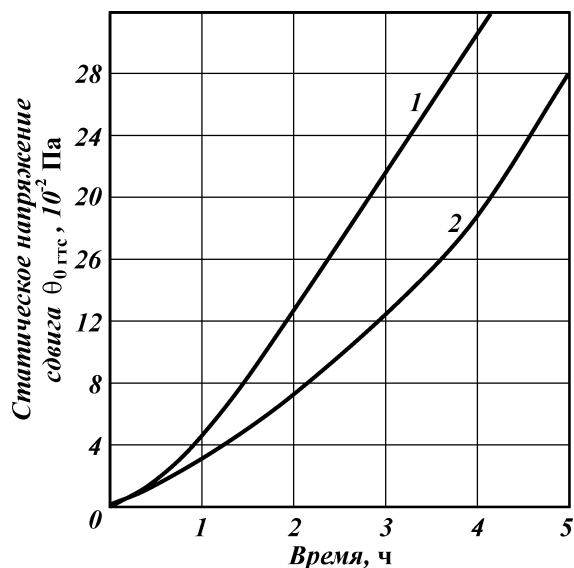


Рис. 5.21. Зависимость статического напряжения сдвига от времени выдержки тампона из соляробентонитовой гелеобразующей смеси:
 1 – 0,5:1; 2 – 1:1

чения ВПТ. Необходимую длину ВПТ следует рассчитать, исходя из свойств раствора, т.е. с использованием значений статистического напряжения сдвига $\theta_{ГТС}$. На рис. 5.21 представлены зависимости значений $\theta_{ГТС}$ от времени выдержки тампона из соляробентонитовой гелеобразующей смеси. СБГС или НБГС готовится в соотношении углеводородной жидкости к бентониту 0,5:1 или 1:1 по массе в бункере цементировочного агрегата путем засыпки бентонита в углеводородную жидкость и перемешивания образующейся смеси вручную или с помощью насоса агрегата.

Пример.

Исходные данные: диаметр ствола скважины 124 мм; высота столба цементного раствора, который необходимо удерживать, $h_T = 100$ м; масса столба цементного раствора плотностью 1850 кг/м^3 и высотой 100 м составляет 7240 кг; статистическое напряжение сдвига через 4–5 ч (для СБС 0,5:1), $\theta_{ГТС} = 30 \text{ гс/см}^2$ коэффициент запаса прочности геля $K_{зг} = 1,5$.

Рассчитать необходимое количества ГТС.

Тогда поверхность сдвига геля высотой 1 м

$$S_{сг} = \pi d_c h_T = 3,14 \cdot 12,4 \cdot 100 = 3800 \text{ см}^2.$$

Усилие выдерживаемое тампоном длиной 1 м,

$$P_y = S_{\text{сг}} \cdot \theta_{\text{сг}} = 3800 \cdot 30 = 114000 \text{ гс} = 114 \text{ кгс.}$$

Высота тампона $h_t = K_{\text{зг}} \cdot P_{\text{цр}} / P_y = 1,5 \cdot 2240 / 114 = 29,5 \sim 30 \text{ м.}$

Необходимый объем ГС определяют из соотношения

$$V = F_c h_t K_k,$$

где F_c – площадь сечения ствола скважины; K_k – коэффициент кавернозности.

Тогда $V = 0,121 \cdot 30 \cdot 1,3 = 0,47 \text{ м}^3 \sim 0,5 \text{ м}^3$.

Если высота цементного столба, например, 300 м, то необходимо приготовить и закачать $1,5 \text{ м}^3$ ГС с выдержкой его в течение 5 ч после срезки излишков смеси и после этого проводить цементирование хвостовика.

Технология крепления хвостовика диаметром 102 мм в БС с открытым забоем большой длины с установкой моста, применяется в следующих случаях:

большая длина цементируемого хвостовика (300–1000 м);

отсутствие условий для установки тампона из бентонитоуглеводородной или иной гелеобразующей смеси;

установка моста производится до спуска хвостовика;

на расстоянии 10–15 м от глубины установки башмака колонны ствол скважины отсекается взрыв-пакером конструкции ВНИИпромгеофизика;

через спущенную в скважину НКТ устанавливается цементный мост высотой 5–6 м над пакером;

после спуска и цементирования колонны-хвостовика по истечении срока ОЗЦ разбуривают цементный мост и пакер. Остальные работы проводятся в обычном порядке.