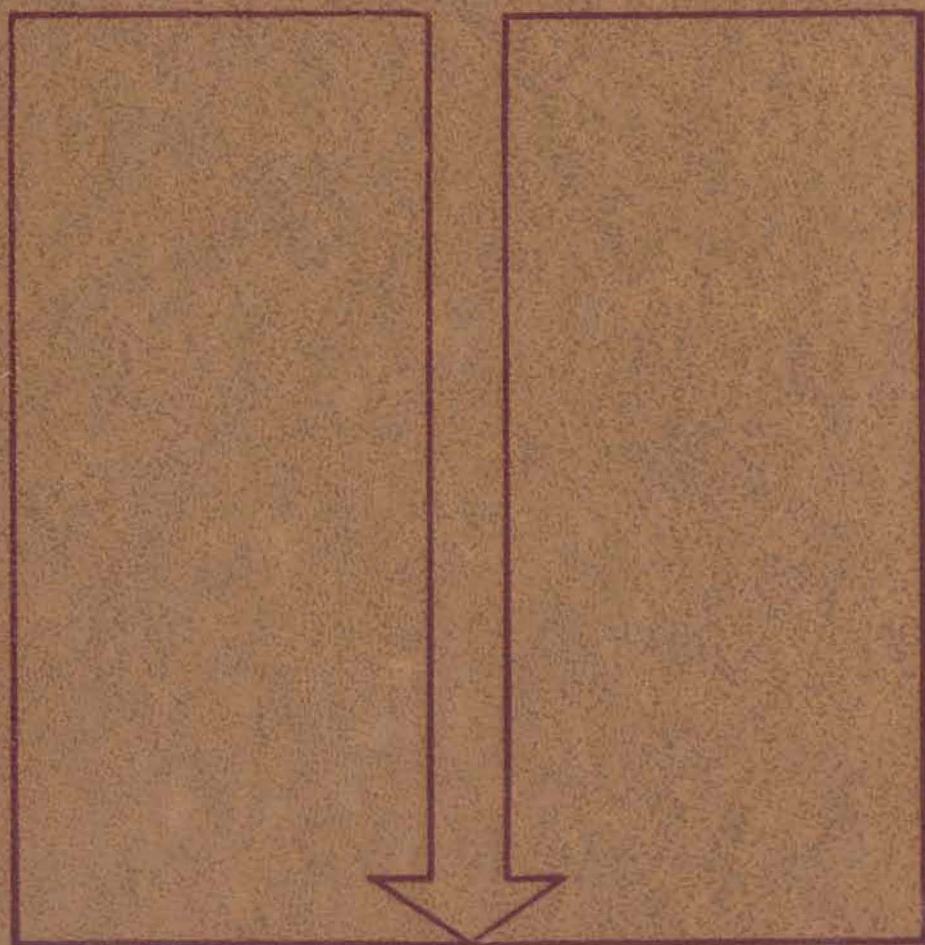


Е. М. СОЛОВЬЕВ

# ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН



Е. М. СОЛОВЬЕВ

# ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

*Допущено  
Министерством высшего и среднего  
специального образования СССР  
в качестве учебника для студентов вузов,  
обучающихся по специальности  
«Бурение нефтяных и газовых скважин»*



МОСКВА «НЕДРА» 1979

Соловьев Е. М. Заканчивание скважин. М., Недра, 1979, 303 с.

В книге кратко рассмотрены вопросы физики нефтегазовых пластов. Описаны способы вскрытия пластов при бурении. Уделено внимание технологии опробования продуктивных объектов с помощью пластовых испытателей на трубах и интерпретации результатов опробования. Приведены сведения по проектированию конструкции скважин, по конструкциям и прочностным характеристикам обсадных труб и их соединений. Изложены вопросы технологии крепления скважин обсадными колоннами и методы расчета обсадных колонн. Описаны тампонажные материалы, их свойства, влияние основных факторов на эти свойства и способы регулирования. Рассмотрены способы освоения, испытания, ликвидации и консервации пробуренных скважин. В заключение изложены вопросы техники безопасности и защиты окружающей среды от загрязнения при заканчивании скважин.

Учебник предназначен для студентов вузов и факультетов, обучающихся по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Табл. 12, ил. 95, список лит. — 67 назв.

#### Рецензенты:

кафедра бурения Ивано-Франковского института нефти и газа, Л. Н. Шадрин — канд. техн. наук ВНИИОЭНГ

30803—279  
С 043(01)—79 182—79 2504030300

© Издательство «Недра», 1979

Нефтегазодобывающая промышленность является ведущей отраслью народного хозяйства СССР. Ежегодно в стране добывается несколько сот миллионов тонн нефти и сотни миллиардов кубометров природного и попутного газа. Для добычи нефти и газа и для поисков и разведки новых нефтяных и газовых месторождений каждый год бурят многие тысячи скважин. На развитие нефтегазодобывающей промышленности и разведку новых месторождений расходуются большие материальные и денежные средства. Бурение скважин является самой капиталоемкой отраслью нефтегазодобывающей промышленности. В этой отрасли имеются значительные резервы, выявление и использование которых способствует сокращению сроков разведки новых, улучшению эффективности эксплуатации разрабатываемых месторождений, удешевлению добычи нефти и газа. Немалые резервы заключаются в совершенствовании качества вскрытия нефтяных и газовых пластов при бурении, ускорении опробования и испытания, в совершенствовании конструкций скважин и уменьшении металлоемкости, в повышении долговечности крепления и разобщения нефтегазодоносных горизонтов.

Учебник по курсу «Заканчивание скважин» создается впервые. В нем рассматриваются вопросы вскрытия продуктивных пластов бурением, опробования перспективных объектов в процессе бурения, проектирования конструкций скважин, расчета и технологии крепления скважин и разобщения проницаемых пластов, а также некоторые вопросы технологии ремонтно-изоляционных работ. Изучение курса имеет целью не только ознакомить студентов с комплексом названных работ, но и помочь им совершенствованию технологии и техники этих работ, вскрытию имеющихся резервов.

Большую помощь в процессе работы над учебником оказал доцент Л. В. Борисенко, которому автор выражает искреннюю благодарность. Автор благодарит также проф. В. Г. Ясова и канд. техн. наук В. П. Банатова, И. А. Ведищева, А. А. Федорова, Л. Н. Шадрина за полезные замечания и советы, сделанные при ознакомлении с рукописью учебника.

Автор будет признателен читателям за критические замечания и советы, которые помогут дальнейшему совершенствованию курса и учебника. Замечания и советы следует направлять в издательство «Недра» по адресу: 103633, Москва, Третьяковский пр., 1/19.

#### ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ В УЧЕБНИКЕ.

- $d$  — внутренний диаметр обсадной колонны;
- $d_m$  — наружный диаметр муфты обсадной трубы;
- $d_n$  — наружный диаметр обсадной трубы;
- $d_c$  — диаметр скважины;
- $E$  — модуль упругости;
- $g$  — ускорение силы тяжести;
- $H$  — глубина уровня жидкости в колонне труб;
- $I$  — момент инерции сечения тела трубы;
- $k$  — коэффициент проницаемости;
- $k_a$  — коэффициент аномальности пластового давления;
- $k_b$  — коэффициент безопасности;
- $k_n$  — индекс давления поглощения;
- $k_{см}$  — коэффициент запаса прочности на смятие;
- $k_{стр}$  — коэффициент запаса прочности на растяжение;
- $k_a$  — коэффициент, учитывающий увеличение гидравлических сопротивлений за счет местных сопротивлений (муфт и т. п.);
- $L$  — глубина спуска колонны труб;
- $l_t$  — средняя длина одной трубы;
- $n$  — относительное водосодержание тампонажного раствора;
- $p_{пл}$  — пластовое давление;
- $p_c$  — давление в скважине на рассматриваемой глубине;
- $p_n$  — давление поглощения;
- $p_{ст}$  — статическое давление столба промывочной жидкости на рассматриваемой глубине;
- $p_{гд}$  — гидродинамическое давление на стенки скважины на рассматриваемой глубине;
- $p_y$  — избыточное давление в колонне труб у устья;
- $p_{ук}$  — избыточное давление в заколонном пространстве у устья;
- $p_v$  — внутреннее давление;
- $p_n$  — наружное давление;
- $p_{бм}$  — критическое давление для трубы по формуле Барлоу с учетом минусового допуска на толщину стенки;
- $p_{пред}$  — критическое наружное избыточное давление для трубы при двухосном нагружении;
- $p_{оп}$  — избыточное давление в колонне у устья при опрессовке;
- $p_c$  — критическое давление для трубы по формуле Г. М. Саркисова;
- $P_{ш}$  — страгивающая нагрузка резьбового соединения по формуле П. П. Шумилова;

$r_k$  — радиус контура питания скважины;  
 $r_c$  — радиус скважины;  
 $Re$  — параметр Рейнольдса;  
 $S_k$  — параметр Сен-Венана — Ильюшина для потока вязкопластичной жидкости в заколонном пространстве;  
 $T_c$  — средняя абсолютная температура газа в скважине по шкале Кельвина;  
 $w_b$  — скорость восходящего потока в заколонном пространстве;  
 $w_{кр}$  — критическая скорость течения жидкости;  
 $(w_b)_{пред}$  — предельно допустимая скорость восходящего потока;  
 $z$  — глубина рассматриваемого сечения от устья;  
 $z_{п}$  — глубина, на которой возможно поглощение;  
 $z_{пл}$  — глубина пласта, из которого возможно проявление;  
 $\delta$  — номинальная толщина стенки трубы;  
 $\beta_k$  — безразмерная величина для потока в заколонном пространстве, определяемая по рис. 55;  
 $\beta_c$  — коэффициент сжимаемости газа;  
 $\epsilon_t$  — относительная тангенциальная деформация;  
 $\Delta p_{п}$  — модуль градиента давления поглощения;  
 $\Delta p_{пл}$  — модуль градиента пластового давления;  
 $\xi_k$  — коэффициент местных сопротивлений в заколонном пространстве;  
 $\eta$  — динамическая (пластическая) вязкость жидкости;  
 $\lambda_k$  — коэффициент гидравлических сопротивлений заколонного пространства;  
 $\mu$  — коэффициент Пуассона;  
 $\rho_{ог}$  — относительная плотность газа по воздуху;  
 $\rho_b$  — плотность пресной воды;  
 $\rho_o$  — относительная плотность промывочной жидкости;  
 $\rho_{оп}$  — плотность жидкости в колонне при опрессовке;  
 $\rho_{п}$  — плотность промывочной жидкости;  
 $\rho_{пр}$  — плотность продавочной жидкости;  
 $\rho_{пр}$  — плотность тампонажного раствора;  
 $\rho_{ж}$  — плотность дисперсионной среды;  
 $\rho$  — плотность жидкости в колонне при опробовании и освоении;  
 $\sigma_r$  — радиальные напряжения;  
 $\sigma_t$  — тангенциальные напряжения;  
 $\sigma_z$  — осевые напряжения;  
 $\sigma_T$  — предел текучести;  
 $\tau_{экв}$  — эквивалентное напряжение;  
 $\tau_0$  — динамическое напряжение сдвига промывочной жидкости.

Остальные обозначения пояснены в соответствующих главах.

## ГЛАВА 1

### ЭЛЕМЕНТЫ ФИЗИКИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПЛАСТА

Каждый продуктивный пласт в нефтяной и газовой залежи характеризуют совокупностью величин. Знание этих величин необходимо для того, чтобы определить вероятные и извлекаемые запасы нефти и газа, оценить возможный потенциальный дебит жидкости, выбрать оптимальный фильтр для предотвращения разрушения коллектора в период эксплуатации скважины и решить ряд других важных задач. Буровики должны знать эти величины, чтобы правильно выбирать состав и свойства промывочной жидкости для разбуривания продуктивного пласта, конструкцию нижней части скважины, а также предвидеть возможную степень загрязнения пристволенной части продуктивного пласта и своевременно принять меры к тому, чтобы не допустить загрязнения или, в крайнем случае, свести его к невозможному минимуму.

#### § 1. Гранулометрический состав пород продуктивного пласта

Нефть и газ содержатся в порах и трещинах пород-коллекторов. Если порода-коллектор состоит из зерен разной формы, сцементированных между собой (например, песчаник) или несцементированных (песок), и жидкость (нефть, газ, вода) заполняет поры такой породы, коллектор называют гранулярным (от слова «гранула» — зерно). Если же жидкость содержится в основном лишь в трещинах породы, коллектор называют трещинным. В природе встречаются также смешанные, или гранулярно-трещинные коллекторы.

Песчаные пласты состоят из зерен разных формы и размера. Гранулометрическим составом такой породы называют совокупность данных о размере (массе) зерен разных фракций. В состав одной фракции включают все зерна, размер (или масса) которых не выходит за пределы, установленные для данной фракции. От гранулометрического состава пород зависят пористость, проницаемость, удельная поверхность, капиллярные свойства и некоторые другие характеристики их.

Гранулометрический состав пород определяют с помощью ситового и седиментометрического анализа. Ситовой анализ применяют для отсева фракций сыпучих пород с размером частиц

не менее 0,05 мм. В лаборатории обычно используют набор проволочных или шелковых сит (всего 10—11 сит) с размерами отверстий (стороны квадрата в свету) от 0,053 до 3,36 мм. Сита размещают одно над другим так, чтобы в самом верху было сито с наиболее крупными отверстиями. На верхнее сито насыпают навеску сыпучей породы (обычно 50 г) и просеивают ее в течение 15 мин. Затем взвешивают оставшуюся на каждом сите породу, и результат записывают в таблицу против размера соответствующего сита.

Седиментометрическим анализом пользуются для определения содержания частиц крупностью менее 0,05 мм. Способ этот

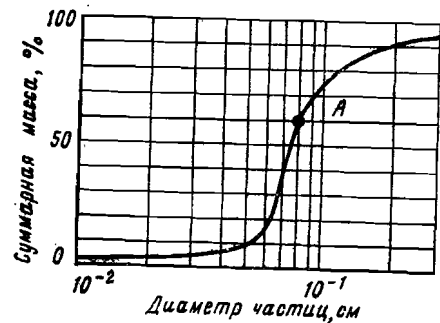


Рис. 1. График суммарного гранулометрического состава

основан на том, что осаждение столь мелких частиц в вязкой жидкости подчиняется закону Стокса. Закон Стокса справедлив при несесненном движении частиц. Поэтому массовая концентрация частиц в жидкости не должна превышать 1%. Наиболее точным способом седиментометрического анализа считают взвешивание осевших частиц. Хорошо перемешанную суспензию наливают в цилиндрический сосуд, в который опускают тонкий стеклянный диск, подвешенный на плечо седиментометрических весов Н. А. Фигуровского. В начальный момент измерения весы находятся в равновесии: По мере того как на стеклянный диск осаждаются твердые частицы, равновесие весов нарушается, и для восстановления его другое плечо весов приходится нагружать дополнительно. Регистрируя величину массы, подвешиваемой на второе плечо для восстановления равновесия, и время, прошедшее от начала опыта до момента подвески этой массы, получают данные, необходимые для расчета скорости осаждения и эквивалентного диаметра осевших частиц.

Результаты, полученные при ситовом и седиментометрическом анализе, обычно наносят на график суммарного гранулометрического состава или на график распределения частиц породы по размерам. По оси абсцисс на этих графиках откладывают диаметр или логарифм диаметра частиц; по оси ординат на первом графике (рис. 1) откладывают суммарную массу всех частиц данного и меньшего диаметра в процентах от общей массы навески, взятой для анализа; на втором же графике — массу частиц данного размера (данной фракции) в процентах от общей массы навески.

Размеры частиц пород могут колебаться в весьма широком диапазоне (от коллоидных размеров до нескольких сантиметров). В большинстве пород-коллекторов размеры частиц находятся обычно в пределах от 0,01 до 1 мм. Степень неоднородности частиц породы принято характеризовать отношением диаметра отверстий сита, через которое прошло 60% общей массы навески (точка А на рис. 1), к диаметру отверстий того сита, через которое прошло только 10% массы. Для большинства нефтяных и газовых пластов степень неоднородности колеблется от 1,1 до 20.

## § 2. Пористость и удельная поверхность пород

Практически все осадочные породы являются пористыми. Абсолютной пористостью называют отношение суммарного объема пор  $V_{пор}$  в образце породы к видимому его объему  $V_{обр}$

$$k_{пор} = V_{пор}/V_{обр} \quad (1.1)$$

Поры, соединенные друг с другом, образуют поровые каналы. Поровые каналы пород нефтяных и газовых месторождений условно делят на три группы:

- а) сверхкапиллярные — с размером более 0,5 мм;
- б) капиллярные — от 0,2 мкм до 0,5 мм;
- в) субкапиллярные — менее 0,2 мкм.

Нефть, газ и вода по сверхкапиллярным порам движутся свободно под действием даже небольшого перепада давлений или силы гравитации; по капиллярным — движение происходит при значительном участии капиллярных сил. В субкапиллярных порах силы молекулярного притяжения жидкости стенками каналов столь велики, что в природных условиях жидкость по ним перемещаться практически не может. Субкапиллярные поры характерны для глин, глинистых сланцев, аргиллитов, являющихся покрышками нефтегазонасыщенных пород. Хорошими коллекторами нефти и газа являются те породы, в которых преобладают сверхкапиллярные поровые каналы.

Коэффициентом открытой пористости называют отношение суммарного объема пор, сообщающихся друг с другом, к видимому объему образца породы. Коэффициент открытой пористости всегда меньше абсолютной пористости, так как в породе имеются замкнутые поры. Если для песков разница между ними мала и обычно не превышает 5—6%, то для карбонатных коллекторов разница может быть весьма значительной.

Коэффициент открытой пористости можно определить методом взвешивания. Для этого измеряют массу  $M_1$  воздушно-сухого образца породы, а затем массу  $M_2$  того же образца, на-

сыщенного под вакуумом керосином. Тогда коэффициент открытой пористости

$$k_{o.п} = \frac{M_2 - M_1}{\rho_k V_{обр}} \quad (1.2)$$

где  $\rho_k$  — плотность керосина.

Суммарную поверхность всех поровых каналов, содержащихся в единице объема образца породы, называют удельной поверхностью. Величина удельной поверхности зависит от формы зерен и гранулометрического состава породы. Так как размер зерен обычно мал, а пористость довольно значительна, удельная поверхность породы может быть очень большой. Чем больше удельная поверхность, тем больший объем жидкости физически удерживается на ней в виде пленок.

Существуют несколько способов определения удельной поверхности пород. Простейший из них основан на зависимости между удельной поверхностью и гранулометрическим составом породы.

Если бы все частицы породы имели сферическую форму и одинаковый диаметр, суммарная поверхность всех частиц в 1 м<sup>3</sup> породы была бы равна

$$\Sigma_{обр} = \frac{6(1 - k_{пор})}{d_ч} \quad (1.3)$$

где  $d_ч$  — диаметр частиц.

Реальные зерна имеют угловатую форму и далеко не одинаковые размеры. Поэтому удельную поверхность естественных песков вычисляют как сумму удельных поверхностей всех фракций гранулометрического состава

$$\Sigma_{обр} = \frac{6k_ч(1 - k_{пор})}{M_1} \sum \frac{M_i}{d_i} \quad (1.4)$$

где  $k_ч$  — поправочный коэффициент, учитывающий увеличение поверхности из-за несферичности частиц (по данным К. Г. Оркина,  $k_ч = 1,2 \div 1,4$ ; меньшие значения коэффициента относятся к окатанным частицам, большие — к угловатым);  $M_i$  — масса данной фракции частиц;  $d_i$  — средний диаметр  $i$ -й фракции частиц

$$\frac{1}{d_i} = \frac{1}{2} \left( \frac{1}{d_i'} + \frac{1}{d_i''} \right) \quad (1.5)$$

Здесь  $d_i'$  и  $d_i''$  — ближайшие стандартные размеры отверстий сит.

Удельная поверхность образцов песчаников, отобранных из продуктивных пластов Ромашкинского и Туймазинского нефтяных месторождений, например, колеблется от 38000 до 113000 м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup> [11].

### § 3. Проницаемость горных пород

Способность пород продуктивных пластов пропускать жидкость называют проницаемостью. Проницаемыми являются практически все осадочные породы. Однако проницаемость пород с субкапиллярными порами ничтожно мала; поэтому такие породы (глины, глинистые сланцы, аргиллиты и некоторые другие) условно считают непроницаемыми.

Одной из главных физических характеристик коллектора служит абсолютная проницаемость. Абсолютной называют проницаемость пористой среды при фильтрации через нее одной какой-либо жидкости, химически инертной по отношению к породе. В качестве такой жидкости обычно используют сухой воздух или газ, так как почти невозможно найти химически инертной по отношению к породе капельной жидкости.

Для количественной оценки проницаемости в лаборатории обычно пользуются законом линейной фильтрации Дарси, согласно которому скорость фильтрации прямо пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости жидкости

$$\frac{Q}{F} = \frac{k}{\eta} \frac{(p_1 - p_2)}{l} \quad (1.6)$$

где  $Q$  — объемный расход жидкости;  $k$  — коэффициент пропорциональности, называемый абсолютной проницаемостью;  $p_1$ ,  $p_2$  — соответственно давления на входе в образец и на выходе из него;  $F$  — площадь фильтрации;  $\eta$  — динамическая вязкость жидкости;  $l$  — длина образца пористой породы.

Из формулы (1.6) следует, что абсолютная проницаемость

$$k = \frac{\eta l Q}{(p_1 - p_2) F} \quad (1.7)$$

Так как газ является сжимаемой жидкостью, его объемный расход в разных по длине образца сечениях непостоянен. Поэтому при измерении проницаемости породы для газа в формулу (1.7) необходимо подставлять объемный расход газа, приведенный к среднему давлению в образце. Под средним понимают среднее арифметическое давлений на входе в образец и на выходе из него. Полагают, что газ расширяется изотермически в соответствии с законом Бойля—Мариотта. С учетом сказанного формулу (1.7) для определения проницаемости по газу можно переписать в виде

$$k = \frac{2Q_0 p_0 \eta_g l}{(p_1^2 - p_2^2) F} \quad (1.8)$$

где  $Q_0$  — объемный расход газа при атмосферном давлении;  $p_0$  — атмосферное давление;  $\eta_g$  — вязкость газа при нормальных условиях.

Размерность проницаемости в Международной системе единиц

$$[k] = \frac{\frac{м^3}{с} \cdot \frac{Н \cdot с}{м^2} \cdot м}{\frac{Н}{м^2} \cdot м^2} = м^2. \quad (1.9)$$

За единицу проницаемости в  $1 м^2$  принимают проницаемость такой пористой среды, через образец которой длиной  $1 м$  и площадью поперечного сечения  $1 м^2$  при перепаде давлений  $1 Па$  ежесекундно профильтровывается  $1 м^3$  жидкости с вязкостью  $1 Па \cdot с$ .

На практике обычно пользуются гораздо меньшей единицей, именуемой Дарси (Д). Проницаемость в  $1 Д$  равна  $1,02 мкм^2$ , т. е. приблизительно в  $10^{12}$  раз меньше единицы проницаемости в  $1 м^2$ . Проницаемость в  $0,001 Д$  называют миллидарси. Проницаемость коллекторов нефтяных и газовых месторождений изменяется от нескольких миллидарси до  $2-3 Д$ .

В реальных условиях нефтяного или газового пласта приток к скважине происходит в условиях радиальной фильтрации. Объемную скорость притока несжимаемой капельной жидкости при радиальной фильтрации можно найти по формуле Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi kh (p_{пл} - p_c)}{\eta \ln \frac{r_k}{r_c}}, \quad (1.10)$$

где  $h$  — мощность пласта;  $p_{пл}$  — пластовое давление на контуре питания;  $p_c$  — давление на стенке скважины в продуктивном пласте (забойное давление);  $r_k$  — радиус контура питания скважины;  $r_c$  — радиус скважины.

Величину  $kh/\eta$  принято называть коэффициентом гидропроводности (или просто гидропроводностью) пласта.

Из формулы (1.10) следует, что проницаемость при радиальной фильтрации однофазной капельной жидкости

$$k = \frac{\eta Q \ln \frac{r_k}{r_c}}{2\pi h (p_{пл} - p_c)}. \quad (1.11)$$

Аналогично проницаемость при радиальной фильтрации газа:

$$k = \frac{\eta_r Q_0 \ln \frac{r_k}{r_c}}{2\pi h (p_{пл}^2 - p_c^2)}. \quad (1.12)$$

В продуктивных пластах нефтяных и газовых месторождений всегда содержатся две (нефть+вода; газ+вода; нефть+газ) или три (нефть+газ+вода) фазы. Проницаемость породы для любой из фаз при фильтрации двух- или трехфазной жидкости меньше ее абсолютной проницаемости. Поэтому, помимо

абсолютной, пользуются также понятиями фазовой и относительной проницаемостей. Под фазовой понимают проницаемость породы для данной жидкости (или газа) при наличии в порах многофазной системы. Относительной проницаемостью коллектора называют отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

Фазовая и относительная проницаемости для различных фаз зависят от водо-, нефте- и газонасыщенности порового пространства коллектора, физических и физико-химических свойств жидкостей и коллектора. Если, например, часть пор породы занята водой, то проницаемость ее для нефти или газа уменьшается и тем сильнее, чем больше водонасыщенность. На рис. 2 показана

зависимость относительной проницаемости песка для нефти и воды от водонасыщенности порового пространства. При водонасыщенности менее  $20\%$  вся вода физически удерживается в тонких и тупиковых порах, в суженных местах контакта зерен породы, а также в виде пленок на поверхности поровых каналов и остается неподвижной. Так как часть объема пор занята неподвижной водой, то фильтрация нефти возможна лишь в свободной от воды части сечения поровых каналов; поэтому относительная проницаемость для нефти при такой водонасыщенности не превышает  $80\%$ , а для воды практически равна нулю. При увеличении водонасыщенности песка до  $40\%$ , т. е. вдвое, относительная проницаемость для нефти снижается более чем в  $2$  раза, а для воды достигает примерно  $30\%$ . При водонасыщенности  $80\%$  проницаемость для нефти падает практически до нуля. Это означает, что нефть, содержащаяся в порах такой породы, прочно удерживается капиллярными и другими силами.

Проницаемость гранулярного коллектора зависит в основном от размера поровых каналов. Единой зависимости между пористостью и проницаемостью пород не существует. Многие породы с большой пористостью (например, глины) обладают весьма малой проницаемостью либо практически непроницаемы. Другие же породы с небольшой пористостью имеют довольно высокую проницаемость (например, некоторые известняки). Проницаемость обычно растет с увеличением размера пор.

#### § 4. Неоднородность коллекторских свойств пород

К коллекторским свойствам горных пород относят обычно их пористость и проницаемость, поскольку именно от них зави-

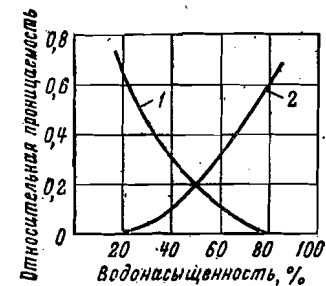


Рис. 2. Зависимость относительной проницаемости песка для нефти (1) и воды (2) от водонасыщенности порового пространства



сят вместимость порового пространства и проводимость его для капельной жидкости и газа. Коллекторские свойства реальных коллекторов неоднородны. Неоднородность является следствием разнообразия условий осадконакопления, уплотнения и цементации пород, перетложения солей или выщелачивания в процессе миграции пластовых жидкостей, тектонических движений земной коры и других факторов. В пределах одного продуктивного пласта нефтяного или газового месторождения часто можно обнаружить поля с различной текстурой, разного минералогического состава (например, на одном поле коллектором является хорошо проницаемый песчаник, почти не содержащий глинистых частиц; на другом поле — сильно заглинизированный, почти непроницаемый алевролит и т. п.) и, следовательно, с разными физическими свойствами. Как правило, в сводовой части структуры проницаемость коллектора значительно выше, чем на периферии.

Довольно часто мощность проницаемой части продуктивного пласта существенно изменяется по площади структуры; на отдельных участках возможно выклинивание проницаемых зон, замещение их непроницаемыми породами. Все это существенно затрудняет решение задачи о действительной проницаемости того или иного участка продуктивного пласта и о потенциально возможном дебите каждой вновь пробуренной скважины, а также многих других задач разработки нефтяных и газовых месторождений.

Одной из причин неоднородности коллекторских свойств может быть наличие трещин, каверн и микрокарстовых пустот в продуктивном пласте. Каверны и микрокарстовые пустоты характерны для карбонатных коллекторов; трещины же могут быть распространены и в терригенных коллекторах. В карбонатных коллекторах микротрещины, по-видимому, являются основными путями фильтрации нефти и газа из каверн и полостей к скважине. В терригенных же коллекторах фильтрация возможна как по микротрещинам, так и по обычным поровым каналам; гидравлическое сопротивление микротрещин, однако, заметно меньше, чем поровых каналов; поэтому в зонах трещиноватости проницаемость коллектора резко увеличена.

Трещины, как правило, расположены вертикально и часто ориентированы по странам света. По данным Е. М. Смехова, сеть трещин обычно состоит из двух основных систем вертикальных нарушений сплошности, расположенных взаимно перпендикулярно.

Строгой приуроченности трещин к определенным участкам структуры месторождения нет. Тем не менее обычно большая трещиноватость приурочена к наиболее изогнутым участкам структуры — своду на складках с крутыми крыльями и периклиналям на пологих складках. Это объясняется, видимо, тем, что возникновение трещин связано с тектоническими деформациями.

Величина раскрытости трещин обычно колеблется в пределах 10—80 мкм, но в отдельных случаях на небольших глубинах достигает нескольких сантиметров. В процессе разработки месторождения трещиноватость и степень раскрытия трещин могут несколько изменяться, поскольку изменяется пластовое давление в залежи и, следовательно, напряженное состояние скелета породы.

Коллекторские свойства пород изменяются с увеличением глубины залегания пласта. Так как с глубиной горное давление возрастает, увеличивается уплотненность пород, уменьшаются, как правило, размеры поровых каналов в гранулярных коллекторах и количество крупных поровых каналов; соответственно уменьшается проницаемость. Вместе с тем на значительных глубинах довольно часто встречаются трещинные и порово-трещинные коллекторы в таких по возрасту породах, в которых на небольших глубинах существенной трещиноватости не замечено. Поэтому, несмотря на уменьшение с глубиной поровой проницаемости, иногда на достаточной большой глубине встречаются продуктивные пласты с высокой общей проницаемостью благодаря наличию в них развитой системы микротрещин. В качестве примера можно назвать нефтеносные залежи мелового возраста на Северном Кавказе, залегающие на глубине свыше 4000 м.

#### § 5. Влияние изменения напряженного состояния породы в процессе разработки месторождения на коллекторские свойства

Породы-коллекторы находятся в сложном напряженном состоянии. Они воспринимают вес вышележащей толщи горных пород и испытывают всестороннее сжатие.

Для того чтобы лучше представить себе характер напряженного состояния породы-коллектора, рассмотрим простейшую схему. Предположим, что порода-коллектор представляет собой объемную решетку, скелет которой состоит из вертикальных столбиков. Сверху и снизу она изолирована практически непроницаемыми породами. Над верхней непроницаемой покровной расположена толща проницаемых и непроницаемых пород, насыщенных разными жидкостями. Выделим вертикальный элемент пород с площадью поперечного сечения в одну единицу. Если бы поры коллектора были заполнены газом и имели сообщение с атмосферой, вес всей толщи пород воспринимался бы только столбиками скелета и, следовательно, напряжение сжатия в них было равно:

$$\sigma_z = \frac{G_{\Pi}}{1 - k_{\text{пор}}}, \quad (1.13)$$

где  $G_{\Pi}$  — вес толщи пород в выделенном вертикальном элементе, залегающих выше рассматриваемой породы-коллектора.

Обычно формулу (1.13) записывают в виде

$$\sigma_z = \rho_{\text{гп}} g z, \quad (1.14)$$

где  $\rho_{\text{гп}}$  — средняя удельная объемная масса вышележащих горных пород;  $z$  — глубина залегания рассматриваемой породы-коллектора.

Давление  $p_r$ , обусловленное весом вышележащих горных пород и численно равное  $\sigma_z$ , обычно называют горным давлением.

В действительности поры коллектора насыщены жидкостью под пластовым давлением  $p_{\text{пл}}$ . Поэтому вес вышележащих пород воспринимается не только столбиками скелета коллектора, но и пластовой жидкостью. Из условия равновесия сил в выделенном вертикальном элементе

$$G_{\Pi} = \sigma_{\text{эф}} (1 - k_{\text{пор}}) + p_{\text{пл}} k_{\text{пор}}$$

следует, что действительное, или эффективное, напряжение в столбике скелета будет

$$\sigma_{\text{эф}} = \frac{G_{\Pi} - k_{\text{пор}} p_{\text{пл}}}{1 - k_{\text{пор}}}. \quad (1.15)$$

Из сравнения формул (1.13) и (1.15) видно, что эффективное напряжение в скелете коллектора меньше горного давления и разность тем больше, чем выше пластовое давление и пористость коллектора.

Под влиянием напряжений  $\sigma_{\text{эф}}$  выделенный элемент породы стремится расширяться в горизонтальном направлении. Если принять, что порода упруга, относительная деформация ее, согласно обобщенному закону Гука, должна составить

$$\epsilon_t = \frac{1}{E_{\Pi}} [\sigma_t - \mu_{\Pi} (\sigma_r + \sigma_z)], \quad (1.16)$$

где  $E_{\Pi}$  — модуль упругости породы;  $\mu_{\Pi}$  — коэффициент Пуассона;  $\sigma_z$ ,  $\sigma_r$  и  $\sigma_t$  — осевое, радиальное и тангенциальное напряжения выделенного элемента породы.

Горизонтальная деформация расширения породы под влиянием веса вышележащих пород невозможна, так как этому препятствует сопротивление соседних элементов. Положив  $\sigma_z = \sigma_{\text{эф}}$ , а  $\epsilon_t = \epsilon_r = 0$ , из формулы (1.16) получим

$$\sigma_t = \sigma_r = \frac{\mu_{\Pi}}{1 - \mu_{\Pi}} \sigma_{\text{эф}} = \chi \sigma_{\text{эф}}, \quad (1.17)$$

где  $\chi$  — коэффициент бокового распора

$$\chi = \frac{\mu_{\Pi}}{1 - \mu_{\Pi}}. \quad (1.18)$$

Для горных пород коэффициент Пуассона колеблется примерно от 0,15 до 0,5; наибольшее значение его характерно для

некоторых хемогенных пород (например, бишофит); он возрастает с увеличением температуры. Для пород-коллекторов он меняется от 0,15—0,2 для песчаников до 0,25—0,3 для карбонатов. Коэффициент бокового распора может изменяться для пород-коллекторов в диапазоне от 0,15 до 0,4, в основном.

В процессе разработки месторождения пластовое давление в продуктивном объекте не остается постоянным. В газовой залежи пластовое давление по мере отбора газа уменьшается и иногда довольно быстро. В нефтяной залежи оно может либо уменьшаться по мере отбора нефти, если не проводятся мероприятия по поддержанию пластового давления или если темп отбора из пласта больше темпа нагнетания в него жидкости, либо иногда увеличиваться, если интенсивность закачки жидкости больше темпа отбора.

Изменение пластового давления, как видно из формулы (1.15), ведет к перераспределению напряжений в коллекторе. Если пластовое давление уменьшается, эффективные напряжения сжатия в скелете возрастают. В результате происходит деформация сжатия скелета; пористость и проницаемость коллектора при этом уменьшаются. При сильном снижении пластового давления и соответствующем увеличении эффективных напряжений может быть нарушена целостность скелета, в нем появляются трещины. Такие трещины могут явиться каналами, по которым при разбуривании продуктивного пласта будет поглощаться промысловая жидкость.

При увеличении пластового давления путем закачки жидкости эффективные напряжения в скелете уменьшаются, а проницаемость несколько возрастает. При повышении давления выше горного возможно расслоение породы с образованием трещин в направлении слоистости или сланцеватости.

Приведенные здесь формулы позволяют лишь качественно охарактеризовать напряженное состояние в массиве коллектора. Действительный характер распределения напряжений более сложный, так как и структура порового пространства гораздо более сложна, да и не все факторы, влияющие на напряженное состояние породы, нами были учтены.

Упругие деформации скелета и зерен коллектора являются обратимыми. Если же изменение эффективных напряжений сопровождается перегруппировкой зерен, скольжением их по поверхностям контакта, разрушением зерен или цемента, такие деформации необратимы: после восстановления первоначальной величины эффективных напряжений деформация полностью не исчезает, а первоначальные пористость и проницаемость не восстанавливаются.

Коэффициент сжимаемости пор, т. е. отношение величины уменьшения объема пор при увеличении эффективного напряжения скелета на 1 Па к первоначальному объему пор, зависит от величины горного давления. Так, в случае песчаников, сце-

ментированных глинистым цементом, он, по данным В. М. Добрынина, уменьшается от  $1,15 \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$  при  $\sigma_{\text{эф}} = 8 \text{ МПа}$  до  $0,35 \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$  при  $\sigma_{\text{эф}} = 64 \text{ МПа}$ , а сцементированных глинисто-карбонатным цементом — от  $2,75 \cdot 10^{-9}$  до  $0,32 \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$ . В случае же трещиноватых карбонатных коллекторов некоторых месторождений Северного Кавказа он колеблется, по данным СевКавНИПИнефть, от  $0,4 \cdot 10^{-8}$  до  $2,15 \cdot 10^{-8} \text{ Па}^{-1}$ .

На глубине 1500—2000 м коэффициент проницаемости песчано-глинистых пород только за счет упругого деформирования может уменьшиться на 10—40% по сравнению с величиной, измеренной при атмосферных условиях. Влияние изменения эффективных напряжений скелета, вызванного уменьшением пластового давления, на коллекторские свойства продуктивных пластов полезно учитывать при проектировании конструкций скважин, а также операций по опробованию и освоению.

### § 6. Состав и физическое состояние нефти и газа в условиях продуктивного пласта

Нефть и природный газ состоят из смеси различных углеводородов. В них также присутствуют часто азот, углекислота, сероводород, редкие газы и другие компоненты. В зависимости от состава, пластовых давления и температуры углеводороды могут находиться в залежи в различных физических состояниях — газообразном, жидком, в виде газожидкостных смесей либо твердом. В чисто газовой залежи содержатся в основном метан (до 98% по объему), этан и пропан. На долю пентана и более тяжелых углеводородов приходится обычно не более 0,2%. Жидкие углеводороды присутствуют в виде паров.

Если пластовое давление в залежи высокое, плотность природных газов приближается к плотности легких углеводородных жидкостей. При таких условиях некоторое количество жидких углеводородов растворяется в сжатом газе. Залежи, содержащие подобные смеси углеводородов в газообразном состоянии, называются газоконденсатными. На долю метана в газоконденсатных залежах приходится от 70 до 95%, других газообразных углеводородов — от долей процента до 15%, жидких углеводородов — до 9%. Газоконденсатными месторождениями в СССР являются Вуктыльское в Коми АССР и Оренбургское.

Если в залежи содержится не только большое количество газа, но и достаточно большое количество нефти, ее называют нефтегазовой. При большом пластовом давлении часть нефти может быть растворена в сжатом газе. Если же содержание газа по сравнению с объемом нефти небольшое, а давление сравнительно высокое, газ может быть полностью растворен в нефти и газонефтяная смесь в пласте находится в однофазном (жидком) состоянии. Такую залежь обычно называют нефтяной.

В попутных (т. е. добываемых вместе с нефтью) газах метана обычно содержится от 30 до 50%, других газообразных углеводородов — от 40 до 60%.

### § 7. Некоторые свойства газов и нефтей

При нормальных условиях температуры и давления углеводороды от метана до бутана находятся в газообразном состоянии. При повышении давления пропан и бутан легко переходят в жидкое состояние. Упругость насыщенных паров углеводородов, т. е. то давление, при котором газ начинает конденсироваться и переходить в жидкое состояние, увеличивается с ростом температуры и уменьшением плотности углеводорода. Так, если при температуре 20°C упругость паров бутана равна примерно 0,2 МПа, то этана — около 4 МПа; при температуре 80°C упругость паров повышается соответственно до 1 и 11 МПа. Упругость паров метана наибольшая и при температуре 20°C превышает 25 МПа.

Природные газы не подчиняются строго уравнениям состояния идеальных газов. Обычно для расчета состояния природных газов пользуются уравнением Клапейрона, в которое введена поправка, учитывающая отклонение реальных газов от законов сжатия и расширения идеальных:

$$pV = \beta_c MRT, \quad (1.19)$$

где  $p$  — давление;  $V$  — объем газа;  $\beta_c$  — поправка, называемая коэффициентом сжимаемости;  $M$  — масса газа;  $R$  — газовая постоянная;  $T$  — абсолютная температура по шкале Кельвина.

Считают, что в идеальном газе объем молекул мал по сравнению с объемом газа, а сами молекулы не подвержены влиянию сил взаимного притяжения. Молекулы же реальных газов имеют определенные размеры, массу и взаимодействуют друг с другом. При малом давлении, когда число молекул в единице объема и занимаемый ими объем невелики, реальный газ приближается к идеальному, а коэффициент сжимаемости его близок к единице. С увеличением давления молекулы газа сближаются, а силы притяжения между ними помогают внешним силам, сжимающим газ. Поэтому реальные газы должны сжиматься сильнее, чем идеальный газ, а коэффициент сжимаемости должен уменьшаться. Если же углеводородный газ сжат настолько, что плотность его приближается к плотности жидкости, межмолекулярные расстояния сокращаются столь значительно, что между молекулами газа начинают действовать силы отталкивания, которые препятствуют дальнейшему сжатию. В таких условиях реальный природный газ должен сжиматься меньше, чем при меньших давлениях, а коэффициент сжимаемости его должен расти. На рис. 3 приводится экспери-

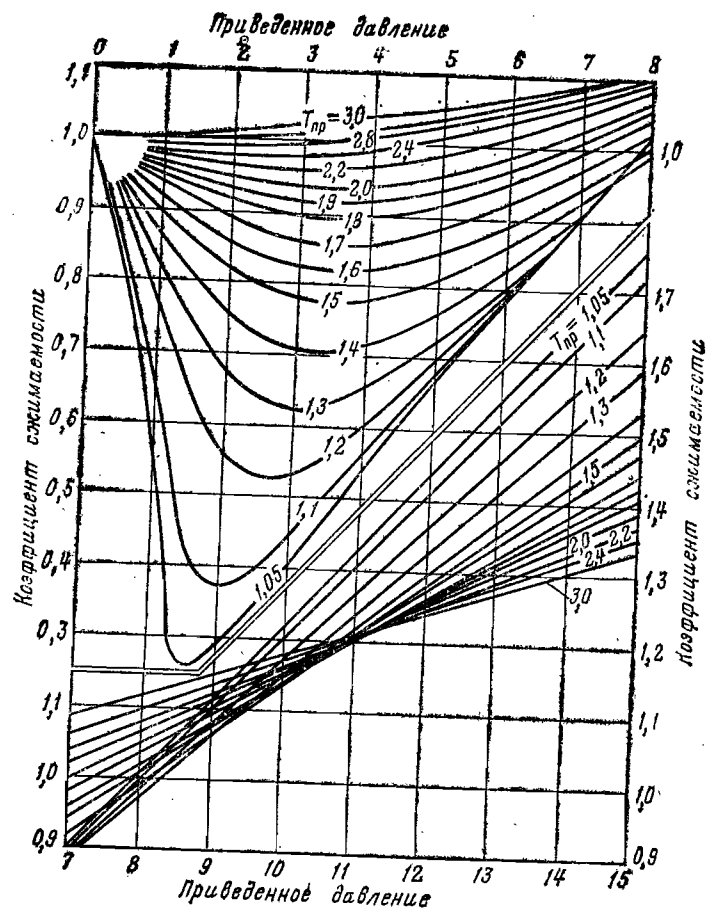


Рис. 3. Зависимость коэффициента сжимаемости углеводородных газов от приведенных давления и температуры

ментальный график зависимости коэффициента сжимаемости углеводородных газов, которые не содержат значительных количеств неуглеводородных компонентов, от приведенного давления

$$\rho_{пр} = \frac{p}{\sum y_i p_{кр i}} = \frac{p}{p_{кр}} \quad (1.20)$$

и от приведенной температуры

$$T_{пр} = \frac{T}{\sum y_i T_{кр i}} = \frac{T}{T_{кр}}, \quad (1.21)$$

где  $p_{кр i}$  и  $T_{кр i}$  — критические давление и абсолютная температура  $i$ -го компонента (например, метана) природного газа;

$\bar{p}_{кр} = \sum y_i p_{кр i}$  и  $T_{кр} = \sum y_i T_{кр i}$  — соответственно среднекритические давление и абсолютная температура;  $y_i$  — мольная концентрация  $i$ -го компонента в газе.

Если в состав природного газа входят также неуглеводородные компоненты, основным из которых (по занимаемому объему) является азот, коэффициент сжимаемости газа можно вычислить по правилу аддитивности: параметры смеси примерно пропорциональны мольным концентрациям и параметрам отдельных компонентов

$$\beta_c = y_a \beta_{c,a} + (1 - y_a) \beta_{c,y}, \quad (1.22)$$

где  $y_a$  — мольная доза азота;  $\beta_{c,a}$  и  $\beta_{c,y}$  — коэффициенты сжимаемости азота (рис. 4) и углеводородной части газа соответственно.

Отношение объема газа при пластовых условиях температуры и давления к объему, который газ займет при нормальных условиях, обычно называют объемным коэффициентом. Величину этого коэффициента можно найти, воспользовавшись уравнением (1.19) Клапейрона

$$V = \frac{\beta_c}{\rho_{пл}} \frac{T_{пл}}{273}, \quad (1.23)$$

где  $T_{пл}$  — абсолютная температура в пласте.

Одна из важных характеристик — относительная плотность газа. Под относительной плотностью газа  $\rho_{o,r}$  понимают отношение массы газа, заключенной в единице объема при данном давлении и температуре, к массе сухого воздуха в том же объеме при тех же условиях

$$\rho_{o,r} = \rho_r / \rho_{вз}, \quad (1.24)$$

где  $\rho_r$  и  $\rho_{вз}$  — плотности газа и воздуха соответственно.

Плотность природного газа зависит от его состава, температуры и давления. Чем меньше концентрация метана и выше содержание этана, пропана и более тяжелых углеводородов, тем больше плотность газа. Один киломоль любого газа при нормальных условиях занимает объем в 22,4 м<sup>3</sup>. Если состав газа известен, плотность его при нормальных условиях можно найти по формуле

$$\rho_r = \bar{M}_r / 22,4, \quad (1.25)$$

где  $\bar{M}_r$  — средняя молекулярная масса газа:

$$\bar{M}_r = \sum (y_i M_{r i}). \quad (1.26)$$

Здесь  $M_{r i}$  — молекулярная масса  $i$ -го компонента.

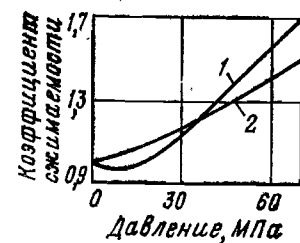


Рис. 4. Зависимость коэффициента сжимаемости азота от давления:

1 — при температуре 18°C; 2 — при температуре 150°C

Влияние температуры и давления на плотность газа показано на рис. 5. Зная относительную плотность газа, легко по этому графику определить истинную плотность при заданных давлении и температуре.

Углеводородные и другие газы растворяются в нефти. От количества растворенного в пластовой нефти газа зависят ее важнейшие свойства, в том числе сжимаемость, вязкость, плотность. Чем выше молекулярная масса газа, тем больше растворимость его в нефти. Наименее растворимы азот и метан. С ростом давления растворимость газов обычно возрастает; однако при повышении давления свыше примерно 10 МПа количество растворенного в нефти газа может практически стабилизироваться на определенном уровне, а в некоторых случаях даже снижаться.

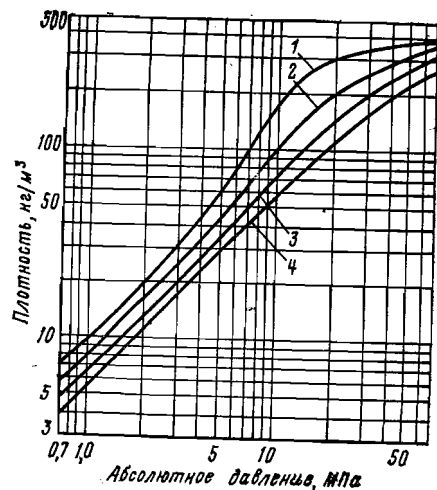


Рис. 5. График влияния температуры и давления на плотность газа; относительная плотность газа по воздуху равна 0,7

№ кривой на рисунке 1 2 3 4  
Температура, °С 18 38 98 149

углеводородных газов уменьшается.

При увеличении давления объем нефти вследствие ее упругости уменьшается. Упругость нефти характеризуют коэффициентом сжимаемости, под которым понимают относительное изменение ее объема при увеличении давления на 1 Па:

$$\beta_n = - \frac{1}{V_n} \frac{\Delta V_n}{\Delta p}, \quad (1.27)$$

где  $\Delta V_n$  — изменение объема нефти;  $V_n$  — исходный ее объем;  $\Delta p$  — прирост давления.

Коэффициент сжимаемости нефтей, не содержащих растворенного газа, колеблется от  $4 \cdot 10^{-10}$  до  $7 \cdot 10^{-10}$  Па<sup>-1</sup>; коэффициент сжимаемости легких нефтей, в которых растворено значительное количество газа, достигает  $140 \cdot 10^{-10}$  Па<sup>-1</sup>. Он растет с повышением температуры.

Если отобрать пробу нефти при пластовых условиях и затем снизить давление, из нефти начнет выделяться растворенный газ. То давление, при котором начинается выделение газа из

жидкости, называют давлением насыщения. Обычно на новых нефтяных месторождениях пластовое давление выше давления насыщения. Если в процессе опробования, освоения или эксплуатации скважины давление на ее забое снизится ниже давления насыщения, выделение газа может начаться в продуктивном пласте. Давление насыщения зависит от состава нефти, температуры и состава растворенных газов. Чем выше температура или больше содержание азота и метана, тем больше давление насыщения. Давления насыщения в разных участках продуктивного пласта могут быть не одинаковыми из-за различия в составе нефти.

Так как в пластовых условиях нефть содержит значительное количество растворенного газа, плотность ее в этих условиях ниже плотности дегазированной нефти. С повышением давления плотность нефти, насыщенной углеводородными газами, уменьшается, а азотом или углекислым газом — несколько возрастает. С ростом температуры плотность нефти уменьшается.

Вязкость нефти снижается по мере увеличения количества растворенных в ней углеводородных газов, роста температуры и несколько возрастает при повышении давления выше давления насыщения. При растворении азота в нефти вязкость возрастает. Вязкость нефтей различных месторождений изменяется в пластовых условиях в широком диапазоне — от многих сотен до десятых долей мПа·с; она может быть в десятки раз меньше вязкости дегазированной нефти.

Свойства нефтей могут существенно изменяться как с глубиной залегания залежи, так и по ее площади. Вязкость нефти в пласте обычно увеличивается от купола складки к крыльям. Давление насыщения и количество газа, растворенного в 1 м<sup>3</sup> нефти, уменьшаются по мере приближения к водонефтяному контакту.

## § 8. Пластовые воды нефтяных и газовых залежей

Нефтяные и газовые месторождения всегда содержат воду. Условимся называть воду верхней, если она насыщает проницаемый пласт, залегающий выше продуктивного (газо- или нефтеносного) пласта; нижней, если насыщает пласт, расположенный ниже продуктивного; подошвенной или краевой, если она заполняет поры коллектора под нефтяной (газовой) залежью и вокруг последней; промежуточной, если насыщает проницаемый пропласток в самом продуктивном пласте.

В собственно нефтяной (газовой) части пласта всегда также содержится вода, сохранившаяся со времени образования залежи. Эту воду называют остаточной (или иногда реликтовой).

Вода в пористой среде может существовать в виде:

а) капиллярно связанной в узких поровых каналах, в которых в большой степени сказывается влияние капиллярных сил;

б) адсорбционной, удерживаемой молекулярными силами у поверхности скелета породы и прочно связанной с частицами скелета;

в) пленочной, покрывающей гидрофильные участки поверхности скелета породы;

г) свободной.

Остаточная вода оказывает большое влияние на характер и пути движения углеводородов в пористом пласте, на нефтеотдачу, смачиваемость пород. Например, если остаточная вода покрывает тонкой пленкой поверхность поровых каналов, эта поверхность остается гидрофильной. Если же пленка воды отсутствует, нефть вступает в прямой контакт с поверхностью поровых каналов; на этой поверхности адсорбируются поверхностно активные вещества (ПАВ), содержащиеся в нефти, вследствие чего поверхность становится в значительной мере гидрофобной.

Полагают, что большая часть остаточной воды удерживается капиллярными силами и что тонкая пленка ее покрывает только отдельные участки поверхности коллектора; сплошной пленки воды между нефтью и породой нет. Состояние остаточной воды зависит от ее химического состава. Устойчивые пленки воды на поверхности породы образуются только в том случае, если поверхностное натяжение между водой и нефтью очень мало или вода слабо минерализована. Сильно минерализованные остаточные воды не образуют равновесной смачивающей пленки, так как ионы солей разрушают сольватные слои.

Содержание остаточной воды зависит также от состава породы и ее проницаемости. С увеличением проницаемости количество остаточной воды уменьшается.

Если в продуктивном пласте имеется подошвенная (краевая) вода, то между собственно нефтяной (газовой) и чисто водяной зонами его располагается переходная зона, в которой содержится и нефть (газ), и вода. Распределение воды и нефти (газа) в переходной зоне определяется в основном гравитационными и капиллярными силами, проницаемостью ее и гранулометрическим составом пород. В хорошо отсортированных песчаниках с высокой проницаемостью мощность переходной зоны невелика, не превышает нескольких десятков сантиметров. В мелкозернистых же плохо отсортированных песчаниках с небольшой проницаемостью мощность этой зоны может достигать 5—10 м.

Переходная зона имеется также между чисто нефтяной и чисто газовой зонами в нефтегазовом месторождении; эта зона заполнена нефтью, газом и остаточной водой. Мощность этой зоны, как и зоны между чисто газовой и чисто водяной частями газового месторождения, обычно меньше, чем между нефтяной и водяной зонами. Это связано с различием плотностей нефти, воды и газа.

Для определения количества остаточной воды в нефтяном или газовом коллекторе необходимо отобрать керн, но так, что-

бы в него не попал водный фильтрат промывочной жидкости и чтобы остаточная вода не была вытеснена и не испарилась. Целесообразно поэтому в качестве промывочной жидкости при отборе керна использовать растворы на нефтяной основе. Поднятый из скважины керн следует немедленно поместить в закрытый сосуд под слой нефти либо парафинировать, а затем отправить в лабораторию для анализа.

Пластовые воды всегда минерализованы. В них содержатся хлориды, карбонаты и бикарбонаты щелочных и щелочноземельных металлов, иод, бром, аммиак, углеводородные газы, сероводород (иногда в значительном количестве). В пластовых водах обнаружены анионы и мыла нафтеновых и жирных кислот, фенолы, азотсодержащие кислоты и некоторые другие органические вещества, перешедшие сюда из нефти. Содержание солей в пластовых водах колеблется от нескольких десятков до 300 кг/м<sup>3</sup>, содержание же органических анионов может достигать иногда 5 кг/м<sup>3</sup>. Концентрация солей в остаточной воде обычно выше (иногда в несколько раз), чем в подошвенной.

#### § 9. Молекулярно-поверхностные свойства системы жидкость — пористая среда и их влияние на фильтрацию жидкости

Удельная поверхность коллекторов нефти и газа нередко достигает десятков тысяч м<sup>2</sup>. В таких условиях возрастает роль поверхностных явлений на границах раздела нефть — порода, газ — порода, нефть — вода и т. п. В частности, свойства пограничных слоев соприкасающихся фаз и процессов, которые протекают на поверхностях контакта жидкости (нефть, газ, вода) с породой, могут существенно влиять на движение жидкостей по пласту, на вытеснение одной жидкости другой, на степень загрязнения пристволенной зоны скважины фильтратом промывочной жидкости.

Важнейшей характеристикой поверхности раздела двух соприкасающихся фаз является поверхностное натяжение жидкости. Поверхностное натяжение жидкости на границе с газом зависит от химического состава жидкости и газа, количества растворенного газа, количества полярных компонентов в соприкасающихся фазах и их природы, от температуры, давления и других факторов. Поверхностное натяжение с ростом температуры уменьшается вследствие ослабления межмолекулярных сил. С увеличением давления поверхностное натяжение жидкости на границе с газом также, как правило, уменьшается вследствие сжатия газа и растворения его в жидкости. Чем выше растворимость газа, тем значительнее уменьшение поверхностного натяжения с ростом давления.

Сложнее характер изменения поверхностного натяжения нефти на границе с водой. Если нефть дегазирована и почти не содержит водорастворимых полярных компонентов, ее поверхно-

стное натяжение на границе с водой практически не зависит от температуры и давления. Если же в нефти содержатся полярные компоненты, растворимые в воде, то с ростом давления и температуры поверхностное натяжение ее на границе с водой может увеличиваться в результате растворения этих компонентов в воде. Эта зависимость еще более усложняется при насыщении нефти углеводородными газами. Так как растворимость газов в нефти больше, чем в воде, с увеличением давления насыщения поверхностное натяжение нефти на границе с газом уменьшается сильнее, чем воды. Поэтому с повышением давления увеличиваются разность поверхностных натяжений нефти и воды на границе с газом и межфазное натяжение между ними.

С повышением температуры уменьшается растворимость газа в нефти. Поэтому поверхностное натяжение нефти, насыщенной газом, на границе с водой с ростом температуры должно уменьшаться. Если же одновременно увеличивается температура и давление, изменение поверхностного натяжения нефти на границе с водой может оказаться незначительным.

Непосредственно измерить поверхностное натяжение на границе раздела твердое тело — жидкость трудно. Поэтому взаимодействие жидкости с твердым телом оценивают косвенно, обычно путем измерения краевого угла смачивания. Краевой угол  $\theta$  может служить мерой смачивания жидкостью поверхности твердого тела. Поверхность твердого тела смачивается жидкостью тем лучше, чем меньше разность полярностей между телом и жидкостью. Высокополярные жидкости, т. е. обладающие высоким поверхностным натяжением, смачивают твердую поверхность хуже, чем малополярные. Например, ртуть смачивает лишь некоторые металлы, тогда как менее полярная вода смачивает не только металлы, но и многие минералы, а малополярные масла — все твердые тела.

По величине краевого угла смачивания часто судят о качестве вод и их способности отмывать нефтяную пленку с поверхности породы. Чем меньше угол  $\theta$ , тем лучше смачивающая способность жидкости. Лучше отмывают нефтяную пленку воды, хорошо смачивающие породу.

Величина угла смачивания зависит от многих факторов. Особенно большое влияние на нее оказывают процессы адсорбции, поскольку при адсорбции меняется химическое строение поверхности твердого тела. Если, например, на поверхности тела адсорбировано ПАВ так, что его неполярные углеводородные цепи ориентированы в сторону твердого тела, а полярные радикалы (ОН, СООН, СО, СОН и др.) обращены в сторону жидкости, смачиваемость поверхности водой улучшается. Напротив, если неполярные углеводородные цепи ориентированы в сторону жидкости, смачиваемость водой ухудшается, а нефтью, напротив, улучшается. Например, кварц, известняк и другие минералы, входящие в состав нефтьсодержащих коллекторов, по своей

природе гидрофильны, т. е. хорошо смачиваются водой. Тем не менее, сами нефтьсодержащие породы часто весьма плохо смачиваются водой, так как поверхность их (по крайней мере, многие участки ее) гидрофобизована в результате адсорбции жидких углеводородов нефти. Степень гидрофильности такой породы оказывает существенное влияние на количество поступившего в продуктивный пласт фильтрата промывочной жидкости в процессе бурения.

Щелочные воды лучше смачивают поверхность пород-коллекторов, чем дистиллированная или соленая вода. Это объясняется тем, что происходит омыление щелочами воды органических кислот, содержащихся в нефти; мыла же, адсорбируясь на поверхностях раздела нефть — вода и нефть — порода — вода, уменьшают краевой угол смачивания. На величину угла смачивания влияют также давление и температура.

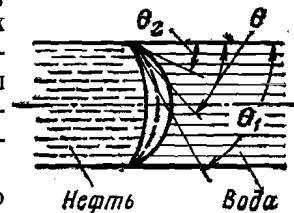


Рис. 6. Схема изменения углов смачивания при изменении направления движения мениска в капиллярном канале

В период вскрытия продуктивного пласта бурением и в период освоения скважины границы раздела фаз не остаются стабильными, они перемещаются: при вскрытии пласта нефть оттекает от скважины водным фильтратом промывочной жидкости; при освоении, напротив, фильтрат вытесняется пластовой нефтью. При таком изменении направления движения границы раздела фаз меняется краевой угол смачивания. Изменение угла смачивания при передвижении по твердой поверхности трехфазного периметра смачивания называют кинематическим гистерезисом.

Краевой угол смачивания  $\theta_1$ , образующийся при вытеснении нефти водой, обычно называют наступающим; угол же  $\theta_2$ , образующийся при вытеснении воды нефтью, — отступающим (рис. 6). Между статическим углом смачивания  $\theta$  и этими углами почти всегда соблюдается соотношение:  $\theta_1 > \theta > \theta_2$ . Величина кинематического гистерезиса смачивания зависит от скорости перемещения трехфазной границы раздела по поверхности твердой фазы, от шероховатости поверхности и адсорбции на ней ПАВ. При большой скорости вытеснения нефти водой из пористой среды наступающий угол вследствие гистерезисных явлений может стать больше  $90^\circ$ , даже если в статических условиях поверхность поровых каналов гидрофильна. В пластовых условиях гистерезис смачивания осложняется наличием в порах коллектора остаточной воды, которая, вероятно, способствует улучшению смачивания поверхности этих пор водным фильтратом промывочной жидкости.

Свойства жидкости в тонком слое-пленке, покрывающем поверхность твердого тела, существенно отличаются от свойств

той же жидкости, налитой толстым слоем. Жидкость в тонком слое толщиной порядка  $10^{-5}$  см обладает повышенными плотностью, упругостью при сдвиге, большей вязкостью. Молекулы жидкости в таком слое на поверхности твердого тела поляризованы, ориентированы от поверхности тела в сторону жидкости. Полимолекулярный слой ориентированно расположенных молекул носит название сольватного. Сольватные слои в порах неф-



Рис. 7. Схема деформации капли в капилляре

тяного коллектора состоит из поверхностно-активных и других компонентов нефти, а в пристволенной зоне, загрязненной фильтратом промывочной жидкости, могут включать также ПАВ, содержащиеся в фильтрате. ПАВ концентрируются не только на поверхности раздела фаз, но и внутри слоя поблизости от поверхности раздела.

Адсорбционные и связанные с ними сольватные оболочки образуются не только на поверхности раздела твердое тело — жидкость, но на всех вообще разделах фаз, в том числе на границе раздела нефть — вода. В состав поверхностных слоев на границе нефть — вода входят нафтеновые кислоты, низкомолекулярные смолы, коллоидные частицы высокомолекулярных смол и асфальтенов, микрокристаллы парафина, а также частицы минеральных и углеродистых суспензий. Поверхностный слой на этой границе образуется, видимо, в результате скопления минеральных и углеродистых частиц, а также микрокристаллов парафина под влиянием избирательного смачивания водой гидрофильных участков их поверхности. Адсорбирующиеся на этой же границе асфальто-смолистые вещества, переходя в гелеобразное состояние, цементируют частицы парафина и минеральные частицы в единый монолитный слой. Поверхностный слой может утолщаться также благодаря сольватации гелей асфальто-смолистых веществ нефтяной фазой [11].

Аномальные структурно-механические свойства поверхностных слоев обуславливают, в частности, высокую устойчивость некоторых водонефтяных эмульсий. Возможно также, что адсорбционные слои на поверхности раздела остаточная вода — нефть в ряде случаев могут несколько тормозить продвижение фильтрата промывочной жидкости в нефтяной пласт и смешивание водного фильтрата с остаточной водой.

Микронеоднородности пористой среды и наличие в ней нескольких фаз (нефть + газ + вода + твердая поверхность среды) могут оказывать заметное влияние на характер течения и величину гидравлических сопротивлений, возникающих при ламинарной фильтрации жидкости.

Предположим, что в цилиндрическом капилляре, смоченном водой, столбик нефти оказался между столбиками воды (рис. 7). Под действием капиллярных сил столбик нефти стремится принять сферическую форму. Капиллярное давление, создаваемое каждым из менисков,

$$p_{\text{кап}} = 2\sigma/r_m, \quad (1.28)$$

где  $\sigma$  — поверхностное натяжение на разделе нефть — вода;  
 $r_m$  — радиус мениска.

Если теперь приложить внешнее давление и заставить жидкости перемещаться по капилляру, форма менисков изменится (см. пунктир на рис. 7), а капиллярные давления, создаваемые левым и правым менисками, будут равны соответственно:

$$p'_{\text{кап}} = 2\sigma/r'_m; \quad p''_{\text{кап}} = 2\sigma/r''_m. \quad (1.29)$$

Разность этих давлений

$$p_{\text{ж}} = 2\sigma \left( \frac{1}{r'_m} - \frac{1}{r''_m} \right) \quad (1.30)$$

представляет дополнительное сопротивление движению. Такое сопротивление возникает всегда при движении пузырьков газа и несмешивающихся жидкостей в капиллярных каналах. Если учесть, что

$$r_m = r/\cos \theta,$$

то

$$p_{\text{ж}} = \frac{2\sigma}{r} (\cos \theta'' - \cos \theta'), \quad (1.31)$$

где  $r$  — радиус капилляра.

Рассмотренное явление впервые исследовано Жаменом и названо его именем.

В продуктивном коллекторе поровые капилляры имеют по длине переменное сечение. При переходе глобул нефти и воды из расширенной части капилляра в суженную они деформируются; вследствие неравенства радиусов образующихся при этом менисков возникает дополнительное сопротивление движению

$$p_m = 2\sigma \left( \frac{1}{r'_m} - \frac{1}{r''_m} \right), \quad (1.32)$$

где  $r'_m, r''_m$  — соответственно радиусы менисков глобул в суженной и расширенной частях порового канала.



Поскольку в пористой среде приствольной зоны пласта количество образующихся глобул велико, возникающее вследствие эффекта Жамена дополнительное сопротивление движению может быть весьма большим. Возможно, что влияние этого эффекта в реальном коллекторе значительно ослабляется благодаря сжимаемости газовых пузырьков и пластовой жидкости, упругости пород, а также наличию крупных каналов и трещин, в которых проявление капиллярных сил ослаблено.

На характер движения жидкостей и газов в пористой среде могут оказывать влияние также поверхностные явления на границе твердое тело — жидкость. Например, если на поверхности поровых каналов адсорбируются ПАВ, то образуются адсорбционно-солевые слои, которые практически не участвуют в процессе движения и уменьшают эффективное сечение пор, а следовательно, проницаемость породы.

### § 10. Понятия о коэффициенте аномальности пластового давления, индексе давления поглощения и поровом давлении в суспензии

Под коэффициентом аномальности в бурении понимают отношение пластового давления  $p_{пл}$  на глубине  $z_{пл}$  от устья скважины к давлению столба пресной воды такой же высоты

$$k_a = \frac{p_{пл}}{\rho_{вг} z_{пл}}, \quad (1.33)$$

где  $\rho_{в}$  — плотность пресной воды.

Индексом давления поглощения будем называть отношение давления  $p_{п}$  на стенке скважины, при котором возникает поглощение промывочной жидкости, к давлению столба воды высотой от рассматриваемого объекта до устья

$$k_{п} = \frac{p_{п}}{\rho_{вг} z_{п}}. \quad (1.34)$$

В технической литературе часто пользуются терминами «модуль градиента пластового давления»  $\Delta p_{пл}$  и «модуль градиента давления поглощения»  $\Delta p_{п}$ , понимая под ними отношение соответствующего давления к глубине рассматриваемого пласта от устья:

$$\Delta p_{пл} = p_{пл}/z_{пл} \quad (1.35)$$

и

$$\Delta p_{п} = p_{п}/z_{п}. \quad (1.36)$$

Очевидно

$$\Delta p_{пл} = k_a \rho_{вг}, \quad (1.37)$$

$$\Delta p_{п} = k_{п} \rho_{вг}. \quad (1.38)$$

Для любой породы справедливо соотношение  $k_{п} \geq k_a$ .

Величину давления поглощения определяют опытным путем по данным наблюдений в процессе бурения либо с помощью специальных исследований в скважинах. Величина отношения  $k_{п}/k_a$  может изменяться от одного участка площади к другому и, конечно, с глубиной. В массивных газовых месторождениях величина этого отношения несколько возрастает от купола складки к крыльям. Она изменяется также в процессе разработки месторождения по мере изменения пластового давления.

Условимся под относительной плотностью  $\rho_0$  промывочной жидкости понимать отношение плотности  $\rho_{п}$  последней к плотности пресной воды  $\rho_{в}$

$$\rho_0 = \rho_{п}/\rho_{в}. \quad (1.39)$$

Обычно при бурении плотность промывочной жидкости выбирают с таким расчетом, чтобы давление столба ее было несколько выше пластовых давлений в необсаженном участке скважины, но всегда меньше давлений поглощения

$$p_{пл} < \rho_{п} g z < p_{п}. \quad (1.40)$$

Если в формулу (1.40) подставить соответствующие значения из формул (1.33), (1.34) и (1.39), получим

$$k_a \leq \rho_0 < k_{п}. \quad (1.41)$$

Промывочная жидкость состоит из двух или трех фаз: жидкой дисперсионной среды, частиц твердой дисперсной фазы, а иногда также газа. Плотность дисперсной фазы в большинстве случаев больше плотности дисперсионной среды. Пока промывочная жидкость находится в движении, частицы твердой фазы распределены в ней более или менее равномерно. Под действием силы тяжести каждая частица стремится осесть в жидкой среде, но осадению препятствуют перемешивание (течение) жидкости и вязкость последней. При осадении частица перемещается относительно жидкой среды, вытесняя ее вверх; при этом возникает сопротивление, сила которого равна весу частицы в дисперсионной среде. Таким образом, вес твердых частиц в дисперсионной среде полностью воспринимается последней и передается на стенки вмещающего сосуда, например скважины, — как давление. Пока все частицы твердой фазы находятся в гидравлически взвешенном состоянии, статическое давление суспензии равно

$$\rho_{ст} = \frac{G_{ж} + G_{т}}{F} = \rho_{п} g h, \quad (1.42)$$

где  $G_{ж}$  и  $G_{т}$  — вес дисперсионной среды и дисперсной фазы соответственно над рассматриваемым сечением столба суспензии;  $h$  — высота этого столба;  $F$  — площадь поперечного сечения столба суспензии.

Если суспензию оставить в покое, частицы дисперсной фазы будут постепенно выходить из гидравлически взвешенного состояния: частично — осесть на дно вмещающего сосуда, частично — в составе скелета тиксотропной структуры, если таковая образуется в суспензии, — зависать на стенках этого сосуда. Соответственно будет уменьшаться вес дисперсной фазы, воспринимаемый жидкой средой, а значит, и давление, передаваемое суспензией на стенки вмещающего сосуда. В любой момент времени после оставления суспензии в покое давление на стенки сосуда будет равно

$$\rho_{ст} = \frac{G_{ж} + G_{т}'}{F}, \quad (1.43)$$

где  $G_{т}' < G_{т}'$  — вес той части дисперсной фазы, которая пока еще остается в гидравлически взвешенном состоянии.

Условимся давление, передаваемое суспензией на стенки вмещающего сосуда в покое, называть поровым. Если суспензия находится в сосуде с непроницаемыми стенками и дном и в покое в ней не происходит никаких объемных изменений, поровое давление может уменьшаться от давления столба всей суспензии в начальный момент покоя до давления столба только дисперсионной среды после выхода всех частиц твердой фазы из гидравлически взвешенного состояния. Скорость выхода частиц из гидравлически взвешенного состояния зависит от крупности и плотности их, концентрации дисперсной фазы в суспензии, проницаемости тиксотропной структуры, образующейся в суспензии, вязкости дисперсионной среды и других факторов. Например, поровое давление в водопесчаной суспензии падает очень быстро, так как никакой тиксотропной структуры в ней не образуется, а проницаемость песчаного «скелета» даже при большой концентрации песка в суспензии велика. Напротив, скорость уменьшения порового давления в высококачественной бентонитовой суспензии весьма мала, и процесс снижения давления в ней может длиться в течение многих месяцев, поскольку проницаемость тиксотропной структуры гораздо ниже, чем водопесчаной суспензии.

Если суспензия находится в сосуде с проницаемыми стенками, например в скважине, процесс снижения порового давления намного убыстряется; этому способствует отфильтровывание свободной дисперсионной среды из суспензии через проницаемые стенки и образование менее проницаемого скелета. Снижение порового давления в суспензии в этом случае прекращается после выравнивания его с пластовым давлением в окружающей среде.

## ГЛАВА 2

### ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ БУРЕНИИ

Конечная цель бурения скважин — получение нефти и газа из земных недр. Получение начального притока нефти и газа из пласта в большой степени зависит от технологии бурения, от состава и свойств промывочной жидкости, длительности воздействия ее на продуктивный пласт, а также от качества работ по разобщению данного пласта от других проницаемых горизонтов.

#### § 11. Влияние промывочной жидкости на качество вскрытия продуктивного пласта

Плотность промывочной жидкости для вскрытия продуктивного пласта обычно выбирают с учетом неравенства (1.41). Техническими правилами ведения буровых работ в СССР рекомендуются следующие соотношения плотности жидкости и коэффициента аномальности: для скважин глубиной до 1200 м  $\rho_0/k_a = 1,10 \div 1,15$ ; для более глубоких скважин  $\rho_0/k_a = 1,05$ . В действительности довольно часто эти рекомендации не выполняются, а значения  $\rho_0/k_a$  достигают 1,15—1,3. Между скважиной и приствольной зоной продуктивного пласта, таким образом, почти всегда возникает большая разность давлений. Под влиянием большого дифференциального давления в продуктивные пласты проникает не только фильтрат промывочной жидкости, но также твердая фаза ее, особенно, если в пластах имеются трещины или иного рода крупные каналы.

Проникновение в пласт промывочной жидкости и ее фильтрата ведет к изменению прежде всего структуры порового пространства и проницаемости приствольной зоны. Степень этого изменения зависит от ряда факторов и уменьшается по мере удаления от скважины. В гранулярном пласте всю область, в которую проникли промывочная жидкость и ее фильтрат, условно можно подразделить на две зоны: зону кольматации, примыкающую к скважине, и зону проникновения фильтрата.

Зона кольматации — это тот участок вокруг скважины, в поры которого проникли частицы дисперсной фазы промывочной жидкости. Толщина этой зоны зависит в основном от соотношения гранулометрического состава дисперсной фазы промывочной жидкости и структуры порового пространства (распределения пор по размерам) пласта, а также, вероятно, от перепада давлений в период бурения и от продолжительности воздействия

промывочной жидкости на породу. В гранулярных коллекторах наиболее тонкие частицы дисперсной фазы проникают по наиболее крупным поровым каналам, частично закрывают их, уменьшают площадь сечения и превращают крупные каналы в средние и мелкие. Хотя пористость породы в зоне кольматации при этом уменьшается незначительно, проницаемость снижается резко. Имеются данные о том, что наиболее тонкие частицы дисперсной фазы глинистых растворов могут проникать в поры с радиусом более  $1,6-6$  мкм. Исследования показывают, что, если диаметр пор  $d_n$  породы меньше утроенного диаметра  $d_z$  частиц твердой фазы промывочной жидкости, последние создают на поверхности стенок скважины фильтрационную корку и почти не проникают в пласт. Если  $3d_z < d_n < 10 d_z$ , частицы твердой фазы проникают неглубоко в породу, закрывают поры и создают фильтрационную корку в самой породе. Толщина такой зоны обычно не превышает  $1-2$  см. Если же диаметр пор превышает  $10 d_z$ , частицы могут проникать глубоко в пласт, на несколько десятков сантиметров и более [55]. В трещиноватый коллектор твердая фаза промывочной жидкости может проникать на очень большое расстояние, иногда — на десятки метров от скважины. В результате частичного отфильтровывания дисперсионной среды из промывочной жидкости на поверхности трещин образуются фильтрационные корки. Таким образом, трещины оказываются заполненными застудневшей промывочной жидкостью и фильтрационной коркой.

Удалить из пласта застудневшую промывочную жидкость, фильтрационные корки и другие частицы твердой фазы при освоении скважины удается лишь частично. Проницаемость зоны кольматации в результате проникновения дисперсной фазы промывочной жидкости нередко снижается в  $10$  раз и более.

Влияние фильтрата промывочной жидкости на коллекторские свойства более сложно. Во-первых, проникая в пласт, фильтрат жидкости на водной основе увлажняет породу. Часто в фильтрате содержатся химические вещества, способствующие увеличению гидрофильности породы и, следовательно, количества физически связанной воды. Но увеличение толщины гидратных оболочек ведет к уменьшению эффективного сечения поровых каналов, а повышение водонасыщенности — к уменьшению фазовой проницаемости для нефти и газа (см. § 3).

Во-вторых, как правило, в продуктивных пластах имеется некоторое количество глинистых минералов. Под влиянием водного фильтрата многие из глинистых минералов гидратируют и увеличиваются в объеме, набухают. Под воздействием водного фильтрата может происходить также дезинтеграция глинистых частиц и одновременно гидратация. Дезинтеграции способствуют щелочи, часто содержащиеся в промывочной жидкости. В результате дезинтеграции увеличиваются суммарная поверхность глинистых частиц и количество связанной воды. Оба процесса —

гидратация и дезинтеграция — ведут к уменьшению эффективного сечения поровых каналов, закрытию некоторых из них и уменьшению проницаемости.

В-третьих, проникая в продуктивный пласт, фильтрат оттесняет от скважины пластовую нефть (газ). Фильтрат обычно имеет меньшую вязкость, чем нефть. Продвигаясь по поровым каналам и микротрещинам, он встречает меньшее гидравлическое сопротивление и на некоторых участках движется быстрее, чем нефть. Наиболее благоприятствуют такому опережающему движению водного фильтрата участки поровых каналов с явно выраженной гидрофильной поверхностью. Было бы ошибочным представлять, что фильтрат движется по порам подобно поршню и вытесняет из них нефть и газ полностью. Совершенно четкой границы между зоной, занятой фильтратом, и чисто нефтяной (газовой) частью пласта нет. По крайней мере, в части приствольной области образуется смесь водного фильтрата и пластовой нефти; в поровых каналах этой области жидкая среда разбита на капельки водного фильтрата и нефти (эмульсия). При движении же эмульсии в пористой среде возникают значительно большие гидравлические сопротивления, нежели при фильтрации однородной жидкости. В случае образования водонефтяной эмульсии гидравлические сопротивления фильтрации нефти к скважине возрастают, а фазовая нефтепроницаемость уменьшается также благодаря эффекту Жамена (см. § 9).

В-четвертых, в фильтрате промывочной жидкости содержатся в растворенном виде различные химические вещества. Некоторые из них при взаимодействии с веществами, присутствующими в продуктивном пласте, могут давать нерастворимые осадки. Например, если в пласт в качестве фильтрата поступает жесткая вода, содержащая значительное количество ионов кальция, часть органических веществ может выпасть в осадок (скажем, в виде кальциевых мыл). В результате часть поровых каналов может быть закрыта, сечение других каналов — сужено.

В водном фильтрате всегда содержится большое количество воздуха. Кислород воздуха может окислять некоторые компоненты пластовой нефти и способствовать выпадению в осадок образующихся при этом смолистых веществ. Возможно, что в отдельных случаях парафины, асфальтены и смолы выпадают в осадок вследствие уменьшения температуры приствольной зоны при промывке скважины.

Снижение проницаемости коллектора под воздействием фильтрата промывочной жидкости, как правило, гораздо меньше, чем в результате кольматации частицами твердой фазы. Однако глубина проникновения фильтрата в пласт во много раз больше толщины зоны кольматации. Наиболее интенсивно фильтрат проникает в пласт в период бурения и промывки скважины. После прекращения промывки скорость проникновения фильтрата уменьшается как вследствие образования малопрони-

цаемой корки на стенках скважины, так и в результате уменьшения порового давления в промывочной жидкости в покое (см. § 10). В первом приближении оценить минимально возможный радиус зоны проникновения фильтрата за время промывки скважины можно следующим образом. Пусть скорость динамической водоотдачи промывочной жидкости  $V_d$ , мощность пласта  $h$ . За время  $t$  промывки скважины при бурении в пласт проникнет следующий объем фильтрата:

$$V_{\phi} = 2\pi r_c B_d t h.$$

Предположим, что фильтрат полностью вытесняет пластовую жидкость из открытых пор приствольной зоны. Тогда суммарный объем открытых пор загрязненной фильтратом зоны будет

$$V_a = \pi (r_s^2 - r_c^2) h k_{оп}.$$

Приравняв объемы, получим формулу для определения минимально возможного значения радиуса загрязненной зоны

$$r_s = \sqrt{r_c^2 + \frac{2r_c B_d t}{k_{оп}}} \quad (2.1)$$

Если, например, при бурении скважины радиусом  $r_c = 0,1$  м для промывки используют глинистый раствор с динамической водоотдачей  $B_d = 4 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup>/(м<sup>2</sup>·с), то при открытой пористости пласта  $k_{оп} = 0,2$  минимальный радиус зоны загрязнения после 1 ч непрерывной промывки будет равен 0,15 м, после 10 ч — 0,39 м, а после 50 ч — 0,84 м.

Чем меньше скорость бурения, тем продолжительнее воздействие потока промывочной жидкости. Но с увеличением продолжительности воздействия и динамической водоотдачи растет радиус зоны загрязнения. С повышением температуры в скважине уменьшается вязкость фильтрата и соответственно возрастают динамическая водоотдача и радиус зоны загрязнения. Действительный радиус зоны загрязнения гораздо больше вычисленного по формуле (2.1), поскольку полного вытеснения пластовой жидкости из пор породы не происходит.

Отфильтровывание под влиянием разности давлений является главной, но не единственной причиной проникновения дисперсионной среды промывочной жидкости в продуктивный пласт. Она может поступать, хотя и в гораздо меньших количествах, также под влиянием других факторов, таких, как осмотическое давление, капиллярные силы.

Осмотическое давление возникает на контакте двух растворов с разной минерализацией, разделенных полупроницаемой перегородкой; оно тем выше, чем больше разность концентраций. В скважине роль полупроницаемой перегородки выполняет фильтрационная корка, образующаяся на проницаемых стенках. Высокое осмотическое давление возникает в случае разбухания продуктивного пласта, содержащего минерализованную во-

ду, с использованием промывочной жидкости на пресной воде.

Капиллярное давление обратно пропорционально радиусу поровых каналов (см. § 9). В продуктивном пласте на значительном расстоянии от водонефтяного (газоводяного) контакта многие капиллярные и субкапиллярные поры заполнены углеводородами. При вскрытии пласта бурением с применением промывочной жидкости на водной основе равновесие капиллярных сил нарушается, и водная фаза начинает внедряться в тонкие нефтегазонасыщенные поры, оттесняя из них углеводороды в крупные поры. Процесс капиллярного впитывания может продолжаться до наступления равновесия капиллярных давлений. Наиболее интенсивно капиллярное впитывание протекает в газонасыщенных породах; в нефтенасыщенных породах этот процесс идет медленнее.

В период промывки скважины роль внедрения дисперсионной среды под влиянием осмотических и капиллярных сил незначительна по сравнению с ролью фильтрации под влиянием избыточного давления. В период же покоя картина может существенно измениться; в некоторых случаях, например, если продуктивный пласт малопроницаем, роль капиллярных сил и осмотического давления может быть, по-видимому, преобладающей.

При большой продолжительности воздействия промывочной жидкости с высокой водоотдачей водонасыщенность узкой зоны, примыкающей к скважине, под совокупным влиянием названных факторов может, вероятно, подняться до уровня, при котором вся нефть, способная двигаться, будет оттеснена в глубь пласта. Но это значит, что фазовая проницаемость такой зоны для нефти упадет до самого низкого уровня.

Покажем на примерах, сколь существенным может быть влияние проникновения в продуктивный пласт промывочной жидкости и ее фильтрата.

Сотрудники БашНИПнефть сопоставили дебиты скважин Арланского месторождения, нефтеносный пласт в которых был пробурен с промывкой глинистыми растворами с разной водоотдачей. За основу при сравнении приняли среднюю удельную продуктивность, т. е. суточный дебит скважины, отнесенный к 1 м эффективной мощности продуктивного пласта и депрессии в 1 Па. Величины средних удельных продуктивностей по трем группам скважин приведены в табл. 1.

Из табл. 1 видно, что средняя удельная продуктивность скважин в начальный период эксплуатации уменьшается по мере увеличения водоотдачи глинистых растворов.

На месторождениях Татарии, Башкирии, Украины, Куйбышевской области дебиты нефтяных скважин, в которых для вскрытия продуктивных пластов использовались растворы на нефтяной основе, в 3—4 раза выше дебитов скважин, пробуренных с промывкой глинистыми растворами; при этом продолжи-

Таблица 1

Водоотдача глинистого раствора по ВМ-6, см <sup>3</sup> /30 мин	Средняя удельная продуктивность, кг/(сут·м·Па)	
	Первый месяц эксплуатации	Третий месяц эксплуатации
<10	5,1·10 <sup>-2</sup>	4,8·10 <sup>-2</sup>
10—15	4,1·10 <sup>-2</sup>	3,5·10 <sup>-2</sup>
15—20	2,9·10 <sup>-2</sup>	2,6·10 <sup>-2</sup>

тельность работ по вызову притока и освоению скважин в первом случае составляла несколько часов, тогда как во втором — от нескольких суток до нескольких недель.

В одной из скважин на Ромашкинском месторождении в Татарии продуктивный девонский пласт был вскрыт со сплошным отбором керна и промывкой обращенной нефтяной эмульсией, при этом средняя нефтепроницаемость его была равна 0,58 Д. Затем в скважину закачали пластовую воду с таким расчетом, чтобы она проникла в пласт на 1,5—2 м. После повторного освоения оказалось, что средняя нефтепроницаемость пласта уменьшилась до 0,25 Д, т. е. в 2,3 раза, а проницаемость собственно загрязненной зоны — до 0,13 Д, т. е. почти в 4,5 раза.

На Газлинском газовом месторождении одну из скважин, дебит которой составлял 575 тыс. м<sup>3</sup>/сут, задавили глинистым раствором с водоотдачей 10 см<sup>3</sup>/30 мин. Спустя 4 сут скважину освоили, но дебит ее снизился до 305 тыс. м<sup>3</sup>/сут, т. е. в 1,9 раза, хотя депрессия в обоих случаях была одинаковой.

Как видим, при неудачно выбранной промывочной жидкости последняя способна резко ухудшить коллекторские свойства пристволенной зоны пласта, вследствие чего уменьшается удельная продуктивность, по крайней мере, в начальный период эксплуатации, возрастает продолжительность работ по вызову притока и освоению скважины. В некоторых случаях из-за сильного загрязнения продуктивного пласта вообще не удается получить промышленный приток нефти и газа. Сильное загрязнение в поисково-разведочных скважинах может быть причиной ошибочного заключения о неперспективности того или иного горизонта.

## § 12. Оценка степени загрязняющего воздействия промывочной жидкости на коллектор

Предположим, что пласт однородный, а фильтрация к скважине является плоско-радиальной. Приток пластовой жидкости происходит под влиянием разности между пластовым давлением  $p_{пл}$  на контуре питания радиусом  $r_k$  и забойным давлением

$p_c$  в скважине радиусом  $r_c$ . Обозначим давление на наружной границе загрязненной зоны  $p_a$ .

Объемная скорость притока пластовой жидкости из скважины в загрязненную зону согласно формуле (1.10)

$$Q' = \frac{2\pi kh}{\eta} \frac{(p_{пл} - p_a)}{\ln \frac{r_k}{r_a}}, \quad (а)$$

а из загрязненной зоны в скважину

$$Q'' = \frac{2\pi k_a h}{\eta} \frac{(p_a - p_c)}{\ln \frac{r_a}{r_c}}, \quad (б)$$

В силу неразрывности фильтрации  $Q' = Q'' = Q$ .

Наряду с этим, такую же скорость притока  $Q$  при данной депрессии  $p_{пл} - p_c$  можно получить из незагрязненного пласта с проницаемостью  $k_{эКВ}$

$$Q = \frac{2\pi k_{эКВ} h}{\eta} \frac{(p_{пл} - p_c)}{\ln \frac{r_k}{r_c}}, \quad (в)$$

Очевидно,

$$p_{пл} - p_c = (p_{пл} - p_a) + (p_a - p_c). \quad (г)$$

Подставив в выражение (г) значения разностей давлений из формул (а) и (б), получим [53]

$$\frac{k}{k_{эКВ}} = \frac{\ln \frac{r_k}{r_a} + \frac{k}{k_a} \ln \frac{r_a}{r_c}}{\ln \frac{r_k}{r_c}}. \quad (2.2)$$

Формула (2.2) показывает, сколь сильному уменьшению средней проницаемости всего пласта эквивалентно уменьшение проницаемости от  $k$  до  $k_a$  только небольшой пристволенной зоны. Например, если радиус области питания 800 м, радиус скважины 0,1 м, радиус загрязненной зоны 0,5 м, а проницаемость последней в 3 раза меньше проницаемости пласта, то такое загрязнение эквивалентно уменьшению проницаемости всего пласта в 1,4 раза; если же проницаемость загрязненной зоны будет в 6 раз меньше, это равносильно снижению проницаемости всего пласта в 1,9 раза.

Часто для оценки влияния загрязнения на коллекторские свойства пристволенной зоны пласта пользуются понятием о скин-эффекте (от английского слова skin — слой). Перепад давлений, необходимый для поддержания объемной скорости фильтрации  $Q$  через загрязненную зону, легко найти из формулы (б)

$$(p_a - p_c)_a = \frac{\eta Q \ln \frac{r_a}{r_c}}{2\pi k_a h}. \quad (д)$$

Если эта зона не загрязнена, для обеспечения такой же скорости фильтрации требуется перепад давлений:

$$p_a - p_o = \frac{\eta Q \ln \frac{r_a}{r_c}}{2\pi kh} \quad (e)$$

Вычитая из формулы (д) формулу (е), получаем выражение для определения дополнительного перепада давлений, который требуется для поддержания неизменной скорости фильтрации  $Q$  после загрязнения пристволенной зоны

$$(p_a - p_o)_a - (p_a - p_o) = \frac{\eta Q}{2\pi kh} \ln \frac{r_a}{r_c} \left( \frac{k}{k_a} - 1 \right) \quad (ж)$$

Величину

$$Sk = \left( \frac{k}{k_a} - 1 \right) \ln \frac{r_a}{r_c} \quad (2.3)$$

принято называть скин-эффектом [60].

Из формулы (2.3) видно, что величина скин-эффекта может быть как положительной, так и отрицательной. Если  $Sk > 0$ , это означает, что под влиянием промывочной жидкости коллекторские свойства пристволенной зоны ухудшились. Если же  $Sk < 0$ , проницаемость пристволенной зоны улучшилась по сравнению с проницаемостью той части пласта, в которую промывочная жидкость не проникла.

При разработке рецептуры промывочной жидкости для вскрытия продуктивного пласта важно правильно оценить возможную степень влияния ее на коллекторские свойства. Один из способов такой оценки состоит в том, что в лаборатории измеряют проницаемость образцов коллектора для нефти (газа) до загрязнения их промывочной жидкостью и после загрязнения; направление движения фильтрата промывочной жидкости через образец при загрязнении противоположно направлению фильтрации нефти при определении проницаемости. Величину отношения нефтепроницаемости образца после загрязнения к исходной нефтепроницаемости его называют коэффициентом восстановления проницаемости. Чем меньше коэффициент восстановления проницаемости, тем сильнее загрязняющее воздействие промывочной жидкости на коллекторские свойства пористой среды.

В табл. 2 показано, сколь существенным может быть влияние некоторых водных фильтратов, а в табл. 3 — глинистых растворов на величину коэффициента восстановления проницаемости гранулярных песчаников [1].

Как видим, в лабораторных опытах наиболее сильно снизилась проницаемость при проникновении в образец пресной воды; минерализованная пластовая вода и водный раствор хлористого кальция оказывали сравнительно малое влияние. Особенно резко уменьшилась проницаемость глинистого песчаника.

Таблица 2

Порода	Начальная проницаемость, Д	Вид жидкости, загрязняющей породу	Коэффициент восстановления
Искусственный безглинистый песчаник	0,6	Пресная вода	0,53
То же	2,0	То же	0,74
Девонский песчаник Ромашкинского месторождения	0,4	»	0,42
То же	2,0	»	0,50
»	0,4	Пластовая вода	0,86
»	2,0	То же	0,82
Глинистый песчаник	—	Дистиллированная вода	0,30
То же	—	1%-ный раствор NaCl	0,36
»	—	1%-ный раствор CaCl <sub>2</sub>	0,87

Таблица 3

Вид промывочной жидкости	Коэффициент восстановления проницаемости
Водопроводная вода	0,60
Пресный глинистый раствор № 1	0,72
Глинистый раствор № 1, обработанный 10% УЩР	0,47
Глинистый раствор № 1, обработанный 1% КМЦ	0,60
Раствор на нефтяной основе	1,00

### § 13. Применение поверхностно-активных веществ при вскрытии продуктивного пласта

При проникновении водного фильтрата промывочной жидкости в нефтенасыщенный пласт в поровых каналах возникает капиллярное давление, способствующее продвижению фильтрата в глубь породы и препятствующее фильтрации нефти к скважине. Величину капиллярного давления и, следовательно, эффект Жамена можно уменьшить, если найти средства для резкого снижения поверхностного натяжения на границе раздела фильтрат — углеводородная среда, увеличения эффективного радиуса поровых каналов за счет сокращения толщины адсорбционных оболочек и пленок на поверхности породы, гидрофобизации этой поверхности с таким расчетом, чтобы довести краевой угол смачивания до  $\theta \approx 90^\circ$ . Таким средством является применение соответствующим образом подобранных поверхностно-активных веществ.

Поверхностно-активные вещества, вводимые в промывочную жидкость для вскрытия продуктивного пласта, должны удовлетворять следующим требованиям:

а) при малой концентрации значительно уменьшать поверхностное натяжение на границе раздела вода — углеводородная среда;

б) улучшать смачиваемость породы нефтью в присутствии водного фильтрата промывочной жидкости;

в) не образовывать нерастворимого осадка при контакте с пластовыми водами, содержащимися в них солями и с горными породами;

г) препятствовать диспергированию и набуханию глинистых частиц, содержащихся в пласте, в присутствии водного фильтрата;

д) в возможно меньшей степени адсорбироваться на поверхности породы, так как при адсорбции в значительном количестве резко увеличиваются расход ПАВ и стоимость обработки им;

е) препятствовать образованию эмульсии в пористой среде, а в тех случаях, когда образование эмульсии неизбежно, способствовать возможно более тонкому измельчению глобул дисперсной фазы в ней, препятствовать коалесценции этих глобул;

ж) препятствовать образованию на границе раздела фаз адсорбционных слоев гелеобразной структуры, так как такие слои создают большое гидравлическое сопротивление фильтрации пластовой жидкости к скважине.

Для обработки промывочной жидкости перед вскрытием продуктивного пласта могут быть использованы как водорастворимые, так и нефтерастворимые ПАВ. Водорастворимые ПАВ, которые сильно снижают поверхностное натяжение и краевой угол смачивания, способствуют увеличению относительных проницаемостей пористой среды для нефти и воды и суммарной проницаемости для них. Нефтерастворимые ПАВ сильно снижают относительную проницаемость пористой среды для воды, способствуют уменьшению водонасыщенности породы, уменьшению толщины гидратных оболочек, гидрофобизируют поверхность поровых каналов.

В последние 10—15 лет различные ПАВ довольно широко используют для обработки промывочных жидкостей при вскрытии продуктивных пластов. Применяют как неионогенные (ОП-7, ОП-10, УФЭ<sub>8</sub>, КАУФЭ<sub>14</sub>, дисолван и др.), так и ионогенные ПАВ: анионные (сульфонол, азолят, сульфонатриевые соли СНС) и катионные (катапин, выравниватель А и др.). Во многих случаях получен весьма существенный эффект от их применения: увеличились средние начальные дебиты, сократились сроки освоения скважин. В некоторых случаях, однако, эффекта не получено.

Наиболее подходящими для обработки промывочных жидкостей на водной основе являются неионогенные ПАВ, так как они, во-первых, мало адсорбируются на поверхности горных пород

(поэтому эффект может быть достигнут при расходе небольшого количества ПАВ); во-вторых, весьма значительно снижают поверхностное натяжение на границе вода — нефть при малой концентрации. Такие представители этой группы, как оксиэтилированные фенолы ОП-7, ОП-10, полностью растворимы в пресной и минерализованной пластовой водах, а оксиэтилированные спирты — в пресной воде. Некоторые из спиртов полностью растворяются также в пластовых водах. Уже при концентрации 0,25% ОП-10, например, величина поверхностного натяжения на границе водный раствор ПАВ — нефть снижается в среднем в 5 раз. Неионогенные ПАВ сохраняют высокую поверхностную активность в минерализованных средах; они являются также высокоэффективными деэмульгаторами.

Анионные ПАВ — «Новость», «Прогресс», сульфонат, сульфонол и другие полностью растворяются только в пресной воде, практически нерастворимы в керосине и дают хлопьевидные осадки в пластовой воде. Катионные ПАВ — арквады, катамин А, катапин А, выравниватель А полностью растворяются в пресной и пластовой водах. Ионогенные ПАВ, за некоторым исключением, адсорбируются на поверхности горных пород в большем количестве, чем неионогенные. Поэтому расход таких ПАВ на обработку для получения эффекта в снижении поверхностного натяжения на границе раздела вода — нефть в условиях пристрельной зоны продуктивного пласта существенно выше, чем неионогенных. Это важный фактор, если учесть, что стоимость ПАВ достаточно высока.

По данным БашНИПИнефть, на Арланском нефтяном месторождении при вскрытии продуктивного пласта с промывкой водой, обработанной неионогенным ПАВ ОП-10, средняя продуктивность в начальный период эксплуатации возросла более чем в 1,5 раза, тогда как при обработке анионным ПАВ сульфонолом уменьшилась более чем на 40% по сравнению со средней продуктивностью при промывке глинистым раствором. Такой характер влияния ПАВ на эффективность вскрытия пласта, видимо, объясняется тем, что ОП-10 полностью растворяется в минерализованной пластовой воде, не образует нерастворимых осадков при взаимодействии с солями пластовой воды и практически полностью сохраняет в этих условиях поверхностную активность. Коэффициент восстановления нефтепроницаемости возрастает в 2—2,5 раза по сравнению с промывкой водой без ПАВ и достигает 0,8—1,0 при градиентах давления 5—10 МПа/м. Водонасыщенность породы при вытеснении водного раствора ПАВ нефтью значительно уменьшается, что обусловлено в основном вытеснением пленочной и капиллярно-удерживаемой воды.

Анионный же сульфонол при контакте, например, с минерализованной пластовой водой угленосного горизонта в значительной мере утрачивает поверхностную активность (с увеличением концентрации этой воды на контакте с раствором ПАВ поверх-

Материал	Средний диаметр, мкм	Диапазон размеров пор, мкм
Бентонитовые глины	1,5	$\leq 10$
Пылевидный кремнезем	2,0	$\leq 10$
Порошок кремнезема обычной зернистости	15	2—64
Гравий 0,42—0,84 мм	550	210—840
Гравий 0,84—2,0 мм	1545	840—2000
Гравий 1,4—2,4 мм	2000	1680—2380

ностное натяжение возрастает) и образует обильные хлопьевидные осадки, которые частично закрывают поровые каналы и дополнительно уменьшают проницаемость пристволенной зоны.

Из этого примера не следует, однако, делать вывод вообще о непригодности сульфанола и других ионогенных ПАВ для обработки промысловых жидкостей с целью улучшения качества вскрытия продуктивных пластов. Положительные результаты получены при использовании анионного сульфанола, катионного алкамона ОС-2 и других ионогенных ПАВ в ряде областей (Азербайджан, Татария, Саратовская, Пермская области, Чечено-Ингушетия и др.). При отсутствии неионогенных ПАВ во многих случаях можно воспользоваться ионогенными ПАВ, но конкретный вид ПАВ и рецептуру обработки всегда нужно выбирать с учетом степени минерализации (и солевого состава) пластовой воды и водной основы промысловой жидкости, температуры во вскрываемом пласте и степени адсорбции ПАВ на поверхности горной породы. Концентрация ПАВ в фильтрате после адсорбции части его на поверхности породы должна быть достаточной для эффективного снижения поверхностного натяжения на границе раздела вода — углеводородная среда.

#### § 14. Основные требования к составу и свойствам промысловой жидкости для вскрытия продуктивного пласта

Наилучшими промысловыми жидкостями для вскрытия продуктивных пластов при бурении являются газообразные агенты и безводные растворы на нефтяной основе, а также обращенные эмульсионные растворы с минерализованной водной фазой.

В большинстве случаев при разбуривании продуктивных пластов в настоящее время применяют промысловые жидкости на водной основе. К выбору наиболее подходящей для этой цели жидкости следует предъявить ряд требований. Основные из них таковы:

1) фильтрат промысловой жидкости не должен способствовать набуханию глинистых частиц, увеличению гидрофильности породы и количества физически связанной воды в порах пласта;

2) состав фильтрата должен быть таким, чтобы при проникновении его в пласт не происходили физические или химические взаимодействия, сопровождающиеся образованием нерастворимых осадков;

3) гранулометрический состав твердой фазы промысловой жидкости должен соответствовать структуре порового пространства продуктивного пласта; во избежание глубокого проникновения твердых частиц в пласт в промысловой жидкости содержание частиц диаметром  $d_n > \frac{1}{3} d_n$  должно быть не менее 5 об. % от общего объема твердой фазы [55];

4) поверхностное натяжение на границе фильтрат — углеводородное содержимое пласта должно быть минимальным;

5) водоотдача при забойных условиях температуры и давления должна быть минимальной, а плотность и реологические свойства такими, чтобы дифференциальное давление при разбуривании продуктивной толщи было близким к нулю;

6) степень минерализации и солевой состав фильтрата должны быть близкими к пластовым, а осмотическое давление минимальным.

С точки зрения этих требований, бесщелочные минерализованные промысловые жидкости с малой водоотдачей значительно лучше для вскрытия продуктивных пластов, нежели пресные или щелочные (например, обработанные УЩР) растворы, даже если последние имеют меньшую водоотдачу, а многокомпонентные пены гораздо эффективнее капельных промысловых жидкостей на водной основе.

Необходимо при бурении первых разведочных скважин на каждой площади отбирать керн из продуктивных пластов и в лаборатории определять солевой состав флюидов каждого пласта и распределение пор по размерам. В зависимости от результатов такого анализа следует разрабатывать рецептуру промысловой жидкости для последующих скважин, прежде всего минералогический состав дисперсионной среды и гранулометрический состав твердой фазы. В реальных породах продуктивных пластов спектр пор может быть весьма широким. Вполне вероятно поэтому, что в состав дисперсной фазы промысловой жидкости придется вводить закупоривающие частицы не какого-то одного размера, а нескольких размеров с таким расчетом, чтобы они могли создать мостики на соответствующих порах и образовать неглубоко от ствола скважины сравнительно тонкую фильтрационную корку. Размеры таких частиц и концентрация их в промысловой жидкости должны удовлетворять правилу, указанному в п. 3. При бурении последующих скважин необходимо повторять анализы структуры порового пространства и состава пластовых флюидов.



дов и при необходимости вносить соответствующие коррективы в рецептуры промывочных жидкостей.

В табл. 4 приводятся данные о размерах некоторых материалов, которые могут быть использованы в качестве закупоривающих добавок [66].

### § 15. Методы вхождения в продуктивную залежь

Условимся под методом вхождения понимать последовательность операций разбуривания и крепления непосредственно продуктивной залежи. Применяют несколько методов вхождения, основными из которых являются пять рассматриваемых ниже.

Метод 1. Продуктивную залежь пробуривают, не перекрывая предварительно вышележащие породы специальной колонной обсадных труб, затем спускают до забоя обсадную колонну и цементируют. Для сообщения внутренней полости обсадной колонны с продуктивной залежью ее перфорируют, т. е. в колонне простреливают большое число отверстий (рис. 8, а).

Метод имеет следующие достоинства: прост в реализации; позволяет селективно сообщать скважину с любым пропластком продуктивной залежи; стоимость собственно буровых работ может быть меньше, чем при других методах вхождения.

В случае использования промывочной жидкости на водной основе при этом методе, однако, велика вероятность сильного загрязнения продуктивной залежи, поскольку свойства жидкости приходится выбирать с учетом геолого-физических условий не только в самой залежи, но также во всей открытой части ствола выше нее. При сильном загрязнении продуктивной залежи велики затраты времени и средств на вызов притока и освоение скважины, а дебит часто намного ниже потенциально возможного.

Метод 2. Предварительно до кровли продуктивной залежи спускают и цементируют обсадную колонну, изолируя вышележащие породы. Затем продуктивную залежь пробуривают долотами меньшего диаметра и оставляют ствол скважины ниже башмака обсадной колонны открытым (рис. 8, б).

При таком методе вхождения состав и свойства промывочной жидкости выбирают с учетом ситуации только в самой залежи, что позволяет свести к минимуму опасность загрязнения коллектора; поверхность же фильтрации пластовой жидкости в скважину оказывается наибольшей.

Рассматриваемый метод, однако, применим только в случае, если продуктивная залежь сложена устойчивыми породами и насыщена только одной жидкостью; он не позволяет селективно эксплуатировать какой-либо пропласток.

Метод 3. Отличается от предыдущего тем, что ствол скважины в продуктивной залежи перекрывают фильтром, который

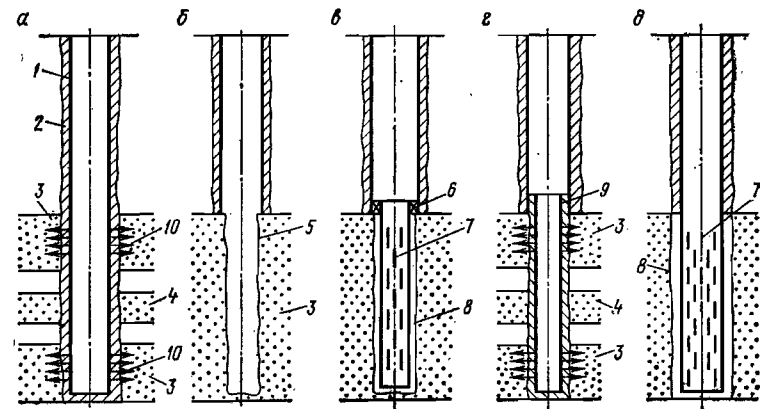


Рис. 8. Схемы конструкций призабойной части скважин:

1 — обсадная колонна; 2 — цементный камень; 3 — нефтеносный пласт; 4 — водоносный пласт; 5 — открытый ствол; 6 — подвеска; 7 — фильтр; 8 — стенка скважины; 9 — хвостовик; 10 — перфорационные каналы

подвешивают в обсадной колонне; пространство между фильтром и колонной часто изолируют пакером (рис. 8, в). Метод имеет те же достоинства и ограничения, что и предыдущий. В отличие от предыдущего, его можно применять и в тех случаях, когда продуктивная залежь сложена породами, недостаточно устойчивыми при эксплуатации.

Метод 4. Скважину обсаживают колонной труб до кровли продуктивной залежи, затем разбуривают последнюю и перекрывают хвостовиком. Хвостовик цементируют по всей длине, а затем перфорируют против заданного интервала (рис. 8, г).

При таком методе можно избежать существенного загрязнения коллектора, выбирая промывочную жидкость только с учетом ситуации в самой залежи. Он допускает селективную эксплуатацию различных пропластков и позволяет быстро и с минимальными затратами средств осваивать скважину.

Хотя конструкция скважины несколько усложняется, тем не менее четвертый метод, по-видимому, является для многих месторождений наиболее рациональным с точки зрения получения наибольших дебитов нефти и освоения скважины в кратчайший срок.

Метод 5. Отличается от первого метода лишь тем, что в скважину после разбуривания продуктивной залежи спускают обсадную колонну, нижний участок которой заранее составлен из труб с щелевыми отверстиями, и тем, что цементируют лишь интервал выше кровли продуктивной залежи (рис. 8, д). Перфорированный участок колонны размещают против продуктивной залежи. При этом методе обеспечить селективную эксплуатацию того или иного пропластка нельзя.

## § 16. Методика выбора метода вхождения в продуктивную залежь

При выборе метода вхождения в продуктивную залежь целесообразно придерживаться следующей методики.

А. Оценить мощность продуктивной залежи, подлежащей разбуриванию, и выяснить число проницаемых пластов в интервале от кровли залежи до проектной глубины скважины.

Б. Выяснить характер насыщенности всех проницаемых пластов продуктивной залежи и решить, какие методы вхождения приемлемы для данной конкретной ситуации. Так, если вся продуктивная залежь представляет собой как бы единый пласт, насыщенный только одной жидкостью (например, только газом или только нефтью), могут быть использованы все методы. Если же перемежаются, скажем, нефтеносные пласты с водоносными либо в одном проницаемом пласте содержатся две или три жидкости, для вхождения могут быть использованы только первый и четвертый методы.

В. Если вскрытию подлежит массивная продуктивная залежь (т. е. толщина большой мощности — в несколько сот метров и более, — насыщенная одной жидкостью, обычно газом), оценить возможность одновременного пробуривания всей мощности толщи без перекрытия верхней ее части промежуточной колонной.

В массивных газовых залежах коэффициент аномальности пластового давления существенно изменяется по мощности рассматриваемого интервала: коэффициент аномальности  $k_{a,в}$  в кровле часто намного больше коэффициента аномальности  $k_{a,н}$  близ подошвы.

Для вскрытия бурением верхней части такой залежи во избежание проявления из пласта относительная плотность промывочной жидкости должна быть

$$\rho_0 \geq k_{a,в}. \quad (2.4)$$

Жидкость с такой плотностью можно использовать при разбуривании всей мощности массивной залежи лишь в том случае, если давление столба ее меньше давления поглощения в нижней и средней частях толщи, т. е., если

$$\rho_0 < k_{п,н}, \quad (2.5)$$

где  $k_{п,н}$  — индекс давления поглощения в нижнем интервале массивной залежи.

В тех же случаях, когда это последнее условие не соблюдается, вскрытие всей мощности массивной залежи сразу недопустимо, так как возникнет поглощение тяжелой промывочной жидкости в нижнюю часть залежи, вслед за которым может начаться газопроявление из верхних интервалов.

В подобных ситуациях до вскрытия нижнего интервала залежи бурением верхний интервал следует перекрыть обсадной колонной и надежно герметизировать. После этого необходимо уменьшить плотность промывочной жидкости и тогда лишь вскрывать нижний интервал.

Г. Оценить характер изменения коллекторских свойств по мощности продуктивной залежи. Если проницаемость существенно не изменяется, можно применять все методы вхождения, но предпочтительнее второй, третий или пятый. Если же проницаемость одних продуктивных участков сильно отличается от проницаемости других, целесообразнее использовать первый или четвертый методы, которые позволяют избирательно получать приток из любого участка продуктивной залежи.

Д. Оценить устойчивость пород продуктивной залежи. Если породы хорошо сцементированы и нет оснований опасаться, что как в процессе бурения, так и при длительной эксплуатации они начнут разрушаться, резонно применить второй метод вхождения. Если породы недостаточно устойчивы и при эксплуатации вместе с потоком жидкости возможен вынос частиц коллектора, лучше использовать третий или пятый методы. В случае неустойчивых пород, которые могут разрушаться даже в процессе бурения, пригодны в основном только первый и четвертый методы.

Е. Учесть соотношение коэффициентов аномальности пластовых давлений в продуктивной залежи и в расположенных выше нее проницаемых горизонтах и оценить возможную степень загрязнения продуктивных пластов промывочной жидкостью и ее фильтратом, а также тампонажным раствором в период бурения и крепления скважины при каждом из тех методов вхождения, которые при учете всех упомянутых выше факторов могут быть использованы в данной продуктивной залежи.

Окончательное решение в пользу того или иного метода должно быть принято с учетом экономических факторов.

## § 17. Вскрытие продуктивных пластов с низкими коэффициентами аномальности пластовых давлений

При вскрытии пластов с аномально низкими давлениями с использованием для этого обычных капельных промывочных жидкостей имеется опасность не только глубокого проникновения в пласт фильтрата, но и поглощения самой жидкости под влиянием большого дифференциального давления. Известно немало случаев, когда из таких пластов, загрязненных поглощенным глинистым раствором, не удавалось вообще получить никакого притока.

Уменьшить опасность загрязнения и повысить качество вскрытия пластов с низкими коэффициентами аномальности можно, если в процессе бурения поддерживать равновесие между давлением в скважине и пластовым давлением, а при очень

низких коэффициентах аномальности — даже отрицательное дифференциальное давление. Если коэффициент аномальности пластового давления находится в диапазоне  $0,9 < k_a \leq 1,0$ , равновесие давлений можно обеспечить даже при использовании для промывки капельных жидкостей (на углеводородной основе). Если же  $k_a < 0,9$ , для поддержания равновесия давлений приходится использовать аэрированные промывочные жидкости, пены или газ (воздух). При равновесии давлений предотвращается возможность поступления в пласт промывочной жидкости и ее фильтрата, но не исключается возможность впитывания водной основы ее под действием капиллярных сил и осмотического давления. Конечно, возможная степень снижения проницаемости для пластовой жидкости при этом существенно меньше. Тем не менее ее следует учитывать и состав водной основы выбирать так, чтобы отрицательное влияние указанных факторов свести к минимуму.

**Применение аэрированной жидкости.** Наиболее широко используют аэрированную воду, минерализованную с целью уменьшить осмотическое давление. Основной способ аэрации — смешивание воздуха, нагнетаемого в линию обвязки скважины компрессорами, с водой, подаваемой в нее буровыми насосами.

Поддержание равновесия давлений можно обеспечить путем регулирования объемного расхода жидкой дисперсионной среды и степени аэрации ее (т. е. отношения объемного расхода воздуха при нормальных условиях к объемному расходу жидкой среды). Поскольку в процессе разбухания продуктивного пласта в промывочную жидкость поступают также углеводородные газы, частично газирование жидкости происходит непосредственно в скважине, и это следует учитывать при регулировании подачи компрессоров.

**Применение пен.** Пены являются своеобразной аэрированной жидкостью. В аэрированной воде воздух находится в виде крупных пузырьков, которые легко перемещаются относительно жидкой среды. Такая система термодинамически крайне неустойчива; даже при кратковременном прекращении циркуляции она быстро распадается на отдельные компоненты: воздух быстро перемещается вверх, а жидкая среда оказывается почти полностью дегазированной.

Своеобразие пен заключается, во-первых, в том, что в их состав входят четыре или пять компонентов (воздух, вода, пенообразующее ПАВ, твердые частицы выбуренной породы и часто — стабилизирующее ПАВ, способствующее повышению устойчивости); во-вторых, воздух (газ) присутствует в виде мелких пузырьков, равномерно распределенных во всем объеме и разделенных тонкими жидкостными пленками; в-третьих, полярные группы ПАВ сильно гидратированы и образуют на поверхности водных прослоек своеобразный каркас, который придает пене устойчивость, т. е. способность длительного существования

воздушных пузырьков в неподвижной среде, противодействует коалесценции пузырьков, выделению из пены основной массы воздуха и отстаиванию дегазированной дисперсионной среды.

Поскольку устойчивость пены гораздо выше устойчивости аэрированной воды, реальное содержание воздуха (газа) в пене при одинаковой степени аэрации выше. Поэтому создаваемое пеной давление на стенки скважины меньше, чем при промывке аэрированной водой. На рис. 9 приводится график распределения давлений по глубине скважины при промывке водой (кривая 1), аэрированной водой при степени аэрации  $a=40$  (кривая 2) и пеной с той же степенью аэрации при концентрации сульфанола 0,1% (кривая 3); расход жидкой фазы во всех случаях одинаков. С увеличением глубины разность давлений, создаваемых потоком аэрированной воды и потоком пены при одинаковых степенях аэрации и расходе дисперсионной среды, возрастает. Эта разность при прочих равных условиях увеличивается с уменьшением расхода дисперсионной среды [1].

Так как пена имеет большую устойчивость и содержит большее количество воздуха, дегазация ее сложнее, чем аэрированной воды или обычного газированного глинистого раствора. Для разрушения пены и удаления газа нужны высокопроизводительные дегазаторы. Дегазации пены способствует также дросселирование потока в штуцере, устанавливаемом на выкиде из скважины.

**Применение газообразных агентов.** При разбухании продуктивных пластов с очень низкими коэффициентами аномальности, а также пластов с низкой проницаемостью или насыщенных высоковязкой нефтью для удаления шлама с забоя можно успешно использовать воздух (газ). В этом случае благодаря отрицательному дифференциальному давлению пласт совершенно не загрязняется, а в скважину в процессе бурения притекает пластовая жидкость. Во избежание образования взрывоопасной смеси воздуха с пластовыми углеводородами в воздушный поток вводят водный раствор пенообразующего ПАВ. Устье скважины герметизируют соответствующими превенторами.

**Многозабойные скважины.** На нефтяных месторождениях с аномально низким пластовым давлением, с плохими коллекторскими свойствами, с высокой вязкостью нефти приток к скважине можно существенно повысить, если кратно увеличить поверхность фильтрации. Для этого из основного ствола скважины бурят несколько боковых стволов, направляя их наклонно или поч-

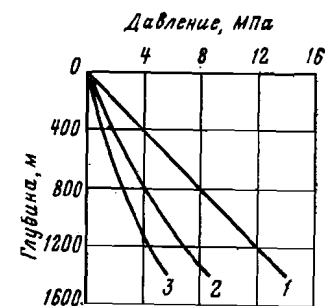


Рис. 9. График распределения давлений по глубине скважины при промывке водой, аэрированной водой и пеной

ти горизонтально по продуктивному пласту. Длина боковых стволов колеблется от нескольких десятков до нескольких сотен метров.

Расчеты показывают, что дебит скважины, пробуренной в однородном по коллекторским свойствам пласте, может увеличиться в 2 раза и более, если суммарная длина боковых стволов такого же диаметра, как и основной, составит 10—20% радиуса области питания. На рис. 10 показан график зависимости относительного дебита многозабойной скважины от относительной длины боковых стволов в продуктивном пласте.

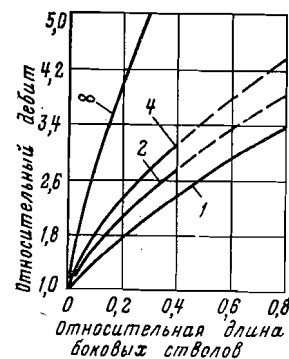


Рис. 10. График влияния числа и относительной длины боковых стволов на относительный дебит многозабойной скважины. Цифры у кривых означают число боковых стволов

Под относительным дебитом понимается отношение дебита многозабойной скважины к дебиту скважины такого же диаметра без боковых стволов. За относительную длину принято отношение суммарной длины боковых стволов к радиусу области питания [62]. Во многих случаях прирост дебитов оказывается даже более значительным.

Число боковых стволов зависит от конкретных условий того участка продуктивного пласта, где сооружается скважина. Если продуктивные пласты на месторождении не истощены сильно предыдущей эксплуатацией, горизонтальные проекции боковых стволов размещают обычно так, чтобы равномерно дренировать область питания. Если же месторождение сильно истощено или коллекторские свойства крайне неоднородны по мощности и по площади, приходится учитывать и соответственно регулировать длину, число и профиль боковых стволов, направляемых в ту или иную сторону.

Надо заметить, что из-за сложности работ по принудительному искривлению боковых стволов, сравнительно низких скоростей бурения, а также из-за трудности предотвращения прорыва чуждых вод к продуктивному пласту многозабойные скважины сооружают в основном в тех случаях, когда другие методы интенсификации притока нефти неэффективны.

### § 18. Вскрытие объектов с аномально высоким пластовым давлением

Перед вскрытием пласта с аномально высоким давлением скважину во избежание газо-, нефте- и водопроявлений запол-

няют утяжеленной промывочной жидкостью, плотность которой должна быть такой, чтобы выполнялось условие (1.41).

Чем выше коэффициент аномальности пластового давления, тем, как правило, меньше разность между индексом давления поглощения и коэффициентом аномальности. Нередко поэтому статическое давление столба промывочной жидкости оказывается близким к давлению поглощения (т. е. гидроразрыва или раскрытия естественных трещин) продуктивного пласта. Во время бурения и особенно при спуске бурильного инструмента в скважину при подобной ситуации промывочная жидкость под воздействием возникающего высокого гидродинамического давления может проникать по трещинам и другим крупным каналам в продуктивный пласт и серьезно загрязнять его.

Чем меньше плотность пластовой жидкости и больше мощность продуктивного пласта, тем больше разность между коэффициентами аномальности в кровле и близ подошвы его. При большой мощности пласта из-за этого во время бурения на нижнюю часть его действует весьма большое избыточное давление

$$P_{\text{диф}} = P_{\text{ст}} + P_{\text{гд}} - P_{\text{пл}}, \quad (2.6)$$

где  $P_{\text{гд}}$  — гидродинамическое давление при промывке или спуске колонны труб.

Поэтому задача предотвращения загрязнения продуктивных объектов с аномально высоким пластовым давлением является не менее важной, чем при вскрытии пластов с низкими коэффициентами аномальности.

Основной путь решения задачи — это поддержание в период разбуривания пласта минимального положительного дифференциального давления.

В период разбуривания продуктивного пласта в промывочную жидкость всегда поступает пластовая жидкость. Основные пути проникновения пластовой жидкости (газа) в скважину в этот период таковы:

- а) вместе с обломками выбуриваемой породы, поры которой она насыщает;
- б) в результате диффузии;
- в) вследствие гравитационного замещения легкой пластовой жидкости в крупных полостях, вскрытых скважиной, более тяжелой промывочной жидкостью;

г) в результате притока из пласта в тех случаях, когда давление в скважине оказывается ниже пластового (например, при быстром подъеме бурильной колонны, при подъеме долота с возникшим возле него сальником, под влиянием снижения порового давления в тиксотропной промывочной жидкости при длительном отсутствии циркуляции).

Более легкая пластовая жидкость (прежде всего, газ) стремится перемещаться в более тяжелой промывочной жидкости вверх. Если устье скважины открыто, то по мере подъема по ее

стволу из пластовой жидкости выделяются пузырьки растворенного газа и объем пузырьков постепенно увеличивается. Когда же расстояние до открытого устья становится небольшим (несколько сот метров), расширение пузырьков газа происходит очень интенсивно.

Если содержание пластового газа в промывочной жидкости мало, выделение свободных пузырьков и расширение их по мере приближения к устью не представляет опасности до тех пор, пока снижение забойного давления, обусловленное уменьшением плотности промывочной жидкости, весьма незначительно и пока с помощью имеющихся на буровой средств дегазации удастся полностью удалять газ и восстанавливать исходную плотность промывочной жидкости перед новым циклом циркуляции. Газирование промывочной жидкости, однако, становится опасным, если вызванные этим уменьшение плотности циркулирующей промывочной жидкости и снижение забойного давления значительны, так как может начаться (или интенсифицироваться) приток из пласта. Одним из признаков возникновения такой опасной ситуации является увеличение уровня жидкости в приемных емкостях насосов при промывке вследствие недостаточно полной дегазации ее.

Нередко в скважинах против продуктивного пласта в период отсутствия промывки образуются пачки газа. Если восстановить промывку, пачка газа будет перемещаться вверх и увеличиваться в объеме. При приближении к устью она в результате интенсивного расширения вытолкнет из скважины расположенную выше порцию промывочной жидкости; при этом забойное давление скачкообразно понизится. Такое явление называют выбросом. Резкое снижение забойного давления при выбросе часто приводит к интенсивному притоку из пласта и фонтанированию, если не приняты меры к герметизации устья и созданию достаточного противодействия на пласт. Поэтому восстанавливать промывку в случае газирования промывочной жидкости следует только при герметизированном устье скважины.

Большую опасность представляет поступление в промывочную жидкость значительного количества газированной нефти, так как забойное давление при этом уменьшается не только в результате расширения пузырьков газа по мере приближения к устью скважины, но также вследствие того, что плотность нефти всегда меньше плотности промывочной жидкости.

Если устье скважины закрыто, то при продвижении газированной пачки вверх по стволу возможно лишь весьма ограниченное расширение пузырьков газа по мере того, как в результате водоотдачи в окружающие породы будет уменьшаться объем промывочной жидкости. Но это означает, что в пузырьках газа сохраняется давление, близкое к пластовому. Чем выше поднимается газированная пачка, тем большим становится избыточное давление на закрытом устье и, следовательно, тем больше

давление, передаваемое промывочной жидкостью на стенки скважины, тем больше опасность разрыва пород и поглощения. Снижение же уровня жидкости при поглощении ведет к уменьшению противодействия на газоносный пласт и интенсификации притока из него.

При быстром открытии автоматического предохранительного клапана, как и в случае истечения жидкости через штуцера наземного герметизирующего оборудования при значительном избыточном давлении на устье, в системе возникают колебания давления (волновой процесс), что отрицательно сказывается на работе оборудования. Существенно уменьшить амплитуду колебаний можно, если в системе обвязки противовыбросового оборудования устья использовать штуцера с регулируемой величиной площади проходного канала, а после таких штуцеров установить специальные сепараторы повышенного по сравнению с атмосферным давлением и достаточно большого объема. Это позволяет уменьшить перепад давлений, срабатываемый в штуцере, и осуществить первичную сепарацию газа из промывочной жидкости.

В последние годы все более широко применяется способ бурения, при котором поддерживается равновесие между пластовым давлением в разбуриваемом объекте и забойным давлением. Поддержание практически нулевого дифференциального давления позволяет существенно повышать скорость бурения и сводить к минимуму загрязнение продуктивного пласта. В этом случае, однако, в период разбуривания продуктивного пласта, особенно с высоким коэффициентом аномальности, в скважине близ устья из промывочной жидкости может выделяться газ. Следовательно, устье скважины должно быть постоянно герметизировано, а в кольцевом пространстве при бурении может возникать избыточное давление. Условие равновесия давлений

$$p_{пл} = p_{ст} + p_{гд} + p_{у.к.} \quad (2.7)$$

где  $p_{у.к.}$  — избыточное давление у устья в кольцевом пространстве.

Если обеспечить хорошую непрерывную дегазацию промывочной жидкости и не допускать существенной концентрации газа и нефти в ней, можно добиться, чтобы избыточное давление на протяжении большей части времени работы долота на забое практически отсутствовало,  $p_{у.к.} \approx 0$ . Для этого необходимо на время каждого рейса скважину заполнять промывочной жидкостью, плотность которой рассчитана с учетом реологических свойств ее, скорости и режима течения в кольцевом пространстве в соответствии с условием (2.7), и тщательно контролировать как свойства жидкости, так и режим промывки. Перед окончанием рейса на период спуско-подъемных операций и других работ, при которых скважину не промывают, ее заполняют более тяжелой промывочной жидкостью, плотность которой вы-

бирают с соблюдением условия (1.41). Эту жидкость хранят в резервных емкостях, обвязанных с буровыми насосами. При восстановлении промывки для очередного рейса утяжеленную жидкость вытесняют из скважины в резервные емкости и снова заменяют более легкой. Чтобы свести потери каждой из жидкостей в результате их перемешивания к минимуму и обеспечить соблюдение равновесия давлений при бурении, целесообразно для контроля плотности выходящей из скважины жидкости использовать автоматический плотномер.

### § 19. Противовыбросовое оборудование устья скважины

До вскрытия пласта с аномально высоким давлением на устье скважины устанавливают комплект противовыбросового оборудования, который обычно включает два плащечных и универсальный превенторы. При роторном бурении, при бурении с продувкой, с промывкой аэрированной жидкостью, с обратной промывкой, а также при бурении с регулируемым дифференциальным давлением (в том числе — с поддержанием равновесия давлений) в состав комплекта включают также вращающийся превентор. Вращающиеся превенторы используют для герметизации устья скважины в период вращения или расхаживания бурильной колонны, пока избыточное давление на устье сравнительно невелико. При высоком избыточном давлении вращать или перемещать колонну бурильных труб не рекомендуется, так как при этом быстро изнашивается резина уплотнительных элементов и нарушается герметичность.

Схема герметизации устья скважины при высоком давлении такова. На фланец верхнего конца кондуктора (или промежуточной колонны) устанавливают крестовину с двумя боковыми отводами (рис. 11). Сверху к крестовине последовательно крепят превенторы сначала плащечные, затем — универсальный (и вращающийся). Над верхним превентором устанавливают патрубко-направление. Пока на устье давление атмосферное и необходимости в герметизации нет, промывочная жидкость из скважины при бурении направляется по патрубку-направлению в очистную систему. К этому же патрубку присоединяют трубопровод от емкости для долива скважины при подъеме бурильной колонны.

К крестовине присоединяют два трубопровода: рабочий и аварийный. Рабочий трубопровод снабжают быстросменным и регулируемым штуцерами. После закрытия превентора поток промывочной жидкости направляется из скважины по рабочему трубопроводу в очистную систему; при этом избыточное давление сбрасывается в штуцерах. К рабочему трубопроводу присоединяют линии от бурового насоса и от насоса, способного создавать более высокое давление (обычно в качестве такого используют насос мощного цементировочного агрегата). По на-

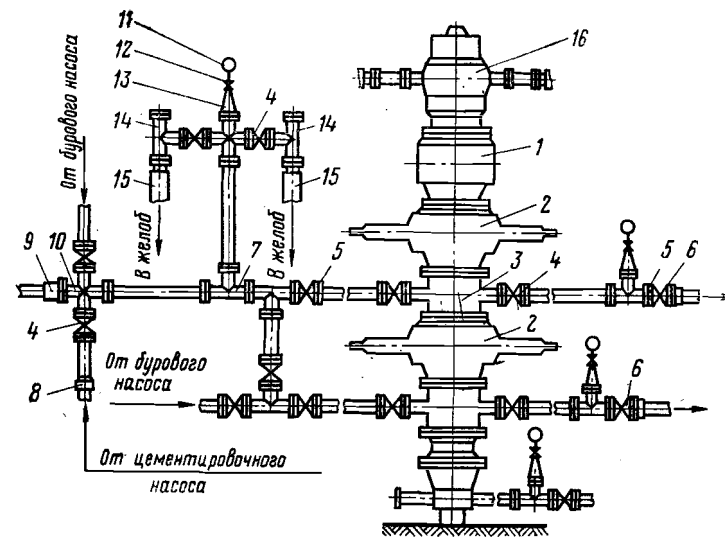


Рис. 11. Схема герметизации устья скважины при высоком давлении:

1 — универсальный превентор; 2 — плащечный превентор; 3 — крестовина; 4, 6 — края высокого давления; 5 — фланец; 7 — тройник; 8 — быстросменное соединение к насосу высокого давления; 9 — быстросменные штуцера; 10 — крестовина; 11 — манометр; 12 — трехходовой кран; 13 — буфер; 14 — регулируемый штуцер; 15 — отбойная камера; 16 — вращающийся превентор

порным линиям в скважину подают утяжеленную промывочную жидкость, если необходимо ликвидировать начавшееся проявление.

Аварийная линия служит для отвода пластовой жидкости (газа) в специальный амбар или к факелу в случае начавшегося проявления, если скважину нельзя оставить закрытой на время, пока ведется подготовка к глушению ее. На рабочем и аварийном трубопроводах устанавливают краны высокого давления с дистанционным управлением, манометры высокого давления, а иногда также расходомер.

Если ожидают, что могут быть вскрыты объекты с очень высоким пластовым давлением и что в пластовой жидкости (газе) в случае проявления может содержаться большое количество абразивных частиц или компонентов, вызывающих коррозию, вместо двух устанавливают три плащечных превентора, в том числе один с глухими плашками; в комплект обвязки при этом вводят также вторую крестовину, дополнительные рабочую и аварийную линии.

Весь комплект противовыбросового оборудования размещают между полом буровой и поверхностью земли. Рабочий и аварийный трубопроводы кладут на специальные стойки-опоры и крепят к ним, чтобы устранить возможность сильной вибрации при эксплуатации.

Рабочее давление противовыбросового оборудования должно соответствовать максимальному давлению, которое может возникнуть на устье скважины в случае закрытия превентора после начавшегося газо-, нефте-, водоявления. При бурении газовых и разведочных скважин наибольшее избыточное давление на устье определяют для случая выброса всей промывочной жидкости по формуле

$$p_y = p_{пл} e^{-s}, \quad (2.8)$$

где

$$s = \frac{0,034 \rho_{ог} z_{пл}}{\beta_c T_c}, \quad (2.9)$$

$T_c$  — средняя абсолютная температура газа в скважине (по шкале Кельвина);  $e$  — основание натуральных логарифмов.

В случае нефтяной скважины возможное избыточное давление на устье обычно рассчитывают по приближенной формуле

$$p_y = p_{пл} - \rho_{ф} g z_{пл}, \quad (2.10)$$

где  $\rho_{ф}$  — плотность газированной нефти в закрытой скважине.

Для безводных скважин  $\rho_{ф}$  можно определить по одной из следующих эмпирических формул [45]:

$$\rho_{ф} = 1274 - 0,555 m_{ф}, \quad (2.11)$$

если давление насыщения нефти меньше давления на устье скважины;

$$\rho_{ф} = 1450 - 0,75 m_{ф}, \quad (2.12)$$

если давление насыщения больше избыточного на устье.

Здесь  $m_{ф}$  — масса нефти и газа, выделившихся при атмосферных условиях из 1 м<sup>3</sup> пластовой нефти;

$$m_{ф} = \rho_n + G_{ф} \rho_r, \quad (2.13)$$

где  $\rho_n$  — плотность дегазированной нефти при атмосферных условиях;  $\rho_r$  — плотность газа, выделившегося из пластовой нефти, при тех же условиях;  $G_{ф}$  — газовый фактор перед закрытием скважины.

Уменьшить перепад давлений, срабатываемый в штуцерах, вибрации, которые возникают при дросселировании потока газированной жидкости, а также поддерживать большую стабильность давления в кольцевом пространстве скважины и осуществлять первичное отделение газа от жидкости при повышенном давлении по сравнению с атмосферным позволяют устьевые сепараторы. Устьевые сепараторы применяют прежде всего для бурения при равновесии давлений. Обычно на буровой устанавливают два сепаратора: один рассчитан на рабочее давление 8—10 МПа, второй — на избыточное давление около 1 МПа.

Сепаратор представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с полусферическими днищем и крышкой. Он имеет

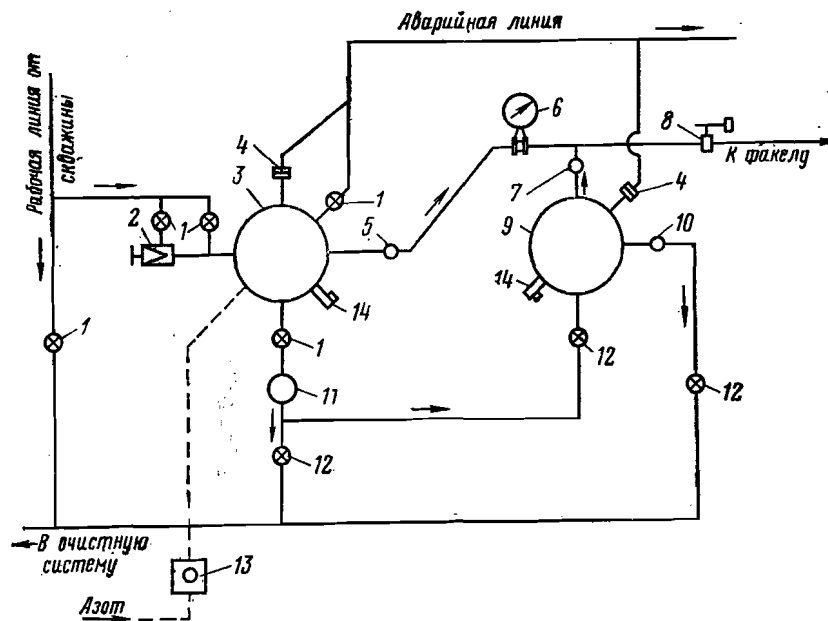


Рис. 12. Схема обвязки устьевых сепараторов для бурения при регулируемом давлении:

1 — краны высокого давления; 2 — регулируемые штуцера; 3 — сепаратор высокого давления; 4 — предохранительный клапан; 5 — разгрузочный клапан высокого давления для газа; 6 — газовый счетчик; 7 — разгрузочный клапан низкого давления для газа; 8 — обратный клапан; 9 — сепаратор низкого давления; 10 — разгрузочный клапан низкого давления для жидкости; 11 — разгрузочный клапан высокого давления для жидкости; 12 — краны низкого давления; 13 — регулятор подачи азота; 14 — датчик уровня

несколько боковых отводов, расположенных на разных уровнях, и один отвод в крышке. Два средних боковых отвода сепаратора высокого давления соединяются трубопроводами с рабочей линией обвязки противовыбросового оборудования: один — сразу же после регулируемых штуцеров, второй — в обход этих штуцеров (рис. 12). На всех отводах установлены краны высокого давления либо предохранительные клапаны.

Перед началом работы сепаратор частично заполняют жидкостью, а пространство над ней — сжатым азотом под рабочим давлением. Сепаратор высокого давления используют прежде всего в период восстановления промывки скважины, в которой открыт горизонт с высоким пластовым давлением (или ореол вторжения в зоне АВПД); за время покоя в такой скважине часто появляются пакки сильно газированной жидкости с высоким давлением. Если ожидаемое избыточное давление в кольцевом пространстве у устья может превысить рабочее давление в первом сепараторе, промывочную жидкость направляют в последний через регулируемый штуцер. После снижения давления у устья до рабочего в первом сепараторе промывочную

жидкость пускают в обход штуцеров. При малом избыточном давлении у устья поток жидкости направляют в сепаратор низкого давления, первый же сепаратор выключают.

В сепараторе высокого давления часть газа, содержащегося в промывочной жидкости, выделяется и через верхний боковой отвод направляется для утилизации. Частично дегазированная жидкость через нижний боковой отвод направляется в сепаратор низкого давления, где вновь дегазируется. Из этого сепаратора газ через верхний боковой отвод направляется для сжигания в факеле, а промывочная жидкость через нижний боковой отвод — в очистную систему для освобождения от частиц шлама и окончательной дегазации.

Комплект сепараторов снабжен контрольно-измерительными приборами: на газоотводных линиях устанавливают газовые счетчики-расходомеры; на верхних и нижних боковых отводах — разгрузочные клапаны; последние регулируют отвод газа и жидкости так, чтобы в сепараторе стабильно сохранялось рабочее давление. Управление работой сепараторов и регулируемых штуцеров осуществляется дистанционно со специального пульта, на который выведены также показания всех датчиков.

С целью предотвращения выброса жидкости через бурильные трубы непосредственно под ведущей трубой, а в зарубежной практике — между ведущей трубой и вертлюгом устанавливают обратный клапан высокого давления.

## § 20. Оборудование нижнего участка скважины фильтром

Если продуктивный пласт сложен несцементированной или слабосцементированной породой, при освоении и эксплуатации скважины, часто даже при невысокой депрессии, начинается разрушение коллектора. В скважину при этом выносятся значительное количество песка. Одним из эффективных способов предотвращения выноса песка является оборудование нижнего участка скважины, в зоне эксплуатируемого продуктивного пласта, специальным гравийным фильтром.

Для создания такого фильтра в скважину в зону продуктивного пласта спускают при помощи бурильных труб и подвешивают на нижней части предыдущей обсадной колонны металлический остов, который обычно состоит из нескольких обсадных труб с профрезерованными в их стенках отверстиями щелевидной формы и центрирующих фонарей. Затем в зазор между фильтром и стенками скважины намывают гравий. На рис. 13 показана одна из схем намыва гравия. В скважину примерно до нижнего конца фильтра спускают колонну труб (бурильных или насосно-компрессорных) со специальным распределительным устройством. Скважину промывают сначала чистой жидкостью, затем в жидкость вводят специальные фракции гравия. Поток жидкости транспортирует гравий по колонне труб через распре-

делительное устройство в кольцевой зазор между фильтром и стенками скважины (рис. 13, а). Гравий заполняет этот зазор, а жидкость, пройдя через отверстия фильтра, поднимается в распределительное устройство и далее по затрубному пространству — на дневную поверхность. Когда весь участок ствола за остовом заполнится гравием, намыв последнего прекращают и опрессовывают гравийное уплотнение. После опрессовки способом обратной циркуляции вымывают из фильтра излишний гравий (рис. 13, б) и трубы поднимают из скважины.

Эффективность работы гравийного фильтра существенно зависит от выбора гранулометрического состава гравия и в меньшей степени от толщины гравийной обсыпки. Если, например, коллектором служит слабо сцементированный тонкозернистый песчаник, а для обсыпки используют очень крупные зерна гравия, при эксплуатации тонкие частицы породы смогут легко проникать в скважину вместе с пластовой жидкостью по крупным поровым каналам гравийного фильтра. Во избежание этого размер частиц гравия для фильтра всегда выбирают с учетом гранулометрического состава породы продуктивного пласта. Для выяснения гранулометрического состава необходимо отобрать с помощью колонковых снарядов либо боковых грунтоносов образцы из той части данного продуктивного пласта, в которую не проникли частицы твердой фазы промывочной жидкости. Затем по кривой суммарного гранулометрического состава находят размер отверстий такого сита, через которое прошло 50% всей массы частиц, взятой для анализа. Этот размер принимают за базовый  $d_6$ . Для изготовления

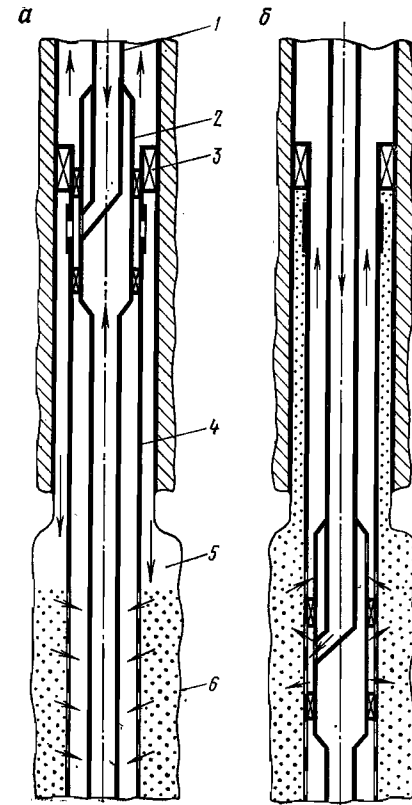


Рис. 13. Схема намыва гравия для создания фильтра (способ фирмы «Лайенс»):

а — намыв гравия; б — обратная промывка  
 1 — колонна труб; 2 — распределитель потоков; 3 — пакер; 4 — хвостовик с фильтровыми трубами; 5 — гравий; 6 — стенка скважины



фильтра рекомендуется использовать фракцию гравия с размером частиц [66]

$$d_{\text{г}} = (5-6) d_{\text{б}}. \quad (2.14)$$

Чем больше в пласте тонких частиц, тем мельче должен быть гравий. Желательно, чтобы гравий состоял в основном из зерен кварца или других твердых и коррозионностойких материалов. Для уменьшения гидравлических сопротивлений фильтра рекомендуется использовать зерна округлой формы.

Ширина щелей в остове фильтра должна отвечать соотношению

$$d_{\text{щ}} \approx 2d_{\text{г}}. \quad (2.15)$$

Минимальная толщина гравийной обсыпки, при которой обеспечивается удержание основной массы частиц скелета породы, движущихся вместе с пластовой жидкостью, равна примерно (4—5)  $d_{\text{г}}$ . На практике всегда намывают фильтры с большей толщиной обсыпки. Иногда для этого ствол скважины в продуктивном пласте немного расширяют механическими или гидравлическими расширителями. При расширении следует использовать только такие промывочные жидкости, которые не загрязняют пласт.

## ГЛАВА 3

### ОПРОБОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

#### § 21. Задачи и сущность опробования

Важнейшие задачи при бурении разведочных скважин — выявление всех пластов, в которых содержатся нефть и газ, и установление промышленной ценности каждого из них. В значительной степени эти задачи решают с использованием методов промысловой геофизики и с помощью отбора керна. В терригенных породах с помощью методов промысловой геофизики обычно удается выявить те пласты, в которых могут содержаться углеводороды, уточнить положение кровли и подошвы перспективных объектов и получить ряд других полезных материалов. В карбонатных породах эти методы часто не приносят успеха.

Окончательное заключение о наличии нефти и газа в том или ином пласте, сложенном даже терригенными породами, и тем более о его промышленной значимости можно сделать только в результате прямого опробования, т. е. получения притока жидкости (газа) из пласта. В задачи опробования перспективных горизонтов входит:

- а) получение притока пластовой жидкости (газа) из опробуемого объекта;
- б) отбор пробы пластовой жидкости (газа) для последующего лабораторного анализа состава ее и свойств;
- в) оценка продуктивности объекта;
- г) оценка коллекторских свойств пласта;
- д) оценка степени загрязненности приствольной зоны пласта.

Сущность опробования заключается в изоляции рассматриваемого объекта от всех остальных проницаемых объектов и от воздействия давления столба промывочной жидкости, заполняющей скважину, создании достаточно большой разности между пластовым давлением в данном объекте и давлением в скважине с целью получения притока пластовой жидкости, регистрации объемной скорости притока и характера изменения давления в скважине против данного объекта на протяжении всего периода опробования, а также в отборе представительной пробы пластовой жидкости.

Конкретный объем задач, которые ставятся при опробовании того или иного горизонта, зависит от назначения скважины, перспективности объекта, способа опробования, устойчивости пород в необсаженной части ствола скважины, состава и свойств про-

мывочной жидкости, возможностей оборудования и аппаратуры, которыми располагает предприятие, квалификации инженерного персонала и других факторов.

Решить эти задачи можно как в процессе бурения, сразу же после вскрытия данного перспективного объекта, до перекрытия его обсадной колонной, так и после завершения бурения всей скважины и укрепления стенок ее колонной труб. В последнем случае решение задач опробования совмещают с детальным испытанием объекта, если из него получают приток жидкости. Поскольку в процессе бурения возможно существенное загрязнение проницаемого пласта и ухудшение его коллекторских свойств, наиболее достоверную первоначальную информацию о содержимом пласта можно получить при опробовании в процессе бурения, пока не проникло в пласт значительное количество промывочной жидкости и ее фильтрата. Во многих случаях опробование в процессе бурения позволяет также заметно уменьшить стоимость скважины:

а) если опробованные объекты оказались непродуктивными, отпадает необходимость спуска и цементирования обсадной колонны для их разобщения;

б) если непродуктивной оказалась часть объектов, отпадает необходимость детального испытания их, перфорации обсадной колонны против таких объектов, а также установки разобщающих мостов на период испытания.

К опробованию после окончания бурения скважины и спуска обсадной колонны следует прибегать лишь в крайних случаях:

а) если породы крайне неустойчивы и эффективное опробование в процессе бурения невозможно из-за опасности прихвата опробователя или ненадежности разобщения данного объекта от других проницаемых объектов и воздействия давления столба промывочной жидкости в скважине;

б) если аппаратура непригодна для опробования данного объекта, например вследствие чрезмерно высокой пластовой температуры.

В процессе бурения объекты опробуют по мере их вскрытия, т. е. способом «сверху вниз».

После окончания бурения объекты опробуют способом «снизу вверх». Это означает, что сначала опробуют самый нижний объект. Затем, изолировав его цементным мостом, опробуют следующий, ближайший к нему сверху объект. Так, последовательно переходя от нижнего объекта к верхнему, выясняют продуктивность всех намеченных к опробованию возможно перспективных горизонтов. Техника и технология этого способа опробования аналогичны применяемым при освоении скважин и детальном испытании объектов (см. § 72).

Для опробования объектов в процессе бурения используют специальные аппараты. Можно выделить три группы таких аппаратов:

1. Аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. С их помощью можно из того или иного локального участка объекта отобрать в герметизированный баллон небольшую по объему (обычно от 5 до 20 дм<sup>3</sup>) порцию жидкости (газа) и зарегистрировать характер изменения давления и температуры в баллоне за период отбора пробы.

Достоинства такого способа опробования: а) минимальный объем подготовительных работ к спуску аппарата в скважину; б) минимальные затраты времени на спуск и подъем аппарата и отбор пробы жидкости; в) минимальная степень загрязнения объекта промывочной жидкостью до начала опробования.

Основной недостаток способа: малый объем информации об опробуемом объекте, что связано с ограниченной вместимостью баллона и с тем, что исследование охватывает лишь незначительную часть мощности объекта.

Опробование с помощью аппаратов, спускаемых в скважину на кабеле, следует рассматривать как весьма оперативный и дешевый способ получения первоначальной информации об интересующем предприятии объекте, особенно об объектах малой мощности или малой перспективности. Принцип действия, конструкция аппаратов и технология опробования с их помощью рассматриваются в курсе «Промысловая геофизика».

2. Аппараты, спускаемые в скважину при помощи колонны бурильных труб и часто именуемые пластоиспытателями. Эти аппараты весьма широко используются в бурении и позволяют получить наибольший объем информации об опробуемом объекте.

Основные недостатки пластоиспытателей: а) необходимость выполнения довольно значительного объема подготовительных работ перед спуском аппарата в скважину; б) значительные затраты времени как на собственно спуск и подъем, так и на подготовительные к спуску работы; в) возможность более существенного загрязнения подлежащего опробованию объекта промывочной жидкостью за время подготовительных работ и спуска, нежели в случае использования аппарата на кабеле; г) большая стоимость работ, чем при использовании аппарата на кабеле.

3. Аппараты, сбрасываемые внутрь колонны бурильных труб непосредственно перед началом опробования объекта. Такие аппараты позволяют опробовать тот объект, который в данный момент разбуривается долотом. Основные достоинства аппаратов: а) возможность опробования объекта, пока он практически еще не загрязнен промывочной жидкостью; б) минимальные затраты времени на спуск и подъем аппарата и подготовительные работы к опробованию; в) минимальная стоимость опробования.

Недостатки таких аппаратов: а) сравнительно малый объем порции жидкости, отбираемой из объекта, и недостаточный объ-

ем информации, получаемой об объекте; б) возможность использования только при роторном бурении.

Аппараты первой и третьей групп, по-видимому, целесообразно использовать в качестве оперативных средств для получения первичной информации о содержимом того или иного объекта. Пластоиспытателями же следует опробовать прежде всего те объекты, наличие нефти или газа в которых подтверждено данными оперативных методов и промысловой геофизики; их также следует применять в тех случаях, когда нет уверенности в достоверности данных промысловой геофизики и оперативных способов опробования.

### § 22. Принципиальная схема опробования объекта с помощью пластоиспытателя

Современный отечественный пластоиспытатель состоит из следующих основных узлов (рис. 14): фильтра 6, пакера 5, собственно опробователя с уравнильным 4 и главным впускным 3 клапанами, запорного клапана 2 и циркуляционного клапана 1.

В период спуска аппарата в скважину главный клапан 3 опробователя (рис. 14, а) закрыт; поэтому жидкость, вытесняемая пластоиспытателем, не может проникнуть внутрь колонны труб и движется вверх только по кольцевому пространству. Чтобы уменьшить гидравлическое давление, которое действует на стенки скважины в подпакерной зоне в период спуска аппарата и которое в большей мере зависит от гидравлических сопротивлений, возникающих в узком зазоре между стенками скважины и уплотнительным элементом пакера, отверстия уравнильного клапана 4 на время спуска аппарата оставляют открытыми. Часть жидкости, вытесняемой пластоиспытателем, перетекает из подпакерной зоны в надпакерную также через щели в фильтре 6, внутреннюю полость штока пакера и отверстия уравнильного клапана.

Спустив пластоиспытатель в скважину, расширяют в радиальном направлении резиновый уплотнительный элемент пакера 5 так, чтобы он плотно прижался к стенкам скважины и герметично разобщил подпакерную зону от надпакерной (рис. 14, б). Вслед за этим закрываются отверстия уравнильного клапана 4, открываются отверстия главного клапана 3 и подпакерная зона скважины получает сообщение с внутренней полостью опробователя, а через открытый запорный клапан 2 также с полостью колонны бурильных труб.

При спуске в скважину полость колонны труб заполняют жидкостью с таким расчетом, чтобы давление столба последней было существенно меньше пластового давления в опробуемом объекте. Если объект имеет более или менее значительную проницаемость и содержит жидкость (газ), после открытия клапана 3 эта жидкость под влиянием мгновенно возникшей депрес-

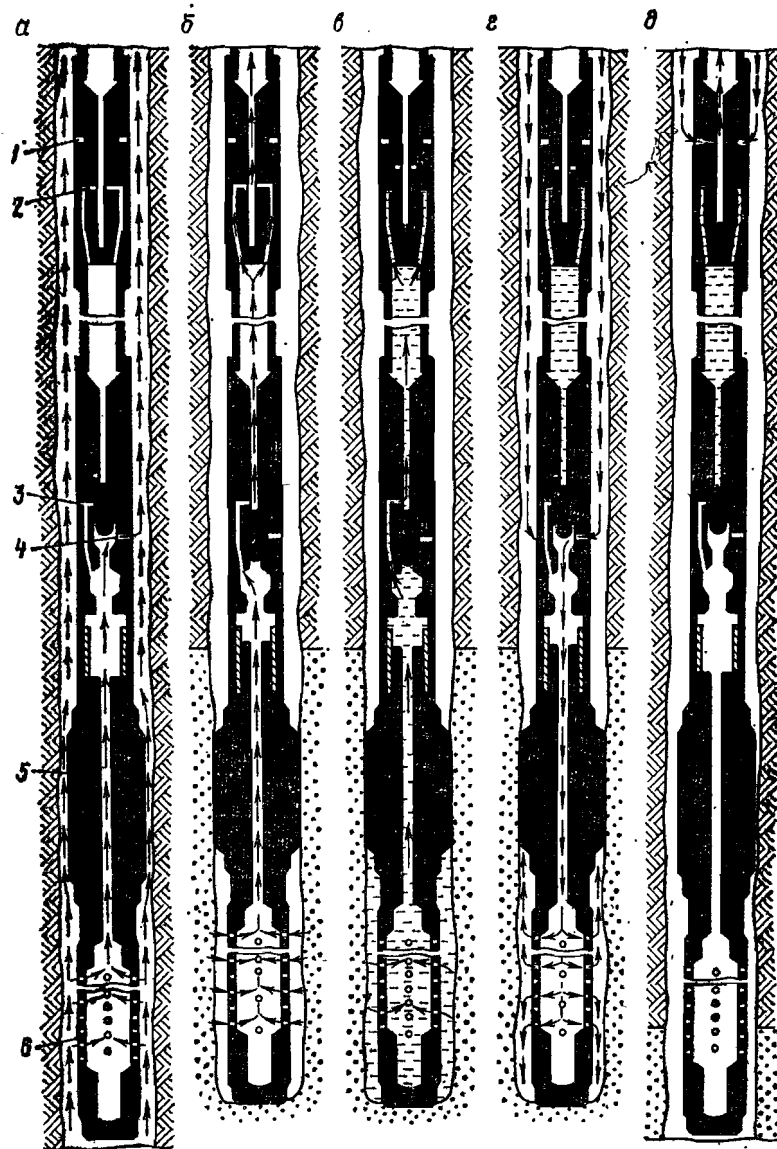


Рис. 14. Схема опробования перспективного горизонта при помощи пластоиспытателя:

а — спуск аппарата; б — первый открытый период опробования; в — первый закрытый период; г — открытие уравнильного клапана; д — промывка через циркуляционный клапан при подъеме из скважины

сии начнет притекать из пласта в подпакерную зону скважины и через отверстия в фильтре 6 и открытые клапаны 2 и 3 заполнять полость бурильной колонны. Приток из пласта будет про-

должаться до тех пор, пока клапаны 2, 3 остаются открытыми либо пока давление столба жидкости в колонне труб и пластоиспытателе не сравняется с пластовым.

Спустя некоторое время приток пластовой жидкости в бурильные трубы прерывают, закрывая для этого запорный клапан 2 (рис. 14, в). После закрытия клапана 2 поступление жидкости из пласта в подпакерную зону будет еще продолжаться, а давление возрастает до тех пор, пока оно не станет равным пластовому.

Если запорный клапан 2 открыть вновь, приток пластовой жидкости в бурильные трубы возобновится, а давление в подпакерной зоне в момент открытия клапана резко понизится. Спустя некоторое время запорный клапан 2 снова закрывают; при этом приток в трубы прекращается, а давление в подпакерной зоне быстро возрастает вследствие продолжающегося поступления сюда жидкости из пласта.

После выравнивания давлений в подпакерной зоне и в пласте приподнимают колонну бурильных труб, прикладывая к ней усилие, несколько превышающее ее вес в жидкости; при этом сначала закроется главный клапан 3, затем откроется уравнивательный клапан 4 и промывочная жидкость из надпакерного пространства начнет перетекать в подпакерную зону (рис. 14, г). Давления на резиновый элемент пакера сверху и снизу выравниваются, и, так как осевая сжимающая сила исчезла, резиновый элемент возвратится в первоначальное, транспортное состояние, а пакер будет освобожден от прижатия к стенкам скважины. Теперь пластоиспытатель можно поднимать из скважины.

Те отрезки времени, в течение которых пластовая жидкость поступает в полость колонны бурильных труб, принято называть открытыми периодами опробования. Те же отрезки времени, в течение которых приток из пласта в подпакерную зону происходит при закрытом запорном клапане, называют закрытыми периодами. Очевидно, интенсивность роста давления в подпакерной зоне в течение закрытого периода намного больше, чем в открытый период.

### § 23. Компонировка пластоиспытателя

В состав компоновки пластоиспытателя, помимо названных выше, входит еще ряд узлов. Рассмотрим кратко назначение узлов полной компоновки.

*Фильтр.* Предназначен для пропуска жидкости из пласта в пластоиспытатель в период опробования и для задержания сравнительно крупных частиц скелета пласта, которые могут содержаться в пластовой жидкости; в случае проникновения в пластоиспытатель такие частицы могут абразивно изнашивать клапаны и другие элементы аппарата либо закупоривать каналы с малым проходным сечением, например штуцер.

Фильтр состоит, как правило, из двух секций, разделенных между собой заглушкой. Верхняя секция представляет собой патрубок с резьбой на концах, в стенках которого профрезерованы продольные щели шириной не более 3 мм для прохода жидкости. Нижняя же секция имеет радиальные отверстия для сообщения со скважиной.

Если в пластовой жидкости содержится значительное количество сравнительно крупных твердых частиц, во время фильтрации жидкости при опробовании такие частицы могут закупоривать щели, создавать на верхней секции своего рода фильтрационную корку. Гидравлическое сопротивление такой корки может быть весьма большим. По мере закупорки щелей и роста гидравлического сопротивления скорость притока пластовой жидкости уменьшается. Четко разграничить уменьшение скорости притока вследствие закупорки щелей от уменьшения скорости притока, обусловленного другими причинами, можно путем сопоставления давлений в верхней секции и в скважине во время опробования. Для этого в обе секции помещают глубинные манометры; манометр в нижней секции регистрирует давление в скважине. Значительное различие в показаниях этих манометров является признаком закупорки щелей.

К нижней секции снизу присоединяют опорный башмак.

В период опробования фильтр должен находиться непосредственно против того участка пласта, из которого предстоит получить приток жидкости. Если расстояние от этого участка до забоя больше длины фильтра, к нему снизу присоединяют одну или несколько толстостенных бурильных труб и на нижнюю трубу навинчивают башмак. Трубы, расположенные ниже фильтра, образуют хвостовик.

*Пакер.* Пакер служит для герметичного разобщения подлежащего опробованию объекта от остальной части скважины. Для опробования используют пакеры механического и гидравлического действия. На рис. 15 показан современный пакер с раздвижной металлической опорой. Он состоит из полого штока 6, на который насажен цилиндрический резиновый уплотнительный элемент 4, корпуса 2 с верхним переводником 1, нажимной головки 3, лепестковой металлической опоры 5 для уплотнительного элемента, нижнего переводника 7 и шпоночного соединения для передачи вращения от корпуса к штоку и нижнему переводнику.

Если башмак фильтра поставить на забой и на него создать осевую нагрузку частью веса колонны бурильных труб, корпус пакера будет перемещаться вниз относительно неподвижного штока, который через нижний переводник соединен с фильтром. При перемещении корпуса вниз нажимная головка прижимает резиновый элемент к металлической опоре и сдавливает его в осевом направлении; при этом в радиальном направлении резиновый элемент расширяется и плотно прижимается к стенкам

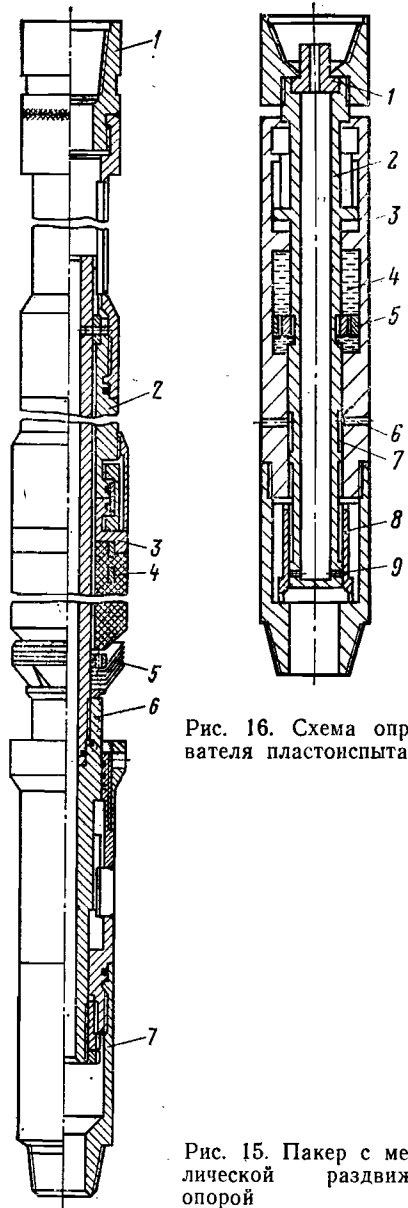


Рис. 16. Схема опробователя пластоиспытателя

Рис. 15. Пакер с металлической раздвижной опорой

скважины, если первоначальный зазор между элементом и стенками невелик. Лепестковая опора, образованная металлическими пластинами, под влиянием осевой сжимающей нагрузки на пакер раздвигается и сокращает свободный кольцевой зазор между стенками скважины и пакером, препятствуя таким путем затеканию в этот зазор резины при радиальном расширении уплотнительного элемента.

По окончании опробования при приложении к пакеру осевой растягивающей силы резиновый элемент сокращается в радиальном направлении, а пластины лепестковой опоры возвращаются в исходное транспортное положение.

Для надежной пакеровки необходимо соблюдать следующее соотношение между диаметрами резинового элемента  $d_{\text{п}}$  и ствола скважины  $d_{\text{с}}$  в месте установки пакера:

$$d_{\text{п}} \geq (0,8 \div 0,9) d_{\text{с}}. \quad (3.1)$$

Ясс. В период опробования нижние узлы пластоиспытателя могут быть прихвачены. Чтобы облегчить освобождение их, в компоновку пластоиспытателя включают гидравлический ясс. Принцип действия таких яссов

рассматривается в курсе «Технология бурения».

**Опробователь.** Это основной узел пластоиспытателя. В состав его входят (рис. 16):

а) уравнильный клапан 6, предназначенный для облегчения перетока промывочной жидкости, вытесняемой пластоиспытателем, из подпакерного пространства в надпакерное при спуске (а при подъеме — в противоположном направлении), уменьшения возникающего при этом гидродинамического давления и обеспечения выравнивания давлений над и под пакером перед освобождением последнего по окончании опробования;

б) главный, или впускной, клапан 9, который должен предотвращать поступление промывочной жидкости в полость колонны труб в период спуска пластоиспытателя в скважину и подъема из нее и, напротив, пропускать в эту полость пластовую жидкость в период опробования;

в) тормозная камера 4 с поршнем 5, часто именуемая гидравлическим реле времени, предназначенная для задержки открытия впускного клапана 9 на некоторый наперед заданный интервал времени после создания на пластоиспытатель осевой сжимающей нагрузки;

г) штуцер 1 для ограничения скорости притока пластовой жидкости в период опробования и уменьшения ударной нагрузки на хвостовик в момент открытия впускного клапана;

д) шток 2 и корпус 3, предназначенные для размещения перечисленных выше устройств, а также для передачи осевых усилий и вращающего момента от колонны труб к расположенным ниже узлам пластоиспытателя.

В период спуска пластоиспытателя в скважину шток 2 занимает наивысшее положение относительно корпуса 3; отверстия впускного клапана 9 герметично закрыты гильзой 8; сальник 7 находится выше отверстия уравнильного клапана 6, поэтому последний открыт и промывочная жидкость, вытесняемая пластоиспытателем, может перетекать из подпакерного пространства через внутренние полости фильтра, ясса и клапан 6 в кольцевое пространство скважины над пакером. При создании же осевой сжимающей силы для пакеровки шток 2 опускается относительно корпуса 3 в нижнее положение; при этом сначала сальник 7 закрывает отверстия уравнильного клапана 6, а затем нижний конец штока 2 выходит из гильзы 8, открывая отверстия главного клапана 9.

Сжимающая осевая нагрузка на пластоиспытатель при спуске может возникнуть неожиданно, если башмак фильтра или пакер сядут на сужение или на выступ в стволе скважины. Для того чтобы при внезапном появлении сжимающей нагрузки не открылся преждевременно главный клапан пластоиспытателя, в конструкцию опробователя введена тормозная камера 4, поршень 5 которой посажен с некоторой свободой на наружную проточку штока 2. Поршень делит полость камеры 4 на две части — нижнюю и верхнюю; они могут сообщаться друг с другом только через узкий канал в поршне, если на пластоиспытатель действует осевая сжимающая сила, а также через гораз-

до большего сечения зазор между поршнем и штоком, открывающийся в случае приложения к пластоиспытателю осевой растягивающей силы.

Когда шток 2 под действием осевой сжимающей силы стремится опуститься вниз относительно корпуса 3, вместе с ним должен перемещаться поршень 5. Перемещению же поршня препятствует жидкость, находящаяся в нижней части камеры 4. Так как в этот период жидкость может перетекать из нижней части камеры в верхнюю только через узкий канал в поршне, то скорость опускания штока и поршня будет зависеть от гидравлического сопротивления этого канала, а длительность перемещения из верхнего крайнего положения в нижнее (а следовательно, и промежутков времени от момента создания осевой сжимающей силы до момента открытия отверстий главного клапана) — также от объема тормозной камеры.

Гидравлическое сопротивление узкого канала можно регулировать изменением длины его и вязкости жидкости в камере. Для этого поршень сделан из двух деталей, соединяемых друг с другом с помощью ленточной резьбы; резьба же нарезана так, что между вершиной витка одной детали и впадиной витка смежной образуется небольшой зазор. Длина узкого канала прямо пропорциональна числу витков резьбы, находящихся в зацеплении.

После изготовления пластоиспытателя на заводе гидравлическое реле времени тарируют, т. е. экспериментально определяют тот промежуток времени  $t_{от}$  после создания осевой сжимающей нагрузки  $P_{от}$ , по истечении которого откроется главный впускной клапан. Чтобы оценить срок открытия впускного клапана после создания сжимающей нагрузки при опробовании в условиях скважины, можно воспользоваться формулой [6]

$$t_{и} = t_{от} \frac{P_{от} l_{и} \eta_{и}}{P_{и} l_{от} \eta_{от}}, \quad (3.2)$$

где  $l_{от}$ ,  $l_{и}$  — длина узкого канала при тарировке и при опробовании объекта в скважине соответственно;  $\eta_{от}$ ,  $\eta_{и}$  — вязкость жидкости в тормозной камере при температуре и давлении в период тарировки и опробования соответственно;  $P_{и}$  — величина осевой сжимающей нагрузки при опробовании.

Из формулы (3.2) видно, что на срок открытия главного клапана большое влияние оказывает вязкость жидкости в тормозной камере. Вязкость же жидкости может сильно изменяться при изменении температуры. Целесообразно поэтому в качестве рабочей применять такую жидкость, вязкость которой при забойных температуре и давлении позволит обеспечить необходимую задержку открытия главного клапана.

**Запорный клапан.** Служит для прекращения притока пластовой жидкости в полость колонны бурильных труб при закрытом уравнительном клапане. Задачи опробования более полно могут быть решены при использовании запорного клапана многократного действия, позволяющего несколько раз прерывать и затем опять возобновлять приток пластовой жидкости в бурильные трубы без нарушения пакеровки.

**Циркуляционный клапан.** Этот клапан позволяет промывать скважину после завершения опробования и освобождения пакера, а также устанавливать всевозможные ванны (нефтяную, водяную, кислотную) в случае прихвата бурильных труб. Цель промывки — заменить промывочную жидкость в скважине, которая могла в период опробования газироваться, на свежую, негазированную, а также, если необходимо, вытеснить пластовую жидкость из колонны бурильных труб на дневную поверхность.

**Измерительные приборы.** Перед спуском в скважину в пластоиспытателе устанавливают глубинные манометры и глубинные термометры для регистрации давления и температуры в период опробования. Обычно для размещения приборов используют специальные переводники. Рекомендуется устанавливать несколько глубинных манометров: в фильтре, между главным и запорным клапанами и над запорным клапаном. Весьма желательно над запорным клапаном устанавливать также дебитограф.

Приборы должны быть рассчитаны на несколько более широкий диапазон температур и давлений, чем ожидаются в скважине в интервале опробования. Длительность работы часовых механизмов самописцев этих приборов должна быть достаточна для регистрации параметров в течение всего периода опробования. Желательно, чтобы самописцы начинали регистрацию незадолго до пакеровки пластоиспытателя.

**Прооботборники.** Для отбора пробы пластовой жидкости в период опробования при давлении, максимально приближающемся к пластовому в данном горизонте, используют специальные пробоотборники. Схема пробоотборника показана на рис. 17. Пробоотборник размещают ниже запорного клапана пластоиспытателя. При создании осевой нагрузки на пластоиспытатель для пакеровки патрубков 1 вместе с крестовиной 4, укрепленной в нем, перемещается вниз относительно корпуса 2; при этом пружины 5 сжимаются, а клапаны 7 пробоотборной камеры 6

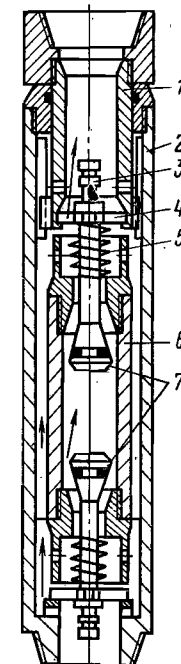


Рис. 17. Схема пробоотборника

открываются. В период опробования пластовая жидкость, поступающая в пластоиспытатель, движется вверх как по кольцевому зазору между корпусом 2 и пробоотборной камерой 6, так и через внутреннюю полость камеры. При снятии сжимающей нагрузки по окончании опробования патрубков 1 вместе с крестовиной 4 перемещается вверх относительно корпуса, а клапаны 7 под действием пружин 5 герметично закрывают полость пробоотборной камеры 6. Вентильный узел 3 служит для отбора пластовой жидкости из пробоотборной камеры после подъема пластоиспытателя на дневную поверхность.

#### § 24. Подготовительные работы к опробованию

При подготовке к опробованию необходимо решить ряд вопросов: а) уточнить глубину интервалов, из которых требуется получить приток пластовой жидкости (газа); б) уточнить места, где должны быть установлены пакеры; в) выбрать состав комплекта пластоиспытателя; г) выбрать величину депрессии для опробования каждого объекта; д) создать условия, при которых опасность возникновения осложнений в период спуска и подъема пластоиспытателя и в период опробования объекта минимальна; е) оборудовать надлежащим образом устье скважины.

В геолого-техническом наряде указываются горизонты, подлежащие опробованию. Не всегда, однако, горизонт однороден по составу, коллекторским свойствам и насыщенности пород; иногда в нем проницаемые объекты чередуются с практически непроницаемыми, высокопроницаемые с низкопроницаемыми; один проницаемый объект нефтеносен или газоносен, другой — насыщен водой. В процессе бурения не всегда можно получить достоверную информацию о проницаемости и насыщенности каждого из объектов данного горизонта.

После того как перспективный горизонт вскрыт, бурение следует приостановить и в скважине выполнить необходимый минимум геофизических исследований (кавернометрию необсаженного участка, профилометрию участка длиной 30—50 м непосредственно над данным горизонтом, а при большой мощности горизонта — также в пределах вскрытой мощности последнего; стандартный каротаж и боковое каротажное зондирование БКЗ). Горизонты небольшой мощности целесообразно вскрывать полностью. Если же мощность перспективного горизонта велика, желательно опробование производить поинтервально, после вскрытия каждых 15—25 м мощности горизонта. При увеличении мощности опробуемого объекта свыше 20—25 м результативность опробования существенно ухудшается.

По данным каротажа и БКЗ должны быть уточнены число, мощность и глубины залегания проницаемых объектов в перспективном горизонте, возможная проницаемость и характер насыщенности их (нефть, газ, вода); по данным кавернометрии — конфи-

гурация необсаженного участка ствола скважины, места сужений и резких перегибов, в которых могут возникнуть осложнения при спуске пластоиспытателя; по данным профилометрии должны быть выбраны участки ствола длиной 10—15 м с номинальным диаметром, сложенные устойчивыми породами и расположенные близ объекта опробования, в которых можно установить пакер.

Если по данным геофизических исследований выяснено, что коллекторские свойства по мощности перспективного горизонта резко меняются или в нем содержатся два или более проницаемых объекта, насыщенных разными жидкостями, каждый такой объект следует опробовать отдельно от других, поскольку условия притока жидкостей из них существенно различны.

Результативность опробования объекта, как правило, повышается с увеличением депрессии. Например, на площадях Приуралья при увеличении депрессии с 5 до 20 МПа она возросла примерно в 2,5 раза, а в восточном Предкавказье — на 70% [34]. Увеличение депрессии свыше 25—30 МПа, видимо, в большинстве случаев нецелесообразно, так как результативность при этом возрастает сравнительно мало, но резко усложняется задача обеспечения герметичности пакеровки. При выборе величины депрессии должны быть учтены следующие основные факторы.

А. Тип залежи. Если залежь газоконденсатная, величину депрессии целесообразно выбирать так, чтобы предотвратить опасность выпадения конденсата в коллекторе и значительного снижения проницаемости прискважинной зоны объекта. Если залежь нефтяная, желательно, чтобы давление на забое было не ниже давления насыщения нефти газом во избежание выделения пузырьков газа в коллекторе.

Б. Устойчивость породы опробуемого объекта и пород, перекрывающих его. Породы-коллекторы могут разрушаться под влиянием чрезмерно большой депрессии, а частицы разрушенной породы, выносимые потоком пластовой жидкости, могут закупоривать щели фильтра или узкие проходные каналы некоторых узлов пластоиспытателя, либо разрушать их. Неустойчивые же породы, перекрывающие коллектор, могут разрушаться, осыпаться или выпучиваться в ствол скважины и, таким образом, создавать возможность прихвата.

В. Тип коллектора. Некоторые исследователи полагают, что при больших депрессиях в трещинных коллекторах трещины могут смыкаться, вследствие чего проницаемость уменьшается. По-видимому, при первом опробовании целесообразно создавать достаточно высокую депрессию, затем опробование повторять, но при пониженной депрессии.

При быстром создании большой депрессии в подпакерном пространстве возникают колебания давлений с большой амплитудой (волновой процесс). Они могут быть причиной разрыва

гранулярного коллектора и поглощения промывочной жидкости после открытия уравнительного клапана.

Г. Устойчивость уплотнительного элемента пакера. Чем больше разность давлений в надпакерной и подпакерной зонах, тем выше гидравлическая нагрузка на пакер. Максимально допустимая разность давлений зависит от конструкции пакера и для отечественных пакеров не превышает 35—45 МПа [6, 31]. Пакер выбирают с учетом геостатической температуры в зоне опробования.

Д. Сопротивляемость колонны труб смятию избыточным наружным давлением. При создании депрессии с целью получения притока из пласта на нижнюю трубу в надпакерной зоне действует значительное избыточное давление  $p_{и}$ , равное разности давлений столбов жидкостей в стволе скважины и в колонне,

$$p_{и} = [\rho_{п}L - \rho(L - H)]g, \quad (3.3)$$

где  $L$  — глубина нижнего конца трубы от устья;  $H$  — глубина снижения уровня жидкости в колонне от устья

$$H = z_{пл} - \frac{p_{пл} - \Delta p_{д}}{\rho g}. \quad (3.4)$$

Здесь  $z_{пл}$  — глубина опробуемого объекта от устья;  $\rho$  — плотность жидкости в колонне;  $\Delta p_{д}$  — заданная депрессия.

Избыточное наружное давление во избежание разрушения трубы всегда должно удовлетворять условию (6.1). При проверочном расчете рекомендуется принимать коэффициент запаса прочности  $k_{см} > 1,3$ .

Е. Степень загрязнения коллектора промывочной жидкостью. Чем больше загрязненность, тем выше должна быть депрессия.

На период собственно опробования объекта, который может продолжаться до 1 ч и более, колонну труб с пластоиспытателем оставляют в скважине без движения; при этом промывка скважины невозможна. Поэтому большое внимание должно быть уделено выбору состава и свойств промывочной жидкости для заполнения скважины на период опробования. Эта жидкость должна обладать высокой седиментационной устойчивостью, чтобы частицы твердой фазы не осаждались из нее и не могли прихватить пакер; не ухудшать устойчивость горных пород и не образовывать на проницаемых стенках скважины толстых и липких фильтрационных корок; относительная плотность жидкости должна быть возможно ближе к коэффициенту аномальности пластового давления в опробуемом объекте, чтобы не могло возникнуть большое дифференциальное давление, способствующее прихвату труб и пакера, и гидравлическая нагрузка на пакер была минимальной. Если в качестве промывочной жидкости используют растворы на водной основе, водоотдача их должна быть не более 3—5 см<sup>3</sup> за 30 мин при забойной температуре, а солевой состав фильтрата возможно ближе к составу вод, содержащихся

в породах, вскрытых скважиной. Весьма перспективными являются промывочные жидкости с конденсированной твердой фазой.

При спуске пластоиспытателя в скважине возникает значительное гидродинамическое давление (иногда 5—10 МПа даже при небольшой скорости спуска). Это связано прежде всего с тем, что в малом зазоре между пакером и стенками скважины велико гидравлическое сопротивление. Чтобы уменьшить гидродинамическое давление, следует не только ограничивать скорость и ускорение перемещения колонны труб, но также поддерживать предельное статическое и динамическое напряжения сдвига, пластическую вязкость и плотность промывочной жидкости на минимально необходимом уровне, при котором обеспечиваются удержание частиц твердой фазы (в том числе утяжелителя) во взвешенном состоянии в период покоя и противодействие на стенки, достаточное для предотвращения притока пластовых жидкостей в надпакерном интервале и осыпания (или выпучивания) пород. Существенно уменьшить гидродинамическое давление можно также, если увеличить зазор. Для этого в процессе бурения за 10—30 м до кровли объекта опробования можно уменьшить диаметр долота и пробурить зумпф (ствол меньшего диаметра); пакер в этом случае устанавливают в зумпфе. Если приняты меры, обеспечивающие устойчивость пород и предотвращающие опасность прихвата в период опробования, целесообразно использовать полный комплект пластоиспытателя. Лишь в тех случаях, когда имеющиеся в распоряжении предприятия средства недостаточны, чтобы предотвратить опасность прихвата инструмента или обеспечить устойчивость пород в течение времени, необходимого для открытых и закрытых периодов опробования, допустимо применять неполный комплект, исключив из него отдельные узлы (пробоотборник, запорный клапан, часть измерительных приборов). Если предполагается создавать очень высокую депрессию, близкую к предельной для пакера, целесообразно в компоновку включать два пакера, располагая их один непосредственно над другим. Если же приходится опробовать объект, ниже которого при бурении вскрыты еще один или несколько проницаемых объектов, в компоновку также включают два пакера, но размещают так, чтобы они изолировали подлежащий опробованию объект от всех других, и фильтр устанавливают между пакерами. Такую же компоновку используют для поинтервального опробования горизонты большой мощности.

Места сужений и резких перегибов ствола скважины, выявленные по кавернограмме, прорабатывают новыми долотами, чтобы предотвратить возможность посадок пластоиспытателя при спуске. По окончании проработки скважину интенсивно промывают с целью полного удаления шлама; в промывочную жидкость на водной основе при этом вводят смазочные добавки.

Перед спуском в скважину все узлы пластоиспытателя прове-



ряют на герметичность путем опрессовки гидравлическим давлением, превышающим максимально возможную начальную депрессию. Узел признают герметичным, если за 10 мин испытания давление не снизится.

Большое внимание должно быть уделено герметичности и прочности бурильной колонны. Целесообразно в период, предшествующий вскрытию перспективного горизонта, провести дефектоскопию и опрессовку всех бурильных труб и соединений, которые предполагается использовать для спуска пластоиспытателя. Наиболее подходящими для спуска пластоиспытателя являются бурильные трубы с коническими стабилизирующими поясками, а также трубы с приваренными соединительными концами.

Наиболее опасная растягивающая нагрузка действует на верхнее сечение колонны труб в период освобождения пакера и устранения прихвата хвостовика. Условие прочности при растяжении можно записать так:

$$\sum q_i l_i g + G_k + P_d \leq \frac{\sigma_T F}{k_b}, \quad (3.5)$$

где  $q_i$  — приведенная масса 1 м секции колонны труб с данными наружным диаметром и толщиной стенки;  $l_i$  — длина секции;  $G_k$  — вес пластоиспытателя и хвостовика;  $\sigma_T$  — предел текучести материала трубы;  $F$  — площадь рассматриваемого поперечного сечения тела колонны;  $k_b$  — коэффициент запаса прочности при растяжении;  $P_d$  — наибольшее возможное усилие сверх веса колонны, которое должно быть приложено для ликвидации прихвата. Величину этого усилия следует назначать, исходя из опыта ликвидации прихватов в данном районе.

При опробовании объектов с аномально высокими пластовыми давлениями и хорошими коллекторскими свойствами колонна труб может быть быстро заполнена пластовой жидкостью; величину депрессии иногда приходится регулировать при помощи устьевых штуцеров, установленных в манифольде (см. § 25). На устье в этом случае может возникнуть высокое избыточное давление. Поэтому трубы должны быть рассчитаны на сопротивление разрыву при таком давлении (см. § 42) и опрессованы.

Продолжительное воздействие промывочной жидкости на водной основе неблагоприятно сказывается на коллекторские свойства подлежащего опробованию пласта. Поэтому все подготовительные к опробованию работы должны быть выполнены так, чтобы промежуток времени между вскрытием объекта долотом и началом собственно опробования был минимальным. Результативность опробования уменьшается с увеличением этого промежутка. Например, на площадях Приуралья при увеличении промежутка времени между вскрытием объекта и вызовом притока

с 1,5 до 3 сут результативность уменьшается примерно вдвое, а до 6 сут — в 4 раза [17].

### § 25. Оборудование устья скважины для опробования пласта

Оборудование устья скважины должно обеспечить возможность транспортировки пластовой жидкости, поступающей через пластоиспытатель в колонну труб, на безопасное расстояние от буровой в специальную емкость (или для сжигания в факеле); вращения и осевого перемещения колонны труб; прямой и обратной промывки скважины; опробования горизонта при заданном режиме; измерения избыточного давления на устье и объемной скорости притока пластовой жидкости, а в ряде случаев — также регулирования их; герметизации скважины и задавливания ее, если при подъеме пластоиспытателя начнется проявление, а также безопасность работ.

До спуска пластоиспытателя устье должно быть оборудовано превенторами; диаметр проходного отверстия в вырезных плашках превентора должен соответствовать диаметру бурильных труб, с помощью которых спускается пластоиспытатель.

При закрытии плашечного превентора колонну труб нельзя ни вращать, ни расхаживать. Поэтому помимо плашечных превенторов на устье следует установить вращающийся или универсальный превентор.

Если при опробовании высокое избыточное давление в колонне у устья не может возникнуть, на верхний конец ее обычно навинчивают ведущую трубу, которую с помощью бурового рукава через стояк соединяют с нагнетательной линией буровых насосов; к сбросовому патрубку этой линии подсоединяют несколько труб, по которым пластовую жидкость из колонны труб можно отвести на безопасное расстояние от буровой установки.

Если же в колонне труб у устья может возникнуть высокое давление, на верхнюю трубу навинчивают специального вертлюжную головку (рис. 18), которую с помощью металлического устьевого манифольда соединяют с насосом цементировочного

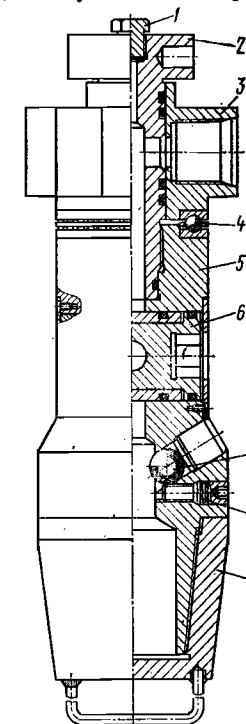


Рис. 18. Вертлюжная головка:

1 — заглушка; 2 — ствол; 3 — крестовина; 4 — подшпикник; 5 — корпус; 6 — пробковый кран; 7 — шар; 8 — палец; 9 — защитный колпак

## § 26. Спуск аппарата и опробование пласта

Перед спуском пластоиспытателя поршень тормозной камеры регулируют так, чтобы главный клапан его открывался не ранее чем через 3—5 мин после создания сжимающей нагрузки; в соответствующие узлы компоновки устанавливают измерительные приборы, выбранные с учетом наибольших возможных давлений и температур, и заводят часовые механизмы. В приборы вставляют чистые бланки для регистрации температуры и давления, а в механизм включателя часов — калиброванные срезные шпильки, рассчитанные для включения часового механизма незадолго до пакеровки. Если предстоит опробовать объект с аномально высоким пластовым давлением или газоносный горизонт, в ствол вертлюжной головки целесообразно ввинтить регистрирующий манометр, рассчитанный на давление, превышающее на 15—20% максимально ожидаемое на устье.

При спуске пластоиспытателя в скважину возможны осложнения двух видов: преждевременное открытие главного впускного клапана аппарата и поглощение промывочной жидкости. Сжимающая сила, достаточная для открытия главного клапана, может возникнуть при посадке пакера на сужения или выступы в стволе скважины. Величина ее зависит от скорости и ускорения спуска колонны труб. Для того чтобы клапан не был открыт преждевременно, нужно следить за тем, чтобы уменьшение веса на буровом крюке при спуске пластоиспытателя было кратно меньше величины нагрузки, принятой для пакеровки, а длительность посадки на сужение короче срока открытия главного клапана. Во избежание преждевременного открытия клапана рекомендуют в случае, если при спуске имеют место посадки аппарата, перед каждым наращиванием очередной свечи и после него приподнимать колонну труб на 2—3 м.

Поглощение может возникнуть в том случае, если сумма статического и гидродинамического давлений при спуске окажется больше давления разрыва какого-либо пласта. Необходимо поэтому соблюдать условие

$$p_{ст} + p_{гд} < \Delta p_{п} z_{п}, \quad (3.6)$$

где  $\Delta p_{п}$  — минимальный градиент давления поглощения;  $z_{п}$  — глубина залегания породы с таким градиентом.

Верхний предел гидродинамического давления можно приближенно оценить по показаниям современного индикатора веса. Если пренебречь трением между колонной труб и стенками скважины, то уменьшение нагрузки на буровой крюк при спуске можно рассматривать как выталкивающую силу от гидродинамического давления

$$p_{гд} \approx \frac{G_1 - G_2}{F_c}, \quad (3.7)$$

где  $G_1$  — нагрузка на буровой крюк в момент, когда колонна перемещается вниз с очень малой скоростью;  $G_2$  — нагрузка на крюк

агрегата и с трапом для сбора и сепарации пластовой жидкости, вытесняемой из бурильной колонны.

Устьевой манифольд (рис. 19) собирают на быстросъемных соединениях и через кран высокого давления 2 соединяют с вертлюжной головкой 1 после спуска в скважину бурильных труб. Длину манифольда регулируют с помощью комплекта труб 4 высокого давления, устанавливаемых между быстросъемными соединениями 5; гибкость его достигается за счет шарнирных колен 3. Через один из отводов тройника 6 манифольд соединяют с

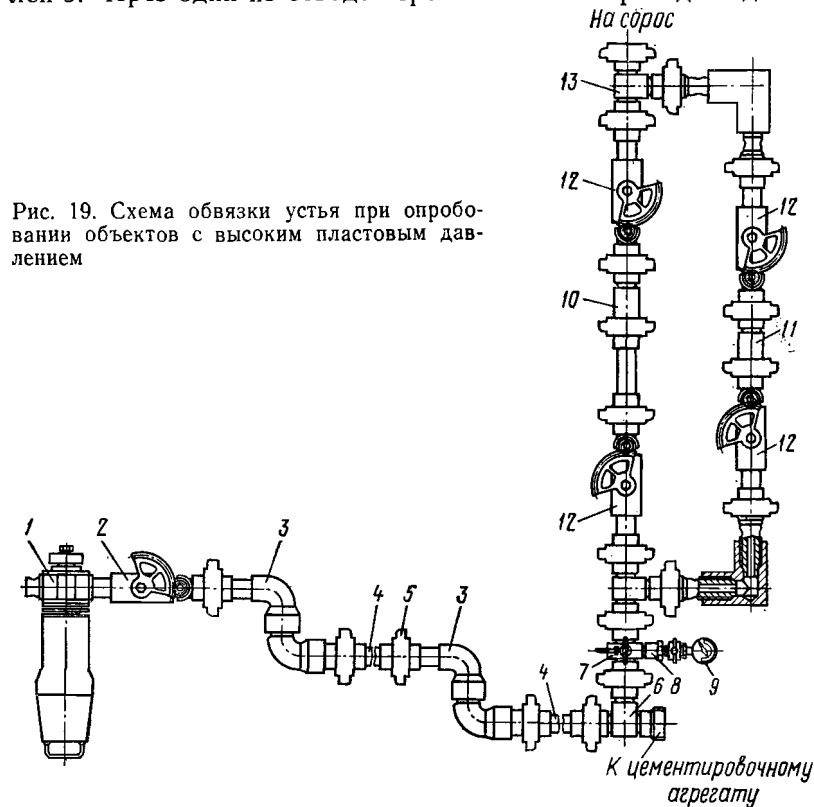


Рис. 19. Схема обвязки устья при опробовании объектов с высоким пластовым давлением

цементировочным насосом. К другому отводу тройника присоединяют пробоотборник 8 с манометрами 9 и вентилем 7 высокого давления для отбора пробы пластовой жидкости, а также штуцерные камеры 10 и 11 с кранами высокого давления 12. Штуцерные камеры через тройник 13 соединяют трубами выкидной линии с амбаром для сбора пластовой жидкости и с факелом. При сборке устьевого манифольда в штуцерные камеры ввинчивают штуцера разных диаметров (обычно 6 и 8 мм). Для измерения объемной скорости притока пластовой жидкости на выкидной линии устанавливают расходомер.

в период спуска пластоиспытателя;  $F_c$  — площадь поперечного сечения скважины.

Решая совместно выражения (3.6) и (3.7), получаем формулу для определения величины разгрузки бурового крюка, при которой не возникнет поглощение

$$G_1 - G_2 \leq \frac{F_c z_{\text{пл}}}{k_6} (\Delta p_{\text{пл}} - \rho_{\text{пл}} g). \quad (3.8)$$

Коэффициент безопасности рекомендуем принимать  $k_6 \geq 1,5 - 1,7$ .

При спуске в скважину колонну труб хотя бы частично заполняют жидкостью. Операцию заполнения можно существенно облегчить и ускорить, если в состав колонны несколько выше циркуляционного клапана включить специальный заполнительный клапан (рис. 20). При спуске пластоиспытателя через этот клапан в трубы поступает жидкость из надпакерного пространства скважины. Клапан закрывается и поступление жидкости прекращается автоматически, как только давление столба ее в трубах достигнет заранее заданной величины. Необходимую степень заполнения определяют в зависимости от заданной депрессии и нижнего предела измерения глубинных манометров. Глубинный манометр начинает регистрировать давление лишь в том случае, если давление окружающей среды не ниже некоторого минимума. Например, нижний предел измерения манометра МГП-3М, рассчитанного на 40 МПа, равен 4 МПа.

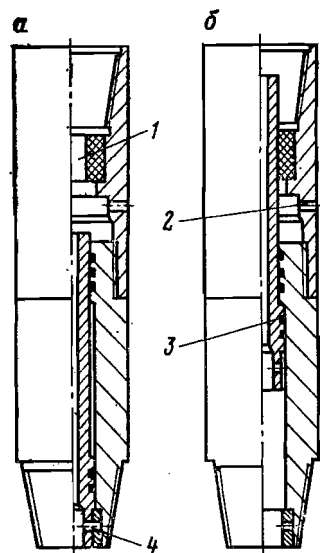


Рис. 20. Заполнительный клапан:

*a* — положение в период заполнения;  
*б* — после заполнения;  
1 — канал; 2 — отверстия; 3 — поршень; 4 — калиброванная шпилька

По окончании спуска пластоиспытателя с механическим пакером башмак ставят на забой и создают нагрузку, необходимую для надежной пакеровки. Величина этой нагрузки зависит от зазора между пакером и стенками скважины и упругих характеристик уплотнительного элемента пакера при сжатии. Поэтому в паспорте пакера должна быть приведена зависимость радиальной деформации уплотнительного элемента от осевой сжимающей нагрузки. В момент открытия главного впускного клапана пластоиспытателя нагрузка на пакер возрастает и тем резче, чем быстрее открывается клапан. Эта нагрузка состоит из двух компонентов: статической силы,

равной произведению разности давлений в надпакерной и подпакерной зонах при открытии главного клапана на площадь кольцевого зазора между стенками скважины и пластоиспытателем, и динамической силы, тем большей, чем быстрее открывается главный клапан и чем больше величина депрессии.

Суммарная нагрузка через пакер передается на фильтр-хвостовик; уплотнительный же элемент пакера под ее воздействием стремится скользить вниз по стенкам скважины; при этом между ним и стенками возникает сила трения, направленная вверх. Если разность между суммарной нагрузкой и силой трения больше критической силы, при которой хвостовик утрачивает прямолинейную форму устойчивости, последний продольно изогнется, а проседание пакера окажется значительным. Такое проседание может быть причиной негерметичности пакеровки. Во избежание этого целесообразно применять возможно более короткие хвостовики из толстостенных труб; при навинчивании квадратной трубы (или вертлюжной головки) на бурильную колонну следить за тем, чтобы в момент постановки башмака на забой над ротом оставался участок трубы длиной 5—6 м; этого достаточно, чтобы компенсировать проседание.

В период спуска пластоиспытателя в скважину и при пакеровке следят за положением уровня жидкости в кольцевом пространстве. Снижение уровня жидкости при спуске свидетельствует о начавшемся поглощении ее, а при пакеровке — о негерметичности последней и перетекании жидкости внутрь колонны труб через открывшийся главный клапан. Если поглощение возникло при спуске пластоиспытателя, нужно сначала устранить поглощение, а затем лишь опробовать пласт. В случае снижения уровня при пакеровке, колонну натягивают, пакер приподнимают, и делают попытку новой пакеровки. Если падение уровня продолжается, пластоиспытатель поднимают из скважины и выясняют причины негерметичности пакеровки. При повторном спуске аппарата пакер устанавливают в новом месте.

С момента открытия главного клапана пластоиспытателя начинается собственно опробование объекта. Для получения более достоверной информации о пласте процесс собственно опробования делят на четыре этапа: два открытых этапа притока и два закрытых этапа восстановления давления.

Задача первого этапа состоит в том, чтобы освободить опробуемый объект от воздействия давления столба промывочной жидкости, снизить давление на забое ниже пластового в объекте и получить начальный приток из последнего с целью очистки пристольной зоны от загрязнения. Продолжительность этого этапа невелика, ее обычно ограничивают 3—5 мин. На диаграмме глубинного манометра, установленного в фильтре, моменту открытия главного клапана соответствует участок *БВ* резкого падения давления в подпакерной зоне, а первому открытому этапу — участок *ВГ* (рис. 21). Давление в течение открытого

этапа растет медленно по мере того, как в результате притока из объекта повышается уровень жидкости в колонне труб.

Второй этап начинается с момента закрытия запорного клапана (точка Г). Так как давление на забое в этот момент намного меньше пластового, приток жидкости в подпакерную зону из объекта продолжается. Поскольку запорный клапан закрыт, жидкость из подпакерной зоны не может перетекать в полость колонны бурильных труб, поэтому давление в зоне быстро растет (кривая ГД). Продолжительность второго, закрытого этапа должна быть в 3—5 раз больше, чем первого этапа. Если продолжительность второго этапа выбрана правильно, к концу его давление в подпакерной зоне повысится примерно до пластового. Поэтому начальной кривой восстановления давления ГД пользуются для определения вероятного значения пластового давления в объекте.

Задача третьего этапа — распространить возмущение, вызванное резким снижением давления при открытии запорного поворотного клапана (участок ДЕ), на возможно большее расстояние от скважины по опробуемому объекту, получить приток жидкости из незагрязненной зоны его, отобрать пробу пластовой жидкости и оценить объемную скорость притока, характер изменения ее во времени. Для решения этих задач требуется значительно больше времени.

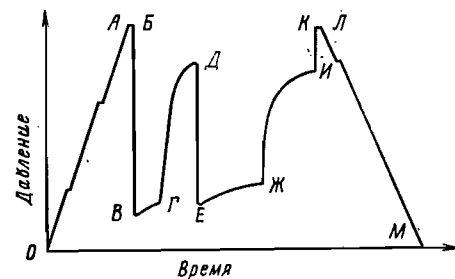


Рис. 21. Диаграмма изменения давлений, регистрируемая глубинным манометром, установленным в фильтре пластоиспытателя:

ОА — спуск аппарата; АБ — пакеровка; БВ — открытие главного клапана; ВГ — первый открытый этап опробования; ГД — первый закрытый этап; ДЕ — открытие запорного клапана; ЕЖ — второй открытый этап; ЖИ — второй закрытый этап; ИК — открытие уравнивающего клапана; КЛ — освобождение пакера; ЛМ — подъем аппарата из скважины

от фазовой проницаемости  $k$ , мощности  $h$  опробуемой части объекта и вязкости  $\eta$  пластовой жидкости, т. е. от гидропроводности  $kh/\eta$ . Чем выше гидропроводность объекта, тем более коротким может быть третий, открытый этап притока. По данным БашНИПИнефть, при низкой гидропроводности ( $kh/\eta < 25 \cdot 10^{-12} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$ ) представительную пробу пластовой жидкости можно получить, если приток продолжается не менее 1 ч; при средней гидропроводности ( $25 \cdot 10^{-12} < kh/\eta < 250 \cdot 10^{-12} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$ ) продолжительность притока можно сократить до 30 мин, а при высокой — достаточно 15—20 мин.

Оценить объемную скорость притока в этот период можно по расходу воздуха, вытесняемого из бурильной колонны поступаю-

щей из опробуемого объекта жидкостью, с помощью расходомера, установленного на устьевом манифольде. Если скорость притока велика, колонна труб может быстро заполниться жидкостью, и скважина начнет фонтанировать через устьевой манифольд. В этом случае расходомером можно измерить дебит непосредственно пластовой жидкости, а пробу ее отобрать устьевым пробоотборником.

По истечении заданного времени (или при прекращении вытеснения воздуха из колонны) запорный клапан закрывают вторично (точка Ж на рис. 21), и начинается четвертый, закрытый этап. Задача его — зарегистрировать конечную кривую ЖИ восстановления давления, необходимую для приближенной оценки коллекторских свойств объекта. Поскольку в течение третьего этапа, гораздо более продолжительного, чем первый, область пониженного давления распространилась на значительное расстояние по объекту от скважины, для восстановления давления в этой области и на забое требуется больше времени, чем на втором этапе. Продолжительность второго закрытого этапа выбирают также в зависимости от гидропроводности объекта. Чем больше  $kh/\eta$  и интенсивнее приток на третьем этапе, тем меньше времени требуется для четвертого этапа. При малом значении  $kh/\eta$  продолжительность четвертого этапа должна быть в 2—3 раза больше, чем третьего; при средней величине  $kh/\eta$  это соотношение можно сократить до 1—1,5, а при высоком значении  $kh/\eta$  — до 0,8—1. Для определения необходимой продолжительности четвертого этапа можно воспользоваться также графиком БашНИПИнефть (рис. 22). Кривая 1 показывает зависимость оптимального соотношения продолжительностей четвертого и третьего этапов от гидропроводности объекта, а кривые 2—5 — от продолжительности третьего этапа для объектов с разными значениями гидропроводности. Если предварительно можно приближенно оценить гидропроводность с точностью хотя бы 30%, величину ее откладывают на оси абсцисс, восстанавливают перпендикуляр до кривой 1 и из точки пересече-

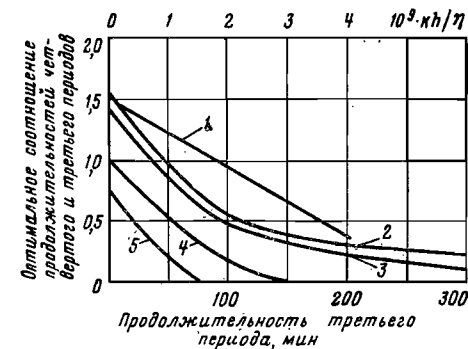


Рис. 22. Зависимость отношения минимально необходимой продолжительности восстановления забойного давления ( $\Delta t_{\text{в}}$ ) мин в подпакерной зоне к продолжительности  $t_{\text{п}}$  открытого периода от продолжительности открытого периода для объектов с разной гидропроводностью:

1 —  $\Delta t_{\text{в}}/t_{\text{п}} = f(kh/\eta)$ ; 2 —  $kh/\eta = 2,5 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$ ;  
3 —  $kh/\eta = 2,5 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$ ; 4 —  $kh/\eta = 1,5 \times 10^{-9} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$ ;  
5 —  $kh/\eta = 2,5 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$

чения опускают перпендикуляр на ось ординат. Затем через точку пересечения с осью ординат проводят кривую, параллельную ближайшей на кривых 2—5, задаются длительностью третьего этапа и, отложив последнюю на оси абсцисс, восстанавливают перпендикуляр до построенной кривой. Точка пересечения даст искомое соотношение длительностей двух последних этапов. Если же гидропроводность оценить предварительно нельзя, задаются длительностью третьего этапа, откладывают ее на оси абсцисс и восстанавливают перпендикуляр до кривой 2 малой гидропроводности ( $kh/\eta = 25 \cdot 10^{-12}$  м<sup>3</sup>/Па·с). Ордината точки пересечения даст ориентировочное значение искомого соотношения продолжительностей четвертого и третьего этапов.

При опробовании горизонтов с аномально высоким пластовым давлением часто бурильную колонну приходится при спуске полностью заполнять жидкостью. В этом случае регулировать величину депрессии в периоды притока можно с помощью устьевых штуцеров, а записывать кривые восстановления давления — регистрирующими устьевыми манометрами.

Для снятия пакера с места по окончании опробования к колонне труб плавно прикладывают растягивающую нагрузку и увеличивают ее сверх веса колонны ступенями по 10—20 кН с выдержкой в 1,5—2 мин. После освобождения пакера пластоиспытатель поднимают из скважины. Подъем прерывают, как только уровень жидкости в колонне окажется у устья. Регистрируют длину извлеченных к этому моменту из скважины труб и, следовательно, глубину, до которой поднялся уровень жидкости в колонне в период притока из пласта, промывают скважину и колонну через циркуляционный клапан и вытесняют пластовую жидкость в специальную емкость на поверхности. При необходимости предварительно отбирают пробы жидкости и контролируют соотношение между количеством фильтрата промывочной жидкости и количеством пластовой жидкости в них с помощью портативной центрифуги. В период опробования и подъема колонны следят за уровнем промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины и в случае снижения его доливают жидкость с целью предотвращения газо-, нефте-, водопровялений.

### § 27. Интерпретация результатов опробования с помощью пластоиспытателя

По окончании опробования производится прежде всего качественная интерпретация данных, записанных глубинными манометрами, термометрами, дебитографом, а также наземной регистрирующей аппаратурой. Цель этого — убедиться в герметичности узлов пластоиспытателя, колонны труб и пакеровки, а также в достоверности записей регистрирующей аппаратуры. Для этого определяют по диаграммам глубинных манометров давле-

ния в последний момент спуска колонны (точка *A* на рис. 21), при открытии (точка *B*) главного впускного клапана пластоиспытателя и в момент первого закрытия (точка *Г*) запорного клапана, в конце первого закрытого периода (точка *Д*), в начальный и конечный моменты второго открытого периода (точки *E* и *Ж*), в конце второго закрытого периода (точка *И*), после открытия уравнительного клапана (точка *К*). Значения давлений в моменты *A* и *К* сравнивают со статическими давлениями столба промывочной жидкости, вычисленными по известным плотности этой жидкости и глубине установки манометра. Расхождение между измеренными и расчетными величинами должно быть в пределах точности манометров и плотномеров; измеренные значения давлений в моменты *A* и *К* должны быть практически одинаковыми. Далее сопоставляют значения давлений в моменты *A* и *Д*. Если пакеровка герметична, вторая величина всегда меньше первой. По диаграмме манометра, установленного над главным клапаном, убеждаются в герметичности его и колонны труб, а также других узлов, расположенных над этим клапаном. Если все герметично, манометр в период спуска пластоиспытателя регистрирует неизменное давление, лишь в периоды долива жидкости в колонну труб на диаграмме фиксируется соответствующее повышение давления. О герметичности закрытия запорного поворотного клапана судят по диаграмме манометра, установленного над ним. Если клапан закрыт плотно, манометр в закрытые периоды опробования должен регистрировать неизменность давления.

По крутизне кривой притока во второй открытый период можно судить об интенсивности поступления жидкости из пласта. Чем быстрее растет давление в этот период, тем интенсивнее приток. Если же манометр регистрирует практически неизменное давление, значит притока нет. Если сначала приток был интенсивным, а затем практически прекратился, это может свидетельствовать либо о том, что коллектор неустойчив и щели фильтра полностью закупорены частицами твердой фазы, либо о плохих коллекторских свойствах удаленной зоны опробуемого объекта. В первом случае манометр, установленный под заглушкой фильтра, будет регистрировать интенсивное восстановление давления в подпакерном пространстве с момента прекращения притока через забитые отверстия фильтра. Во втором случае все манометры, установленные ниже запорного клапана, в конце второго закрытого периода (точка *И* на рис. 21) зарегистрируют намного меньшее давление, нежели в конце первого закрытого периода (точка *Д*).

Для определения коллекторских свойств пласта по результатам продолжительного исследования при установившемся режиме притока обычно используют кривую восстановления давления и формулу Хорнера [61]

$$p_{пл} - p_0 = \frac{Q\eta}{4\pi kh} \ln \frac{t_a + \Delta t_b}{\Delta t_b}, \quad (3.9)$$

где  $p_c$  — давление в скважине на уровне середины пласта;  $Q$  — дебит нефти при забойных температуре и давлении;  $t_n$  — продолжительность притока;  $\Delta t_b$  — продолжительность восстановления давления после прекращения притока.

Этой же формулой принято пользоваться при обработке результатов опробования пластоиспытателями. Но в процессе опробования продолжительность притока невелика, скорость его меняется вследствие увеличения давления в подпакерной зоне, а также изменения проницаемости пристволенной зоны пласта (благодаря частичной очистке последней от бурового раствора) и вязкости жидкости, фильтрующейся через эту зону. Недостаточно точно известна также работающая мощность пласта. Поэтому характеристики пласта, определенные по данным опробования, нужно рассматривать как приближенные.

Из формулы (3.9) видно, что зависимость

$$p_{пл} - p_c = f \left( \ln \frac{t_n + \Delta t_b}{\Delta t_b} \right).$$

является линейной. Если найти тангенс угла наклона этой прямой к оси абсцисс

$$i_* = \frac{p_{пл} - p_c}{\ln \frac{t_n + \Delta t_b}{\Delta t_b}}, \quad (3.10)$$

используя для этого конечную кривую восстановления давления, и по данным дебитографа или расходомера определить среднее значение дебита  $Q$  для второго открытого периода притока, можно приближенно оценить гидропроводность незагрязненной части нефтеносного пласта

$$\left( \frac{kh}{\eta} \right)_{в.д.} = \frac{Q}{4\pi i_*}. \quad (3.11)$$

Чтобы найти  $i_*$ , кривую восстановления давления разбивают на несколько отрезков, соответствующих небольшим промежуткам времени  $\Delta t_b$ , и для каждого промежутка определяют среднее давление  $p_c$ . Эти данные наносят на полулогарифмическую систему координат. Опыт показывает, что на прямую ложатся только несколько последних точек, снятых с конечной кривой восстановления давления. Именно через эти точки проводят прямую и с помощью формулы (3.10) определяют наклон  $i_*$ .

Иногда наклон  $i_*$  находят без построения графика. Для этого в формулу (3.10) вместо  $p_{пл}$  подставляют давление  $p_d$  в конечный момент второго этапа (точка  $D$  на рис. 21), вместо  $p_c$  — давление  $p_H$  в конце четвертого этапа (точка  $H$ ), вместо  $t_n$  — продолжительность третьего этапа, а вместо  $\Delta t_b$  — продолжительность четвертого этапа [36]. В последнем случае для определения приближенного значения гидропроводности в формулу (3.11) подставляют среднее значение дебита  $Q$  на третьем

этапе опробования. Такой способ можно применять, если участки кривых восстановления давления, записанные в конце второго и четвертого этапов, параллельны оси абсцисс, давление же в конце четвертого этапа не меньше 75% давления в конце второго этапа, а продолжительность четвертого этапа составляет не менее половины продолжительности третьего.

Фактическую гидропроводность с учетом возможного загрязнения пристволенной зоны промывочной жидкостью можно приближенно определить по формуле (1.10) и данным, полученным во время третьего этапа опробования.

$$\left( \frac{k_{экр} h}{\eta} \right)_{пр} = \frac{Q \ln \frac{r_K}{r_c}}{2\pi (p_{пл} - p_c)}. \quad (3.12)$$

Оценить возможную степень загрязнения пласта промывочной жидкостью можно при помощи коэффициента закупорки пристволенной зоны или скин-эффекта. Под коэффициентом закупорки понимают отношение потенциальной гидропроводности к фактической

$$k_{зак} = \frac{\left( \frac{kh}{\eta} \right)_{в.д.}}{\left( \frac{k_{экр} h}{\eta} \right)_{пр}} = \frac{p_{пл} - p_c}{2i_* \ln \frac{r_K}{r_c}}. \quad (3.13)$$

Часто с малой погрешностью принимают  $\ln \frac{r_K}{r_c} \approx 2\pi$ .

Если формулу (2.2) решить относительно  $k/k_a$  и полученное выражение подставить в формулу (2.3), последняя примет вид

$$Sk = \left( \frac{k}{k_{экр}} - 1 \right) \ln \frac{r_K}{r_c}.$$

Но из формулы (3.13) видно, что  $k/k_{экр} = k_{зак}$ . Поэтому скин-эффект

$$Sk = (k_{зак} - 1) \ln \frac{r_K}{r_c}. \quad (3.14)$$

При обработке результатов опробования в формулы (3.12) и (3.13) вместо  $p_{пл}$  подставляют давление  $p_d$  в конце второго этапа, а вместо  $p_c$  — давление  $p_{ж}$  в конце третьего этапа (см. рис. 21).

## ГЛАВА 4 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН

### § 28. Цели и способы крепления скважин

В процессе бурения вскрываются горные породы, различающиеся друг от друга литологическим составом, физико-механическими свойствами, степенью насыщенности и видом насыщающей жидкости, коэффициентами аномальности пластовых давлений и иными характеристиками. Наряду с устойчивыми, например карбонатными породами, ствол скважины в которых может длительное время оставаться незакрепленным, встречаются неустойчивые и несвязные породы; такие породы легко осыпаются, разрушаются или выпучиваются уже вскоре после разбуривания. Неустойчивые породы особенно часто встречаются на сравнительно небольших глубинах, а также в зонах тектонических нарушений. Чтобы предотвратить нарушение устойчивости стенок скважины, ствол ее приходится крепить.

Коэффициенты аномальности пластовых давлений в проницаемых породах могут быть существенно различными. Если в процессе бурения будут вскрыты горизонты проницаемых пород с разными коэффициентами аномальности, могут возникнуть благоприятные условия для перетока пластовой жидкости из горизонта с высоким коэффициентом аномальности в горизонт с пониженным коэффициентом аномальности через ствол скважины. Подобные перетоки недопустимы, потому что они ведут к потере природной энергии, потере части пластовой жидкости из горизонта с высоким коэффициентом аномальности, иногда к ухудшению коллекторских свойств в горизонте с пониженным коэффициентом аномальности. Перетоки могут быть причиной выбросов, грифонообразований, открытого фонтанирования, недопустимого загрязнения горизонтов с артезианскими и целебными водами, интенсивной коррозии скважинного оборудования, а иногда и потери скважины. Чтобы предотвратить перетоки, приходится изолировать проницаемые горизонты друг от друга.

В эксплуатационных скважинах для транспортирования пластовой жидкости от продуктивных горизонтов к дневной поверхности, а в нагнетательных скважинах — для транспортирования рабочей жидкости с дневной поверхности к проницаемым горизонтам требуется прочный и герметичный канал, который мог бы надежно служить в течение многих десятков лет. Таким каналом может быть специальная колонна труб.

Основными целями крепления являются: а) создание долговечного и герметичного канала для транспортирования жидко-

сти; б) обеспечение устойчивости стенок скважины в течение всего срока службы ее, считая от начала строительства; в) предотвращение перетоков пластовых жидкостей из одного проницаемого объекта в другой или в атмосферу и связанных с ними тяжелых осложнений; г) создание условий для прочного закрепления на устье скважины противовыбросового и эксплуатационного оборудования.

Наиболее распространенными способами крепления являются спуск в скважину колонн обсадных труб, заполнение заколонного пространства веществами, способными со временем затвердевать и создавать герметичную и прочную связь между трубами и горными породами. Для временного укрепления отдельных участков ствола скважины прибегают к установке цементных мостов или обработке стенок скважины растворами специальных химических веществ, замораживанию и иным методам.

### § 29. Понятие о конструкции скважины

Под конструкцией скважины понимают совокупность данных о количестве и глубинах спуска обсадных колонн, диаметрах обсадных колонн, диаметрах ствола скважины для каждой из колонн и интервалах цементирования (глубинах верхней и нижней границ каждого интервала).

*Элементы конструкции скважины.* Первая труба или колонна труб, служащая для предотвращения размыва пород, залегающих близ дневной поверхности, разобращения ствола скважины, сооружаемой в акватории водного бассейна, от окружающих вод и для соединения устья с очистной системой буровой установки, называется *направлением*.

Колонна труб, спускаемая в скважину после направления и служащая для укрепления стенок последней в недостаточно устойчивых породах и для перекрытия зон осложнений, приуроченных к сравнительно неглубоко залегающим горизонтам, а также для изоляции горизонтов, содержащих артезианские и целебные воды, называется *кондуктором*.

Самая внутренняя колонна труб носит название *эксплуатационной*. Она служит не только для укрепления стенок скважины и изоляции соответствующих горизонтов, насыщенных нефтью, газом или водой, но также каналом для транспортировки добываемой из продуктивной толщи или закачиваемой в последнюю жидкости (газа).

Все колонны труб между кондуктором и эксплуатационной колонной называются *промежуточными*. Их спускают для перекрытия сравнительно глубоко залегающих неустойчивых пород, либо для изоляции продуктивных горизонтов, расположенных на много выше проектной глубины скважины, либо для изоляции пород, оказывающих сильное агрессивное воздействие на промывочную жидкость, и для других целей.

Обычно верхний конец колонны труб устанавливают на устье скважины. Нередко, однако, верхний конец колонны располагают в скважине на значительной глубине от устья. Такую колонну называют *хвостовиком*.

Та часть колонны, которая составлена из труб со специально просверленными или профрезерованными отверстиями или в которой после спуска в скважину простреливают многочисленные отверстия, называется *фильтром*.

*Графическое изображение конструкции скважины.* В технической литературе конструкцию скважины условно изображают

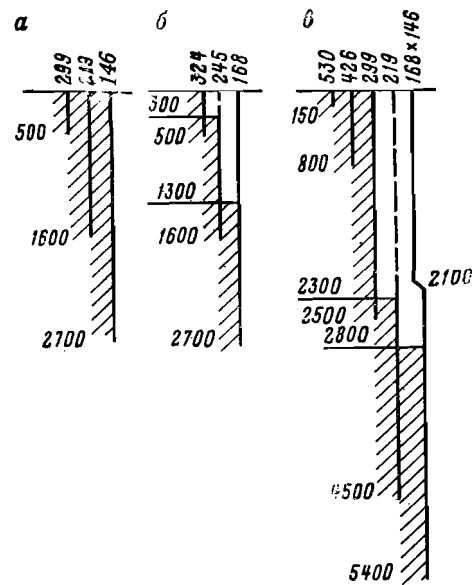


Рис. 23. Графическое изображение конструкции скважины:  
 а — со сплошными колоннами; б — с хвостовиком;  
 в — с комбинированной эксплуатационной колонной и хвостовиком

следующим образом: одной вертикальной сплошной линией показывают обсадную колонну; число у верхнего конца такой линии означает наружный диаметр обсадной колонны в миллиметрах; число у нижнего конца линии — глубину спуска колонны в метрах; если в конструкцию скважины входит хвостовик, сплошной линией показывают только интервал действительного размещения труб хвостовика, а пунктирной линией — интервал от верхнего конца хвостовика до устья; диаметр хвостовика характеризует число у верхнего конца пунктирной линии; число у верхнего конца сплошной линии показывает глубину верхнего конца хвостовика от устья скважины. Интервал цементирования показывают штриховкой; числа у границ интервалов означают глубину этих границ от устья.

Направление на графическом изображении конструкции, как правило, не показывают.

Если обсадная колонна составлена из труб разных диаметров, ее изображают отрезками двух (или трех — по числу диаметров) прямых, нижний из которых располагают ближе к оси скважины, чем верхний; в месте стыковки секций из труб разных диаметров отрезки соединяют наклонной прямой и указывают глубину места стыковки от устья. У верхнего конца верхнего от-

резка числами показывают наружные диаметры секций, например 168×146 мм (рис. 23).

### § 30. Проектирование конструкции скважины

Скважина является долговременным капитальным сооружением. Поэтому конструкция ее должна быть прочной, обеспечивать герметичное разобщение всех проницаемых пород, вскрытых при бурении, безусловную возможность достижения проектной глубины и решения геологических и других исследовательских задач в процессе бурения, осуществления запроектированных режимов эксплуатации на всех этапах разработки месторождения, соблюдения требований законов об охране недр и защите окружающей среды от загрязнения. Вместе с тем конструкция скважины должна быть экономичной.

На выбор конструкции скважины влияют многочисленные факторы: назначение скважины (разведочная, эксплуатационная на нефть или газ, нагнетательная и т. п.), проектная глубина ее, особенности геологического строения месторождения (наличие тектонических нарушений, соляных штоков, количество продуктивных объектов и расположение их друг относительно друга и другие) и степень достоверности знаний об этом, устойчивость горных пород, характер изменения с глубиной коэффициентов аномальности пластовых давлений и индексов давлений поглощения, состав пластовых жидкостей (химический и по физическому состоянию: капельная жидкость, газ, газожидкостная смесь), положение устья скважины (на суше или в акватории водного бассейна), профиль скважины, способ и продолжительность бурения, уровень развития технологии бурения, метод вхождения в продуктивную толщу, температурный режим в период бурения и эксплуатации, дебит и способы эксплуатации данной скважины на разных этапах разработки месторождения, степень совершенства эксплуатационного оборудования, требования законов об охране недр и защите окружающей среды, экономичность (стоимость строительства при том или ином варианте конструкции, стоимость единицы добываемой продукции), субъективные моменты (квалификация инженерно-технического персонала, традиции предприятия и проектной организации и другие).

Спроектировать конструкцию скважины — это значит определить необходимое для условий данного конкретного участка месторождения количество обсадных колонн, размеры этих колонн (диаметр, глубину установки нижнего конца и длину каждой), диаметры долот для бурения ствола под каждую колонну, положение верхней и нижней границ интервалов цементирования и выбрать метод вхождения в продуктивную толщу. При решении этой задачи часто может быть получено несколько вариантов конструкции. За окончательный нужно принимать наибо-



лее экономичный, т. е. тот, который позволяет обеспечить выполнение поставленных перед скважиной задач при минимуме затрат на разведку (в случае поисково-разведочных скважин) или на разработку (для эксплуатационных, нагнетательных, наблюдательных скважин) месторождения или, по крайней мере, при минимальной себестоимости единицы добываемой продукции.

**Выбор числа и глубины спуска обсадных колонн.** Приступать к проектированию конструкции рекомендуется с построения графиков изменения коэффициента аномальности  $k_a$  пластовых давлений и индекса давлений  $k_n$  поглощения с глубиной. С помощью таких графиков можно определить те интервалы глубин, в пределах которых выполнимо условие (1.41), и наметить первый вариант конструкции.

Если при бурении в нижележащем интервале должна быть использована промывочная жидкость со столь высокой относительной плотностью, что она будет поглощаться в тот или иной горизонт верхнего интервала, или со столь малой плотностью, что из верхнего интервала может начаться интенсивный приток пластовой жидкости, верхний интервал необходимо изолировать, прежде чем столь существенно изменять плотность промывочной жидкости. Один из наиболее распространенных способов изоляции — спуск обсадной колонны с последующим заполнением заколонного пространства раствором вяжущего.

Пусть, например, характер изменения коэффициентов аномальности  $k_a$  и индексов давления поглощения  $k_n$  в районе  $N$  соответствует изображенному на рис. 24, а. При бурении до глубины примерно 350 м можно использовать промывочную жидкость с относительной плотностью не менее 0,98, а ниже до глубины 2250 м — не менее  $\rho_0 = 1,10$  для предупреждения притока из проницаемых пластов, залегающих в интервале 400—700 м. Для бурения ниже 2250 м требуется промывочная жидкость с  $\rho_0 \geq 1,5$ , чтобы предотвратить приток из объекта, кровля которого находится на глубине 2370 м. Но такая жидкость будет поглощаться в породы, залегающие в интервалах 0—350 м

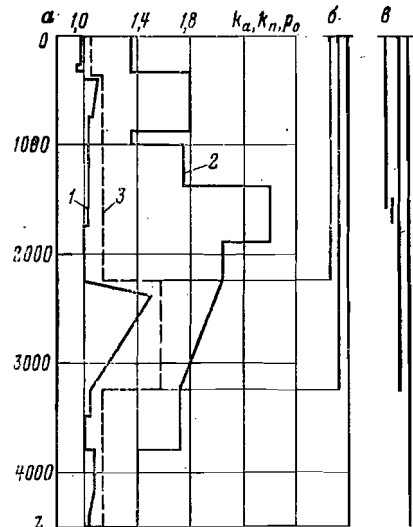


Рис. 24. Графики изменения коэффициента аномальности пластовых давлений (1), индекса давлений поглощения (2), относительной плотности промывочной жидкости (3) (слева) и варианты конструкции скважины (справа)

и 900—1000 м. Во избежание такого осложнения целесообразно спустить обсадную колонну до глубины 2200 м, изолировать верхний интервал, и только после этого увеличивать относительную плотность промывочной жидкости до  $\rho_0 = 1,6$ .

Рассуждая аналогично, можно прийти к выводу, что при заданной ситуации в скважину придется спустить три обсадные колонны (рис. 24, б). Таков первый вариант конструкции. Затем он должен быть откорректирован с учетом других факторов, существенных для данной площади.

Иногда при бурении встречаются неустойчивые породы, и осложнение, обусловленное неустойчивостью, столь интенсивно, что без укрепления стенок колонной дальнейшее углубление становится невозможным либо возникает серьезная опасность для целостности конструкции скважины. Предположим, например, что в рассматриваемом случае в интервале глубин 1600—1640 м встречается пласт пластичной глины, которая неупруго деформируется под действием горного давления и выпучивается в ствол скважины.

По опыту бурения на данном месторождении известно, что скорость неупругой деформации глины не превосходит допустимой величины и процесс строительства существенно не осложняется только в том случае, если промывочная жидкость имеет малую водоотдачу и плотность не менее  $1900 \text{ кг/м}^3$ . Жидкость с такой плотностью будет поглощаться многими горизонтами. Поэтому в первый вариант конструкции целесообразно внести следующие изменения: первую обсадную колонну спустить до глубины 1550 м; пласт пластичной глины перекрыть второй колонной-хвостовиком до глубины 1680 м (рис. 24, в). Это позволит при бурении верхнего интервала использовать промывочную жидкость с  $\rho_0 \approx 1,15$ , в пласте пластичной глины — жидкость с  $\rho_0 \geq 1,9$ , а ниже — более легкую жидкость с  $\rho_0 \approx 1,6$ .

Во многих районах нашей страны верхний интервал геологического разреза сложен многолетнемерзлыми породами. Мощность мерзлых пород колеблется от нуля до нескольких сот метров. Существуют, по крайней мере, два типа многолетнемерзлых пород. К одному типу можно отнести такие породы, частицы которых более или менее прочно связаны между собой тем или иным цементирующим веществом (но не льдом); при растеплении (т. е. при повышении температуры и превращении льда в воду) связь между такими частицами сохраняется и порода, вскрытая скважиной, ведет себя достаточно устойчиво. Обычно рекомендуют весь интервал мерзлоты, сложенный такими породами, перекрывать кондуктором (или промежуточной колонной), башмак кондуктора размещать на 100—200 м ниже границы мерзлоты, в устойчивой породе с постоянной положительной температурой.

Ко второму типу следует отнести породы, частицы которых взаимно связаны только льдом или в основном льдом. При рас-

теплении таких пород связь между частицами утрачивается, как только лед растает, и они начинают интенсивно осыпаться в скважину. Если при бурении используется промывочная жидкость с положительной температурой, процесс растепления мерзлоты за счет тепла, содержащегося в этой жидкости, идет непрерывно и из скважины на дневную поверхность выносятся огромное количество осыпавшихся частиц, а в стволе ее образуется крупная каверна, иногда объемом во много десятков кубометров. Нередко во время проходки глубоко залегающих горизонтов или даже в период эксплуатации в каверну обваливается порода более верхних горизонтов и вокруг устья скважины образуется крупная воронка, что ведет к аварии с эксплуатационным или буровым оборудованием. Во избежание этого в тех случаях, когда при бурении предотвратить растепление и осыпание мерзлых пород второго типа невозможно, целесообразно перекрывать их кондуктором сразу же после пробуривания и устанавливая башмак последнего на 10—20 м ниже нижней границы такой породы в мерзлой породе первого типа.

Хемогенные отложения часто также перекрывают специальной обсадной колонной, если при дальнейшем углублении скважины возможен сильный размыв их с образованием крупных каверн либо если хемогенные породы могут крайне неблагоприятно влиять на свойства промывочной жидкости.

Горные породы, залегающие близ дневной поверхности, обычно являются малопрочными и легко размываются потоком промывочной жидкости при бурении. Такие породы всегда перекрывают обсадной колонной — направлением или кондуктором. Если устье скважины должно быть расположено в акватории водного бассейна, обсадной колонной — направлением перекрывают всю толщу воды и донных осадков; башмак направления устанавливают в плотных коренных породах; верхнее сечение направления должно возвышаться над водной поверхностью настолько, чтобы при самых сильных штормах гребни волн были несколько ниже его.

При проектировании конструкции скважины необходимо учитывать также способ бурения, уровень технологии бурения в данном районе и профиль ствола скважины. В процессе бурения обсадные колонны изнашиваются долотами, бурильными замками и трубами. При большом объеме спуско-подъемных операций или весьма длительном вращении бурильной колонны обсадные трубы могут быть протерты насквозь, особенно в местах резких искривлений или перегибов. В тех случаях, когда сильный износ обсадной колонны может быть причиной серьезной аварии или тяжелого осложнения, необходимо принимать эффективные предупредительные меры. К числу таких мер можно отнести спуск дополнительной обсадной колонны, замену изношенного участка колонны новым, поворот на некоторый угол участка колонны с односторонним износом.

Проектирование конструкции эксплуатационных и нагнетательных скважин целесообразно начинать с выбора метода вхождения в продуктивную толщу, поскольку последний может повлиять на глубину спуска и диаметр эксплуатационной обсадной колонны. Так, при втором из названных выше (см. § 15) методов вхождения башмак колонны должен быть установлен не на проектной глубине скважины, а в непроницаемой породе близ кровли продуктивного пласта. При третьем и четвертом методах башмак эксплуатационной колонны должен быть установлен также у кровли продуктивного пласта даже в том случае, если соотношение (1.41) позволяет спустить эту колонну до проектной глубины скважины; собственно же продуктивный пласт должен быть перекрыт дополнительной колонной-хвостовиком.

При проектировании конструкции первых поисково-разведочных скважин часто отсутствует достаточно достоверная информация о геолого-физических характеристиках пород (устойчивости, пластовых давлениях и давлениях поглощения, продуктивности и коллекторских свойствах и т. д.). Если есть основания полагать, что геолого-физические условия в данном районе весьма сложны, в ряде случаев допустимо предусмотреть в конструкции резервную обсадную колонну. Такую колонну спускают, если крайне необходимо перекрыть зону осложнений, о которой при проектировании конструкции ничего не было известно, либо если в ходе строительства скважины выясняется, что проектную глубину ее нужно существенно увеличить.

Если на кондуктор или промежуточную колонну должно быть установлено противовыбросовое оборудование, глубину спуска такой колонны прежде всего в поисково-разведочных и газовых скважинах целесообразно выбирать с учетом наибольшего давления, которое может возникнуть в скважине после закрытия превентора при выбросе. Если это давление оказывается выше давления разрыва пород у предполагаемого места установки башмака данной колонны, глубину спуска нужно увеличить настолько, чтобы давление разрыва пород было больше максимального давления в скважине при выбросе.

Предположим, например, на месторождении X на глубине 2900—3000 м залегает газовый пласт с пластовым давлением на кровле 45 МПа. Он покрыт сверху толщей аргиллитов мощностью 700 м. Выше находятся терригенные отложения. Индексы давлений поглощения равны в интервале от 1500 до 1560 м  $k_{п}=1,6$ , на участке от 1560 до 1900 м —  $k_{п}=1,9$ , а ниже  $k_{п}=2,2$ . Плотность промывочной жидкости для вскрытия газового пласта равна 1670 кг/м<sup>3</sup>. В случае полного выброса этой жидкости скважина будет заполнена газом с относительной плотностью  $\rho_{г.г}=0,6$ . Коэффициент сжимаемости газа  $\beta_{г}=1,07$ , средняя температура газа по стволу скважины  $T_{г}=368$  К.

Очевидно, скважину можно заполнить промывочной жидкостью с плотностью 1670 кг/м<sup>3</sup> лишь в том случае, если предвари-

тельно спустить обсадную колонну до глубины примерно 1600 м и изолировать пласты с  $k_{п} = 1,6$ . Проверим, нет ли опасности разрыва нижежащих пород газом в случае закрытия превентора после выброса.

Давление газа на глубине 1600 м в закрытой скважине можно найти по формуле (2.8), если при определении величины  $s$  в формулу (2.9) вместо  $z_{пл}$  подставить  $z_{пл} - z$ , где  $z$  — предполагаемая глубина спуска колонны. В рассматриваемом случае

$$s = \frac{0,034 \cdot 0,6 \cdot (2900 - 1600)}{1,07 \cdot 368} = 0,0675,$$

и, следовательно,

$$p_c = 45 \cdot e^{-0,0675} = 42,2 \text{ МПа.}$$

Введем понятие об относительном давлении по воде

$$p_{отн} = \frac{p_c}{\rho_{в} \cdot z} \quad (4.1)$$

Во избежание разрыва пород необходимо

$$p_{отн} < k_{п} \quad (4.2)$$

В рассматриваемом примере

$$p_{отн} = \frac{42,2 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,8 \cdot 1600} = 2,69,$$

т. е. на глубине  $z = 1600$  м условие (4.2) не соблюдается. Чтобы найти достаточную глубину спуска промежуточной колонны, нужно вычислить значения относительных давлений для нескольких глубин в интервале от 1600 до 3000 м и сопоставить их с величинами  $k_{п}$ . В этом примере значения относительных давлений равны: на глубине 2000 м  $p_{отн} = 2,19$ , на глубине 2200 м  $p_{отн} = 2,02$ . Следовательно, чтобы условие (4.2) было выполнено, промежуточную колонну нужно спустить до глубины не менее 2000 м.

Чем глубже залегает продуктивный горизонт, тем, как правило, выше пластовое давление в нем и выше избыточное давление в колонне в случае закрытия превентора при выбросе. Обсадные колонны большого диаметра имеют малую прочность на разрыв от избыточного внутреннего давления. Поэтому, если верхний участок скважины перекрыт обсадной колонной большого диаметра, а при вскрытии глубоко залегающего горизонта может возникнуть опасно высокое для этой колонны избыточное давление, перед вскрытием такого горизонта верхний участок скважины приходится перекрывать дополнительно более прочной обсадной колонной меньшего диаметра. Таким образом, верхний участок обычно перекрывают несколькими обсадными колоннами. Если, однако, износ предыдущей обсадной колонны не представляет опасности, а угрозы возникновения высокого избыточного внутреннего давления не существует, в скважине с целью

снижения стоимости ее и экономии металла новой обсадной колонной целесообразно укреплять лишь тот участок ствола, который не перекрыт предыдущей колонной, т. е. вместо сплошной колонны в конструкции скважины использовать хвостовик. Хвостовиками часто перекрывают интервалы пород, склонных к осыпанию или выпучиванию.

Чем сложнее конструкция, тем она дороже. Поэтому включать ту или иную обсадную колонну в конструкцию скважины целесообразно лишь в том случае, если другими способами нельзя предотвратить осложнения при бурении либо эксплуатации или если при применении других способов стоимость скважины окажется более высокой, чем при усложнении конструкции. Например, во многих случаях осыпание пород удается прекратить путем установки цементного моста; поглощение промывочной жидкости — путем разумного регулирования ее плотности и реологических свойств, ограничения скорости и ускорения при выполнении технологических процессов (спуск труб, восстановление промывки и т. п.) либо путем временного тампонирования зоны поглощения; размыв хемогенных пород и так называемую пластическую деформацию ряда неустойчивых пород — заменой промывочной жидкости на водной основе углеводородной жидкостью. Опасность выброса, особенно на хорошо изученных месторождениях, можно предотвратить, если оснастить буровую соответствующей аппаратурой для автоматического контроля плотности и газосодержания промывочной жидкости, дегазаторами и противовыбросовым оборудованием и позаботиться о том, чтобы они надежно работали, а персонал был достаточно обучен и дисциплинирован.

*Выбор диаметров обсадных колонн и долот.* Для того чтобы обсадную колонну можно было спустить в скважину, диаметр последней всегда должен быть больше максимального наружного диаметра колонны

$$d_c = d_m + 2\Delta_k \quad (4.3)$$

где  $d_c$  — диаметр скважины (его принимают обычно равным диаметру долот, которыми пробурили данный участок);  $d_m$  — наибольший наружный диаметр колонны (обычно это диаметр муфты, соединяющей две смежные трубы);  $\Delta_k$  — радиальный зазор между стенкой скважины и выступающим наружу элементом колонны (например, муфтой), достаточный для свободного спуска ее.

Диаметр долота для бурения ствола под последующую обсадную колонну ( $d_{д посл}$ ) должен быть меньше внутреннего диаметра предыдущей колонны

$$(d_{д посл}) = (d_{д пред}) - 2\Delta, \quad (4.4)$$

где  $\Delta$  — необходимый радиальный зазор для свободного прохода долота через предыдущую колонну.

Величину зазора  $\Delta_k$  выбирают с учетом жесткости колонны, глубины спуска ее в открытый ствол скважины, искривленности ствола, устойчивости стенок скважины, размеров, конструкции и числа элементов специального оборудования, надеваемого на обсадную колонну для повышения качества разобщения проницаемых пластов, а также общего числа спускаемых в данную скважину колонн. Так, обычно в вертикальных скважинах при спуске колонн диаметром от 114 до 168 мм принимают  $\Delta_k = 5 \div 15$  мм, колонн диаметром от 178 до 245 мм —  $\Delta_k = 15 \div 25$  мм, колонн диаметром от 273 до 351 мм —  $\Delta_k = 25 \div 40$  мм, а колонн большего диаметра —  $\Delta_k = 40 \div 50$  мм. Чем больше диаметр и, следовательно, жесткость колонны, тем больше зазор. В наклонных скважинах, как правило, зазор несколько больше, чем в вертикальных. Если длинный участок ствола скважины пробурен через недостаточно устойчивые породы, склонные к выпучиванию, величину зазора  $\Delta_k$  приходится брать больше, чем в случае, если ствол пробурен в устойчивых породах. В скважинах многоколонной конструкции часто ограничиваются минимальными зазорами, даже если это не вполне благоприятно для работ по разобщению пластов.

Величину зазора  $\Delta$  выбирают с учетом возможного неблагоприятного сочетания овальности труб предыдущей обсадной колонны, допусков на диаметр этих труб и на диаметр долот для бурения под последующую колонну. Обычно  $\Delta = 5 \div 15$  мм; больший зазор принимают для долот большого диаметра.

Если опыт показывает, что на всем протяжении (или на большей части) интервала бурения под данную обсадную колонну фактический диаметр ствола скважины систематически значительно больше диаметра долот, используемых для проходки этого интервала, целесообразно при проектировании новых скважин соответственно уменьшать величину зазора  $\Delta_k$ . Те небольшие участки, в пределах которых диаметр ствола близок к номинальному, можно расширить при проработке скважины перед спуском колонны. Благодаря же использованию долот меньшего диаметра часто удается повысить скорость бурения и сократить стоимость скважины. Конечно, наибольший наружный диаметр последующей обсадной колонны всегда должен быть меньше наименьшего внутреннего диаметра предыдущей колонны, а разность этих диаметров не должна быть меньше  $2\Delta$ .

Расчет всегда начинают с выбора диаметра эксплуатационной колонны. Для эксплуатационных и нагнетательных скважин диаметр эксплуатационной колонны должен быть задан заказчиком — НГДУ. Его выбирают в зависимости от дебитов скважины по жидкости (нефть + вода + газ) на разных стадиях разработки месторождения; способов эксплуатации данной скважины; числа одновременно раздельно эксплуатируемых объектов в ней; габаритных размеров оборудования, которое должно быть спущено в скважину для эксплуатации. Диаметр эксплуатацион-

ной колонны должен быть достаточным также для того, чтобы в скважине можно было выполнять ремонтные работы.

Диаметр эксплуатационной колонны для поисково-разведочных скважин выбирают так, чтобы в них можно было выполнить весь необходимый комплекс геолого-геофизических исследований, опробовать все перспективные горизонты, детально исследовать те из них, которые оказались — по данным опробования — продуктивными, а в ряде случаев также, чтобы можно было при необходимости из этой колонны углубить скважину, выполнить в новом участке такие же исследования и испытания и спустить хвостовик (так называемый резервный диаметр).

Часто в глубоких скважинах используют комбинированные обсадные колонны; верхний участок такой колонны составляют из труб большего диаметра, чем нижний. Комбинирование позволяет уменьшить гидравлические сопротивления, которые возникают при промывке скважины в период бурения ствола под последующую колонну; использовать в обсадной колонне менее дефицитные трубы, с меньшим пределом текучести, чем это необходимо для спуска колонны неизменного диаметра; увеличить пропускную способность эксплуатационного лифта; разместить в колонне более высокопроизводительное эксплуатационное оборудование. Комбинированными могут быть как эксплуатационные, так и промежуточные обсадные колонны.

Из тех вариантов конструкций, при которых обеспечивается решение поставленных перед скважиной задач, оптимальным является вариант, позволяющий добиться наименьшей себестоимости единицы добываемой продукции или наименьшей стоимости строительства.

*Выбор интервалов цементирования.* Заполнение пространства между обсадной колонной и стенками скважины раствором вяжущего, из которого в короткий срок образуется практически непроницаемый камень, является в данное время основным способом герметичного разобщения проницаемых горизонтов друг от друга, предотвращения перетоков пластовых жидкостей из одного горизонта в другой или в атмосферу через заколонное пространство.

В процессе длительной эксплуатации скважин техническое состояние обсадных колонн изменяется. Одной из важнейших причин этого является коррозия труб. По данным ТатНИПИ-нефть, в скважинах Татарии в результате наружной коррозии герметичность труб может быть нарушена уже через несколько лет после начала эксплуатации; в подавляющем большинстве случаев интенсивная коррозия приурочена к тем участкам обсадных колонн, которые перекрывают водоносные проницаемые объекты и не были зацементированы. На зацементированные участки скважин приходится менее 2% нарушений герметичности обсадных колонн, связанных с коррозией.

Следовательно, заколонное пространство против всех проницаемых пластов должно быть зацементировано. Верхнюю границу цементируемого интервала следует размещать не менее чем на 200 м выше башмака предыдущей обсадной колонны или кровли верхнего проницаемого пласта.

Если колонна перекрывает многолетнемерзлые породы, ее необходимо надежно зацементировать также для того, чтобы теплая промысловая жидкость не могла проникнуть в заколонное пространство, интенсифицировать растепление мерзлых пород и разрушить их. Если же в процессе разбуривания мерзлых пород (например, указанного выше второго типа) началось кавернообразование, целесообразно не только в возможно кратчайший срок перекрыть такие породы колонной, но и заполнить заколонное пространство твердеющими материалами, чтобы предотвратить возможность обваливания пород в каверну.

Правилами ведения буровых работ в СССР предусмотрено, что кондукторы во всех скважинах, промежуточные и эксплуатационные колонны в газовых и разведочных скважинах, а также промежуточные колонны в нефтяных скважинах глубиной свыше 3000 м должны быть зацементированы по всей длине. Интервал цементирования эксплуатационных колонн в нефтяных скважинах разрешается ограничивать участком от башмака до сечения, расположенного не менее чем на 100 м выше башмака предыдущей обсадной колонны, а промежуточных колонн в нефтяных скважинах глубиной менее 3000 м — участком длиной не менее 500 м от башмака с учетом геологических условий. Такое же ограничение интервала цементирования допускается для промежуточных и эксплуатационных колонн в газовых и разведочных скважинах, если приняты эффективные меры для обеспечения герметичности соединений труб [16].

Конечно, в тех случаях, когда цементируют лишь нижний участок колонны, нужно следить за тем, чтобы все проницаемые породы были надежно изолированы.

## ГЛАВА 5 ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ И ИХ СОЕДИНЕНИЯ

### § 31. Конструкция обсадных труб

Для крепления стенок скважин применяют специальные стальные трубы, называемые обсадными. В нефтяных и газовых скважинах используют преимущественно цельнокатаные трубы, изготавливаемые в соответствии с ГОСТ 632—64; направления и кондукторы большого диаметра иногда составляют из сварных стальных труб.

Обсадная труба, изготовленная в соответствии с ГОСТ 632—64, должна иметь форму длинного полого круглого цилиндра, на концах которого нарезана наружная коническая

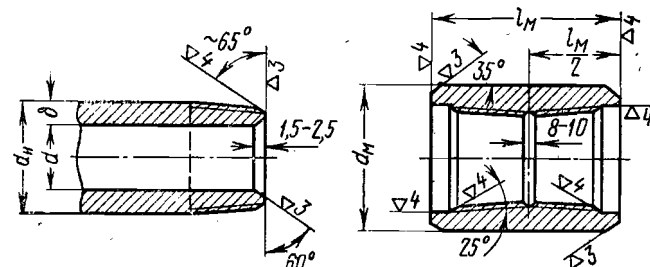


Рис. 25. Обсадная труба по ГОСТ 632—64 и муфта к ней:  
 $d_n$  — наружный диаметр;  $d$  — внутренний диаметр;  $l_M$  — длина муфты;  $d_M$  — наружный диаметр муфты

резьба (рис. 25). Две такие трубы соединяются между собой муфтой, снабженной внутренней конической резьбой. Обсадные трубы изготовляют бесшовными с наружным диаметром от 114 до 508 мм и с различными толщинами стенок. Толщину стенки трубы увеличивают за счет уменьшения внутреннего диаметра.

Реально изготавливаемые заводами обсадные трубы всегда несколько отличаются по форме от идеально круглого цилиндра. Поперечное сечение реальной трубы почти всегда слегка овально; толщина стенки не всегда постоянна не только по длине трубы, но также в поперечном сечении ее. В связи с этим в ГОСТ 632—64 установлены предельные нормы допускаемых отклонений от номинальных размеров идеально круглого цилиндра. Так, для обычных обсадных труб с диаметром не более

219 мм и муфт к ним отклонения по наружному диаметру не должны превышать  $\pm 1\%$ , а для труб большего диаметра  $\pm 1,25\%$ ; отклонение по толщине стенки должно быть не более минус  $12,5\%$ , по массе отдельной трубы — не более плюс  $9\%$  или минус  $6\%$ . По специальному заказу заводы должны изготавливать трубы повышенной точности.

Поскольку форма сечения трубы отличается от круга, введено понятие овальности. Под овальностью понимают отношение разности наибольшего и наименьшего наружных диаметров поперечного сечения трубы к их полусумме

$$e = \frac{2[(d_n)_{\max} - (d_n)_{\min}]}{(d_n)_{\max} + (d_n)_{\min}} \quad (5.1)$$

В соответствии с ГОСТ 632—64 овальность обсадных труб не должна превышать  $80\%$  допускаемых отклонений по наружному диаметру. Это означает, что для обычных обсадных труб с наружным диаметром не более 219 мм овальность не должна быть более

$$e = 0,8 \frac{2[(1 + 1,01) d_n - (1 - 0,01) d_n]}{(1 + 0,01) d_n + (1 - 0,01) d_n} = 0,016,$$

или  $1,6\%$

где  $d_n$  — номинальный наружный диаметр обсадной трубы.

Для обычных обсадных труб с наружным диаметром более 219 мм овальность не должна превышать  $e=0,02$ , или  $2\%$ . При повышенной точности изготовления овальность не должна превышать соответственно  $1,2\%$  для труб с наружным диаметром не более 219 мм и  $1,6\%$  для труб большего диаметра. В большинстве случаев овальность обычных обсадных труб с диаметром 146 и 168 мм не превышает  $1\%$ .

Обсадные трубы изготавливают из углеродистых и легирован-

Таблица 5

Показатели	Группа прочности стали труб						
	С	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление, МПа	490	635	685	735	785	880	1080
Предел текучести, МПа	315	370	490	540	635	735	930
Относительное удлинение, % при длине образца, равной 5 диаметрам его	18	16	12	12	12	12	12
при длине образца, равной 10 диаметрам его	14	12	10	10	10	10	10

ных сталей, в которых содержание серы и фосфора не должно превышать  $0,045\%$  каждого, а содержание мышьяка — не более  $0,15\%$ . В состоянии поставки, т.е. после изготовления трубы, эти стали должны удовлетворять требованиям, указанным в табл. 5.

Трубы и муфты к ним, как правило, должны изготавливать из стали одинаковой группы прочности. Допускается, однако, изготавливать муфты к трубам диаметром до 245 мм при толщине стенки не более 10 мм, а также ко всем трубам большего диаметра из стали предыдущей группы прочности, например к трубам из стали группы прочности К муфты из стали группы Д.

Трубы групп прочности К и выше должны термически обрабатываться; в стандарте, однако, не указаны виды термообработки.

Согласно ГОСТ 632—64 все обсадные трубы диаметром 219 мм и менее и  $50\%$  труб большего диаметра после навинчивания и закрепления муфт должны на заводе подвергаться испытанию гидравлическим давлением — опрессовке. Продолжительность опрессовки — не менее 10 с. Давление опрессовки рассчитывают так, чтобы эквивалентное напряжение на внутренней поверхности составляло в трубах с наружным диаметром 219 мм и менее  $80\%$ , а в трубах большего диаметра —  $60\%$  от предела текучести материала; при этом предполагают, что диаметр и толщина стенки труб соответствуют номинальным значениям. Трубы, при испытании которых обнаружены течь или потение в стенке, не разрешается отгружать потребителю. Если обнаружена течь в резьбовом соединении, соединение должно быть забраковано, а на трубе нарезана новая резьба. После нарезки резьбы обязательно проводится повторная опрессовка.

Обсадные трубы должны быть прямыми. Если между концами трубы туго натянуть нить, стрела прогиба на расстоянии одной трети длины трубы от каждого из ее концов не должна превышать 1,3 мм на каждый метр длины этого участка; посередине трубы прогиб не должен превышать  $1/2000$  длины ее.

Помимо рассмотренных выше обсадных труб, которые имеют постоянную по длине толщину стенки, некоторые заводы изготавливают специальные трубы с утолщенными концами. Увеличение толщины стенки труб у концов осуществляется, как правило, только наружу. Утолщение концов позволяет повысить прочность резьбовых соединений на растяжение, а также герметичность их. В СССР такие трубы изготавливают по временным техническим условиям и имеют шифр ТБО (трубы обсадные безмуфтовые).

Заводы отгружают обсадные трубы потребителям партиями. Каждая партия снабжается сертификатом, в котором удостоверяется качество труб и соответствие их требованиям стандарта или технических условий.

## § 32. Резьбовые соединения обсадных труб

Соединения с конической резьбой треугольного профиля. На наружной поверхности концов обсадных труб, изготавливаемых в соответствии с ГОСТ 632—64, нарезана коническая резьба треугольного профиля (рис. 26). Угол при вершине профиля резьбы равен  $60^\circ$ . Биссектриса этого угла должна быть перпендикулярна к оси резьбы. Вершины и впадины резьбы

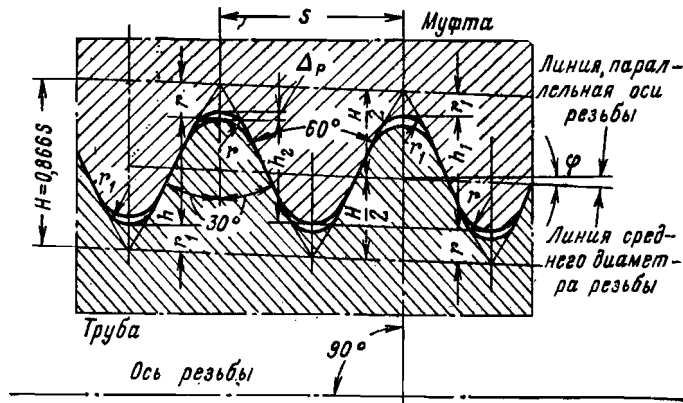


Рис. 26. Профиль резьбы по ГОСТ 632—64

закруглены, причем радиус закругления вершин немного больше радиуса закругления впадин. Шаг резьбы, измеряемый параллельно оси ее, равен 3,175 мм; на длине в 25,4 мм размещаются восемь витков (ниток) резьбы, поэтому часто ее называют восьминиточной. Характеристика резьбы по ГОСТ 632—64 приводится ниже

Шаг резьбы $s$ , мм	3,175
Глубина резьбы $h_1$ , мм	1,810
Рабочая высота профиля $h_2$ , мм	1,734
Радиусы закруглений, мм:	
вершин $r$	0,508
впадин $r_1$	0,432
Зазор $\Delta p$ , мм	0,076
Угол наклона образующей конуса к оси резьбы $\nu$	$1^\circ 47' 24''$

Резьба выполнена на слабokonической поверхности конца трубы. Конусность резьбы, т. е. отношение разности диаметров ее в двух поперечных сечениях к расстоянию между последними, равна  $2tg\nu=1/16$ . Коническая резьба позволяет путем натяга при свинчивании соединяемых деталей достичь несколько большей герметичности соединения по сравнению с цилиндрической резьбой при одинаковой точности изготовления.

При нарезке резьбы в зоне сочленения конуса с цилиндрической поверхностью трубы образуются несколько витков неполного профиля: вершины их срезаны (рис. 27). Плоскость, перпендикулярную к оси резьбы, в которой диаметр витка с полным профилем точно равен наружному диаметру цилиндрической поверхности трубы, называют основной плоскостью. Конец непрерывно исчезающей нитки резьбы называют концом сбега. От этой точки конца сбега принято вести счет витков

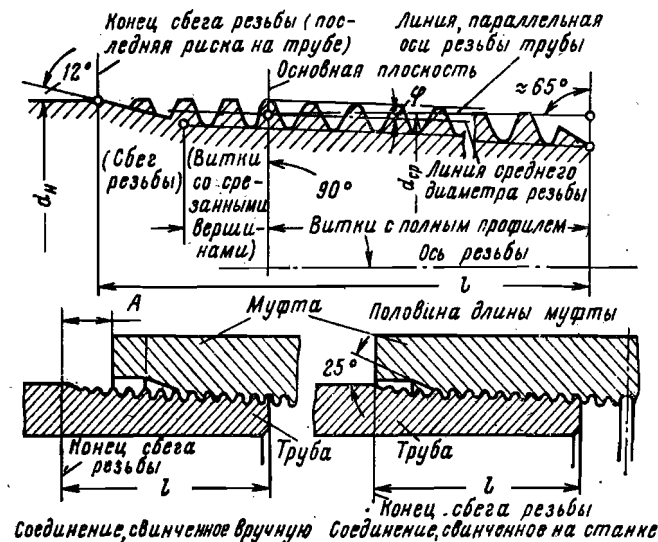


Рис. 27. Элементы резьбового соединения обсадных труб по ГОСТ 632—64

резьбы. Основная плоскость совпадает с пятым витком от конца сбега (первым витком полного профиля).

На внутренней поверхности муфты нарезают такие же конические резьбы, как и на концах трубы, причем вершины конусов обращены друг к другу.

Поскольку радиусы закругления вершин и впадин различные, при свинчивании муфты с трубой в соединении образуется тонкий зазор; наибольшая высота его  $\Delta p=0,076$  мм. В этот зазор выдавливается излишек смазки; он выполняет роль своеобразного гидравлического затвора.

Большая часть обсадных труб, изготовленных по ГОСТ 632—64, имеет соединения с нормальной длиной резьбы. На трубах диаметром 127 и 140 мм с толщиной стенки 6 мм и на трубах диаметром 194 мм и более с толщиной стенки 7 мм длина резьбы несколько короче нормальной (так называемая короткая резьба). Стандарт предусматривает также изготовле-

ние труб диаметром от 114 до 245 мм включительно и муфт к ним с удлиненной резьбой. Увеличение длины резьбы составляет от 13% для труб диаметром 114 мм до 40% для труб диаметром 245 мм.

Каждая труба перед выпуском с завода должна быть снабжена муфтой, навинченной на один из ее концов. При навинчивании вручную до отказа расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы на трубе должно быть равно натягу А, регламентированному в ГОСТ 632—64. Величина этого натяга для труб диаметром 245 мм и менее с нормальной (и короткой) длиной резьбы и для труб диаметром 194 мм и менее с удлиненной резьбой равна 9,5 мм, а для всех остальных труб — 11 мм. Отклонение допускается  $\pm 1$  виток. Соединение должно быть закреплено с помощью муфтонаверточного станка. После довинчивания муфты на станке торец ее должен совпадать с последней рискуй резьбы; отклонение допускается  $\pm 1$  виток. Диаметральный натяг составляет в первом случае  $0,6 \pm 0,2$  мм, а во втором  $0,7 \pm 0,2$  мм.

Если при навинчивании вручную до отказа торец муфты намного не дойдет до конца сбега резьбы на трубе, то при докреплении соединения машиной без контроля величины крутящего момента напряжения в теле трубы и в муфте в момент, когда торец муфты подойдет к концу сбега резьбы, могут оказаться чрезмерно высокими, опасными для целостности резьбового соединения. Напротив, если при навинчивании муфты на трубу вручную до отказа расстояние между торцом муфты и концом сбега резьбы на трубе будет значительно меньше величины А, после докрепления машиной и совмещения торца муфты с концом сбега резьбы соединение будет слабо затянуто и негерметично. Перед навинчиванием муфты резьба должна быть очищена и покрыта смазкой, обеспечивающей герметичность соединения и предохраняющей резьбу от задиров и коррозии. Для защиты резьб от повреждения и загрязнения при транспортировке и хранении на свободный конец трубы навинчивают предохранительное кольцо, а в муфту ввинчивают пробку. Предварительно эти резьбы должны быть покрыты антикоррозийной смазкой.

Рассмотренным выше соединениям с резьбой треугольного профиля присущи два крупных недостатка. Во-первых, прочность такого муфтового соединения составляет от 55 до 70% прочности по телу ненарезанного участка трубы; наиболее слабым является сечение по основной плоскости. Во-вторых, недостаточно высока герметичность их. Поэтому трубы с такими соединениями целесообразно использовать для комплектования прежде всего нижних участков обсадных колонн, где прочность на растяжение не является серьезным лимитирующим фактором, а избыточное внутреннее давление сравнительно невелико.

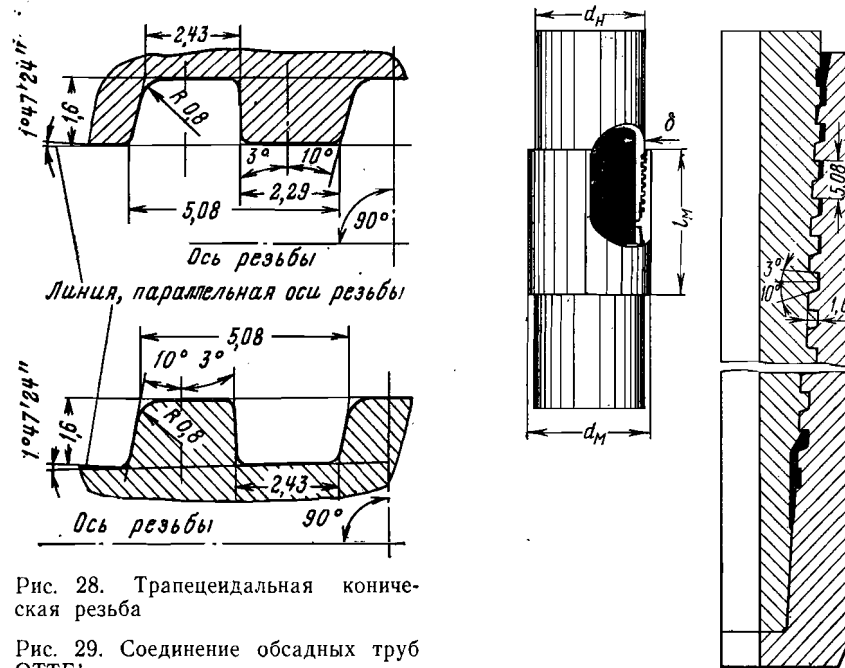


Рис. 28. Трапецидальная коническая резьба

Рис. 29. Соединение обсадных труб ОТТГ1

*Муфтовые соединения с резьбой трапецидального профиля.* Прочность соединения можно существенно повысить, если треугольный профиль резьбы с большим углом при вершине заменить трапецидальным с малыми углами наклона боковых граней. В последние годы применяются трубы, на которых нарезана трапецидальная резьба с конусностью  $2 \operatorname{tg} \alpha = 1/16$ , шагом 5,08 мм; глубиной 1,6 мм и углами наклона граней профиля 3° и 10° (рис. 28). Посадка резьбы осуществляется по внутреннему и наружному диаметрам ее. При свинчивании от руки муфты с трубой осевой натяг должен быть равен  $14 \pm 3$  мм; после докрепления соединения машиной торец муфты должен совпадать с последней рискуй на трубе или не доходить до нее не более чем на 5 мм; диаметральный натяг при этом составит 0,75 мм.

Трубы с такими соединениями в СССР имеют шифр ОТТМ1 (обсадные трубы с трапецидальной резьбой, с муфтами). По данным ВНИИБТ, прочность на растяжение резьбовых соединений ОТТМ1 на 25—50% выше, чем соединений с резьбой треугольного профиля по ГОСТ 632—64.

Трубы с муфтовыми соединениями повышенной герметичности имеют шифр ОТТГ1. Они снабжены резьбой такого же профиля, что и трубы ОТТМ1, но отличаются от последних, во-



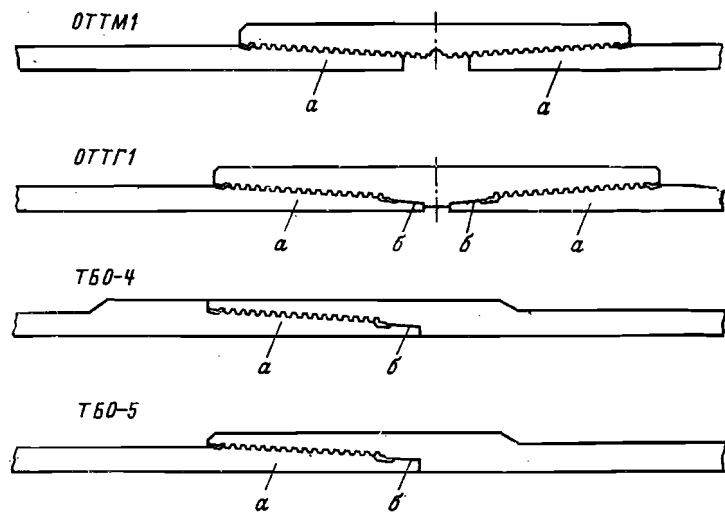


Рис. 30. Конструкции соединений труб с трапецидальной резьбой: а — резьба; б — уплотнительная часть соединения

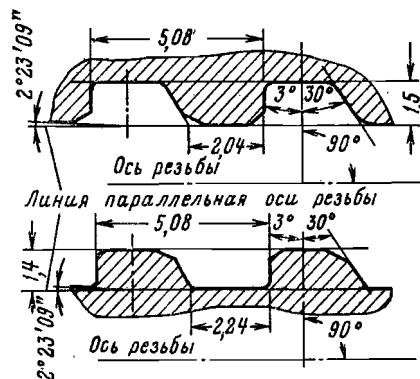


Рис. 31. Соединение обсадных безмуфтовых труб ОГ-1м

первых, наличием уплотнительных поверхностей — наружной у ниппельного конца трубы и внутренней — в срединной части муфты; во-вторых, тем, что резьбовое соединение закрепляется до упора торца трубы в срединный выступ муфты (рис. 29). При таком закреплении соединения создается посадка по уплотнительным коническим поверхностям и по внутреннему и наружному диаметрам резьбы, точно фиксируется заданный диаметральный натяг ( $\sim 0,5$  мм), устраняется зазор между соединяемыми деталями, чем достигается более высокая герметичность. Отклонения по конусности гладких уплотнительных поверхностей трубы и муфты на длине 14 мм не должны превышать  $\pm 0,03$  мм.

Безмуфтовые соединения с резьбой трапецидального профиля. Существуют безмуфтовые соединения труб с утолщенными концами и труб с постоянной по длине толщиной стенок.

Трубы с утолщенными концами разработаны в двух вариантах. В трубах ТБО-4 (трубы безмуфтовые обсадные) утолщены оба конца; на одном из концов нарезана наружная, а на другом — внутренняя коническая трапецидальная резьба. В трубах ТБО-5 утолщен только один конец, на котором нарезана внутренняя резьба; на другом, не утолщенном, конце имеется наружная резьба. Профиль и размеры трапецидальных резьб на трубах ТБО такие же, как и на трубах OTTM1.

На концах труб ТБО имеются такие же гладкие конические уплотнительные поверхности, как и на трубах OTTG1 (рис. 30). Соединения закрепляются до упора торцов. Трубы ТБО и OTTG1 можно соединять друг с другом без дополнительных переходников.

Трубы ТБО и OTTG1 рекомендуется использовать для укомплектования участков обсадных колонн с избыточным внутренним давлением до 50 МПа.

Безмуфтовые трубы ОГ-1м с постоянной по длине толщиной стенок снабжены на одном конце наружной, а на другом — внутренней конической резьбой трапецидального профиля. Конусность резьбы  $2\text{tg}\alpha=1/12$ ; шаг — 5,08 мм; рабочая высота профиля 1,4 мм; боковые грани профиля наклонены под углами 3 и 30° (рис. 31). Резьбовое соединение закрепляется до упора торцов. Посадка резьбы происходит по внутреннему диаметру ее; кроме того, для увеличения жесткости муфтового конца предусмотрена посадка по срезанным вершинам профиля на участке от начала сбега резьбы на ниппельном конце трубы до упорного уступа.

По данным ВНИИБТ, прочность соединений ОГ-1м при растяжении составляет около 50% прочности тела трубы в ненарезанной части, а герметичность при использовании смазок Р-2, Р-402 достигает при гидравлическом испытании 35 МПа.

Характерной особенностью обсадных колонн, составленных из труб ОГ-1м, является постоянство наружного диаметра по всей длине.

### § 33. Сварные соединения обсадных труб

Одним из наиболее эффективных способов повышения герметичности является сварка соединений обсадных труб. Применяются несколько типов сварных соединений: раструбное (рис. 32, а), двухраструбное (рис. 32, б), муфтовое (рис. 32, в), встык (рис. 32, г), ниппель-раструбное (рис. 32, д), двухраструбное с центрирующим кольцом (рис. 32, е) и другие. Одним из достоинств соединений, показанных на рис. 32, а, в, д и е, является легкость центрирования концов труб при сварке; гораздо сложнее центрировать концы труб при двухраструбном и стыковом соединениях.

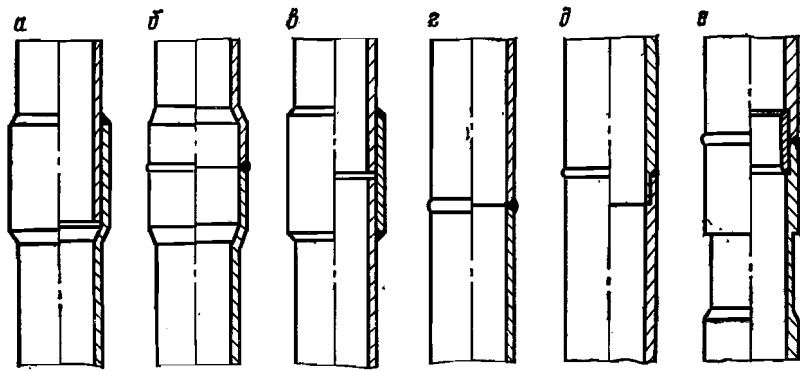


Рис. 32. Сварные соединения обсадных труб

Прочность при растяжении раструбного и муфтового сварных соединений примерно равна, а двухраструбного — несколько выше прочности стандартного резьбового соединения по ГОСТ 632—64. Прочность стыкосварного соединения близка (а в ряде случаев — даже равна) к прочности тела трубы. Существенным недостатком стыкосварного и — в меньшей степени — двухраструбного соединений является образование грата на внутренней поверхности труб вследствие затекания расплавленного металла при сварке и вызванное этим заметное уменьшение внутреннего диаметра обсадной колонны. Этот недостаток устранен в соединениях, показанных на рис. 32, *д* и *е*.

Применяются в СССР наиболее широко двухраструбные с центрирующим кольцом и ниппель-раструбные сварные соединения. В первом из них на обоих концах каждой обсадной трубы делают внутренние расточки глубиной до 0,3 толщины стенки и длиной 30—50 мм. Перед сваркой две трубы центрируют с помощью специального кольца из малоуглеродистой стали, которое вставляют в эти расточки. Кольцо препятствует также затеканию расплавленного металла внутрь труб при сварке.

При ниппель-раструбном соединении предварительно на одном конце трубы делают такую же внутреннюю расточку, как и в предыдущем случае, а на другом конце — наружную проточку. Перед сваркой стакан, образовавшийся при наружной проточке конца одной трубы, вставляют во внутреннюю расточку конца другой трубы; таким образом достигается хорошая центровка труб и предотвращается образование грата на внутренней поверхности при сварке. Ниппель-раструбное соединение целесообразно применять лишь для труб с малой овальностью. При значительной овальности труб следует использовать соединения с внутренним центрирующим кольцом.

Для удержания колонны на весу при двух последних типах сварных соединений на наружной поверхности трубы на расстоянии примерно 200 мм от верхнего конца ее делают проточку длиной 0,3—0,5 диаметра и глубиной — до 0,4 толщины стенки. В эту проточку при спуске обсадной колонны вставляют специальный шарнирный хомут, под который затем подводят обычный элеватор.

Такая проточка уменьшает прочность трубы на растяжение. Обычно прочность на растяжение в месте наружной проточки под хомут немного выше прочности стандартного резьбового соединения по ГОСТ 632—64. Прочность сварного соединения может быть повышена до прочности тела трубы, если использовать специальные трубы с утолщенными на 8—10 мм по диаметру концами и проточку под хомут делать в утолщенной части.

Трубы сваривают непосредственно над устьем скважины. Для этого используют полуавтоматы и автоматы для электродуговой сварки института им. Е. О. Патона. Применяется как сварка в защитной среде, так и без защитной среды. Электродуговым способом сваривают обсадные трубы группы прочности Д, изготавливаемые из углеродистых сталей, а также трубы более высоких групп прочности, если они изготовлены из хорошо свариваемых сталей.

Имеется также опыт контактной сварки с помощью автоматов института им. Е. О. Патона. Таким способом можно соединять трубы любой группы прочности. Контактная сварка осуществляется путем нагрева концов труб до пластического состояния и осевого сдавливания их по торцам. Прочность образующегося шва равна прочности тела трубы. У этого способа, однако, есть два существенных недостатка: во-первых, при сдавливании концов труб на внутренней поверхности образуется грат; во-вторых, установки для контактной сварки более громоздки, чем для дуговой.

#### § 34. Прочность обсадных труб и их соединений при осевом растяжении

*По телу трубы.* Если к трубе приложить осевую растягивающую силу, в поперечном сечении ее возникнут напряжения. Величину силы, при которой напряжения достигнут предела текучести материала, можно определить по формуле

$$P_T = \frac{\pi}{4} (d_n^2 - d^2) \sigma_T, \quad (5.2)$$

где  $d$  — внутренний диаметр трубы.

*По сварному соединению.* Предельную растягивающую нагрузку для сварного шва обычно вычисляют по формуле

$$P_T = k_{св} \pi d_{ш} \delta \sigma_T, \quad (5.3)$$

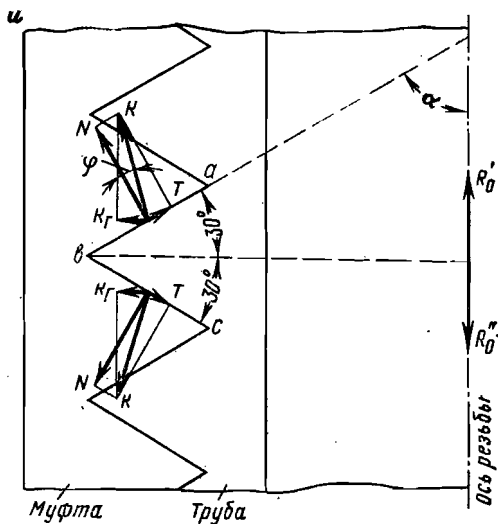
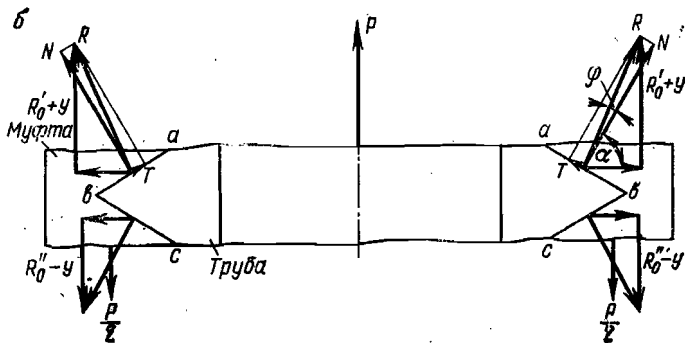


Рис. 33. Схема к расчету муфтового соединения



где  $d_{ш}$  — средний диаметр сварного шва;  $k_{св}$  — поправочный коэффициент, учитывающий форму сварного шва: для муфто-сварного и раструбного соединений  $k_{св}=0,7$ ; для стыкосварного соединения без утолщения концов труб  $k_{св}=0,9$ ; для контактного сварного соединения с утолщением стенок труб в месте стыка торцов  $k_{св}=1,0$  [19];

$\delta$  — номинальная толщина стенки трубы.

Если на трубах делают проточку под хомут, предельную растягивающую силу для сечения по проточке находят по формуле (5.2), подставляя вместо  $d_n$  наружный диаметр трубы в месте проточки.

В муфтовом соединении с резьбой треугольного профиля по ГОСТ 632—64. При определении прочности стандартного резьбового соединения сделаем следующие допущения:

- а) труба и муфта представляют собой цилиндры круглого поперечного сечения; толщина стенок их в каждом сечении неизменна (равнотенные цилиндры);
- б) осевая нагрузка равномерно распределена по всем виткам резьбы полного профиля;
- в) муфта абсолютно жесткая;
- г) осевая сила полностью передается на поперечное сечение трубы в зоне первого витка полного профиля.

Рассмотрим муфтовое соединение, свинченное с упругим натягом. Поскольку резьба коническая, то при навинчивании муфты на трубу на опорных поверхностях витков возникнут силы реакции, нормальные к этим поверхностям, и силы трения, действующие против направления перемещения витков. Выделим мысленно один виток (рис. 33, а) и обозначим  $N$  — силу реакции, нормальную к опорной поверхности  $ab$ ,  $T$  — силу трения на той же опорной поверхности. Полная реакция  $R$  будет отклонена от реакции нормального давления на угол трения  $\varphi$ .

Разложим силу  $R$  на радиальную составляющую  $R_r$  (сжимающую трубу и растягивающую муфту)

$$R_r = R \cos(\alpha + \varphi)$$

и продольную составляющую

$$R'_0 = R \sin(\alpha + \varphi) = R_r \operatorname{tg}(\alpha + \varphi), \quad (а)$$

где  $\alpha$  — угол наклона грани витка к оси резьбы.

Очевидно, такие же силы будут действовать и на опорную поверхность  $bc$  витка, поскольку площади этих поверхностей одинаковы

$$R'_0 = R''_0.$$

Если такое затянутое соединение нагружать осевой силой  $P$  (рис. 33, б), сила нормального давления на опорной поверхности  $ab$  будет возрастать, а на поверхности  $bc$  уменьшаться. Так как по принятому выше условию осевая сила равномерно распределяется по всем виткам полного профиля, то условие равновесия выделенного витка

$$(R'_0 + Y) - (R''_0 - Y) - \frac{P}{n_b} = 0,$$

где  $n_b$  — число витков полного профиля, находящихся в зацеплении;  $Y$  — величина изменения проекции равнодействующей сил, приложенных к одной опорной поверхности, на ось резьбы.

Отсюда

$$Y = 0,5P/n_b. \quad (б)$$

Радиальная составляющая равнодействующей сил, приложенных к опорной поверхности  $ab$ ,

$$R_r = p_1 f,$$

где  $p_1$  — радиальное давление;  $f$  — площадь опорной поверхности.

Проекция сил, приложенных к опорной поверхности  $ab$ , на ось резьбы

$$R'_0 + Y = p_1 f \operatorname{tg}(\alpha + \varphi).$$

Отсюда радиальное давление на поверхность  $ab$

$$p_1 = p_0 + \frac{P \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{2fn_B}, \quad (B)$$

$$\text{где } p_0 = \frac{R'_0 \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{f}.$$

Аналогично радиальное давление на поверхность  $bc$

$$p_2 = p_0 - \frac{P \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{2fn_B}. \quad (Г)$$

Из последней формулы видно, что при некотором значении осевой нагрузки давление  $p_2$  на поверхность витка  $bc$  может обратиться в нуль.

Если  $p_2 > 0$ , то при увеличении силы  $P$  радиальное давление на поверхность грани  $ab$  будет возрастать настолько же, насколько уменьшается радиальное давление на поверхность грани  $bc$ ; среднее же значение радиального давления на поверхность всего витка будет оставаться неизменным и равным  $p_0$ .

Нарезанный конец трубы находится в сложном напряженном состоянии, испытывая воздействие осевой силы  $P$  и радиального давления. Радиальное давление прерывисто: оно резко меняется при переходе от одной грани витка к другой. Поэтому для упрощения решения задачи сложную поверхность резьбы заменим поверхностью гладкого цилиндра, наружный диаметр которого равен среднему диаметру  $d_{cp}$  резьбы в основной плоскости, внутренний — внутреннему диаметру трубы, а длина равна проекции длины резьбы с витками полного профиля на ось резьбы. На поверхность цилиндра действует равномерное давление  $p_*$ , величину которого находим из условия равенства суммы сил радиальных давлений, действующих на поверхность резьбы и на поверхность цилиндра

$$p_* \pi d_{cp} l = p_0 F, \quad (д)$$

где  $F = 2fn_B$  — суммарная поверхность витков полного профиля.

Под действием этого давления в продольных сечениях цилиндра возникают нормальные сжимающие напряжения, достигающие наибольшей величины на внутренней поверхности ее. Величину напряжений можно найти по формуле Ляме [51].

$$\sigma_{t,r} = \frac{p_B d^2 - p_H d_H^2}{d_H^2 - d^2} \pm \frac{(p_B - p_H) d^2 d_H^2}{d_i^2 (d_H^2 - d^2)}, \quad (5.4)$$

где  $p_B$  и  $p_H$  — соответственно внутреннее и наружное давления;  $d_i$  — диаметр рассматриваемой точки сечения.

Положим здесь  $p_B = 0$ ,  $p_H = p_*$ ,  $d_i = d$ ,  $d_H = d_{cp}$ . Тогда тангенциальное напряжение на внутренней поверхности цилиндра

$$\sigma_t = - \frac{2p_* d_{cp}^2}{d_{cp}^2 - d^2}. \quad (е)$$

В поперечных сечениях цилиндра под действием силы  $P$  возникают осевые нормальные напряжения  $\sigma_z$ . При переходе от цельного тела трубы к нарезанному участку величина этих напряжений несколько уменьшается, так как часть силы воспринимается муфтой. Для упрощения расчета будем пренебрегать уменьшением напряжений и считать, что на сечение трубы по основной плоскости сила  $P$  передается полностью. Тогда

$$\sigma_z = \frac{4P}{\pi (d_{cp}^2 - d^2)}. \quad (ж)$$

Согласно третьей теории прочности наибольшее касательное напряжение, равное полуразности наибольшего и наименьшего главных нормальных напряжений, не должно превышать половины предела текучести материала

$$\tau_{\max} = \frac{\sigma_z - \sigma_t}{2} \leq \frac{\sigma_T}{2}. \quad (5.5)$$

Поскольку толщина стенки обсадных труб во много раз меньше диаметра их, можно с небольшой погрешностью принять  $d_{cp} + d \approx 2d_{cp}$ . Учитывая это и подставляя в выражение (5.5) значения  $\sigma_t$  и  $\sigma_z$  из формул (е) и (ж), находим то значение осевой силы, при котором приведенное напряжение в сечении по основной плоскости нарезанного конца трубы достигает предела текучести [43].

$$P_{стр} = \pi d_{cp} \delta_c \left( \sigma_T - \frac{p_* d_{cp}}{2\delta_c} \right), \quad (5.6)$$

где  $\delta_c = (d_{cp} - d)/2$  — средняя толщина стенки цилиндра.

Рассмотрим теперь случай, когда  $p_2 = 0$ . Из формулы (г) следует, что это возможно, когда осевая сила достигнет величины  $P = P_0$ .

$$P_0 = \frac{2p_0 f n_B}{\operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)} = \frac{p_0 F}{\operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}. \quad (з)$$

Пока сила  $P$  меньше  $P_0$ , она разгружает поверхность  $bc$  витка от силы давления, возникающей при навинчивании муфты, и как бы перекладывает эту силу на поверхность  $ab$ ; при этом среднее давление по поверхности всего витка остается неизменным. Но как только сила  $P$  превзойдет величину  $P_0$ , поверхность  $bc$  не будет более разгружаться и разность сил  $P - P_0$

будет восприниматься только поверхностью  $ab$ . Поэтому при  $P > P_0$  величина радиального давления на поверхность  $ab$  будет равна [43]

$$p_1 = p_0 + \frac{P_0 \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{2f n_b} + \frac{(P - P_0) \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{f n_b}.$$

Подставив в это выражение вместо  $P_0$  его значение из формулы (з), получим

$$p_1 = \frac{2P \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{F}. \quad (и)$$

Так как  $p_2 = 0$ , то среднее радиальное давление по всей поверхности витка

$$p_{\text{ср}} = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{P}{F} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi). \quad (к)$$

Таким образом, при  $P > P_0$  среднее радиальное давление с увеличением силы  $P$  возрастает пропорционально приложенной осевой силе  $P$ , а не остается неизменным, как это было при  $P < P_0$ .

Как и в предыдущем случае, заменим сложную поверхность резьбы поверхностью цилиндра так, чтобы суммы сил радиального давления на эти поверхности были взаимно равны. Так как при  $P > P_0$  радиальное давление на поверхность  $bc$  равно нулю, то сумма сил радиального давления на поверхность резьбы равна  $p_1 \frac{F}{2}$ . Поэтому условие (д) для рассматриваемого случая примет вид

$$p_* \pi d_{\text{ср}} l = p_1 \frac{F}{2}.$$

Подставив вместо  $p_1$  его значение из формулы (и), найдем величину радиального давления на поверхность цилиндра

$$p_* = \frac{P \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{\pi d_{\text{ср}} l}. \quad (л)$$

Подставим теперь в формулу (5.5) значения нормальных напряжений  $\sigma_t$  и  $\sigma_z$  из формул (е) и (ж) с учетом выражения (л)

$$\frac{4P}{\pi (d_{\text{ср}}^2 - d^2)} + \frac{2P d_{\text{ср}}^2 \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{\pi d_{\text{ср}} l (d_{\text{ср}}^2 - d^2)} = \sigma_t.$$

Отсюда, положив  $d_{\text{ср}} + d \approx 2d_{\text{ср}}$  и  $d_{\text{ср}} - d = 2\delta_c$ ,

$$P_{\text{Я}} = \frac{\pi \delta_c d_{\text{ср}} \sigma_t}{1 + \frac{d_{\text{ср}}}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}. \quad (5.7)$$

Чаще всего обсадные трубы под действием чрезмерно большой растягивающей силы обрываются в сечении у первого витка с полным профилем. Поэтому при практических расчетах

в формулу (5.7) вместо средней толщины стенки трубы в основной плоскости подставляют толщину стенки по впадине резьбы в том же сечении.

Формула (5.7) впервые была получена Ф. И. Яковлевым и названа его именем. Величина  $P_{\text{Я}}$  характеризует ту осевую силу, именуемую страгивающей, при которой в зоне первого витка полного профиля напряжение в теле трубы достигает предела текучести. Из формулы (5.7) видно, что страгивающая нагрузка резьбового соединения всегда меньше той осевой силы, при которой в гладком цилиндре с наружным диаметром  $d_{\text{ср}}$  и толщиной стенки  $\delta_c$  напряжение  $\sigma_z$  равно пределу текучести. Эта разница возрастает с уменьшением угла профиля резьбы, но уменьшается с увеличением суммарной длины витков полного профиля.

При выводе формулы Ф. И. Яковлева сделан ряд упрощающих допущений и замен, отмеченных выше. Поэтому формулу следует рассматривать как приближенную. Считают, что расчетные значения занижены против действительных. Чтобы сблизить расчетные величины с фактическими, в формулу (5.7) подставляют завышенное значение угла трения  $\varphi = 18^\circ$ . Действительный угол трения для смазанных поверхностей находится, по-видимому, в диапазоне от  $3$  до  $9^\circ$  [37, 47].

Необходимо обратить внимание на следующие две возможные причины значительного расхождения расчетных и опытных величин страгивающей нагрузки. Во-первых, формула Ф. И. Яковлева справедлива лишь в том случае, когда осевая сила  $P > P_0$ . Если осевая сила  $P < P_0$ , величина страгивающей силы, вычисленная по этой формуле, будет меньше фактической; в этой области следует пользоваться формулой (5.6). К сожалению, надежных опытных данных о величинах радиальных давлений  $p_0$  в затянутых резьбовых соединениях нет; поэтому невозможно пока определить граничное значение силы  $P_0$ , знание которого позволило бы более правильно выбирать расчетную формулу для страгивающей силы.

Во-вторых, формулы (5.6) и (5.7) получены для равностенных круглых труб. При значительной овальности, неблагоприятном сочетании допусков на овальность, толщину стенки и конусность резьбы действительная страгивающая нагрузка иногда может оказаться меньше расчетной.

Задача о величине страгивающей нагрузки в более точной постановке с учетом некоторой неравномерности распределения осевой силы по виткам резьбы и реальной жесткости муфты решена Д. Ю. Мочернюком [37]. Формула Д. Ю. Мочернюка имеет вид

$$P_{\text{м}} = \frac{\pi d_{\text{ср}} \delta_c \sigma_t}{1 + \frac{d_{\text{ср}}^2 (1 - \mu) (1 - C) k_t}{2 d_{\text{ср}} l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \quad (5.8)$$

где  $d_{cd}$  — срединный диаметр трубы в основной плоскости;  $d_{cp}$  — средний диаметр резьбы в том же сечении;  $\delta_c$  — средняя толщина стенки трубы в том же сечении;  $\mu$  — коэффициент Пуассона;  $k_T = 0,8 \div 0,9$  — коэффициент, равный отношению предела пропорциональности к пределу пропорциональности при сжатии;  $C$  — безразмерный параметр, характеризующий муфтовое резьбовое соединение

$$C = \frac{d_{cm}\delta_c}{2d_{cd}\delta_m};$$

$d_{cm}$  — срединный диаметр муфты в основной плоскости;  $\delta_m$  — толщина стенки муфты в том же сечении.

Если в формуле (5,8) положить  $d_{cd} = d_{cp}$ ,  $C = 0$  (т.е. принять, что муфта абсолютно жесткая) и  $\mu = 0$  (т.е. считать, что поперечное сужение материала трубы при действии осевой силы  $P$  отсутствует), получим формулу Ф. И. Яковлева.

В формулу (5,8) подставляют действительный угол трения  $\varphi \approx 3^\circ 30'$ . Нагрузка, вычисленная по формуле (5,8), равна примерно 80% найденной опытным путем.

Величину страгивающей нагрузки можно определить также по формуле П. П. Шумилова

$$P_{ш} = \frac{\pi \delta_c d_{cp} \sigma_T}{1 + k_{ш} \frac{d_{cp}}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \quad (5.9)$$

где  $k_{ш} = \delta_c / (\delta_c + \delta)$  — коэффициент, учитывающий, что осевая сила частично передается муфте через витки неполного профиля и потому на сечение трубы, совпадающее с основной плоскостью, действует лишь часть этой силы.

Величина, найденная по формуле П. П. Шумилова, лежит между значениями, вычисленными по формулам Ф. И. Яковлева и Д. Ю. Мочернюка.

В зарубежной практике муфтовые соединения с резьбой треугольного профиля рассчитывают не по страгивающей нагрузке, а по нагрузке, разрушающей соединение или вызывающей обрыв трубы в сечении по основной плоскости. Нагрузку, при которой разрушается резьбовое соединение, т.е. резьба трубы выходит из сопряжения с резьбой муфты, можно определить, например, по формуле фирмы «Маннесман» [64]

$$P_{рав} = \frac{\pi d_1 \delta_1 \sigma_T}{0,4 + 0,65 \frac{(d_1 + \delta_1) \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{l}}, \quad (5.10)$$

где  $d_1$  — срединный диаметр трубы в сечении посередине нарезанного конца трубы;  $\delta_1$  — средняя толщина стенки трубы в том же сечении.

Результаты расчетов этой по формуле обычно несколько ниже опытных данных, но в отдельных случаях превышают опытные значения на 5—10%.

Наиболее распространенными за рубежом являются полуэмпирические формулы Американского нефтяного института [42].

В соединении с резьбой трапецеидального профиля. При расчете соединений с резьбой трапецеидального профиля определяют как силу, при которой возможен обрыв трубы (или муфты) в опасном сечении [54]:

$$P_{рав} = \pi (d + \delta_b) \delta_b \sigma_b, \quad (5.11)$$

так и силу, при которой возможен вырыв трубы из муфты,

$$P_{выр} = \pi \delta_c \left( \sigma_T d_{cd} + \frac{\Delta_c E_1}{\mu_1} + \frac{2E_1 h_2}{\mu_1 - K} \right), \quad (5.12)$$

где  $\sigma_b$  — временное сопротивление материала при растяжении;  $\delta_c$  — толщина стенки по впадине первого витка полного профиля;  $\Delta_c = \Delta_m + \Delta_T$  — общий диаметральный натяг соединения ( $\Delta_m$ ,  $\Delta_T$  — диаметральный деформация соответственно муфты и трубы от натяга в опасном сечении);  $E_1$  — модуль упругости материала в пластической области;  $\mu_1 = 0,5$  — коэффициент Пуассона для пластической области;

$$K = \frac{d_{cd} \operatorname{tg}(\varphi - \beta)}{2l};$$

$\beta$  — наименьший угол наклона профиля витка к линии, перпендикулярной к оси резьбы. Для труб ОТТМ, ОТТГ, ТБО и ОГ-1м  $\beta = 3^\circ$ .

Если наиболее слабым является сечение по телу муфты в зоне сопряжения с первым витком полного профиля на трубе, то в формуле (5.11) следует вместо  $(d + \delta_b)$  подставлять средний диаметр тела муфты  $(d_m - \delta_{вм})$ , а место  $\delta_b$  — толщину стенки  $\delta_{вм}$  муфты по впадине резьбы в указанном сечении.

### § 35. Сопротивляемость круглых обсадных труб избыточному гидравлическому давлению

*Прочность трубы.* Под влиянием избыточного гидравлического давления труба может быть разрушена в меридианальном сечении. Во избежание возникновения опасных для ее прочности напряжений эквивалентное напряжение на внутренней поверхности трубы согласно теории наибольших касательных напряжений не должно превышать предел текучести материала

$$\sigma_{экр} = \sigma_t - \sigma_r \leq \sigma_T. \quad (5.13)$$

Подставив значения  $\sigma_{t,r}$  из формулы (5.4) Лямэ, найдем то избыточное давление, при котором соблюдается равенство (5.13)

$$\left\{ \begin{array}{l} p_b - p_n \\ p_n - p_b \end{array} \right\}_{кр} = \frac{\sigma_T (d_n^2 - d^2)}{2d_n^2} \quad (5.14)$$

или, если положить здесь  $d_n + d \approx 2d_n$ ,

$$\left\{ \begin{array}{l} p_B - p_H \\ p_H - p_B \end{array} \right\}_{кр} = p_B = 2k_{ст}\sigma_T, \quad (5.15)$$

где  $k_{ст} = \delta/d_n$  — коэффициент стенок трубы.

Формулой (5.15) Барлоу обычно пользуются для определения прочности обсадных труб на разрыв от избыточного внутреннего давления. Поскольку стандарт допускает уменьшение толщины стенки труб при обычной точности изготовления до 12,5%, в формулу (5.15) вместо номинальной толщины стенки  $\delta$  подставляют возможное наименьшее ее значение. Поэтому расчетная формула для критического избыточного внутреннего давления

$$p_{Бм} = (p_B - p_H)_{кр} = 0,875 \cdot 2 \cdot k_{ст} \sigma_T. \quad (5.16)$$

**Устойчивость формы.** Если труба тонкостенная, форма поперечного сечения ее может измениться под влиянием избыточного наружного гидравлического давления даже в том случае, если эквивалентное напряжение на внутренней поверхности меньше предела текучести. В курсе «Сопротивление материалов» показано, что критическое избыточное наружное давление, при котором круглая равностенная труба теряет устойчивость формы, можно найти по формуле Леви [51]

$$p_{л} = \frac{2Ek_{ст}^3}{1 - \mu^2}. \quad (5.17)$$

Если приравнять формулы (5.15) и (5.17), можно найти граничное значение коэффициента стенок, разделяющее области применимости этих формул

$$k_{гр} = \sqrt{\frac{\sigma_T(1 - \mu^2)}{E}}. \quad (5.18)$$

На рис. 34 приводятся результаты расчета критического давления для круглых труб с пределом текучести  $\sigma_T = 490$  МПа по формулам (5.15) (кривая 1) и (5.17) (кривая 2). Легко видеть, что формулой (5.15) следует пользоваться при  $k_{ст} > k_{гр}$ , т. е. в области, расположенной левее точки А, а формулой (5.17) — при  $k_{ст} < k_{гр}$ , т. е. в области, расположенной правее точки А.

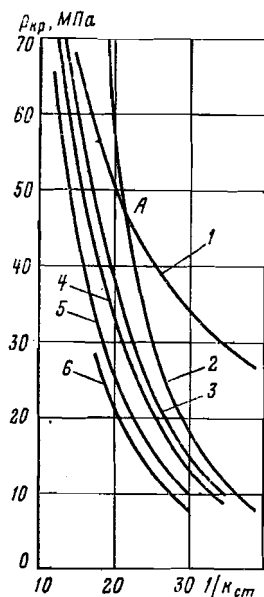


Рис. 34. Зависимость критического избыточного наружного гидравлического давления от коэффициента стенок труб группы прочности К:

1 — по формуле (5.15); 2 — по формуле (5.17); 3 — по формуле (5.22) при  $e=0,01$ ; 4 — по формуле (5.22) при  $e=0,01$ , но без учета коэффициента 1,13; 5 — по формуле (5.23) при  $e=0,01$ ; 6 — по формуле (5.23) при  $e=0,02$

Каждая из формул в своей области дает наименьшее значение критического давления. Обычно трубы, для которых справедлива формула (5.17), называют тонкостенными.

### § 36. Сопротивляемость овальных обсадных труб избыточному наружному гидравлическому давлению

Реальные обсадные трубы могут иметь некоторую овальность. Вследствие этого сопротивляемость их смятию избыточным наружным давлением существенно меньше, чем это следует из формул (5.15) и (5.17).

В отличие от круглых труб, которые при избыточных наружных давлениях ниже критического испытывают только деформацию радиального сжатия, а после достижения критического давления — также деформацию изгиба, овальные трубы при любой величине избыточного наружного давления подвергаются одновременно сжатию и изгибу. Следовательно, форма поперечного сечения в результате деформации изгиба изменяется при любом избыточном наружном давлении, поэтому можно ставить задачу лишь о расчете овальной трубы на прочность. Впервые такая задача была решена Б. В. Булгаковым, а несколько позже С. П. Тимошенко [48]. Рассмотрим задачу об определении критического давления для овальной равностенной трубы со свободными концами.

Допускаемая для обсадных труб овальность сравнительно невелика. Поэтому форму первоначальной оси поперечного сечения трубы можно принять произвольной, но с соблюдением условий на осях симметрии. Примем для рассматриваемой овальной трубы наибольшее начальное радиальное отклонение от круга равным  $u_0$  (рис. 35). Тогда начальные радиальные отклонения от круга для овальной трубы можно описать уравнением [49].

$$u = u_0 \cos 2\psi, \quad (a)$$

где  $\psi$  — центральный угол.

Под влиянием наружного давления все точки овальной трубы получают радиальные перемещения  $y$  и овальность ее увеличится. Найдем величину этих перемещений. Для решения зада-

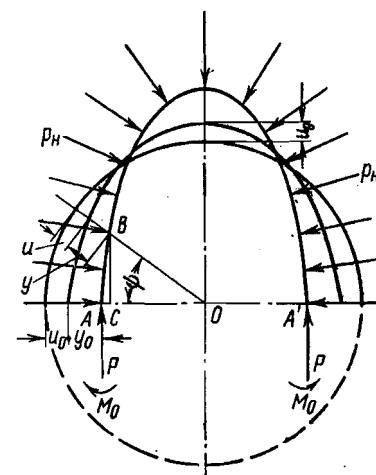


Рис. 35. Схема деформации овального кольца

чи выделим в трубе двумя поперечными сечениями, удаленными друг от друга на расстояние в одну единицу длины, кольцо. Рассечем кольцо меридианальным сечением пополам и рассмотрим верхнее полукольцо. Воздействие на него отброшенного нижнего полукольца заменим силами  $P = p_H \cdot AO$  и опорными моментами  $M_0$ .

Так как начальная овальность кольца мала, то для определения упругих перемещений воспользуемся дифференциальным уравнением упругой кривой для тонкого стержня с кривой осью

$$\frac{d^2 y}{d\psi^2} + y = -\frac{Mr^2}{EI}, \quad (б)$$

где  $M$  — изгибающий момент;  $r$  — радиус оси.

Изгибающий момент  $M$  в сечении  $B$  от сил, действующих левее сечения, равен

$$M = M_0 + P \cdot AC - p_H AB \frac{AB}{2} = M_0 + \frac{p_H}{2} (2AO \cdot AC - AB^2). \quad (в)$$

Из треугольника  $AOB$  следует

$$OB^2 = OA^2 + AB^2 - 2OA \cdot AC$$

Подставим сюда вместо длин отрезков их значения, выраженные через радиус круглой трубы  $r$ , начальные и упругие радиальные перемещения:

$$2OA \cdot AC - AB^2 = OA^2 - OB^2 = [r - (u_0 + y_0)]^2 - [r - (u + y)]^2. \quad (г)$$

Пренебрежем за малостью величинами  $(u_0 + y_0)^2$  и  $(u + y)^2$ . Тогда из выражений (в) и (г) найдем

$$M = M_0 - p_H r [(u_0 + y_0) - (u + y)]. \quad (д)$$

Теперь дифференциальное уравнение (б) можно с учетом выражений (а) и (д) записать в виде

$$\frac{d^2 y}{d\psi^2} + \chi^2 y = B, \quad (е)$$

где

$$\chi^2 = 1 + \frac{p_H r^3}{EI};$$

$$B = \frac{-M_0 r^2 + p_H r^3 y_0 + p_H r^3 u_0 (1 - \cos 2\psi)}{EI}.$$

Общее решение такого уравнения будем искать в виде

$$y = y_0 \cos 2\psi. \quad (ж)$$

Подставляя уравнение (ж) в выражение (е), получаем

$$\left[ -4y_0 + \chi^2 y_0 + \frac{p_H r^3 u_0}{EI} \right] \cos 2\psi - \left[ \frac{-M_0 r^2 + p_H r^3 (y_0 + u_0)}{EI} \right] = 0. \quad (з)$$

Так как (з) является решением уравнения (е), оно должно быть тождеством. Это означает:

$$\left. \begin{aligned} -4y_0 + \chi^2 y_0 + \frac{p_H r^3 u_0}{EI} &= 0 \\ -M_0 r^2 + p_H r^3 (y_0 + u_0) &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (и)$$

Из первого уравнения системы (и) находим, учитывая, что для кольца единичной ширины  $I = \delta^3/12$ :

$$y_0 = \frac{p_H}{p_L - p_H} u_0, \quad (5.19)$$

где  $p_L = 2Ek_{ст}^3$  — критическое давление для круглого кольца.

Из второго уравнения той же системы

$$M_0 = p_H r (y_0 + u_0). \quad (к)$$

Полное радиальное перемещение будет

$$v = u + y = (u_0 + y_0) \cos 2\psi,$$

а изгибающий момент согласно формуле (д)

$$M = p_H r (y_0 + u_0) - p_H r [(u_0 + y_0) - (u + y)] = p_H r v.$$

Из формулы (5.19) видно, что с увеличением давления  $p_H$  упругое радиальное перемещение также возрастает и при  $p_H \rightarrow p_L$   $y \rightarrow \infty$ , т. е. по мере приближения  $p_H$  к  $p_L$  упругое радиальное перемещение неограниченно увеличивается. При таком росте упругого радиального перемещения напряжения в овальном кольце могут достичь предела текучести, когда избыточное наружное давление на него будет еще меньше критического для круглого кольца. Поэтому под критическим для овального кольца будем понимать такое значение избыточного наружного давления, при котором в процессе упругого радиального перемещения его стенок напряжения достигают предела текучести.

Напряжения в меридианальных сечениях кольца есть сумма напряжений сжатия от силы  $p_H r$  и напряжений изгиба от момента  $M$

$$\sigma = \frac{p_H r}{F} + \frac{M \delta}{2I}, \quad (5.20)$$

где  $F$  — площадь меридианального сечения кольца;  $I$  — момент инерции того же сечения.

Подставим в формулу (5.20) наибольшее значение момента  $M_0$  из выражения (к), а вместо  $\sigma$  — предел текучести материала кольца

$$\frac{p_H r}{F} + \frac{p_H r (y_0 + u_0) \delta}{2I} = \sigma_T$$



или с учетом формулы (5.19)

$$\frac{\rho_H r}{F} + \frac{\rho_H \delta}{2I} \left( \frac{\rho_H}{\rho_L - \rho_H} + 1 \right) u_0 = \sigma_T. \quad (л)$$

Для кольца единичной ширины  $F=1 \cdot \delta$ .

Пусть полуоси овальной трубы равны  $r_{\min}$  и  $r_{\max}$ . Тогда овальность

$$e = \frac{2(r_{\max} - r_{\min})}{r_{\max} + r_{\min}}.$$

Но  $r_{\max} - r_{\min} = u_0$ , а  $r_{\max} + r_{\min} = 2r$ . Поэтому  $u_0 = er/2$ .

Подставив найденное значение  $u_0$ , а также  $F$ ,  $I$  и  $\rho_L$  для кольца единичной ширины в выражение (л), получим после преобразований

$$\rho_H^2 - \left[ 2k_{\text{ст}} \sigma_T + 2E k_{\text{ст}}^3 \left( 1 + \frac{3e}{2k_{\text{ст}}} \right) \right] \rho_H + 4E k_{\text{ст}}^4 \sigma_T = 0.$$

Наименьший корень этого уравнения есть критическое избыточное наружное давление для рассматриваемого овального кольца

$$(\rho_H)_{\text{кр}} = k_{\text{ст}} \left\{ \sigma_T + E k_{\text{ст}}^2 \left( 1 + \frac{3e}{2k_{\text{ст}}} \right) - \sqrt{\left[ \sigma_T + E k_{\text{ст}}^2 \left( 1 + \frac{3e}{2k_{\text{ст}}} \right) \right]^2 - 4E k_{\text{ст}}^2 \sigma_T} \right\}. \quad (5.21)$$

Чтобы перейти от кольца единичной ширины к реальной трубе, необходимо жесткость  $EI$  заменить на цилиндрическую  $\frac{EI}{1-\mu^2}$ . Кроме того, в формулу (5.21) входит предел текучести материала при сжатии, который на 10—15% больше предела текучести при растяжении. В справочной же литературе и в паспортах на трубы указывают предел текучести при растяжении. Поэтому перед правой частью формулы нужно ввести поправочный множитель, приблизительно равный 1,1.

Экспериментально установлено, что давление, при котором труба сминается (сминающее давление), в среднем в 1,13 раза больше критического давления, вычисленного по формуле (5.21). После внесения указанных поправок получим формулу сминающего давления для овальных труб

$$\rho_{\text{ом}} = 1,24 k_{\text{ст}} \left\{ \sigma_T + E k_{\text{ст}}^2 \left( 1 + \frac{3e}{2k_{\text{ст}}} \right) - \sqrt{\left[ \sigma_T + E k_{\text{ст}}^2 \left( 1 + \frac{3e}{2k_{\text{ст}}} \right) \right]^2 - 4E k_{\text{ст}}^2 \sigma_T} \right\}. \quad (5.22)$$

Это выражение именуют формулой ГИНИ — Булгакова.

Обсадные трубы могут быть не только овальными, но и разностенными (т. е. с переменной по периметру толщиной стенки). Локальное уменьшение толщины стенки по сравнению с номиналом снижает сопротивляемость трубы избыточному наружному давлению. Задача об определении критического наружного избыточного давления для овальных разностенных труб, имеющих форму сечения, показанную на рис. 36, впервые решена Г. М. Саркисовым [43]

$$\rho_C = 1,1 k_M \left\{ \sigma_T + E k_0^2 k_* \left( 1 + \frac{3e}{2k_*^3 k_M} \right) - \sqrt{\left[ \sigma_T + E k_0^2 k_* \left( 1 + \frac{3e}{2k_*^3 k_M} \right) \right]^2 - 4E k_0^2 k_* \sigma_T} \right\}, \quad (5.23)$$

где

$$k_M = \delta_{\min}/d_H; \quad k_0 = \delta_0/d_H; \quad k_* = \delta_0/\delta_{\min};$$

$$\delta_{\min} = (1 - 0,01a_\delta) \delta;$$

$\delta_{\min}$  — наименьшая толщина стенки неравностенной трубы;  
 $\delta_0$  — средняя расчетная толщина стенки неравностенной трубы, определяемая с учетом допусков по ГОСТу,

$$\delta_0 = \sqrt[3]{0,5 (\Delta^3 + \delta_{\min}^3)};$$

$\Delta$  — возможная наименьшая толщина стенки равностенной трубы

$$\Delta = \left( \frac{1 - 0,01a_M}{1 + 0,01b} \right) \delta;$$

$a_M$  — отрицательный допуск на массу трубы, %;  $b$  — положительный допуск на наружный диаметр, %;  $a_\delta$  — отрицательный допуск на толщину стенки, %.

В СССР формула (5.23) Г. М. Саркисова принята в качестве основной для расчета сопротивляемости обсадных труб смятию избыточным наружным давлением. Легко видеть, что, если пренебречь разностенностью (т. е. положить  $k_0 = k_M = k_{\text{ст}}$  и  $k_* = 1$ ), эта формула превращается в формулу ГИНИ—Булгакова без поправочного эмпирического коэффициента 1,13. Широкой экспериментальной проверки формулы Г. М. Саркисова не проводили. Но сопоставление расчетных данных с опытными данными для труб диаметром от 146 до 219 мм показывает, что расчетные значения ниже опытных примерно на 15—20%. Вероятно, здесь сказываются три обстоятель-

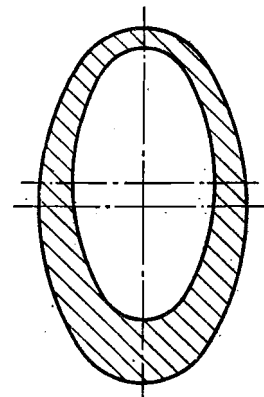


Рис. 36. Овальное разностенное кольцо

ства. Во-первых, то, что фактические овальность и разностенность меньше принятых для расчета. Во-вторых, формула Г. М. Саркисова, как и формула ГИНИ—Булгакова без коэффициента 1,13, характеризует те критические давления, при которых предела текучести достигают эквивалентные напряжения только на внутренней поверхности трубы. В опытах же измеряют только сминающее давление, т. е. то давление, при котором в некотором слое, примыкающем к внутренней поверхности, напряжения превышают предел текучести и возникают пластические деформации, идущие с упрочнением материала. В-третьих, опытные данные, по-видимому, несколько завышены. При проведении опытов на стендах всегда возникали силы трения в уплотнениях между корпусом стенда и испытываемой трубой. Эти силы действовали как осевая сжимающая сила при увеличении наружного давления на трубу. При невысоком осевом сжатии сопротивляемость трубы смятию увеличивается (см. § 37).

На рис. 34 показаны зависимости критического давления, вычисленного по формулам ГИНИ — Булгакова и Г. М. Саркисова для обсадных труб с пределом текучести материала 490 МПа, от величины  $1/k_{ст}$ , обратной коэффициенту стенности. Чтобы наглядно представить себе степень влияния овальности на величину критического давления, достаточно сопоставить кривую 3 с участком кривой 1, лежащим левее точки А, и с участком кривой 2 правее той же точки. Кривая 3 построена для труб с  $e=0,01$ . Влияние разностенности можно проследить, если сравнить кривую 5, построенную по формуле Г. М. Саркисова, с кривой 4, построенной по формуле (5.22) Б. В. Булгакова, но без учета коэффициента 1,13.

Ю. А. Песляк [41] показал также, что роль неравностенности в формуле Г. М. Саркисова преувеличена, особенно для тонкостенных труб, и предлагает критическое давление определять по формуле

$$p_{П} = p_{Л} (1 - \varepsilon \Delta_{д}), \quad (5.24)$$

где  $\varepsilon$  — коэффициент разностенности:

$$\varepsilon = \frac{0,01 (a_{д} - a_{м} - b)}{1 - 0,01 (a_{м} + 2b)};$$

$$\Delta_{д} = \frac{1 + \frac{3\varepsilon}{2k_{с}} (1 - \omega) \frac{4 + 3\omega}{8 - 3\omega}}{1 + \frac{3\varepsilon}{2k_{с}} (1 - \omega)^2};$$

$$\omega = (p_{н})_{кр} / p_{Л}; \quad k_{с} = \delta_{ср} / d_{н};$$

$(p_{н})_{кр}$  — критическое давление, вычисленное по формуле (5.21) при среднем значении толщины стенки;  $\delta_{ср}$  — средняя толщина стенки трубы.

В зарубежной практике за сопротивляемость труб при наружном гидравлическом нагружении принимают сминающее давление, которое определяют по эмпирическим формулам [42].

### § 37. Прочность обсадных труб при совместном действии осевой силы и равномерного бокового давления

Выше был рассмотрен вопрос о прочности труб при нагружении либо силой, действующей вдоль оси, либо гидравлическим давлением на боковую поверхность. Рассмотрим теперь более сложный случай, когда на трубу одновременно действуют осевая сила  $P$  и наружное гидравлическое давление  $p_{н}$ . Имеется несколько вариантов решения этой задачи.

При рассматриваемой схеме нагружения в теле трубы возникает сложное напряженное состояние. Можно, воспользовавшись одной из теорий прочности, найти эквивалентное напряжение и, приравняв его пределу текучести, решить полученное уравнение относительно предельного давления  $p_{пред}$ . Поскольку механические характеристики материала обсадных труб при растяжении и сжатии примерно одинаковы, обычно пользуются энергетической теорией прочности. Согласно этой теории моменту перехода из упругого состояния в пластическое соответствует равенство между удельной потенциальной энергией формоизменения при сложном нагружении и одноименной энергией при простом растяжении. Условие прочности

$$(\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_t)^2 \leq 2\sigma_T^2. \quad (5.25)$$

Из формулы (5.4) Лямэ следует, что при  $p_{в} = 0$   $\sigma_r = 0$ . Подставив  $\sigma_r = 0$  в уравнение (5.25) и решив его относительно  $\sigma_t$ , найдем наименьшее значение последнего

$$\sigma_t = \sqrt{\sigma_T^2 - \frac{3}{4} \sigma_z^2} - \frac{\sigma_z}{2}. \quad (5.26)$$

На рис. 37 показана эта зависимость в безразмерном виде. Как видим, осевое растяжение уменьшает предельно допустимое значение тангенциального напряжения, а следовательно, и величину критического наружного давления, тогда как осевое сжатие может даже способствовать некоторому увеличению их.

Если в формулу (5.26) вместо  $\sigma_t$  подставить его значение из формулы (5.4), получим следующее выражение для определения предельного наружного гидравлического давления при од-

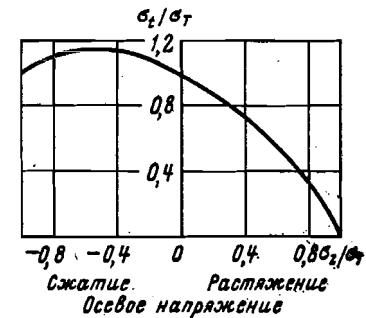


Рис. 37. Полуэллипс напряжений

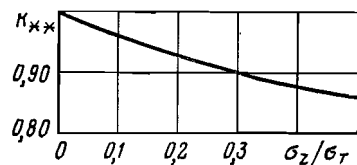


Рис. 38. Зависимость коэффициента  $k_{**}$  от  $\sigma_z/\sigma_T$  по Л. Б. Измайлову

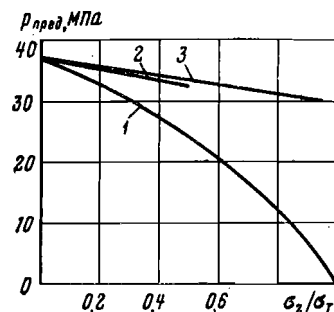


Рис. 39. Зависимость  $p_{пред}$  от  $\sigma_z/\sigma_T$  для труб  $d_n=168$  мм,  $\delta=10$  мм группы прочности К:

1 — по А. А. Гайворонскому; 2 — по Л. Б. Измайлову; 3 — по Т. Е. Еременко  
 в одновременном приложении осевой силы для круглых равностенных труб

$$p_{пред} = \frac{d_n^2 - d^2}{2d_n^2} \sigma_T \left[ \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left( \frac{\sigma_z}{\sigma_T} \right)^2} - \frac{\sigma_z}{2\sigma_T} \right]. \quad (5.27)$$

Если положить здесь  $d_n + d = 2d_n$  и  $d_n - d = 2\delta$ , а также учесть формулу (5.15), получим окончательно

$$p_{пред} = k_{**} p_B, \quad (5.28)$$

где

$$k_{**} = \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left( \frac{\sigma_z}{\sigma_T} \right)^2} - \frac{\sigma_z}{2\sigma_T}. \quad (5.29)$$

А. А. Гайворонский [9] предлагает использовать аналогичную формулу также для овальных разностенных труб, заменив в выражении (5.28)  $p_B$  на  $p_c$

$$p_{пред} = k_{**} p_c. \quad (5.30)$$

Справедливость такого предложения нуждается в тщательной проверке, так как замена отношения  $\sigma_i/\sigma_T$  отношением  $p_{пред}/p_c$ , как видно из формулы (5.23), недостаточно правомерна.

Л. Б. Измайлов [21] решал задачу для овальных равностенных труб, исходя из положения о том, что осевая растягивающая сила способствует увеличению овальности трубы, а эквивалентное напряжение определял по третьей теории прочности. В итоге он получил формулу, которую можно привести к виду формулы (5.30), но с существенно иным значением  $k_{**}$ , чем по формуле (5.29). Значения  $k_{**}$  по Л. Б. Измайлову приведены на рис. 38.

Т. Е. Еременко [19] предложил эмпирическую формулу

$$p_{пред} = (1 - k_E P) p_c, \quad (5.31)$$

где  $k_E$  — эмпирический коэффициент, определенный автором для

обсадных труб с наружным диаметром 146 и 168 мм групп прочности Д и К;  $P$  — осевая растягивающая сила.

В зарубежной литературе влияние осевой силы на сопротивляемость смятию обычно рекомендуют учитывать с помощью зависимости (5.28) [58].

На рис. 39 в качестве примера приведены результаты расчета по разным формулам для обсадных труб с наружным диаметром 168 мм и толщиной стенки 10 мм группы прочности К при овальности  $e=0,01$ . Легко видеть, что значения  $p_{пред}$  по формуле А. А. Гайворонского ниже соответствующих значений по формулам Т. Е. Еременко и Л. Б. Измайлова, особенно при значительных величинах отношения  $\sigma_z/\sigma_T$ .

Влияние осевого нагружения на сопротивляемость труб смятию изучали экспериментально несколько авторов. Результаты опытов весьма противоречивы. Если данные одних близки к зависимости (5.30), которая отображена кривой 1 на рис. 39, то данные других располагаются значительно выше этой кривой. В связи с такой противоречивостью экспериментальных данных для расчета сопротивляемости обсадных труб смятию при сложном нагружении рекомендуется в формулу (5.30) подставлять значения  $k_{**}$ , найденные по рис. 38.

### § 38. Влияние резьбы и локальных проточек на сопротивляемость обсадных труб смятию при гидравлическом нагружении

**Влияние резьбы.** При навинчивании муфты на трубу с резьбой по ГОСТ 632—64 участок между концом сбега резьбы и основной плоскостью не перекрывается полностью муфтой.

В пределах этого короткого по длине участка толщина стенки трубы, на которую действует наружное гидравлическое давление, несколько меньше номинальной. По данным АЗИНМАШа, критическое давление за счет муфтовых соединений несколько уменьшается. Так, для обсадных труб с наружным диаметром 168 мм это уменьшение составляет около 10% при толщине стенки 9 мм и менее и примерно 5% при большей толщине стенки. Следует заметить, что количество испытаний было небольшим, а точность недостаточно высока.

**Влияние наружных проточек.** Локальное уменьшение толщины стенки происходит также за счет проточек, которые иногда делают для подвески трубы на элеваторе (см. § 33). Такие проточки уменьшают сопротивляемость труб смятию, но степень уменьшения существенно зависит от глубины и длины про-

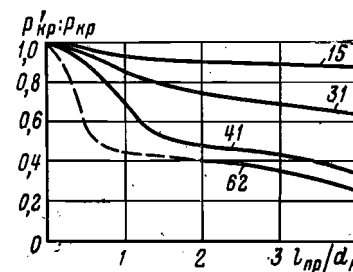


Рис. 40. График влияния размеров проточки на сопротивляемость трубы смятию

точки. На рис. 40 приводятся результаты экспериментальных исследований Краснодарского филиала ВНИИ на трубах с наружным диаметром 89 мм при толщине стенки 6,5 мм из стали марки 36Г2С с пределом текучести от 490 до 715 МПа. По оси абсцисс отложена длина проточки, выраженная в долях наружного диаметра; по оси ординат — критическое давление в долях от величины одноименного давления для трубы без проточки; цифры у кривых показывают глубину проточки в процентах от толщины стенки трубы.

Из рис. 40 видно, что при глубине проточки не более 0,5  $\delta$  и длине свыше  $1 \cdot d_n$  сопротивляемость трубы с проточкой смятию уменьшается примерно до сопротивляемости такой трубы, толщина стенки которой равна толщине в месте проточки. Если глубина проточки превышает 0,5  $\delta$ , аналогичный эффект имеет место уже при длине проточки более 0,5  $d_n$ . Если же глубина проточки не превышает 0,4  $\delta$ , а длина ее не более 0,5  $d_n$ , уменьшение сопротивляемости смятию не превышает 10%. По данным авторов исследования, эти результаты можно распространить на обсадные трубы с наружным диаметром 141—168 мм.

### § 39. Влияние способа нагружения на несущую способность обсадной трубы

Сопротивляемость обсадной трубы смятию избыточным наружным давлением, или несущая способность, существенно зависит не только от формы сечения ее, но также от способа создания наружного давления.

*Передача равномерного давления через упругое твердое тело.* Представим себе, что тонкостенная круглая труба окружена упругим массивом (как бы впаяна в этот массив), который и создает на нее равномерное наружное давление. М. Я. Леонов и В. В. Панасюк [33] показали, что в этом случае потеря устойчивости формы поперечного сечения может произойти при давлении, намного превышающем то, при котором эквивалентное напряжение в теле трубы достигает предела текучести. Следовательно, упругий наружный массив увеличивает несущую способность тонкостенной трубы; эта способность в рассматриваемом случае лимитируется не устойчивостью формы, а прочностью.

*Нагружение гидравлическим давлением.* Представим себе теперь, что тонкостенная круглая труба окружена проницаемым твердым массивом, насыщенным жидкостью, и наружное давление на трубу передается посредством этой жидкости. Если бы не было наружной оболочки вокруг трубы, последняя утратила бы устойчивость круглой формы после того, как давление жидкости превысило величину  $p_l$  и поперечное сечение трубы приобрело форму овала; при этом размер сечения вдоль одной из осей увеличился бы, а вдоль перпендикулярной к ней

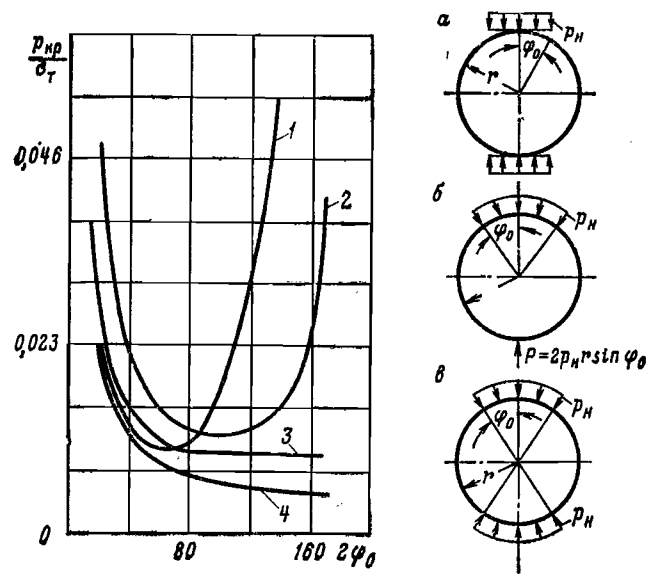


Рис. 41. График влияния неравномерного распределения наружного давления на сопротивляемость круглого кольца смятию: 1 — опытная по схеме а; 2 — теоретическая по схеме а; 3 — теоретическая по схеме а; 4 — теоретическая по схеме б

оси — уменьшился. Окружающий трубу твердый массив оказывает сопротивление такому изменению формы поперечного сечения и, следовательно, способствует повышению устойчивости формы. В самом твердом массиве возникают растягивающие тангенциальные и сжимающие радиальные напряжения, достигающие наибольших значений в зоне большей оси овала. Если эквивалентное напряжение в слоях твердого массива, прилегающих к большей оси овала, превзойдет предельное значение, определяемое прочностью твердой оболочки, последняя начнет растрескиваться, а сопротивление, оказываемое изменению формы овала, уменьшится. Можно ожидать, следовательно, что несущая способность тонкостенной трубы, окруженной твердым упругим массивом, будет выше, чем при отсутствии такого массива, но степень увеличения будет зависеть от упругих характеристик и прочности массива. При прочих равных условиях степень увеличения несущей способности овальной трубы будет больше, чем круглой.

Ряд исследователей экспериментально изучали влияние окружающего массива на несущую способность труб. В этих опытах испытуемую трубу помещали внутрь толстостенного металлического цилиндра; кольцевой зазор между трубой и цилиндром заполняли цементным камнем, насыщенным водой. Прочность цементного камня при сжатии в разных опытах находи-

лась в диапазоне от 2 до 18 МПа. Наружное давление на испытываемую трубу создавали нагнетанием воды в цементный камень. В опытах Л. Б. Измайлова [20] на трубах диаметром 168 мм с овальностью  $e \leq 0,012$  несущая способность возрастала на 12—39% при коэффициенте стесненности  $k_{ст} = 0,038 \div 0,046$  и на 63—130% при  $k_{ст} = 0,026 \div 0,030$ , а в опытах А. А. Гайворонского [9] на трубах с диаметром 31—35 мм при  $k_{ст} = 0,045 \div 0,081$  и  $e < 0,001$  — от 10 до 29%, при  $e = 0,0105$  — от 18 до 53% и при  $e = 0,0215$  — от 33 до 80%. С увеличением предела текучести материала труб величина прироста, как правило, несколько уменьшалась. Как видим, прирост несущей способности больше для труб с увеличенной овальностью и малой толщиной стенки.

Конечно, на результаты этих опытов существенно влияли упругие характеристики и прочность металлического цилиндра. Если цилиндр изготовить из материала с меньшим модулем упругости, прирост несущей способности окажется менее значительным.

*Неравномерное распределение наружного давления.* Можно утверждать априори, что при неравномерном распределении наружного давления несущая способность меньше, нежели при равномерном распределении. На рис. 41 показаны результаты теоретических и экспериментальных исследований при трех схемах неравномерного распределения наружного давления [18]. Все расчеты и опыты выполнены на кольцах с наружным диаметром 65 мм при толщине стенки 3,73 мм, т. е. при  $k_{ст} = 0,0575$ , из стали с  $\sigma_t = 510$  МПа. Из рисунка видно, что при увеличении угла охвата примерно до 60—160° в зависимости от схемы нагружения несущая способность кольца уменьшается. Минимум несущей способности при этих схемах нагружения примерно в 8—10 раз меньше величины критического давления при равномерном гидравлическом нагружении.

## ГЛАВА 6

### КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН ОБСАДНЫМИ ТРУБАМИ

#### § 40. Условия работы обсадных колонн

Условия работы зависят от типа колонны, периода эксплуатации ее и от назначения скважины.

*Спуск в скважину.* При спуске на обсадную колонну действуют растягивающая сила от собственного веса труб; сжимающая Архимедова сила (выталкивающая сила жидкости); растягивающая сила от веса жидкости в колонне; сила трения между колонной и стенками скважины; осевые силы инерции колонны и жидкости, находящейся в колонне и в заколонном пространстве; гидродинамическая осевая сила, возникающая вследствие движения промывочной жидкости, вытесняемой из скважины или прокачиваемой для промывки последней; радиальные статические и гидродинамические давления на наружную и внутреннюю поверхности труб; изгибающий момент в местах изменения зенитного или азимутального углов скважины; изгибающий момент от составляющей собственного веса наклонно расположенных участков колонны и от разности давлений жидкости на верхнюю и нижнюю поверхности их. Осевая сила от гидродинамического давления в заколонном пространстве при прямой схеме промывки является всегда сжимающей. Характер же сил трения и инерции может быть различным. Например, в момент приподнимания колонны с ротора или при расхаживании силы трения и инерции самой колонны являются растягивающими, тогда как при перемещении колонны вниз — сжимающими. Наблюдения показывают, что при спуске колонны без расхаживания в вертикальную скважину сумма осевых сил обычно не превышает собственного веса труб, а в наклонную — даже меньше их веса в жидкости. Если, однако, колонну приходится расхаживать или приподнимать на несколько метров, сумма осевых сил может быть больше собственного веса труб и тем значительнее, чем больше искривлена скважина, чем больше длина участка, оказавшегося в необсаженном стволе скважины, чем больше мощность проницаемых пород на этом участке и чем меньше зазор между стенками скважины и колонной. Например, при расхаживании с промывкой колонны труб диаметром 73 мм в скважине, обсаженной 146-мм колонной, суммарная нагрузка на верхнее сечение превышала вес колонны на 10% [40]. При приподнимании же обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм в период спуска в необсаженные наклонные скважины диаметром

190 и 214 мм со смещением забоев на 270—350 м относительно устья в Татарии сумма осевых сил, приложенных к верхнему сечению, под данным ТатНИПИнефти, превышала вес колонны на 80—90%. Сумма осевых сил возрастает также с увеличением времени нахождения колонны в покое перед расхаживанием вследствие прилипания труб к стенкам скважины, а иногда — из-за прихвата.

*Цементирование.* В период собственно цементирования колонны с расхаживанием на нее действуют те же силы, что и при спуске, но величина некоторых из них существенно изменяется. Поскольку обычно ускорение при расхаживании колонны мало, величина силы инерции самой колонны меньше, чем при спуске. Но значительно могут возрасти осевые силы, обусловленные гидродинамическим давлением; сила веса жидкости в колонне в период движения в ней тампонажного раствора с большей плотностью, нежели промысловая жидкость; выталкивающая сила после вытеснения тампонажного раствора в заколонное пространство; радиальные давления. В момент посадки продавочной пробки на стоп-кольцо на колонну передается сила гидравлического удара. Например, при цементировании обсадных колонн без расхаживания в ряде глубоких скважин осевая нагрузка на верхнее сечение возрастала на 15—25% по сравнению с нагрузкой перед началом закачивания цементного раствора [30, 40].

После окончания цементирования инерционные силы и силы гидродинамического давления перестают действовать. Вследствие быстрого снижения порового давления в цементном растворе (см. § 55) уменьшаются Архимедова сила и наружное радиальное давление. Из-за недостаточной седиментационной стабильности цементных растворов часть твердой фазы из них осаждается на выступающие элементы колонны, увеличивая осевую растягивающую нагрузку.

В период промывки и цементирования температура нижнего участка скважины уменьшается, а верхнего — возрастает и тем сильнее, чем выше геостатическая температура у забоя. Если верхний участок колонны не зацементирован, то в период покоя после окончания цементирования он охлаждается и, следовательно, стремится укоротиться. Во многих случаях, однако, укорочение невозможно, так как верхний конец колонны закреплен (например, подвешен на буровом крюке) и не может свободно перемещаться вниз, а нижний — прихвачен в результате обезвоживания цементного раствора и образования камня против проницаемых пластов и не может перемещаться вверх. Поэтому в верхней части колонны появляется дополнительная растягивающая сила, которая тем больше, чем сильнее охлаждение. На величину этой силы влияет также изменение радиальных давлений на колонну. Нередко сумма осевых сил, приложенных к верхнему сечению колонны в период схватывания цементного раствора, приближается к весу ее, а иногда даже превышает

последний. Известно много случаев нарушения целостности обсадных колонн в этот период.

*Бурение.* После образования цементного камня в кольцевом пространстве скважины обсадную колонну натягивают с некоторым усилием и соединяют с предыдущей так, что осевое перемещение одной колонны относительно другой, как правило, оказывается невозможным. Если рассматриваемая колонна является промежуточной, при дальнейшем углублении скважины могут существенно измениться температура промысловой жидкости и внутреннее давление в колонне.

Любое изменение давления или температуры в скважине сопровождается соответствующей деформацией обсадных колонн, а если деформация невозможна, — возникновением дополнительных осевых и радиальных сил. Следовательно, на промежуточную колонну в период бурения скважины действуют собственный вес ее; сила натяжения при обвязке; осевые и радиальные силы, возникающие вследствие изменения температуры и давления после обвязки данной колонны с предыдущей; изгибающий момент на участках искривления колонны, а также от составляющей веса и разности радиальных давлений на наклонных участках скважины; частично сохраняется также влияние сил, которые были приложены к колонне в конце цементирования. Периодически, например, в период спуско-подъемных операций, на колонну действуют динамические нагрузки. Внутренняя поверхность промежуточной колонны (и кондуктора) изнашивается в результате трения о нее долот, бурильных замков и других предметов при многократных спуско-подъемных операциях и вращении бурильной колонны.

*Освоение и эксплуатация скважины.* При освоении и эксплуатации скважины на эксплуатационную колонну действует тот же комплекс сил, что и на промежуточную колонну в период бурения. Однако количественные значения сил существенно изменяются. Так, при освоении скважины для получения притока из пласта давление внутри колонны уменьшают; часто для этого в эксплуатационной колонне жидкость заменяют более легкой и с существенно иной температурой. В период эксплуатации скважины в колонне находится жидкость, плотность которой, как правило, значительно меньше, чем перед началом освоения. Существенно изменяется температура обсадной колонны. В эксплуатационных скважинах температура колонны увеличивается и тем сильнее, чем выше геостатическая температура на забое и дебит скважины. В нагнетательных скважинах характер изменения зависит от температуры закачиваемой жидкости: температура колонны может как увеличиваться (при закачивании горячей жидкости), так и уменьшаться (при закачивании холодной воды) по сравнению с температурой перед обвязкой обсадных колонн. В фонтанирующих и нагнетательных скважинах внутреннее давление в верхнем участке эксплуатационной колонны

выше (и часто, особенно в газовых, намного), чем перед обвязкой.

При обвязке все промежуточные и эксплуатационные колонны натягивают с таким расчетом, чтобы устранить возможность продольного изгиба. Но поскольку все колонны соединяют с кондуктором, сумма усилий натяга этих колонн действует на кондуктор как сжимающая осевая сила.

В период эксплуатации скважины наружная и внутренняя поверхности обсадных колонн могут подвергаться коррозии. Внутренняя поверхность эксплуатационной колонны изнашивается при подземных и капитальных ремонтах скважины.

Прочность обсадных колонн в период эксплуатации скважины может уменьшаться также в результате естественного старения материала.

Характер распределения разных сил по длине колонны неодинаков. Нижний, сравнительно небольшой длины, участок обычно сжат осевыми силами, причем напряжения сжатия уменьшаются от максимума у башмака до нуля на верхней границе участка. Верхний участок всегда растянут, напряжения осевого растяжения возрастают от нуля у нижней границы участка до максимума у устья.

Иначе распределены силы радиального давления. В те периоды работы, когда давление внутри колонны оказывается меньше наружного (например, при спуске колонны, снабженной обратным клапаном, без долива; при понижении уровня в ней вследствие поглощения при бурении; в период освоения скважины и при глубиннонасосной эксплуатации), избыточное наружное давление с глубиной увеличивается. При цементировании, при фонтанной эксплуатации и в других случаях в колонне существует избыточное давление, которое с глубиной уменьшается. Если же колонна заполнена утяжеленной промывочной жидкостью, избыточное внутреннее давление с глубиной увеличивается.

В связи с таким характером распределения сил нижний участок обсадной колонны рассчитывают на сопротивляемость смятию в тот период, когда избыточное наружное давление максимально. Верхний же участок рассчитывают в первую очередь на сопротивляемость разрыву от наибольшего избыточного внутреннего давления и на прочность при действии наибольшей суммы осевых сил.

#### § 41. Расчет эксплуатационной колонны на сопротивляемость смятию избыточным наружным давлением в скважине с устойчивыми стенками

Целостность колонны под действием избыточного наружного давления не будет нарушена, если для каждого ее сечения выполняется условие

$$p_n - p_b \leq [p]_n, \quad (6.1)$$

где  $[p]_n$  — допустимое избыточное наружное давление для труб в рассматриваемом сечении.

Величину допустимого избыточного наружного давления назначают в зависимости от критического давления по Г. М. Саркисову

$$[p]_n = p_c / k_{cm}. \quad (6.2)$$

Коэффициент запаса прочности на смятие в СССР принимают  $k_{cm} = 1,0$ ; лишь для тех труб обсадной колонны, которые находятся против неустойчивых пород эксплуатационного объекта,  $k_{cm}$  увеличивают до 1,15—1,3 [50].

Существующие ныне методики расчета колонн на сопротивляемость смятию различаются между собой в основном подходом к определению наружного давления [19, 20, 26, 35, 43, 44, 46, 50, 58]. Рассмотрим две из них.

*Методика ВНИИТНефти* [26]. В основе официальной методики, утвержденной для предприятий нефтяной и газовой промышленности в 1976 г., лежат следующие исходные положения.

А. Наружное давление на колонну в нецементируемом интервале создается столбом промывочной жидкости

$$p_n = \rho_n g z. \quad (6.3)$$

Б. В цементируемом интервале наружное давление создается составным столбом промывочной жидкости и тампонажного раствора в заколонном пространстве. В конечный момент цементирования оно равно статическому давлению этого столба

$$p'_n = [\rho_n h + \rho_{цр} (z - h)] g, \quad (6.4)$$

где  $h$  — глубина кровли цементного камня от устья;  $\rho_{цр}$  — плотность тампонажного раствора.

В. Схватывание и твердение тампонажного раствора происходят без объемных изменений, поэтому наружное давление на колонну в период твердения тампонажного раствора остается неизменным.

Г. Цементный камень и окружающие породы являются упругими телами с одинаковыми модулями упругости и коэффициентами Пуассона, поэтому их можно рассматривать как единую упругую толстостенную оболочку вокруг колонны.

Д. При уменьшении давления внутри колонны наружное также снижается; вызванная уменьшением внутреннего давления радиальная деформация поперечного сечения колонны происходит без нарушения сцепления ее с цементной оболочкой. Это предположение является основным для выявления связи между изменениями внутреннего и наружного давлений.

Найдем относительную тангенциальную деформацию наружной поверхности колонны при уменьшении внутреннего давления

на величину  $\Delta p_b$ . Рассматривая задачу как плоскую ( $\sigma_z=0$ ), подставляем в формулу (1.16) значения  $\sigma_i$  и  $\sigma_r$  из выражения (5.4)

$$\varepsilon_i = \frac{1}{E} \left[ (1-\mu) \frac{\Delta p_b d^2 - \Delta p_n d_n^2}{d_n^2 - d^2} + (1+\mu) \frac{(\Delta p_b - \Delta p_n) d^2}{d_n^2 - d^2} \right], \quad (6.5)$$

где  $\mu$  и  $E$  — коэффициент Пуассона и модуль упругости материала труб, соответственно;  $\Delta p_n$  — изменение наружного давления на колонну.

Так как упругие свойства цементной оболочки и окружающих ее горных пород одинаковы, то наружный радиус оболочки  $R_n \rightarrow \infty$ , а изменение давления на поверхности радиуса  $R_n$  равно нулю. Если это учесть, то после подстановки выражения (5.4) в формулу (1.16) получим следующее значение относительной деформации внутренней поверхности цементной оболочки:

$$\varepsilon_i' = \frac{(1+\mu_n) \Delta p_n}{E_n}, \quad (6.6)$$

где  $\mu_n$  и  $E_n$  — коэффициент Пуассона и модуль упругости оболочки.

Поскольку отрыв колонны от цементной оболочки невозможен, то деформации наружной поверхности колонны и внутренней поверхности оболочки одинаковы,  $\varepsilon_i = \varepsilon_i'$ . Поэтому, решая совместно выражения (6.5) и (6.6), получаем следующую зависимость изменения наружного давления на колонну от изменения внутреннего давления в ней:

$$\Delta p_n = k_{np} \Delta p_b, \quad (6.7)$$

где

$$k_{np} = \frac{2}{[(1+\mu) - (1+\mu_n) \Omega] + [(1-\mu) + (1+\mu_n) \Omega] \Psi}; \quad (6.8)$$

$$\left. \begin{aligned} \Omega &= E/E_n \\ \Psi &= d_n/d \end{aligned} \right\} \quad (6.9)$$

Пусть внутреннее давление в колонне в конце цементирования равно  $p_b$ . После снижения давления в колонне на  $\Delta p_b$  внутреннее давление в ней будет  $p_b = p_b - \Delta p_b$ , а наружное давление на зацементированный участок

$$p_n = p_n - k_{np} \Delta p_b. \quad (6.10)$$

Тогда избыточное наружное давление

$$p_n - p_b = (p_n' - p_b') + (1 - k_{np}) \Delta p_b. \quad (6.11)$$

Значения  $p_n'$  и  $p_b'$  находим из условий в конце цементирования. Для сечения, расположенного на глубине  $z$  от устья,

$$p_n' = [\rho_n h + \rho_{ц.р} (z-h)] g;$$

$$p_b' = p_y + \rho_{пр} g z,$$

где  $\rho_{пр}$  — плотность продажной жидкости;

$p_y$  — избыточное давление в колонне у устья.

Величину  $p_y$  определяем из условия равенства давлений  $p_n'$  и  $p_b'$  у башмака колонны в конце цементирования

$$[\rho_n h + \rho_{ц.р} (L-h)] g = p_y + \rho_{пр} g L.$$

Отсюда

$$p_y = [\rho_n h + \rho_{ц.р} (L-h) - \rho_{пр} L] g.$$

Тогда избыточное наружное давление

$$p_n - p_b = -(\rho_{ц.р} - \rho_{пр}) (L-z) g + (1 - k_{np}) \Delta p_b. \quad (6.12)$$

Внутреннее давление в колонне в период освоения скважины

$$p_b'' = \rho g (z-H), \quad (6.13)$$

где  $\rho$  — плотность жидкости в колонне.

Следовательно, изменение внутреннего давления в колонне после цементирования

$$\Delta p_b = p_b' - p_b'' = g [(\rho_{ц.р} - \rho_{пр}) L + (\rho_{пр} - \rho) z - (\rho_{ц.р} - \rho_n) h + \rho H]. \quad (6.14)$$

ВНИИТнефть рекомендует по формуле (6.12) определять избыточное давление только для сечения, расположенного у башмака обсадной колонны. Положив  $z=L$ , получим расчетную формулу для этого сечения

$$(p_n - p_b)_{z=L} = (1 - k_{np}) g [(\rho_{ц.р} - \rho) L - (\rho_{ц.р} - \rho_n) h + \rho H]. \quad (6.15)$$

Распределение наружных давлений в зацементированной зоне ВНИИТнефть считает линейным, а величину наружного давления для любого промежуточного сечения предлагает определять по формуле

$$p_n = (p_n)_{z=h} + \frac{(p_n)_{z=L} - (p_n)_{z=h}}{L-h} (z-h). \quad (6.16)$$

где  $(p_n)_{z=h}$  — наружное давление у кровли цементного камня, вычисленное по формуле (6.3);  $(p_n)_{z=L}$  — наружное давление у башмака обсадной колонны, рассчитанное по формуле (6.10).

Следовательно, избыточное наружное давление при освоении скважины

$$p_n - p_b = (p_n)_{z=h} + \frac{(p_n)_{z=L} - (p_n)_{z=h}}{L-h} (z-h) - p_b''. \quad (6.17)$$



Лишь в случае, если пластовое давление в проницаемом горизонте больше найденного по формуле (6.10), за наружное принимается пластовое давление.

В рассмотренной методике ошибочны следующие исходные положения: а) что наружное давление на колонну в период схватывания и твердения тампонажного раствора остается неизменным; б) что цементный камень и горные породы имеют одинаковые упругие характеристики и составляют единую оболочку; в) что при уменьшении внутреннего давления отрыв колонны от цементной оболочки невозможен. Нет логики также в предложении определять наружное давление у башмака колонны по формуле (6.10), а во всех других сечениях зацементированной зоны — по формуле (6.16). Если формула (6.10) получена с учетом того, что часть радиальной сжимающей нагрузки воспринимается цементным камнем, то формула (6.16) означает, по существу, что на верхнюю часть зацементированного участка колонны со стороны камня создается какое-то дополнительное наружное давление.

*Методика МИНХ и ГП [44].* В основе этой методики лежат такие исходные положения:

а) поровое давление в цементном растворе в период схватывания и твердения уменьшается вследствие выхода твердой фазы из гидравлически взвешенного состояния и объемных изменений до пластового против проницаемых горизонтов;

б) образующаяся из цементного раствора сравнительно тонкая твердая оболочка висит на стенках скважины, подобно тому, как висят стеновые панели на металлическом каркасе высокого здания, и после сформирования не создает давления на обсадную колонну;

в) при уменьшении внутреннего давления между обсадной колонной и цементной оболочкой может образоваться зазор, проницаемый для пластовых жидкостей.

В период схватывания тампонажный раствор является телом с весьма высокой проницаемостью. При снижении порового давления в период схватывания через это тело может возникнуть переток пластовых жидкостей из одного горизонта в другой или в атмосферу. Во избежание возникновения перетоков горизонты с повышенным коэффициентом аномальности пластового давления необходимо надежно изолировать от других проницаемых горизонтов и атмосферы хотя бы на период формирования цементного камня. Одним из способов изоляции является установка пакера.

Из-за малой толщины цементной оболочки и наличия в ней некоторого числа капиллярных и сверхкапиллярных каналов она в радиальном направлении проницаема для пластовых жидкостей. Поэтому, если горные породы устойчивы и опасности неравномерного нагружения обсадной колонны нет, за наружное можно принять пластовое давление в соответствующем горизон-

те. Пусть, например, коэффициент аномальности пластового давления у кровли продуктивного горизонта  $k_a > 1,0$ ; в остальных же проницаемых пластах, залегающих выше,  $k_a = 1,0$ . Установим пакер несколько выше кровли продуктивного горизонта. Тогда в подпакерной зоне наружное давление на колонну будет равно пластовому в продуктивном горизонте

$$p_n = p_{пл}, \quad (6.18)$$

а в надпакерной зоне в пределах зацементированного участка, неперекрываемого предыдущей обсадной колонной,

$$p_n = \rho_v g z. \quad (6.19)$$

Наибольшее наружное давление в нецементируемой зоне можно найти по формуле (6.3). Наименьшее внутреннее давление на колонну при освоении скважины определяют по формуле (6.13); при расчете эксплуатационных колонн для первых разведочных скважин учитывают возможность полного опорожнения их, т. е. принимают  $p_b \approx 0$ .

#### § 42. Расчет эксплуатационной колонны на сопротивляемость разрыву

Целостность колонны под действием избыточного внутреннего давления не будет нарушена, если в любом сечении ее выполняется условие

$$p_b - p_n \leq [p]_b, \quad (6.20)$$

где  $[p]_b$  — допустимое избыточное внутреннее давление.

Допустимое избыточное внутреннее давление определяют по формуле

$$[p]_b = p_{БМ} / k_b, \quad (6.21)$$

где  $p_{БМ}$  — критическое давление, рассчитанное по формуле (5.16);  $k_b$  — коэффициент запаса прочности на разрыв. ВНИИТнефть рекомендует следующие его значения: для обсадных труб с наружным диаметром до 219 мм  $k_b = 1,15$ ; для труб большего диаметра  $k_b = 1,52$  [26].

Наиболее высокое внутреннее давление возникает в колонне при проверке герметичности ее опрессовкой

$$p_b = p_{оп} + \rho_{оп} g z, \quad (6.22)$$

где  $\rho_{оп}$  — плотность жидкости в колонне при опрессовке;  $p_{оп}$  — избыточное давление в колонне у устья при опрессовке.

Сложнее с выбором величины наружного давления.

*Методика ВНИИТнефти.* За наружное в нецементируемой зоне принимают давление столба промывочной жидкости. Наружное давление на нижнее сечение колонны в цементируе-

мой зоне определяют с учетом соотношения (6.7) по формуле

$$p_n = p_n' + k_{кр} \Delta p_b, \quad (6.23)$$

а под  $\Delta p_b$  понимают разность между внутренними давлениями в колонне в этом сечении в момент опрессовки и в конце цементирования

$$\Delta p_b = p_{оп} - g [(\rho_{ц.р} - \rho_{оп}) L - (\rho_{ц.р} - \rho_n) h]. \quad (6.24)$$

Тогда избыточное внутреннее давление у башмака колонны

$$(p_b - p_n)_{z=L} = (1 - k_{кр}) \{p_{оп} - g [(\rho_{ц.р} - \rho_{оп}) L - (\rho_{ц.р} - \rho_n) h]\}. \quad (6.25)$$

Распределение же избыточных давлений в промежуточных сечениях в зацементированной зоне принимают линейным

$$p_b - p_n = (p_b - p_n)_{z=h} + [(p_b - p_n)_{z=L} - (p_b - p_n)_{z=h}] \frac{z - h}{L - h}, \quad (6.26)$$

где  $(p_b - p_n)_{z=h}$  — избыточное внутреннее давление над кровлей цементного камня

$$(p_b - p_n)_{z=h} = p_{оп} - (\rho_n - \rho_{оп}) gh. \quad (6.27)$$

О недостатках такого подхода к решению задачи было сказано в § 41.

*Методика МИНХ и ГП.* Поровое давление в промывочной жидкости в покое со временем уменьшается до статического давления столба дисперсионной среды. При расчете нецементируемого участка обсадной колонны на разрыв целесообразно поэтому за наружное давление принимать

$$p_n = \rho_{ж} g z, \quad (6.28)$$

где  $\rho_{ж}$  — плотность дисперсионной среды промывочной жидкости.

При расчете цементируемого участка следует учитывать, что под влиянием высокого избыточного внутреннего давления колонна в радиальном направлении расширяется; при этом в цементной оболочке могут возникнуть напряжения растяжения  $\sigma_{жв}$ , превосходящие прочность камня, и целостность последнего будет нарушена. В случае же нарушения целостности камня эффект от поддерживающего воздействия его на колонну, учитывать который предлагает ВНИИТнефть, резко уменьшится или исчезнет вовсе. Поэтому, чтобы исключить опасность разрыва колонны в случае разрушения камня, целесообразно возможный эффект поддерживающего воздействия не учитывать, а за наружное принимать пластовое давление в окружающих породах. Если горизонты с  $k_a > 1$  отделены от вышерасположенных с  $k_a = 1,0$  пакером, избыточное давление в надпакерной зоне можно найти по формуле

$$p_b - p_n = p_{оп} + (\rho_{оп} - \rho_b) g z, \quad (6.29)$$

а в подпакерной зоне:

$$p_b - p_n = p_{оп} - (k_a \rho_b - \rho_{оп}) g z. \quad (6.30)$$

Верхний интервал скважины обычно перекрыт двумя или более обсадными колоннами. Если пространство между ними зацементировано, образуется составная крепь, в которой наружная колонна через цементную оболочку оказывает поддержку внутренней колонне. По данным ВНИИБТ, при высокой прочности цементного камня избыточное внутреннее давление, которому может противостоять составная крепь, выше критического для внутренней колонны на 45—65%. Если при цементировании приняты меры к тому, чтобы полностью вытеснить промывочную жидкость из кольцевого зазора между колоннами, заменить ее высококачественным цементным раствором и создать полноценную составную крепь, повышение сопротивляемости внутренней колонны разрыву можно учесть путем соответствующего уменьшения коэффициента запаса прочности. Можно также воспользоваться методикой расчета составных крепей ВНИИБТ [8].

Поскольку скважина является долговременным капитальным сооружением и высокие внутренние давления в эксплуатационной колонне возникают в основном уже после сдачи скважины промыслу, учитывать положительное влияние цементной оболочки на прочность колонны целесообразно лишь в том случае, если есть уверенность, что в период эксплуатации скважины сильное понижение прочности труб в результате износа или коррозии их, а также цементного камня исключено.

#### § 43. Расчет эксплуатационной колонны на прочность при осевом растяжении

Условие прочности колонны на растяжение под действием осевых сил в период спуска в скважину и цементирования можно записать в виде

$$G + P_c \leq [P]_{пр}, \quad (6.31)$$

где  $G$  — вес участка колонны, расположенного ниже рассматриваемого сечения,

$$G = (q_1 l_1 + q_2 l_2 + \dots + q_n l_n) g, \quad (6.32)$$

$q_1, q_2, \dots, q_n$  — приведенная масса 1 м труб первой снизу, второй и т. д. секций колонны;  $l_1, l_2, \dots, l_n$  — длина соответствующей секции колонны;  $P_c$  — сумма всех остальных осевых сил, действующих на рассматриваемое сечение;  $[P]_{пр}$  — допустимая осевая растягивающая сила для данного сечения колонны.

Если колонну при спуске и цементировании не расхаживают и не приподнимают более чем на 0,3—0,5 м, при расчете обычно полагают  $P_c = 0$ . При расхаживании или приподнимании коло-

ны на несколько метров, особенно в наклонных и искривленных скважинах, величина  $P_c$  может быть весьма значительной (см. § 40) и пренебрегать ею не следует. Величину этой силы в первом приближении можно определить путем статистической обработки результатов промысловых измерений нагрузки на буровой крюк с помощью регистрирующих силоизмерительных приборов. Если наибольшая нагрузка на буровой крюк при расхаживании всей колонны с промывкой или в период закачивания цементного раствора равна  $P_{к.б.}$ , а вес колонны в воздухе  $G_k$ , то сумма всех прочих осевых сил, действующих на верхнее сечение ее,

$$P_T = P_{к.б.} - G_k. \quad (6.33)$$

В первом приближении можно допустить, что эта сила более или менее равномерно распределена по тому участку колонны, который расположен в интервале скважины, не перекрытом предыдущей обсадной колонной. В самом деле, коэффициент трения колонны по породе больше, чем металла по металлу; при расхаживании муфты колонны могут сдирать фильтрационную корку или даже породу; прижимающее усилие от перепада давлений может быть весьма значительным против интервалов проницаемых пород. Наконец, опасность обрыва колонны при таком характере приложении силы  $P_T$  больше, чем в случае равномерного распределения по всей длине от башмака до устья.

Если принять такое допущение, то величину силы  $P_c$  можно найти по формуле

$$P_c = P_T \frac{L}{L - L_{\pi}}, \quad (6.34)$$

где  $L_{\pi}$  — глубина спуска предыдущей обсадной колонны.

Если рассматриваемое сечение расположено выше башмака предыдущей колонны ( $z \leq L_{\pi}$ ), то  $P_c = P_T$ .

Допустимую осевую растягивающую силу для рассматриваемого сечения колонны из труб по ГОСТ 632—64 можно определить по формуле

$$[P]_{\text{пр}} = P_{\text{ш}}/k_{\text{стр}}. \quad (6.35)$$

При использовании труб с иным типом соединений вместо  $P_{\text{ш}}$  в формулу (6.35) нужно подставить наименьшее из значений страгивающей либо разрушающей нагрузки резьбового соединения или силы, при которой в теле трубы напряжения достигают предела текучести (см. § 34).

При расчете по страгивающей нагрузке, определенной по формуле П. П. Шумилова, регламентированы следующие значения коэффициента запаса прочности (табл. 6) [26].

При расчете по разрушающей нагрузке резьбового соединения обычно полагают  $k_{\text{стр}} = 1,8$ .

Таблица 6

Диаметр труб, мм	Длина колонны, м	Коэффициент запаса прочности $k_{\text{стр}}$	
		в наклонных скважинах	в вертикальных скважинах
114—168	$< 3000$	1,15	1,30
	$\geq 3000$	1,30	1,30
178—219	$< 1500$	1,30	1,45
	$\geq 1500$	1,45	1,45

К расчету прочности при растяжении приступают после того, как колонну рассчитали на сопротивляемость смятию избыточным наружным давлением и на сопротивляемость разрыву избыточным внутренним давлением и, следовательно, наметили первый вариант конструкции (толщины стенок, группы прочности материала и длины секций). Проверяют прочность каждой секции, начиная с нижней, в верхнем сечении. Если в верхнем сечении какой-либо из секций условие (6.31) не выполняется, длину этой секции уменьшают. Допустимую длину этой секции можно найти, если в условии (6.31)  $G$  и  $P_c$  заменить соответствующими значениями из формул (6.32) и (6.34), а вместо  $[P]_{\text{пр}}$  подставить величину допустимой осевой силы для труб данной секции. Тогда допустимую длину секции можно определить, если уравнение (6.31) решить относительно  $l_n$ . Если секция расположена в интервале, не перекрытом предыдущей колонной, допустимая длина секции

$$l_n \leq \frac{[P]_{\text{пр}n} - \sum_{i=1}^{n-1} q_i l_i g - P_T \frac{\sum_{i=1}^{n-1} l_i}{L - L_{\pi}}}{q_n g + \frac{P_T}{L - L_{\pi}}}; \quad (6.36)$$

если же интервал перекрыт предыдущей колонной, то

$$l_n \leq \frac{[P]_{\text{пр}n} - \sum_{i=1}^{n-1} q_i l_i g - P_T}{q_n g}. \quad (6.37)$$

Все последующие, выше расположенные секции эксплуатационной колонны должны быть укомплектованы более прочными трубами (т. е. либо с более высоким пределом текучести, либо с большей толщиной стенки, либо с соединениями более высокой прочности). Длину каждой последующей секции можно определить также из уравнения (6.31), если учесть, что сумма осевых сил, приложенных к верхнему сечению смежной снизу

секции, равна допустимой нагрузке для труб этой секции. Если рассчитываемая новая секция расположена в интервале, не обсаженном предыдущей колонной, допустимая длина ее

$$l_{n+1} = \frac{[P]_{пр (n+1)} - [P]_{пр n}}{k_{стр} \left( q_{n+1}g + \frac{P_T}{L - L_n} \right)}, \quad (6.38)$$

в противном случае

$$l_{n+1} = \frac{[P]_{пр (n+1)} - [P]_{пр n}}{k_{стр} q_{n+1}g}, \quad (6.39)$$

где  $q_{n+1}$  — приведенная масса 1 м труб рассматриваемой секции;

$[P]_{пр n+1}$ ,  $[P]_{пр n}$  — допустимая осевая растягивающая сила для труб данной и предыдущей секций колонны, соответственно.

Устьевой участок колонны длиной 25—50 м обычно комплектуют из более толстостенных труб, чем требуются по расчету, поскольку он подвергается более значительному износу при всевозможных подземных и капитальных ремонтах скважины, а также при измерительных и исследовательских работах. В районах с очень низкой сезонной температурой (примерно минус 50°C и ниже) устьевой участок целесообразно компоновать из труб с повышенной хладостойкостью материала.

Значения предела текучести, модуля упругости материала и прочностные характеристики труб, приводимые в различных справочниках, даны для температуры ~20°C. В тех случаях, когда в скважине ожидается очень высокая температура (например, 180—200°C и более), следует вносить коррективы в прочностные характеристики, поскольку при этом предел текучести материала и модуль упругости заметно уменьшаются. По данным К. И. Лошкарёва,

$$\sigma_T = \sigma_T - k_\sigma \Delta T; \quad (6.40)$$

$$E' = E - k_E \Delta T, \quad (6.41)$$

где  $\sigma_T$  и  $E$  — справочные значения предела текучести и модуля упругости при температуре 20°C;  $k_\sigma$  и  $k_E$  — соответственно коэффициенты температурного изменения предела текучести и модуля упругости; для легированных сталей  $k_\sigma = 0,465$  МПа/К,  $k_E = 69$  МПа/К;  $\Delta T$  — прирост температуры в соответствующем интервале скважины

$$\Delta T = T_c - 20; \quad (6.42)$$

$T_c$  — температура участка колонны в условиях скважины, °C.

Рекомендуется рассчитывать несколько вариантов колонны. Эти варианты могут отличаться друг от друга толщиной стенок секций, группой прочности материала, типом соединений. За

окончательный вариант целесообразно принимать тот, при котором стоимость самой колонны и транспортирования труб минимальна

$$C_n = \sum_{i=1}^k c_i M_i + c_T L_T \sum_{i=1}^k M_i, \quad (6.43)$$

где  $c_i$  — стоимость единицы массы труб данной спецификации (т. е. с данной толщиной стенки, данным типом соединения и данной группы прочности);  $M_i$  — масса труб данной спецификации;  $c_T$  — стоимость транспортирования единицы массы колонны на единицу длины пути;  $L_T$  — длина пути транспортирования труб от завода до буровой:

#### § 44. Расчет усилия натяга эксплуатационной колонны при обвязке

После образования достаточно прочного цементного камня в заколонном пространстве эксплуатационную колонну обвязывают с предыдущей обсадной колонной с помощью специальной головки с целью герметизации устья скважины. При освоении и эксплуатации скважины температура и внутреннее давление в колонне, как правило, существенно отличаются от температуры и давления в момент обвязки колонн. Поскольку после обвязки внутренняя колонна обычно утрачивает свободу осевого перемещения относительно наружной, при изменении температуры или давления могут возникнуть осевые силы, достаточно большие, чтобы незацементированный участок колонны утратил прямолинейную форму продольной устойчивости, а иногда даже достаточно, чтобы нарушилась связь между колонной и цементным камнем. Как продольный изгиб колонны, так и нарушение сцепления между нею и цементным камнем могут способствовать разгерметизации резьбовых соединений или разобщению проницаемых пластов. Одним из способов предотвращения продольного изгиба нецементируемого участка колонны может быть установка в нижней части его компенсатора осевых деформаций. Другим, наиболее распространенным способом является предварительное натяжение колонны при обвязке с таким усилием, чтобы при последующих ожидаемых изменениях температуры и давления продольный изгиб нецементируемого участка был исключен.

Рассмотрим методику расчета необходимого усилия натяжения колонны при обвязке на следующем простом примере. Эксплуатационная колонна, верхний участок которой длиной  $h$  не зацементирован, должна быть обвязана с кондуктором, зацементированным по всей длине. Полагаем, что после обвязки осевое перемещение верхнего и нижнего концов незацементированного участка колонны невозможно и что осевые силы, которые могут возникнуть в зацементированном интервале колонны

при возможных изменениях температуры и давления, недостаточны для нарушения связи между колонной и цементным камнем, либо между камнем и стенками скважины, а также для разрушения камня.

Определим силы, которые могут возникнуть в незацементированном участке колонны в результате изменения температуры или давления в нем после обвязки.

*Сила, вызванная изменением температуры.* Если бы верхний конец колонны был свободен, то при изменении температуры осевая деформация незацементированного участка была бы равна

$$\Delta h_1 = \alpha_t h \Delta T_k, \quad (6.44)$$

где  $\alpha_t$  — коэффициент линейного расширения материала труб;

$$\Delta T_k = T_1 - T_2;$$

$T_1$  и  $T_2$  — температура участка в момент обвязки и в рассматриваемый момент после обвязки соответственно.

Поскольку после обвязки осевая деформация невозможна, в колонне возникает осевая сила. Величину ее можно найти по закону Гука

$$\Delta h_1 = \frac{P_1 h}{EF}, \quad (6.45)$$

где  $P_1$  — осевая сила;  $F$  — площадь поперечного сечения тела колонны.

Решая совместно выражения (6.44) и (6.45), получаем формулу для определения искомой силы

$$P_1 = \alpha_t EF \Delta T_k. \quad (6.46)$$

При нагреве колонны сила  $P_1$  будет сжимающей, при охлаждении — растягивающей.

*Сила, обусловленная изменением давления.* Если бы верхнее сечение колонны было свободно, при изменении внутреннего давления на величину  $\Delta p_b$  или наружного — на величину  $\Delta p_n$ , это сечение переместилось бы в осевом направлении на  $\Delta h_2$ . Величину осевого перемещения можно найти по формуле обобщенного закона Гука (1.16), если в нее вместо напряжений  $\sigma_z$ ,  $\sigma_t$  и  $\sigma_r$  подставить величины прироста соответствующих напряжений  $\Delta \sigma_z$ ,  $\Delta \sigma_t$  и  $\Delta \sigma_r$ .

В рассматриваемом случае  $\Delta \sigma_z = 0$ ,  $\Delta \sigma_t$  и  $\Delta \sigma_r$  можно найти по формуле (5.4) Лямэ, если в последней  $p_b$  и  $p_n$  заменить на  $\Delta p_b$  и  $\Delta p_n$  соответственно.

Так как наибольшие напряжения возникают на внутренней поверхности, положим  $d_i = d$ . Подставив в формулу (1.16) эти значения прироста напряжений, получим

$$e_t = \frac{2\mu}{E} \left( \frac{\Delta p_n d_n^2 - \Delta p_b d^2}{d_n^2 - d^2} \right). \quad (6.47)$$

Но перемещение верхнего сечения колонны после обвязки невозможно. Поэтому в незацементированном участке ее возникает осевая сила, величину которой можно определить, решив совместно выражения (6.47) и (6.45)

$$P_2 = \frac{\pi\mu}{2} (\Delta p_n d_n^2 - \Delta p_b d^2). \quad (6.48)$$

Обычно считают, что наружное давление после обвязки не изменяется, т. е.  $\Delta p_n = 0$ . Тогда

$$P_2 = - \frac{\pi\mu}{2} \Delta p_b d^2. \quad (6.49)$$

Очевидно

$$\Delta p_b = p_b^{III} - p_b^{IV}, \quad (6.50)$$

где  $p_b^{III}$  — внутреннее давление на участке колонны в момент обвязки;  $p_b^{IV}$  — внутреннее давление в том же участке в рассматриваемый момент после обвязки.

Внутреннее давление в момент обвязки линейно возрастает от нуля у устья до  $\rho_{об} g h$  у кровли цементного камня. Следовательно, средняя величина внутреннего давления в этот момент

$$p_b^{III} = 0,5 \rho_{об} g h,$$

где  $\rho_{об}$  — плотность жидкости в колонне при обвязке.

При освоении скважины давление жидкости снижают; обычно оно изменяется от нуля на глубине  $H$  (полагаем  $H < h$ ) до  $\rho g (h - H)$  у кровли цементного камня. Среднее значение внутреннего давления в этот период

$$p_b^{IV} = \frac{0,5 \rho g (h - H)^2}{h}.$$

Очевидно, при  $H > h$   $p_b^{IV} = 0$ , так как  $\rho = 0$ .

Если разность средних давлений подставим в формулу (6.49), найдем осевую силу, которая возникает в колонне в результате уменьшения внутреннего давления при освоении

$$P_3 = \frac{\pi\mu}{4} g d^2 \left[ \frac{\rho (h - H)^2}{h} - \rho_{об} h \right]. \quad (6.51)$$

При фонтанной эксплуатации нефтяной скважины давление в колонне возрастает от  $p_y$  на устье до  $p_y + \rho_y g h$  у кровли цементного камня; средняя величина давления

$$p_b^{IV} = p_y + 0,5 \rho_y g h,$$

где  $\rho_y$  — плотность жидкости в колонне при эксплуатации.

Подставив разность средних значений давлений в формулу (6.49), получим осевую силу, которая возникает в колонне

вследствие изменения давления в период фонтанной эксплуатации

$$P_4 = \frac{\pi\mu}{2} \rho_y d^2 - \frac{\pi\mu}{4} (\rho_{об} - \rho_в) g d^2 h. \quad (6.52)$$

Первое слагаемое здесь сила растягивающая, тогда как второе (при  $\rho_{об} > \rho_в$ ) — сила сжимающая, как и сила  $P_3$  при  $\rho_{об} > \rho$ . При эксплуатации газовой скважины давление в колонне возрастает от  $p_{пл} e^{-s}$  у устья до  $p_{пл} e^{-s_1}$  у кровли цементного камня; среднее значение давления в этот период

$$p_в^{IV} \approx 0,5 p_{пл} (e^{-s} + e^{-s_1});$$

величину  $s_1$  вычисляют по формуле (2.9) путем замены  $z_{пл}$  на  $z_{пл} - h$ . Поэтому для газовой скважины

$$P_4 = \frac{\pi\mu d^2}{4} [p_{пл} (e^{-s} + e^{-s_1}) - \rho_{об} g h]. \quad (6.53)$$

**Усилия натяжения.** Если сумма осевых сил хотя бы в нижней зоне нецементируемого участка окажется сжимающей, этот участок может потерять прямолинейную форму устойчивости. Чтобы участок продольно не изгибался, при обвязке его необходимо натянуть с таким усилием  $P_n$ , чтобы в случае появления в нижнем сечении участка осевой сжимающей силы последняя была бы меньше критической величины  $P_{кр}$ , при которой начинается изгиб, т. е.

$$P_n + \Sigma P + P_{кр} - G_0 \geq 0, \quad (6.54)$$

где  $G_0$  — вес нецементируемого участка колонны;  $\Sigma P$  — сумма осевых сил, возникающих после обвязки.

Если подставить в (6.54) вместо  $\Sigma P$  соответствующие значения сил, возникающих при обвязке, при уменьшении внутреннего давления в колонне в период освоения или глубиннонасосной эксплуатации скважины, при увеличении внутреннего давления в период фонтанной эксплуатации или нагнетания жидкости, получим следующую систему уравнений для определения необходимого усилия  $P_n$  натяжения колонны:

$$P_n \geq \begin{cases} G_0 - P_{кр}; \\ G_0 - P_1 - P_3 - P_{кр}; \\ G_0 - P_1 - P_4 - P_{кр}. \end{cases} \quad (6.55)$$

Критическое значение осевой сжимающей силы [46]:

$$P_{кр} = 3,41 \sqrt[3]{EIq^2 g^2}. \quad (6.56)$$

Очевидно, сумма осевых сил, которые действуют на любое сечение нецементируемого участка колонны при обвязке и в любой последующий период, не должна превышать допустимой величины. Поэтому условие прочности колонны при обвязке и

в последующие периоды можно записать в виде

$$[P]_{пр} \geq \begin{cases} P_n - G_0; \\ P_n + P_1 + P_3 - G_0; \\ P_n + P_1 + P_4 - G_0; \end{cases} \quad (6.57)$$

где  $G_0$  — вес участка колонны, расположенного выше рассматриваемого сечения.

При определении усилия натяжения обсадной колонны по формуле (6.55) и при проверке прочности ее после обвязки по формуле (6.57) важно правильно учесть возможные условия работы колонны. Иначе может возникнуть аварийная ситуация. Если, например, усилие натяжения рассчитано для эксплуатационной скважины, из которой должны добывать горячую нефть, а впоследствии скважину будут использовать для нагнетания холодной воды, необходимо повторить расчеты для новых условий и изменить натяг колонны. В противном случае колонна может быть оборвана. Такая же авария может произойти и при опрессовке колонны после обвязки. Чтобы этого не произошло, давление при опрессовке не должно превышать величины, которую можно найти, если в третье уравнение системы (6.57) вместо  $P_4$  подставить соответствующее значение из формулы (6.52) и решить уравнение относительно избыточного давления у устья

$$p_{оп} \leq \frac{[P]_{пр} - P_n - P_1 + G_0 + 0,25\pi\mu (\rho_{об} - \rho_{оп}) g d^2 h}{0,5 \pi\mu d^2}. \quad (6.58)$$

Если условие (6.57) не выполняется, необходимо принять меры, которые позволят уменьшить усилие натяжения либо повысить прочность соответствующего участка колонны. Одной из мер является уменьшение длины нецементируемого участка. Эта мера, однако, может дать нужный эффект лишь в том случае, если цементная оболочка в заколонном пространстве не будет разрушена при натяге либо в результате сильного изменения температуры и внутреннего давления в зацементированном участке. Например, в высокотемпературных скважинах опасность нарушения сцепления между колонной и цементной оболочкой весьма велика. Поэтому целесообразно такую скважину цементировать ступенчатым способом с разрывом во времени (см. § 61) и перед цементированием верхней ступени колонну предварительно натянуть. Цементировочную муфту нужно устанавливать на участке, где изменение температуры невелико. Необходимое усилие натяга перед цементированием можно определить по изложенной выше методике. После образования камня в верхнем интервале натяг нужно привести в соответствие с условиями, в которых будет работать обсадная колонна.

Если длина нецементируемого участка велика, на нижнюю часть ее при освоении может действовать значительное избыточное наружное давление. Поэтому нижний участок целесообразно проверить на сопротивляемость смятию при одновременном осевом растяжении. Для проверки можно воспользоваться формулой (6.1), записав ее в виде

$$p_n - p_v \leq p_{\text{пред}}/k_{\text{см}}, \quad (6.59)$$

а величину  $p_{\text{пред}}$  определять по формуле (5.30) при

$$\sigma_z = \frac{P_n + P_1 + P_3 - G_0'}{F}. \quad (6.60)$$

#### § 45. Особенности расчета промежуточных колонн и кондукторов

При расчете промежуточных колонн и кондукторов учитывают прежде всего те силы, которые могут действовать на них не только при спуске и цементировании, но также при дальнейшем углублении скважины ниже башмака рассматриваемой обсадной колонны. Так, при расчете на сопротивляемость смятию за внутреннее принимают наименьшее давление, которое может возникнуть в случае снижения уровня жидкости при поглощении, либо при замене промывочной жидкости с высокой плотностью, которой заполнена колонна в конце цементирования, жидкостью с малой плотностью, которая будет использоваться при дальнейшем углублении скважины. Давление опрессовки и, следовательно, наибольшее избыточное внутреннее давление определяют в зависимости от того давления, которое может возникнуть в колонне после закрытия установленного на ней превентора в случае выброса в период углубления скважины, либо от давления в конце цементирования данной колонны. При расчете усилия натяжения колонны для обвязки учитывают возможные изменения температуры и давления в период дальнейшего углубления скважины. Если же скважина предназначена для нагнетания в пласт высокотемпературной жидкости (или для добычи такой жидкости), целесообразно учитывать также условия и силы, которые могут возникнуть в период эксплуатации скважины.

Весьма существенным фактором для промежуточных колонн и кондукторов является износ внутренней поверхности труб при углублении скважины. В результате износа прочность труб и их соединений уменьшается. Конечно, прежде всего нужно принимать меры к предотвращению износа колонн. Но так как полностью устранить износ нельзя, его приходится учитывать при расчете. Основная трудность здесь возникает в прогнозировании вероятной величины износа колонны в опасных сечениях. Для прогнозирования износа должен быть ис-

пользован статистический материал промысловых наблюдений и измерений.

Один из методов прогнозирования предложен в АЗИНМАШе. Если предположить, что основной причиной износа является трение между бурильными замками и внутренней поверхностью обсадной колонны при бурении и спуско-подъемных операциях в период углубления скважины ниже башмака данной колонны, тогда можно построить корреляционную зависимость между величиной износа труб в том или ином сечении и величиной работы трения в нем. Формула АЗИНМАШа, характеризующая эту зависимость, имеет вид

$$\Delta_n = \frac{2c_p l_3 k_n}{\xi l_6} \left\{ L_6 + L_y \left( \frac{l_6}{l_3} - 1 \right) + \pi d_3 \left[ \frac{\omega t_6}{4\pi c_p} + \frac{5}{l_3} \left( \frac{L_6}{c_6} + \frac{L_c - L_{п.к}}{c_p} \right) \right] \right\}, \quad (6.61)$$

где  $c_p$  — число рейсов бурильной колонны ниже рассматриваемого сечения;  $c_6$  — число бурильных труб в одной свече;  $l_3$  и  $l_6$  — длина бурильного замка и средняя длина одной бурильной трубы соответственно;  $k_n = 1,3 \div 1,5$  — поправочный коэффициент;  $L_6$  — средняя длина участка бурильной колонны ниже рассматриваемого сечения;

$$L_6 = L_z + \frac{c_p + 1}{2c_p} (L_c - L_{п.к}); \quad (6.62)$$

$L_z$  — расстояние от башмака промежуточной колонны до рассматриваемого сечения ее;  $L_c$  — предельная глубина бурения, по достижении которой в скважину будет спущена другая колонна, перекрывающая рассматриваемое сечение;  $L_{п.к}$  — глубина начала первого рейса после спуска рассматриваемой промежуточной колонны;  $L_y$  — длина утяжеленных бурильных труб;  $d_3$  — наружный диаметр бурильного замка;  $\omega$  — угловая скорость вращения бурильной колонны;  $t_6$  — продолжительность механического бурения до спуска последующей колонны;  $\xi$  — условный удельный износ обсадных труб, т. е. тот путь трения бурильных замков о поверхность обсадной колонны, за который толщина стенки трубы в месте трения уменьшается на единицу. Величина  $\xi$  должна определяться на основании обработки статистического промыслового мате-

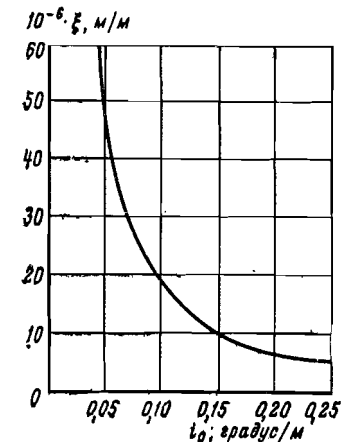


Рис. 42. Зависимость условного удельного износа обсадной колонны от интенсивности пространственного искривления скважины (по Л. Б. Измайлову)

риала. В первом приближении  $\xi$  можно найти по эмпирической кривой (рис. 42) в зависимости от интенсивности пространственного искривления скважины  $i_0$

$$i_0 = \Delta\varphi_n / l_n. \quad (6.63)$$

Здесь  $l_n$  — расстояние между двумя смежными точками измерения кривизны скважины инклинометром;  $\Delta\varphi_n$  — изменение пространственного угла искривления скважины на измеряемом участке, которое можно найти по формуле М. М. Александрова

$$\Delta\varphi_n = \sqrt{(\Delta\alpha_z)^2 + (\Delta\alpha_a \sin \alpha_a)^2}, \quad (6.64)$$

где  $\Delta\alpha_z$  — разность зенитных углов в указанных двух смежных точках;  $\Delta\alpha_a$  — разность азимутальных углов в тех же точках;  $\alpha_a$  — среднеарифметическое зенитных углов в тех же точках.

Пользуясь формулой (6.61), можно оценить в первом приближении величину износа труб в разных сечениях, прежде всего в местах наиболее интенсивного искривления скважины. Если значительный износ может представлять опасность для целостности колонны, соответствующий участок ее целесообразно упрочнить путем увеличения толщины стенки труб. Для таких участков условие прочности (6.1) следует записать в виде

$$p_n - p_b \leq k_1 [p]_n, \quad (6.65)$$

условие (6.20) с учетом формулы (5.16) — в виде

$$p_b - p_n \leq \frac{2(\delta - \Delta_n) \sigma_T}{k_B d_n}, \quad (6.66)$$

а в левую часть условия (6.57) вместо  $[P]_{пр}$  нужно подставлять  $\chi[P]_{пр}$ . Коэффициенты  $k_1$  и  $\chi$  учитывают уменьшение критического давления и страгивающей нагрузки резьбового соединения соответственно при износе. Значения их можно определить с помощью теоретических зависимостей в функции относительного радиального износа  $\epsilon_n$  стенки трубы

$$\epsilon_n = \Delta_n / \delta; \quad (6.67)$$

эти зависимости показаны на рис. 43 и рис. 44 [22, 28].

Величина износа труб сильно зависит от интенсивности искривления колонны. Чтобы прогнозируемые значения износа были достаточно достоверны, важно возможно точнее знать интенсивность пространственного искривления. Поэтому желательно, чтобы расстояния между смежными точками измерения инклинометром были не более 5 м. Необходимо также уточнять зависимость, показанную на рис. 42. Возможны, конечно, и другие способы прогнозирования износа.

Описанная выше методика не позволяет прогнозировать износ концевых участков промежуточных колонн, прежде всего устьевого. Так как они подвержены весьма сильному износу, верхний участок длиной до 50—100 м и нижний длиной до

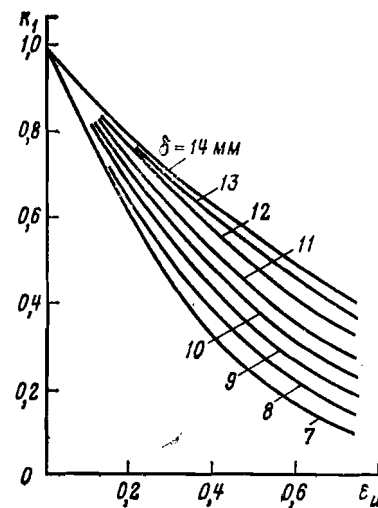


Рис. 44. Зависимость коэффициента уменьшения страгивающей нагрузки от относительного износа труб (по Л. Б. Измайлову)

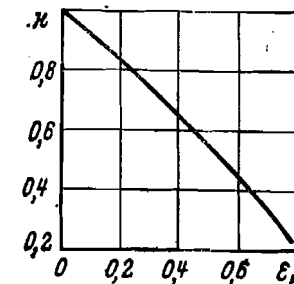


Рис. 43. Зависимость коэффициента уменьшения критического наружного избыточного давления от относительного износа обсадных труб (по Л. Б. Измайлову)

30 м комплектуют из более толстостенных труб, чем это следует по расчету без учета износа.

**Устойчивость кондуктора.** Промежуточные и эксплуатационные колонны обвязывают с кондуктором так, чтобы верхние участки этих колонн в любой момент после обвязки были растянуты. Но осевые силы, которые растягивают внутренние колонны, действуют на кондуктор как сжимающие. Если хотя бы небольшой верхний участок кондуктора не зацементирован надежно в стволе скважины, под воздействием осевых сжимающих сил он может потерять устойчивость и продольно изогнуться. Во избежание продольного изгиба выступающего над цементным камнем участка кондуктора необходимо выполнять условие [51]

$$\Sigma P \leq F_k [\sigma]_0, \quad (6.68)$$

где  $\Sigma P$  — сумма осевых сил, приложенных к верхнему концу кондуктора после обвязки;  $F_k$  — наименьшая площадь поперечного сечения тела кондуктора;  $[\sigma]_0$  — допустимое напряжение осевого сжатия, величина которого зависит от гибкости свободного конца кондуктора

$$j = \frac{k_d h}{r_k}. \quad (6.69)$$

Здесь  $k_d$  — коэффициент приведения длины. Свободный участок кондуктора благодаря наличию связанных с ним внутренних обсадных колонн можно с достаточным приближением рассматривать как стержень с одним заделанным, а другим —



шарнирно опертым концами и принять  $k_d=0,75$ ;  $h$  — длина свободного участка кондуктора;  $r_n$  — радиус инерции поперечного сечения

$$r_n = 0,25 \sqrt{d_n^2 + d^2} \quad (6.70)$$

Для определения  $[\sigma]_c$  при  $0 \leq j \leq \sqrt{2j_{кр}}$  можно воспользоваться формулой [57]

$$[\sigma]_c = \frac{\sigma_T}{k_B(1+a)} \left( 1 - \frac{j^2}{4j_{кр}^2} \right), \quad (6.71)$$

а при  $\sqrt{2j_{кр}} < j < 300$  — формулой

$$[\sigma]_c = \frac{\sigma_T}{k_B(1+a)} \frac{0,5 + A}{1 + \frac{j^2}{j_{кр}^2} A}, \quad (6.72)$$

где  $k_B=1,3$ ;

$j_{кр} = \sqrt{\frac{\pi^2 E}{\sigma_T}}$  — предельная гибкость кондуктора;  $a$  — коэффициент несовершенства, учитывающий возможность некоторого отклонения свободного конца кондуктора от строго прямолинейной формы и небольшую эксцентricность приложения нагрузки; принимают  $a=0,25$ ;

$$A = \frac{2,5 \cdot 10^5 k_d^2 - (1+a) j_{кр}}{5 \cdot 10^5 k_d^2 a}.$$

Из формулы (6.68) видно, что в пределах свободного конца кондуктора нежелательно иметь трубы с неутолщенными концами, на которых имеется резьба, поскольку площадь сечения нарезанного конца и, следовательно, допустимая сжимающая нагрузка значительно меньше, чем собственно тела трубы. Это не относится только к соединению кондуктора с колонной головкой, поскольку в этом сечении нет опасности продольного изгиба.

Весьма большое значение для продольной устойчивости имеет также соосность колонн и кондуктора при обвязке. Если ось колонной головки смещена или немного наклонена к оси кондуктора или фланцы, с помощью которых колонны подвешиваются одна на другую, немного наклонены к оси кондуктора, сжимающая осевая сила будет приложена к последнему эксцентricно и устойчивость кондуктора существенно уменьшится.

#### § 46. Некоторые особые случаи расчета обсадных колонн

Нередки случаи, когда свободный участок колонны оказывается между двумя зацементированными участками (рис. 45). Такие ситуации могут возникнуть, например, при ступенчатом цементировании, при цементировании интервала с крупными

кавернами, из которых не удается вытеснить значительную часть промывочной жидкости, а также в интервалах залегания неустойчивых продуктивных пластов, если коллектор разрушается при эксплуатации скважины и вокруг фильтровой части колонны образуется более или менее крупная каверна.

Очевидно, на свободный участок колонны будут действовать не только те осевые силы  $G_*$ , которые были приложены к нему в момент образования цементного камня, но также осевые силы  $P_1$  и  $P_5$ , обусловленные соответственно изменением температур, внутреннего и наружного давлений после образования камня. Сумма всех осевых сил может быть как растягивающей, если участок расположен далеко от башмака колонны, так и сжимающей. Прочность колонны под влиянием суммы осевых сил не будет нарушена только при соблюдении условия

$$|G_* + P_1 + P_5| \leq [P]_{пр}. \quad (6.73)$$

Если на свободный участок колонны действует также большое избыточное наружное давление, несущая способность обсадных труб во избежание смятия должна удовлетворять условию (6.59) при

$$\sigma_z = \frac{G_* + P_1 + P_5}{F}.$$

Если сумма осевых сил является сжимающей, свободный участок колонны может потерять продольную устойчивость в случае нарушения условия

$$G_* + P_1 + P_5 + P_{кр} > 0, \quad (6.74)$$

где  $P_{кр}$  — критическая сжимающая сила, при которой стержень с двумя неподвижно закрепленными концами начинает продольно изгибаться.

В первом приближении [51]

$$P_{кр} \leq \frac{4\pi^2 EI}{h^2}, \quad (6.75)$$

где  $h$  — длина свободного участка.

При небольшой длине свободного участка стенки обсадных труб под воздействием сжимающей осевой силы могут выпучиваться, если будет нарушено условие

$$\left| \frac{G_* + P_1 + P_5}{F} \right| < \sigma_{кр}, \quad (6.76)$$

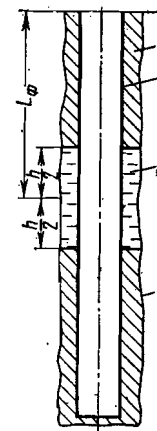


Рис. 45. Схема к расчету обсадной колонны:

1 — цементный камень; 2 — обсадная колонна; 3 — промывочная жидкость; 4 — стенка скважины

где  $\sigma_{кр}$  — критическое значение напряжений сжатия, которое можно в первом приближении найти по формуле С. П. Тимошенко [49]

$$\sigma_{кр} = \frac{26E}{d_n} \frac{1}{\sqrt{3(1-\mu^2)}} \frac{n^2 - 1}{n^2 + 1}, \quad (6.77)$$

где  $n$  — целое число; при расчете можно принять  $n=2$ .

Осевую силу  $P_5$  можно определить по формуле (6.48), если вместо  $\Delta p_n$  и  $\Delta p_b$  подставить значения изменений наружного и внутреннего давлений после закрепления концов свободного участка колонны цементным камнем. Определим, например, эту силу для случая образования значительной каверны вокруг фильтра колонны в результате разрушения продуктивного пласта и выноса песка при эксплуатации скважины. В период твердения цементного раствора наружное давление на этот участок равно пластовому

$$p_n = p_{пл},$$

а внутреннее

$$p_b = p_y + \rho_{пр} g L_\phi,$$

где  $L_\phi$  — глубина середины фильтра от устья. В рассматриваемый период эксплуатации скважины наружное давление

$$p_n = p'_{пл} - \Delta p_{пл},$$

а внутреннее давление

$$p_b = p'_{пл} - \Delta p_{пл} - \Delta p_\phi,$$

где  $p'_{пл}$  — пластовое давление в данный период;  $\Delta p_{пл}$  — депрессия, обуславливающая приток пластовой жидкости к скважине;  $\Delta p_\phi$  — гидравлическое сопротивление фильтра. Подставив эти значения в формулу (6.48), получим

$$P_5 = \frac{\pi \mu}{2} \{ [\Delta p_{пл} + (p_{пл} - p'_{пл})] d_n^2 - [\rho_{пр} g L_\phi + \Delta p_{пл} + \Delta p_\phi - (p'_{пл} - p_y)] d^2 \}. \quad (6.78)$$

Отсюда видно, что при прочих равных условиях сжимающая сила  $P_5$  достигает максимума при полной закупорке фильтра. Одной из мер предотвращения повреждения фильтра поэтому является уменьшение депрессии настолько, чтобы не происходило разрушения пласта.

Весьма часто целостность обсадных колонн нарушается в скважинах, в которых вскрыты породы, склонные к «пластическому» течению. Рассмотрим две возможные ситуации.

Предположим, что небольшой по мощности пласт породы, склонной к течению, перекрыт обсадной колонной; в пласте имеется каверна, заполненная нейтральной по отношению к породе

жидкостью (например, безводным раствором на нефтяной основе). Колонна на участках выше и ниже этого пласта хорошо зацементирована.

В период схватывания и твердения цементного раствора поровое давление в нем быстро уменьшается. При уменьшении давления касательные напряжения в окружающей породе возрастают, что способствует разрушению ее и выдавливанию в каверну. Если сама порода, цементный камень и контакты последнего с обсадной колонной и стенками скважины непроницаемы для жидкости, по мере выдавливания породы давление в каверне должно возрастать. Выдавливание будет продолжаться не более, чем до тех пор, пока давление в каверне сравняется с горным  $p_r$  и касательные напряжения исчезнут. В большинстве случаев «пластическое» течение прекратится ранее, поскольку порода обладает некоторой прочностью. Под влиянием возрастающего наружного и изменяющегося внутреннего давлений в рассматриваемом участке колонны возникнет осевая сила, величину которой можно найти по формуле (6.48). Чтобы целостность рассматриваемого участка не была нарушена, должны соблюдаться условия (6.73), (6.74) и (6.76).

Если каверна заполнена промывочной жидкостью на водной основе, активной по отношению к породе, прочность последней в результате увлажнения может существенно уменьшиться. В этом случае «пластическое» течение породы прекратится при более высоком давлении в каверне, нежели в случае использования безводной жидкости.

Причиной повышения давления в каверне могут быть не только «пластическое» течение породы, но и фазовые переходы, которые могут иметь место при контакте водной промывочной жидкости с некоторыми хемогенными породами (бишофитом, карналлитом). При растворении безводных солей, например галита, гидратные оболочки их ионов сжимаются и суммарный объем системы «соль+вода» уменьшается. Если же порода включает кристаллогидраты (например, бишофит или карналлит), при растворении последних объем системы «кристаллогидрат+вода» увеличивается. Так, при растворении бишофита в пресной воде при температуре 50°C объем системы увеличивается на 3,3%, а в насыщенном растворе хлористого натрия — даже на 4,2%. С ростом температуры увеличение объема становится еще более значительным. Некоторые исследователи полагают поэтому, что в тех случаях, когда возможны подобные фазовые переходы, давление в каверне может оказаться даже существенно больше горного.

Давление в каверне может приблизиться к горному или, тем более, превзойти его лишь в том случае, если стенки каверны полностью герметичны. Более вероятно, однако, что целостность контакта между цементным камнем и обсадной колонной либо камнем и стенками скважины будет нарушена прежде, чем

давление в каверне приблизится к горному. При появлении негерметичности жидкость из каверны начнет утекать, рост давления прекратится, а «пластическое» течение породы будет продолжаться. Маловероятно, чтобы поперечное сечение каверны было круглым, а колонна была расположена соосно с каверной.

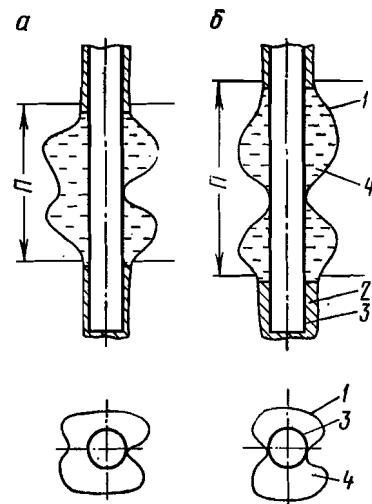


Рис. 46. Некоторые схемы нагружения обсадной колонны в интервале залегающих пород, склонных к «пластическому» течению:

а — односторонний контакт породы с колонной; б — двусторонний контакт; 1 — стенка скважины; 2 — цементный камень; 3 — обсадная колонна; 4 — промывочная жидкость; П — пласт «пластичной» породы

допустить образования каверны в период бурения, а после спуска обсадной колонны обеспечить полное замещение промывочной жидкости в заколонном пространстве раствором тампонажного цемента и равномерное нагружение колонны наружным давлением.

Если равномерное наружное давление на трубу создается упругим твердым телом, сопротивляемость ее смятию выше, чем при гидравлическом нагружении (см. § 39). На этом основан другой способ. Скважину цементируют ниже каверны, а в колонне против пласта, склонного к «пластическому» течению, создают временный мост из высокопрочного цемента. До спуска колонны в скважину определяют скорость течения породы путем записи профилограмм участка через сравнительно небольшие промежутки времени (1—3 сут). После цементирования скважину оставляют в покое на время, достаточное для того, чтобы порода охватила колонну по всему ее периметру. Необ-

Поэтому выдавливаемая внутрь каверны порода в какой-то момент войдет в непосредственный контакт с обсадной колонной и тогда нагружение последней наружными радиальными силами станет неравномерным (рис. 46); на нее будут действовать не только гидравлическое давление, но также горизонтальная перерезывающая сила и изгибающий момент. При неравномерном нагружении устойчивость труб против смятия намного меньше, чем при равномерном гидравлическом нагружении (см. § 39). Надежный расчет участка колонны на сопротивляемость смятию невозможен в такой ситуации потому, что неизвестен действительный характер нагружения.

Существует несколько способов предотвращения нарушения целостности участка колонны против пород, склонных к «пластическому» течению. Один из них заключается в том, чтобы не

ходимое для этого время можно рассчитать, зная скорость течения породы и размеры поперечного сечения каверны. Затем цементный мост разбуривают.

Участки колонны против пород, склонных к «пластическому» течению, в обоих случаях рассчитывают на сопротивляемость смятию по формуле (6.1), полагая  $p_n = p_r$ .

**Участок скважины в многолетнемерзлых породах.** При бурении многолетнемерзлых пород часто в результате растепления образуются более или менее крупные каверны. Как правило, из крупных каверн при цементировании промывочную жидкость полностью вытеснить не удается, поэтому участок колонны в каверне и выше нее остается свободным. Если скважину оставить на длительное время в покое, промывочная жидкость может замерзнуть. Поскольку площадь сечения заколонного пространства по глубине участка переменна, к тому времени, когда в суженных местах этого пространства все сечение будет занято льдом, в каверне останется еще значительный объем жидкости. Коэффициент объемного расширения льда больше, чем воды. Поэтому после того как каверна окажется замкнутой, дальнейшее образование льда в ней сопровождается повышением давления. Иногда при повышении давления ледовые перемычки в суженных местах разрываются и давление вновь падает. Если же перемычки сохраняются, при повышении давления может быть нарушена целостность колонны. Уменьшить опасность нарушения целостности колонны можно, если принять меры к предотвращению образования каверн в период бурения и к полному замещению промывочной жидкости в заколонном пространстве раствором вяжущего.

#### § 47. Защита обсадных колонн от износа

Внутренняя поверхность кондукторов и промежуточных колонн изнашивается в процессе спуска и подъема долот, бурильных труб, забойных двигателей. Износ имеет двоякий характер. Резцы лопатных и фрезерных долот, зубцы и штыри шарошечных долот, твердосплавные вставки и алмазы расширителей, калибраторов и алмазных долот нередко профрезеруют узкие, но довольно глубокие продольные канавки. Утяжеленные бурильные трубы, и особенно бурильные замки, вырабатывают желобообразные углубления, диаметр которых близок к наружному диаметру этих элементов.

По данным М. А. Кисельмана, распределение износа по длине обсадной колонны неравномерное. Наиболее сильно изнашиваются концевые участки, прежде всего, у устья и участки, приуроченные к местам изгиба колонны, а также к местам изменения внутреннего диаметра труб. Характер износа по длине колонны, обусловленный взаимодействием бурильных замков с поверхностью обсадных труб, волнообразный, причем выделяются

«волны» трех типов: короткие с длиной до 3 м, средние с длиной до 12 м и длинные. Возникновение средних и длинных «волн» связано, по-видимому, с волнообразным характером искривления скважины и продольного изгиба колонны. Появление же коротких «волн» связано с поперечными колебаниями бурильной колонны, возникающими в результате ударов торцов замков о торцы обсадных труб. Поэтому короткие «волны» приурочены к концевым участкам обсадной колонны, а также к участкам стыковки обсадных труб разных внутренних диаметров.

Разработано несколько способов уменьшения интенсивности износа внутренней поверхности обсадных колонн. Так, для защиты от износа вооружением буровых долот созданы универсальные двухслойные оболочки, наносимые на боковые режущие поверхности инструмента. Материалом оболочки служат клеящие, антифрикционные и пластифицируемые вещества, твердость которых ниже твердости материала обсадных труб и резов долота. Наружный слой оболочки обладает большей износостойкостью, чем внутренний. При бурении внутренний слой оболочки быстро разрушается [27].

Другим способом является применение специальных наддолотных центраторов со съемным центрирующим протектором из резины, полиэтилена или другого материала с меньшей, чем материал обсадных труб, твердостью и малым коэффициентом трения о сталь.

Для уменьшения износа обсадных труб бурильными замками используют специальные предохранительные кольца из эластичных материалов, нефтестойкой резины, которые надевают либо непосредственно на бурильный замок, либо на бурильную трубу у замкового конуса, либо в средней части бурильной трубы. Диаметр предохранительных колец должен быть несколько больше диаметра бурильного замка, чтобы касание бурильной колонны о поверхность обсадных труб происходило только в местах размещения колец. Положение колец на бурильной колонне по этой же причине должно быть строго фиксированным. Материал колец должен обладать высокой износостойкостью.

Весьма перспективны разъемные предохранительные кольца из алюминиевых сплавов. При трении такого кольца о шероховатую поверхность стальных обсадных труб изнашиваемый мягкий металл заполняет впадины между выступами шероховатости стальной поверхности и схватывается с ней. В результате уменьшаются общая шероховатость внутренней поверхности обсадной колонны, трение и износ последней.

Желобообразные выработки на изогнутых участках обсадной колонны образуются преимущественно с той стороны, к которой прижаты бурильные трубы. Если участок обсадной колонны не зацементирован, уменьшить глубину таких выработок и устранить опасность сквозного протирания колонны можно

путем более равномерного распределения износа по периметру трубы. Это достигается путем периодического поворачивания данного участка после некоторого допустимого износа на угол не менее 45—50°, лучше — на 80—90° [27]. Чтобы такой поворот был возможен, при спуске колонны в состав нижней части нецементируемого участка включают специальный сочленяющий узел (рис. 47).

Поскольку по длине колонны износ происходит «волнообразно», для более равномерного распределения его и уменьшения глубины образующихся в одном месте выработок СевКавНИПИ рекомендует периодически вертикально перемещать нецементированный участок. Как после поворота, так и после вертикального перемещения контактировать с бурильными замками (или предохранительными кольцами) будут те участки внутренней поверхности обсадной колонны, которые до этого момента были мало изношены либо вообще не изнашивались. Вертикальное перемещение участка колонны возможно при наличии в нижней части его специального сочленяющего узла.

В глубокие скважины обычно, помимо кондуктора, приходится спускать одну или две промежуточные колонны. Поскольку с глубиной, как правило, проходка за рейс долота уменьшается, часто объем спуско-подъемных операций и продолжительность вращения бурильных труб в последующей обсадной колонне намного больше, чем в предыдущей. Поэтому и износ верхних участков этих колонн может быть существенно различным. В ряде случаев допустимо и полезно более равномерно распределять износ между промежуточными колоннами и кондуктором. Уменьшить износ верхнего участка, например, первой промежуточной колонны можно, если разделить ее на две части и в скважину сначала спустить только нижнюю часть для перекрытия ствола ниже башмака кондуктора; верхнюю же спустить после того, как износ кондуктора достигнет предельно допустимой величины.

Иногда перед вскрытием горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности пластовых давлений в скважину приходится спускать специальную промежуточную колонну, так как на предыдущей из-за сильного износа ее верхнего участка нельзя установить противовыбросовое оборудование. В ряде случаев можно отказаться от спуска дополнительной колонны, если за-

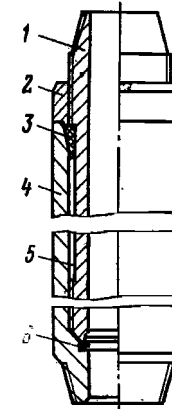


Рис. 47. Схема устройства для поворота нецементируемого участка обсадной колонны:

1 — соединительный патрубок; 2 — гайка; 3, 6 — уплотнительные элементы; 4 — специальная муфта цементируемой части колонны; 5 — зазор, заполняемый смазкой

менить сильно изношенный верхний участок предыдущей колонны секцией из новых труб. Замена изношенных труб новыми возможна при соблюдении ряда условий: а) если изношенный участок не зацементирован и не прихвачен; б) если остаточная прочность изношенных труб и соединений еще достаточна для того, чтобы извлекаемый участок колонны не был оборван при подъеме; в) если увеличение стоимости строительства скважины, связанное с заменой изношенного участка колонны новым, за вычетом остаточной стоимости извлеченных труб, меньше увеличения стоимости, вызванного усложнением конструкции скважины за счет включения дополнительной обсадной колонны.

Если предусматривается замена верхнего участка промежуточной колонны новым, перед спуском колонны скважину целесообразно заполнить промывочной жидкостью такого состава, при котором возможность прихвата нецементируемого участка сведена к минимуму (например, раствором на углеводородной основе), исключить контакт обсадной колонны со стенками скважины путем установки центрирующих фонарей.

Особенно сильному износу подвергается первая сверху труба. Это связано в основном с практической невозможностью строгого постоянного центрирования талевого системы и ведущей трубы относительно устья скважины из-за колебаний вышки, талевого системы под влиянием переменных осевых и поперечных сил и деформации основания вышки. Поэтому для предотвращения разрушения устья скважины в тех случаях, когда на него должно быть установлено противовыбросовое оборудование, рекомендуется в качестве устьевого использовать наиболее толстостенную трубу.

#### § 48. Противокоррозионная защита обсадных колонн

Коррозия наружной и внутренней поверхностей обсадных колонн происходит прежде всего под воздействием пластовых вод и газов и отчасти — некоторых хемогенных пород. В пластовых водах нефтяных и газовых месторождений почти всегда содержатся углекислота, сероводород и другие агрессивные вещества; водородный показатель пластовых вод часто  $pH < 7$ . Причиной коррозии может быть также действие бактерий. Довольно интенсивная коррозия возможна под действием кислорода.

Самое распространенное средство защиты наружной поверхности обсадных колонн от коррозии — создание в заколонном пространстве оболочки из коррозионностойких цементов. Хотя такая оболочка не обеспечивает полной защиты от коррозии, однако, резко уменьшает интенсивность разрушения металла. Эффективность защиты повышается, если поры цементной оболочки кольматируются полимерными веществами.

Средством уменьшения коррозии стальных труб может быть повышение  $pH$  промывочной жидкости выше 7, а также введе-

ние в состав промывочной жидкости и тампонажных растворов специальных ингибиторов коррозии (катапина, нейтрализованного черного контакта НЧК, сульфонов различных металлов, аминов и других азотсодержащих соединений, окисленного петролатума, кубовых остатков высокомолекулярных жирных кислот и т. д.).

Полезным мероприятием является заполнение нецементируемого участка заколонного пространства скважины неводной промывочной жидкостью.

Высокоэффективны электрохимические способы защиты обсадных колонн от коррозии. Принципиальная схема катодной защиты показана на рис. 48.

Минусовую клемму источника постоянного тока соединяют дренажным проводом с защищаемой обсадной колонной, а плюсовую — с анодным заземлением. Обычно катодную защиту создают после окончания бурения скважины и сдачи ее промыслу. Поэтому защищают одновременно как обсадные колонны, так и шлейфы (т. е. трубопроводы, по которым добываемая продукция транспортируется к промысловому сборному пункту). Оптимальную величину

силы тока, при которой обеспечивается практически полная защита обсадных колонн от электрохимической коррозии, определяют обычно эмпирически.

Наряду с указанными способами защиты обсадных колонн от коррозии во многих случаях используют трубы из специальных высоколегированных сталей. Это относится в первую очередь к эксплуатационным колоннам газовых, нефтяных и некоторых нагнетательных скважин, по которым транспортируются газы и жидкости с высоким содержанием сероводорода или низким значением  $pH$ .

#### § 49. Подготовка к спуску обсадной колонны в скважину

Спуску обсадной колонны должна предшествовать тщательная проверка и подготовка как всех ее элементов, так и бурового оборудования, механизмов и инструментов, которые будут использоваться при спуске.

*Подготовка колонны.* Подготовка и проверка элементов обсадной колонны осуществляются прежде всего на трубной базе. Визуально осматривают все трубы, предназначенные для спуска

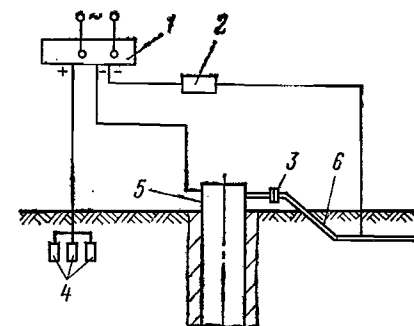


Рис. 48. Принципиальная схема катодной защиты:

1 — катодная станция; 2 — сопротивление; 3 — изолирующий фланец; 4 — анодное заземление; 5 — обсадная труба; 6 — шлейф

в данную скважину, и отбраковывают те из них, в которых обнаружены явные дефекты (трещины, вмятины, кривизна, поврежденные резьбы и т. п.). После осмотра трубы подвергают инструментальному контролю при помощи дефектоскопических установок, проверяют при помощи калибров конусность и шаг резьбы, подбирают муфты к трубам по величине натяга; муфты и трубы, овальность которых превышает предел, допустимый стандартом, отбраковывают.

Трубы, при осмотре и контроле которых дефектов не обнаружено, опрессовывают водой. Давление опрессовки обсадных труб для эксплуатационных и ответственных промежуточных колонн должно не менее чем на 5% превышать избыточное внутреннее давление, которое может действовать на соответствующую секцию колонны при проверке герметичности ее после спуска в скважину (см. § 70). Во всяком случае оно не должно быть менее величины, указанной ниже, но не должно превосходить величин давления гидротестирования, допускаемых ГОСТ (см. § 31).

Наружный диаметр труб, мм	426—377	351—273	245—219	194—178	168	145—140	127—114
Наименьшее давление опрессовки труб перед спуском, МПа	6	7	8	8,5	10	11	13

Трубы опрессовывают на специальном стенде. Трубу и ее соединение признают герметичными, если в течение 30 с давление снизится не более чем на 0,5 МПа. Негерметичные трубы отбраковывают.

Для смазки резьбовых соединений при избыточном внутреннем давлении 20—25 МПа могут быть использованы при температуре до 100°C — смазка Р-2, а при более высокой температуре — смазка Р-402 на силиконовой основе. При более высоких избыточных давлениях, а также для колонн в газовых скважинах рекомендуется применять полимеризующиеся составы УС-1, КНИИМП-2 и др. Для повышения герметичности соединений при избыточных давлениях 15—40 МПа (в зависимости от диаметра труб) может быть использована также фторопластовая лента ФУМ.

Один из наиболее эффективных способов повышения герметичности резьбовых соединений — металлизация поверхности резьб. Тонкий слой легкоплавкого металла (цинк, алюминий и т. п.) толщиной от 0,2 до 0,5 мм наносят на поверхность резьбы муфты с помощью специальной металлизационной установки.

Признанные годными трубы завозят на буровую за несколько дней до спуска в скважину. Общая длина доставленных сюда труб должна на 5% превышать длину обсадной колонны; резерв составляют из наиболее прочных труб. Вместе с трубами на бу-

ровую доставляют элементы технологической оснастки обсадной колонны: центрирующие фонари, скребки, башмак, направляющую пробку, башмачный патрубок, обратные и дифференциальный клапаны, стоп-кольцо, муфты для ступенчатого цементирования, пакеры, промывочную головку и т. п. Предварительно эти элементы должны быть проверены, а некоторые из них опрессованы. Так, обратные клапаны опрессовывают давлением, превышающим в 1,5 раза наибольшую разность давлений столбов жидкостей в заколонном пространстве и в колонне после цементирования, с целью проверки прочности и герметичности их. Опрессовкой проверяют также герметичность муфт для ступенчатого цементирования; рабочее давление пакеров; давление, необходимое для срезания шпилек, которые удерживают втулки цементировочных муфт, и т. п. Полезно проверять также деформацию пружинных центрирующих фонарей под воздействием наибольшего прижимающего усилия, которое может возникнуть при спуске колонны в скважину.

*Подготовка ствола скважины.* К началу спуска колонны в скважине должны быть завершены все исследовательские и измерительные работы (каротажи, отбор проб боковым грунтоном, кавернометрия, инклинометрия, опробование перспективных объектов и т. д.).

После получения новой кавернограммы выявляют участки сужений ствола скважины и уточняют места установки на колонне центрирующих фонарей и скребков. Фонари рекомендуется размещать в тех участках интервала цементирования (прежде всего, против продуктивных горизонтов), где диаметр ствола близок к номинальному. Если зенитный угол не превышает 3°, расстояние между фонарями может составлять 20—25 м; на участках же с большим зенитным углом, а также на участках интенсивного изменения зенитного или азимутального углов фонари целесообразно ставить на каждой обсадной трубе.

По инклинограмме выясняют участки резких изменений зенитного и азимутального углов. Участки сужений, выступов и перегибов ствола скважины тщательно прорабатывают новыми долотами и расширяют до нормального диаметра. Прорабатывать ствол рекомендуется новыми долотами со скоростью 35—40 м/ч, а участки наиболее опасных сужений и перегибов — со скоростью 20—25 м/ч. Жесткость компоновки низа буровой колонны при проработке должна соответствовать жесткости обсадной колонны, подлежащей спуску, особенно в тех случаях, когда прорабатываются интервалы интенсивного искривления.

После проработки и промывки глубокой скважины ствол ее часто шаблонируют. Для этого в скважину спускают на буровой колонне компоновку из трех-четырех обсадных труб и убеждаются в том, что она доходит до забоя без посадок. По окончании шаблонирования скважину промывают с целью полного удаления шлама. Во время промывки желательнее поддерживать

турбулентный режим течения жидкости в кольцевом пространстве. Если при промывке из скважины выходит газированный раствор, целесообразно делать перерыв на 10—15 мин. Длительность каждого периода промывки — один-два цикла циркуляции.

Для проработки и промывки скважины нужно использовать промывочную жидкость с минимальной водоотдачей, низкими значениями статического и динамического напряжений сдвига и возможно меньшей вязкостью. Состав этой жидкости должен обеспечивать устойчивость стенок скважины. Для уменьшения липкости фильтрационных корок в промывочную жидкость на водной основе вводят смазочные добавки.

При подъеме бурильной колонны после проработки или шаблонирования измеряют ее длину и, таким образом, уточняют длину скважины.

**Подготовка бурового оборудования.** При спуске обсадной колонны часто существенно возрастает нагрузка на буровое оборудование. Поэтому до начала спуска необходимо тщательно проверить исправность всего бурового оборудования, надежность крепления его, соосность вышки, стола ротора и устья скважины. На буровую должен быть доставлен исправный инструмент для спуска обсадных труб (элеваторы, ключи, хомуты и т. п.). Для облегчения и ускорения центрирования и свинчивания обсадных труб в вышке на высоте 8—10 м от пола подвешивают специальную передвижную люльку. Вокруг стола ротора на уровне его верхней плоскости делают деревянный настил.

Если вес обсадной колонны значительно больше веса бурильной колонны, при необходимости усложняют оснастку талевой системы, а изношенный талевый канат заменяют новым.

Обсадные колонны длиной до 3000—3500 м обычно спускают с помощью механизированных клиньев и одного элеватора; при большей длине колонны от использования клиньев приходится отказываться из-за опасности повреждения труб сухарями; вместо клиньев применяют второй элеватор.

Если диаметр бурильных труб, которые использовали для бурения под данную обсадную колонну, не равен диаметру обсадных труб, не только проверяют исправность и работоспособность превенторов, но также заменяют в них вырезные плашки в соответствии с диаметром обсадных труб.

На буровой необходимо иметь также переводник для быстрого подсоединения ведущей трубы к обсадной колонне для промежуточных промывок скважины (или специальную промывочную головку).

### § 50. Спуск обсадной колонны в скважину

Перед спуском каждую обсадную трубу шаблонруют жестким двойным шаблоном соответствующего размера. Трубы, че-

рез которые шаблон не проходит, бракуют, так как они имеют увеличенную овальность, и заменяют новыми из резерва, имеющегося на буровой.

К моменту начала спуска колонны на буровой должен быть подготовлен нижний участок ее, включающий, как правило, башмак с направляющей пробкой и башмачный патрубок.

Башмачный патрубок представляет собой отрезок обсадной трубы, в котором прорезано несколько отверстий для прохода жидкости. Отверстия располагаются по винтовой линии. На обоих концах патрубка нарезана присоединительная резьба.

Башмак 1 — это толстостенное кольцо, навинчиваемое на нижний конец башмачного патрубка (рис. 49). Его применяют, чтобы увеличить прочность нижнего конца обсадной колонны и защитить последний от повреждения при посадке на уступы в стволе скважины.

Направляющая пробка 2 представляет собой легко разрушаемую деталь обтекаемой формы с отверстиями для прохода жидкости. Назначение пробки — уменьшить сопротивление движению колонны при спуске в скважину.

На верхний конец башмачного патрубка навинчивают муфту, с которой соединяют первую обсадную трубу. На верхний конец первой трубы навинчивают обратный клапан (рис. 50). Сверху к клапану крепят вторую трубу. Между второй и третьей трубами устанавливают удлиненную муфту и в ней крепят упорное кольцо (стоп-кольцо), если функции этого кольца не может выполнить обратный клапан. При спуске колонны нижние пять—десять муфт приваривают к трубам прерывистым швом, чтобы исключить возможность отвинчивания их.

Если колонна оборудована обратным клапаном, в нее во избежание смятия обсадных труб периодически приходится доливать промывочную жидкость. Обычно это делают после спуска каждых 300—400 м труб, а иногда и чаще.

Чтобы исключить необходимость долива колонны, уменьшить величину возникающего гидродинамического давления и ускорить спуск обсадных труб, применяют обратные клапаны дифференциального типа, которые в период спуска создают ограниченное сопротивление поступлению промывочной жидкости из скважины внутрь колонны через дроссель 9 (рис. 51). По окончании спуска в колонну сбрасывают шар 6, который при промывке свободно проходит через отверстие в нажимном кольце 1, продавливаясь через пакет разрезных шайб 2, резиновую диафрагму 3 и садится на ограничитель 7. После посадки шара на ограничитель поток промывочной жидкости отгибает вниз

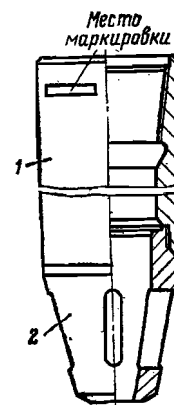


Рис. 49. Башмак с направляющей пробкой

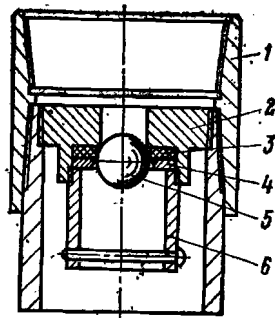


Рис. 50. Обратный шаровой клапан:

1 — корпус; 2 — седло; 3 — уплотнительная манжета; 4 — кольцо; 5 — шар; 6 — корзина

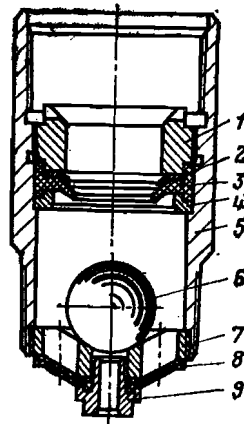


Рис. 51. Дифференциальный обратный клапан:

1 — нажимное кольцо; 2 — пакет разрезных шайб; 3 — резиновая диафрагма; 4 — кольцо; 5 — корпус; 6 — шар; 7 — ограничитель; 8 — мембрана; 9 — дроссель

мембрану 8 и проходит через периферийные окна в ограничителе. В случае же возникновения притока из скважины в колонну шар приподнимается, прижимается к резиновой диафрагме 3 и перекрывает отверстие в кольце 1, закрывая проход для жидкости.

При спуске длинных колонн промывочная жидкость в скважине может оказаться разгазированной. Чтобы удалить из скважины газированный раствор и шлам, приходится делать промежуточные промывки после спуска каждые 500—800 м труб. Промывку ведут в течение одного цикла циркуляции для данной глубины спуска, а при сильном газировании раствора — до полного удаления газа из него.

По окончании спуска всей колонны скважину, как правило, промывают в течение одного — двух циклов. Восстанавливать циркуляцию во избежание возникновения поглощения всегда следует с малой скоростью, увеличивать подачу насосов целесообразно только после разрушения тиксотропной структуры в промывочной жидкости. Если конструкция обсадной колонны и оборудование устья позволяют, перед восстановлением промывки желательно вращать колонну с небольшой скоростью. Это облегчит разрушение структуры и уменьшит опасность возникновения поглощения.

При докреплении резьбового соединения машинными ключами необходимо контролировать крутящий момент. Для этого механический ключ должен быть оснащен моментомером. При свинчивании с недостаточным моментом не достигаются необ-

Наружный диаметр, труб, мм	Крутящий момент Н·м		
	минимальный	оптимальный	максимальный
114,3	1370	1670	2160
139,7	2750	3630	5400
168,3	3230	4300	6460
177,8	3820	5200	7750
193,7	3820	5200	7750
219,1	4200	5600	8250
244,5	4700	6350	9500
273,0	5000	6650	9900

ходимые прочность и герметичность соединения: если же момент при докреплении чрезмерно велик, можно разорвать муфту или смять конец трубы. В табл. 7 приведены значения крутящих моментов для муфтовых соединений труб с резьбой треугольного профиля, рекомендованные АНИ.

Спуск длинных колонн часто занимает 2—3 сут. За время спуска в нижней части скважины могут возникнуть обвалы, газопроявления. Чтобы сократить время, в течение которого нижняя часть скважины остается без промывки, и ускорить крепление ее, длинные промежуточные колонны нередко спускают в два-три приема. Сначала спускают участок колонны, длина которого, как правило, достаточна для перекрытия всего открытого ствола. Верхний конец его располагают в предыдущей колонне, чтобы облегчить соединение участков. Если длина открытого ствола велика и крепить его приходится в два приема, верхний конец нижнего участка следует размещать против устойчивых пород, на участке ствола с номинальным диаметром.

Необходимость спуска обсадных колонн по частям может быть обусловлена также недостаточной прочностью труб на растяжение или недостаточной грузоподъемностью буровой установки.

Нижние участки обсадных колонн спускают в скважину на бурильных трубах. Для соединения бурильных и обсадных труб применяют специальное сочленение, которое позволяет цементировать нижний участок, промывать верхнюю часть скважины после цементирования и отсоединять бурильные трубы от обсадных после схватывания цементного теста либо по окончании цементирования. На верхний конец спускаемого участка 10 (рис. 52) обсадной колонны навинчивают специальную муфту 5, на нижний конец бурильной колонны — специальный переводник 1. Специальная муфта снабжена левой резьбой и коническим седлом на верхнем конце. Такая же резьба имеется на нижнем конце специального переводника. Внутри специ-



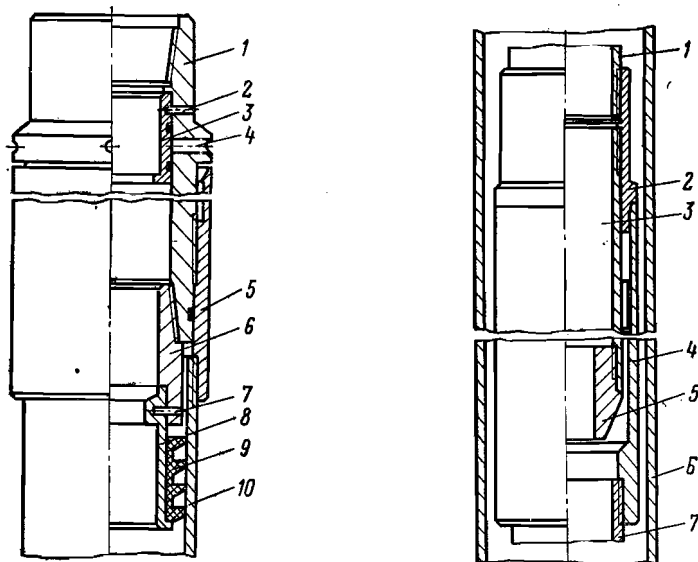


Рис. 52. Разъединитель для спуска нижней части обсадной колонны или хвостовика:

1 — специальный переводник; 2, 7 — шпильки; 3 — втулка; 4 — промывочные отверстия; 5 — специальная муфта; 6 — переводник; 8 — разделительная пробка; 9 — уплотнительные манжеты; 10 — хвостовик или нижняя часть обсадной колонны

Рис. 53. Узел стыковки нижней и верхней частей колонны:

1 — верхняя часть спускаемой обсадной колонны; 2 — посадочный переводник; 3 — патрубок; 4 — специальная муфта; 5 — башмачная пробка; 6 — предыдущая обсадная колонна; 7 — нижняя часть спускаемой обсадной колонны

ального переводника расположена втулка 3, удерживаемая стопорными шпильками 2. Втулка перекрывает отверстия 4 в теле переводника, через которые промывают скважину по окончании цементирования спущенного участка обсадной колонны. Левая резьба служит для отсоединения бурильных труб от обсадных.

Нижний конец верхнего участка обсадной колонны оборудуют направляющей пробкой и соединительным конусом (рис. 53). Стыковочную поверхность конуса покрывают слоем мягкого металла (свинца). Заканчивают спуск этого участка в скважину очень медленно с промывкой, наблюдая за давлением в стояке. Быстрое увеличение давления свидетельствует о вхождении нижнего конца верхнего участка в специальную муфту нижнего. Верхний участок спускают до соприкосновения конических поверхностей деталей сочленения; затем приподнимают так, чтобы его нижний конец оставался внутри специальной муфты нижнего участка, и цементируют на весу. После цементирования соединительный конус верхнего участка сажают на коническую поверхность специальной муфты нижнего

участка и колонну оставляют в покое на период твердения цементного раствора.

Если планируют колонну спускать по частям, каждый участок рассчитывают на растяжение с учетом только его собственного веса и дополнительных сил при расхаживании. Поэтому, если для комплектования колонны использовать трубы одной группы прочности, то общий вес ее при спуске по частям всегда меньше, чем вес такой же колонны, спускаемой за один прием; значит, меньше и стоимость собственно колонны. Для комплектования верхних секций длинной колонны при спуске по частям можно использовать менее прочные трубы, например, группы прочности К вместо труб группы прочности Л, которые могли бы потребоваться при спуске колонны в один прием. Это также способствует уменьшению стоимости собственно обсадной колонны.

Вместе с тем спуску обсадных колонн по частям присущ ряд недостатков.

Во-первых, стыки участков часто оказываются негерметичными. Нарушение герметичности может быть следствием деформации обсадной колонны под влиянием изменения температуры и внутреннего давления, если участок стыковки не зацементирован или зацементирован некачественно.

Во-вторых, хотя стоимость собственно колонны при спуске по частям меньше стоимости колонны, спускаемой за один прием, общая стоимость работ, связанных с креплением, в первом случае может оказаться более высокой вследствие того, что приходится цементировать каждый участок отдельно и затрачивать дополнительное время на ожидание затвердения цементного раствора и вспомогательные работы (например, подготовка к цементированию, опрессовка участков, разбуривание промежуточных цементных стаканов, упорных колец и обратных клапанов и т. п.)

Стоимость работ, связанных с креплением скважины сплошной колонной,

$$C_{кр} = C_{к} + C_{б.у} t_{кр} + C_{ц} + C_{в}, \quad (6.79)$$

а при спуске по частям

$$C'_{кр} = C_{кс} + C_{б.у} t'_{кр} + C'_{ц} + C'_{в}, \quad (6.80)$$

где  $C_{к}$  и  $C_{кс}$  — стоимость собственно колонны обсадных труб;  $C_{б.у}$  — стоимость проката буровой установки за сутки;  $t_{кр}$  и  $t'_{кр}$  — продолжительность работ по креплению и цементированию скважины;  $C_{ц}$  и  $C'_{ц}$  — стоимость цементирования;  $C_{в}$  и  $C'_{в}$  — стоимость вспомогательных и заключительных работ.

Спуск по частям экономически оправдан только при условии, если  $C'_{кр} < C_{кр}$ .

**Спуск хвостовиков.** Хвостовик спускают в скважину на колонне бурильных труб, с которой его соединяют при помощи разъединителя (см. рис. 52). Длинные хвостовики после цементирования подвешивают в предыдущей колонне с помощью специальных устройств — подвесок либо на цементном камне. В последнем случае бурильные трубы отвинчивают от хвостовика только после затвердения цементного раствора. Короткие хвостовики иногда ставят на забой и сразу же после цементирования отсоединяют бурильные трубы. Надо иметь в виду, что при этом хвостовик под действием собственного веса может продольно изогнуться.

Если хвостовик спускают в газовую скважину, соединение его с предыдущей колонной следует герметизировать с помощью пакера.

При спуске в скважину любой обсадной колонны в каждом сечении ее должно выполняться условие прочности (6.31). Поэтому до начала спуска колонны бурильщику нужно дать инструкции о максимально допустимом отклонении стрелки индикатора веса. Если в процессе приподнимания колонны стрелка отклоняется до предельного значения, натягивать колонну с большим усилием недопустимо. Целесообразно осторожно повернуть колонну, восстановить промывку, ввести в промывочную жидкость смазочные добавки и таким путем уменьшить сумму дополнительных осевых сил, которые действуют на колонну. Не рекомендуется оставлять колонну без движения на сколько-нибудь продолжительное время: это благоприятствует увеличению суммы сил  $P_c$ . Разгон и торможение колонны при спуске должны быть плавными во избежание появления больших инерционных нагрузок и гидравлических ударов.

Если колонна имеет сварные соединения, до спуска сварного шва в скважину он должен охладиться на воздухе до температуры примерно  $400^\circ\text{C}$ ; при быстром охлаждении в жидкости металл в области сварного шва становится хрупким. Охлаждение шва можно несколько ускорить, используя обдув его воздухом с помощью воздуходувки. Вследствие необходимости охлаждения сварных швов продолжительность спуска таких колонн обычно больше, нежели колонн с резьбовыми соединениями.

### § 51. Расчет режима спуска обсадной колонны

Скорость и ускорение спуска обсадной колонны приходится ограничивать из-за опасности возникновения высокого гидродинамического давления, которое может быть причиной разрыва пород и поглощения промывочной жидкости, смятия обсадной колонны либо разрушения обратного клапана. Наиболее опасная ситуация возникает при спуске обсадной колонны с закрытым обратным клапаном, поскольку в этом случае вся жидкость, вытесняемая колонной, движется только по заколонному

пространству. Почти такая же ситуация может возникнуть, если обратный клапан открыт, но диаметр проходного канала в нем мал.

Рассмотрим случай спуска колонны с закрытым нижним концом.

Когда колонна труб находится в скважине, к наружной поверхности ее прилипает некоторый слой жидкости. При перемещении колонны, например, вниз вместе с ней будет двигаться также прилипший слой, который в свою очередь будет увлекать с собой вниз другие смежные слои жидкости. Поэтому жидкость, вытесняемая колонной, движется вверх не по всему сечению заколонного пространства, а лишь по наружной части его. Среднюю эффективную скорость восходящего потока вытесняемой жидкости можно определить по формуле Буркхардта [56]

$$\omega_0 = \omega_T \left( \frac{d_n^2}{d_c^2 - d_n^2} + b_T \right), \quad (6.81)$$

где  $\omega_T$  — скорость спуска обсадной колонны;  $b_T$  — поправка, учитывающая искажение профиля скоростей течения в заколонном пространстве под влиянием слоев жидкости, прилипших к колонне. Величина ее зависит от режима течения (рис. 54). Для приближенных расчетов можно принять  $b_T = 0,5$ .

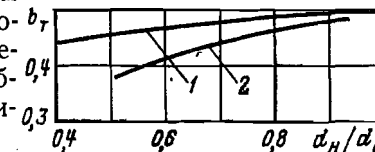


Рис. 54. Зависимость поправки  $b_T$  от соотношения диаметров  $d_n/d_c$  при разных режимах течения:

1 — турбулентный; 2 — структурный

Чтобы при спуске колонны не возникло поглощение промывочной жидкости, необходимо выполнять условие (8.19). Сделать это можно только путем ограничения величины гидродинамического давления; остальные составляющие этого условия в период спуска колонны регулировать невозможно. Гидродинамическое давление при спуске колонны складывается из двух компонентов: одного — зависящего от скорости, которую приобрела жидкость к концу предшествующего момента времени, и второго — инерционного, зависящего от ускорения движения жидкости в рассматриваемый момент. Так, при турбулентном режиме течения условие (8.19) с достаточной для практических расчетов точностью можно записать

$$\left( g + \frac{0,5\lambda_k k_3 \omega_0^2}{d_c - d_n} + a_n \right) \rho_n z_n < \Delta \rho_n z_n, \quad (6.82)$$

где  $\lambda_k$  — коэффициент гидравлических сопротивлений в заколонном пространстве

$$\lambda_k = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}; \quad (6.83)$$

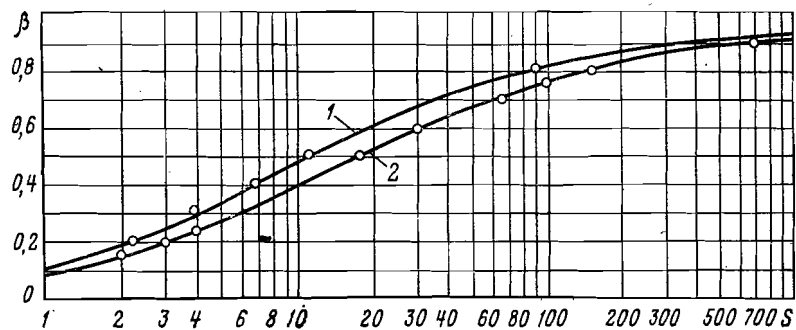


Рис. 55. График зависимости  $\beta = f(S)$ :  
1 — для круглых труб; 2 — для соосного кольцевого пространства

$\omega_0$  — скорость восходящего потока вытесняемой жидкости, достигнутая к началу рассматриваемого момента спуска;  $a_{\pi}$  — ускорение движения жидкости в данный момент;  $z_{\pi}$  — глубина пласта, в который возможно поглощение;  $k_0$  — коэффициент, учитывающий увеличение гидравлических сопротивлений в заколонном пространстве за счет муфт на обсадных трубах и элементов технологической оснастки,

$$k_0 = 1 + \frac{\zeta_{\kappa}}{\lambda_{\kappa}} \frac{d_c - d_n}{l_T}; \quad (6.84)$$

$\zeta_{\kappa}$  — коэффициент местных сопротивлений; для муфтовых сужений

$$\zeta_{\kappa} = \left( \frac{d_c^2 - d_n^2}{d_c^2 - d_m^2} - 1 \right)^2; \quad (6.85)$$

$l_T$  — длина одной обсадной трубы.

Положив  $a_{\pi} = 0$ , можно определить предельно допустимое значение скорости течения в заколонном пространстве

$$(\omega_0)_{\text{пред}} \leq \sqrt{\frac{2(\Delta p_{\pi} - \rho_{\pi} g)(d_c - d_n)}{\lambda_{\kappa} k_0 \rho_{\pi}}}. \quad (6.86)$$

Если  $(\omega_0)_{\text{пред}} \geq \omega_{\text{кр}}$ , подставив найденное значение  $(\omega_0)_{\text{пред}}$  в формулу (6.81), легко найти предельно допустимое значение скорости спуска колонны. Если  $(\omega_0)_{\text{пред}} < \omega_{\text{кр}}$ , расчет нужно сделать применительно к структурному режиму течения в заколонном пространстве, при котором гидродинамическое давление

$$p_{\text{гд}} = \frac{4\tau_0 z_{\pi}}{\beta_{\kappa}(d_c - d_n)} + \frac{0,5\zeta_{\kappa} \rho_{\pi} z_{\pi} \omega_0^2}{l_T}, \quad (6.87)$$

где  $\beta_{\kappa}$  — безразмерная величина, определяемая по рис. 55 в за-

висимости от параметра Сен-Венана—Ильюшина,

$$S_{\kappa} = \frac{\tau_0 (d_c - d_n)}{\eta \omega_0}; \quad (6.88)$$

$\tau_0$ ,  $\eta$  — динамическое напряжение сдвига и пластическая вязкость промывочной жидкости.

Величину критической скорости, соответствующей смене режимов течения, можно вычислить по формуле

$$\omega_{\text{кр}} = \frac{\eta R e_{\text{кр}}}{\rho_{\pi} (d_c - d_n)}. \quad (6.89)$$

Критическое значение числа Рейнольдса

$$R e_{\text{кр}} = 7,3 H e^{0,58} + 2100, \quad (6.90)$$

где  $H e$  — параметр Хедстрёма

$$H e = \frac{\tau_0 \rho_{\pi} (d_c - d_n)^2}{\eta^2}. \quad (6.91)$$

Положив в условии (6.82)  $\omega_0 = 0$ , можно определить предельно допустимое значение ускорения жидкости в заколонном пространстве.

Во избежание смятия обсадной колонны при спуске необходимо, чтобы разность между суммой статического и гидродинамического давлений  $p_{\text{ст}} + p_{\text{гд}}$  в заколонном пространстве и статическим давлением  $p_{\text{в}}$  внутри колонны была всегда меньше критического давления для труб

$$p_{\text{ст}} + p_{\text{гд}} - p_{\text{в}} < [p]_{\text{н}}. \quad (6.92)$$

Отсюда с учетом формулы (6.13) можно найти допустимую глубину опорожнения колонны при спуске

$$H \leq \frac{[p]_{\text{н}} - p_{\text{гд}}}{\rho_{\pi} g}. \quad (6.93)$$

При практических расчетах обычно второе слагаемое в числителе формулы (6.93) в явном виде не учитывают. Если принять во внимание, что при этом допускается значительная погрешность, и учесть, что большая часть обсадной колонны при спуске растянута (а растяжение уменьшает сопротивляемость труб смятию), то коэффициент запаса прочности следует принимать  $k_{\text{см}} \geq 2$ .

## ГЛАВА 7 ТАМПОНАЖНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

### § 52. Назначение тампонажных материалов и требования к ним

В бурении принято называть тампонажными такие материалы, из водных суспензий которых образуется практически непроницаемое твердое тело.

Тампонажные материалы используют прежде всего для заполнения заколонного пространства скважин и изоляции всех проницаемых пород друг от друга; предотвращения перетока жидкости (газа) из одного пласта в другой или в атмосферу по заколонному пространству; для закупорки трещин, каверн и других каналов, по которым может поглощаться промывочная жидкость; для защиты наружной поверхности обсадных колонн от коррозии пластовыми водами (газами); для придания большей устойчивости обсадным колоннам; для создания постоянной или временной перемычки в стволе скважины (цементный мост) и других целей.

Тампонажные материалы, используемые для разобщения проницаемых пластов, должны удовлетворять ряду требований:

1. Суспензия такого материала должна быть легко прокачиваемой в течение времени, необходимого для транспортирования ее в заданный интервал скважины, а в покое — седиментационно устойчивой.

2. По окончании транспортирования в скважину суспензия в короткий срок должна превратиться в практически непроницаемое твердое тело, даже если температура окружающей среды ниже нуля °С.

3. Суспензия должна превращаться в твердое тело с небольшим увеличением объема или по крайней мере без малейшей усадки в условиях конкретной ситуации в скважине.

4. Образовавшееся из суспензии твердое тело должно быть высокоэластичным, долговечным, стойким против коррозии при контакте с пластовыми жидкостями и газами.

5. Это твердое тело должно сохранять свои механические свойства, непроницаемость и коррозионную устойчивость при всех изменениях температуры, которые возможны в период работы данной скважины.

6. Оно должно иметь сцепление с обсадной колонной и стенками скважины и прочность достаточные, чтобы противостоять тем силам, которые могут возникнуть в период работы скважины.

7. Тампонажные материалы должны быть недефицитными и сравнительно недорогими, поскольку потребность в них довольно велика.

8. Если тампонажный материал используют для создания перемычки (моста) в скважине, образующийся из его суспензии камень должен обладать большой прочностью и жесткостью.

### § 53. Базовые тампонажные материалы и тампонажные смеси

Наиболее широко в качестве тампонажных материалов применяют некоторые виды цементов, а также специальные смеси, приготовляемые на их основе в заводских условиях либо непосредственно на буровых предприятиях. Хотя цементы полностью удовлетворяют названным выше требованиям к тампонажным материалам, пока нет других материалов, которые, удовлетворяя этим требованиям, были бы конкурентоспособны с цементами по доступности и сравнительно малой стоимости. Базовыми цементами, которые могут быть использованы как в чистом виде, так и для приготовления тампонажных смесей, являются порландские, шлаковые, белитовые, глиноземистые и некоторые другие.

*Портландцементы.* Это порошкообразное вяжущее вещество, получаемое путем обжига до спекания и последующего тонкого измельчения смеси карбонатных и глинистых пород, подобранных с таким расчетом, чтобы в исходном сырье содержалось  $\text{CaO}$  от 60 до 75%,  $\text{Al}_2\text{O}_3$  — от 3 до 8%,  $\text{SiO}_2$  — от 15 до 25% и  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  — от 2 до 6%. В качестве базовых для разобщения пластов и других изоляционных работ в скважинах используют две разновидности тампонажных портландцементов, выпускаемых в соответствии с ГОСТ 1581—78: а) для «холодных» скважин; б) для «горячих скважин». В цементе допускается содержание активных минеральных добавок, удовлетворяющих ОСТ 21-9—74, либо инертных добавок в виде кварцевого песка или кристаллического известняка, либо гранулированного доменного или термофосфорного шлака.

В чистом виде портландцементы можно использовать в скважинах с температурой не выше 100°С; дальнейшее увеличение температуры весьма неблагоприятно сказывается на изоляционных свойствах камня.

*Цементы на основе молотых гранулированных шлаков.* Шлаками называют камневидные отходы металлургических процессов, образующиеся от сплавления разнородных окислов. В состав доменных шлаков входят окислы кальция, кремния, алюминия, железа, магния, а также марганца и других элементов. По сравнению с порландцементом, в доменных шлаках меньше окиси кальция, но больше кремнезема. Основным ком-

понентом шлака, обладающим вяжущими свойствами при обычной температуре, является белит. При невысоких температурах тесто из шлакового цемента схватывается очень медленно. С повышением температуры активность цемента возрастает.

Вяжущие свойства шлаковых цементов существенно зависят не только от состава цемента, но также от сорта металла, при выплавке которого образуется шлак, от технологического режима металлургической печи, температуры расплавленного шлака, температуры и способа грануляции и других факторов. Так как эти факторы не сохраняются неизменными даже для одной и той же печи, то качество шлаковых цементов оказывается весьма нестабильным.

В чистом виде шлаковые цементы в качестве тампонажного материала используются сравнительно редко. Наиболее широко применяются цементы, приготовляемые путем совместного помола гранулированных доменных шлаков с кварцевым песком (шлакопесчаные цементы) либо с портландцементным клинкером (шлакопортландцементы). Так, для цементирования скважин с температурой от 160 до 220°C выпускается цемент ШПЦС-200, получаемый путем совместного помола доменного шлака и кварцевого песка, а для скважин с температурой от 80 до 160°C — цемент ШПЦС-120, который получают путем совместного помола доменного шлака, кварцевого песка и небольшого количества портландцементного клинкера. Последний играет роль активатора, способствующего ускорению схватывания цементного теста.

Перспективными для применения в скважинах с высокими температурами являются силикатно-гидрогранатные цементы, получаемые путем совместного помола гранулированного доменного шлака, пиритных огарков и негашеной извести. Камень из таких цементов имеет высокую прочность при температурах до 200°C и выше, коррозионноустойчив в агрессивных пластовых водах, в том числе содержащих сульфаты магния и натрия.

*Белито-кремнеземистый цемент.* Получают путем совместного помола нефелинового шлама, являющегося отходом производства глинозема, и кварцевого песка в соотношении (70—50) : (30—50) % в порошок с удельной поверхностью 200—300 м<sup>2</sup>/кг. При помоле добавляют 1—2% бентонита для придания большей седиментационной стабильности цементному тесту. Вяжущую основу цемента составляет белит. Белито-кремнеземистый цемент можно использовать в чистом виде и в качестве базового для приготовления тампонажных смесей для скважин с температурой от 150 до 300°C.

*Глиноземистые цементы.* Глиноземистый цемент получают путем обжига до спекания и последующего помола смеси боксита и карбоната кальция. При совместном помоле после спекания той же смеси и двуводного гипса в соотношении примерно 3 : 1 получают гипсоглиноземистый цемент. Основным минера-

лом, обеспечивающим вяжущие свойства этих цементов, является однокальциевый алюминат  $\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3$ , содержание которого может достигать 50%.

Эти цементы могут быть использованы для скважин с температурой не выше 25°C. Их особенности: быстрое схватывание и твердение при низких температурах и высокая коррозионная стойкость в некоторых типах агрессивных пластовых вод.

*Портландцементные смеси для высоких температур.* Тампонажные портландцементы имеют два существенных недостатка: а) с повышением температуры свыше примерно 60°C максимальная прочность цементного камня во времени уменьшается, а проницаемость возрастает (см. § 56); б) коррозионная стойкость при контакте с агрессивными пластовыми водами невысока. Эти недостатки в значительной мере можно устранить добавлением к клинкеру при помоле или непосредственно к портландцементу 30—50% (от массы цемента) кварцевого песка или доменного шлака.

Такие модифицированные портландцементные смеси используют при температурах примерно до 160°C.

*Облегченные цементные смеси.* Плотность растворов, получаемых из базовых цементов, можно изменять в диапазоне от 1800 до 2000 кг/м<sup>3</sup>. Облегченные цементные смеси предназначены для приготовления тампонажных растворов с существенно меньшей плотностью. Существуют несколько способов получения облегченных цементных смесей:

а) добавление к клинкеру (шлаку) при помоле или непосредственно к базовому цементу минеральных веществ, способных связывать большое количество воды;

б) добавление к базовому цементу мелких фракций твердых веществ с малой плотностью (нефтяного кокса, гильсонита, асфальтов, битумов и т. п.);

в) добавление к базовому цементу мелких гранул с замкнутыми порами, заполненными газом (вспученного перлита, пламиллона, кварцевых микробаллонов и т. п.);

г) синтез специальных вяжущих.

Наиболее широко сейчас используют первый способ. В качестве минеральных добавок к клинкеру (шлаку) или базовому цементу употребляют глины (бентонит, палыгорскит, гидрослюда и др.), кремнеземистые материалы (диатомит, трепел, опоки, силикагель), материалы вулканического происхождения (пемза, вулканические пеплы, туфы), карбонатные материалы (известняк, мел). Эти материалы имеют небольшую прочность и легко размалываются в порошок с высокой удельной поверхностью (до 1000 м<sup>2</sup>/кг и более). Наибольшую удельную поверхность и наибольшую способность связывать воду имеют глинистые, затем кремнеземистые добавки.

Смеси портландцемента с глинистыми материалами, часто именуемые гельцементами, используют в основном в скважинах

с температурой до 80°C; смеси же из шлакового цемента с палыгорскитовой глиной можно применять при температурах примерно от 60 до 250°C.

Смеси портландцемента с кремнеземистыми добавками рекомендуется использовать в температурном диапазоне от 50 до 160°C, а белито-кремнеземистого цемента — от 100 до 300°C. В указанных температурных диапазонах конечная прочность камня из смесей с кремнеземистыми добавками выше, нежели из смесей с глинистыми добавками при прочих равных условиях.

Общим недостатком облегченных смесей является то, что с уменьшением плотности тампонажного раствора снижается также прочность образующегося из него камня и возрастает проницаемость.

Гранулы с замкнутыми порами, заполненными газом, могут частично разрушаться под влиянием высокого давления среды, при этом эффект снижения плотности тампонажного раствора в значительной степени утрачивается. Например, плотность цементного раствора с добавкой 15% вспученного перлита возрастает с 1250 кг/м<sup>3</sup> при атмосферном давлении до максимального значения 1450 кг/м<sup>3</sup> при давлении 7 МПа; плотность раствора, содержащего 8% пламилоната от массы цемента, увеличивается с 1200 кг/м<sup>3</sup> при атмосферном давлении до 1450 кг/м<sup>3</sup> и более при давлении 60 МПа.

**Утяжеленные цементные смеси.** Утяжеленные смеси готовят путем совместного помола портландцементного клинкера или гранулированного доменного шлака с минеральными добавками высокой плотности (4000 кг/м<sup>3</sup> и более). В качестве таких добавок используют в основном барит, железные и иногда свинцовые руды.

**Волокнистые цементы.** Эти смеси получают путем добавления к базовому цементу асбестовых отходов, имеющих волокна длиной 2—4 мм. Такие смеси применяют при цементировании скважин в трещиноватых породах.

**Коррозионностойкие цементы.** Камень из портландцемента при контакте с пластовыми водами может разрушаться в результате выщелачивания наиболее растворимых компонентов его, например, гидроксиды кальция (коррозия выщелачивания), вследствие химического преобразования состава под действием ионов магния (магнезиальная коррозия), сульфат-ионов (сульфатная коррозия) и сульфидов (сульфидная коррозия), в результате катионного обмена. Коррозионностойкими называют те цементы или смеси, камень из которых отличается высокой устойчивостью против всех или хотя бы некоторых видов коррозии. Так, весьма коррозионностойкими являются глиноземистые цементы. Высокой устойчивостью против коррозии выщелачивания обладают те цементы и смеси, в камне из которых практически не содержится гидроксид кальция. Коррозионно-

стойкими при контакте с пластовыми водами, насыщенными хлоридами магния, кальция и натрия, и с горными породами, содержащими эти компоненты, являются шлаковые и шлакопесчаные цементы [5]. К стойким против сульфатной коррозии относятся пуццолановые портландцементы с содержанием  $C_3A$  в клинкере не более 8% и отношением  $Al_2O_3 : Fe_2O_3 \leq 0,7$  [15], в частности, смеси портландцемента с кремнеземистыми добавками типа опоки, трепела, а также шлакопортландцементы. В условиях сульфатно-сульфидной агрессии наиболее стойкими оказываются шлакопесчаные цементы, глиноземистые цементы и их смеси с портландскими цементами.

**Расширяющиеся смеси.** Такие смеси используют для приготовления тампонажных растворов, объем которых при твердении увеличивается. Условно расширяющиеся смеси можно разделить на две группы. Первую составляют цементы и смеси, при использовании которых процесс расширения происходит в основном после того как цементный камень сформировался, приобрел достаточно большую прочность и в значительной мере утратил пластичность. К таким материалам относятся гипсоглиноземистый цемент и смеси тампонажного портландцемента с 10—20% гипсоглиноземистого либо 5—10% магнезита или доломита, обожженных при температуре 700—900°C. Величина расширения тампонажного камня в твердом состоянии не должна превышать, по-видимому, 1—1,5%; при большем расширении возможно растрескивание и разрушение камня.

Вторую группу составляют смеси, расширение раствора из которых заканчивается к концу схватывания его, т. е. происходит в период, когда кристаллизационная структура формирующегося цементного камня не приобрела еще значительной прочности и обладает большой пластичностью. Здесь допустима гораздо большая величина расширения. В качестве расширяющих добавок могут быть использованы окислы кальция и магния, полученные обжигом сырья при определенном температурном режиме. Так, в качестве добавки к тампонажным портландцементам, используемым при температуре до 100°C, успешно применяется негашеная известь  $CaO$ , полученная обжигом карбоната кальция при температуре 1200°C; при температуре в скважине до 180°C добавкой к базовым цементам и цементно-песчаным смесям может служить окись магния, полученная обжигом хроматного шлама при температуре 1200—1300°C, а при более высоких температурах в скважинах — окись магния, полученная обжигом при температуре 1600°C [14].

**Низкогигроскопичные цементы.** Цементы имеют большую удельную поверхность и весьма гигроскопичны. Поглощая из атмосферы влагу и уголекислоту, они сравнительно быстро теряют активность и слеживаются, комкуются; свойства растворов и камня при этом существенно ухудшаются. Одним из способов сохранения длительной активности и предотвращения слеживае-

мости цементов является введение при помоле клинкера (шлака) специальных добавок, которые придают поверхности порошка гидрофобность либо уменьшают ее гигроскопичность. Гидрофобизированные цементы нежелательны для целей бурения, так как они плохо смачиваются водой, а приготовленные из них растворы вспениваются и недостаточно седиментационно устойчивы. Для цементирования скважин используют низкогигроскопичные цементы, обработанные триэтанолмином. Такие цементы меньше слеживаются и сохраняют активность в течение более продолжительного времени.

#### § 54. Основные свойства цементного порошка, раствора и камня

*Свойства порошка.* Под плотностью тампонажной смеси понимают массу единицы объема ее в плотном теле, т. е. за вычетом естественной пористости. Плотность сухой смеси зависит от состава, последней и плотности каждого компонента

$$\rho_{т.с} = \sum \rho_i c_i, \quad (7.1)$$

где  $\rho_i$  — плотность соответствующего компонента смеси;  $c_i$  — содержание данного компонента в смеси в долях от общей массы ее.

Важная характеристика смеси — масса единицы объема ее без вычета естественной пористости, именуемая удельной насыпной массой. Удельная насыпная масса зависит от тонкости помола и уменьшается с увеличением последней. Так, удельная насыпная масса тампонажного портландцемента в рыхлом состоянии равна примерно  $1200 \text{ кг/м}^3$ , а смесей этого цемента с тонкодисперсными добавками может снизиться до  $800 \text{ кг/м}^3$ . При уплотнении порошка, например, путем наложения вибраций удельная насыпная масса может возрасти в 1,2—1,5 раза.

Удельная поверхность, т. е. суммарная поверхность частиц, содержащихся в 1 кг материала, измеренная методом воздухопроницаемости, может изменяться в зависимости от степени измельчения компонентов примерно от 250—350 для портландцемента до  $1000 \text{ м}^2/\text{кг}$  и даже до  $1500 \text{ м}^2/\text{кг}$  для смесей базовых цементов с большим количеством тонкодисперсных добавок.

*Свойства цементного раствора.* Условимся называть относительным водосодержанием  $n$  тампонажного раствора отношение массы воды к массе твердой фазы, взятым для его приготовления. Для полной гидратации тампонажного портландцемента требуется 20—25% воды от его массы, т. е.  $n=0,2 \div 0,25$ . Но тесто, которое образуется при смешивании цемента с таким количеством воды, оказывается практически непрокачиваемым. Поэтому для получения раствора, который можно транспортировать в скважину, всегда добавляют к цементу воды значительно больше, чем требуется для гидратации. В отечественной

практике за минимально необходимое обычно принимают такое водосодержание, при котором диаметр круга расплыва раствора из стандартного конуса АзНИИ равен 18 см. Так, для раствора из тампонажного портландцемента минимальное  $n=0,35 \div 0,4$ . Наибольшее допустимое водосодержание ограничивается седиментационной устойчивостью тампонажного раствора.

Плотность тампонажного раствора зависит от состава твердой фазы и относительного водосодержания. Если в состав приготовляемого раствора не вводят газонаполненные гранулы (перлит, пламилон и т. п.) и раствор не аэрируют, плотность его можно рассчитать по формуле

$$\rho_{ц.р} = \frac{(1+n)\rho_{т.с}\rho_{ж}}{\rho_{ж} + n\rho_{т.с}}, \quad (7.2)$$

где  $\rho_{ж}$  — плотность жидкости, с которой смешивают тампонажный порошок.

Очень важное значение имеет подвижность тампонажного раствора. В мировой практике наиболее широко применяется косвенный способ оценки подвижности по густоте (или консистенции) раствора, измеряемой в условных единицах с помощью специального прибора — консисометра, в котором воспроизводятся температура и давление, ожидаемые при цементировании. Прибор состоит из стального стакана 8 (рис. 56), вращающегося с небольшой скоростью вокруг вертикальной оси; рамки 7 с лопастями, помещенной в стакан; электродвигателя 10 с редуктором 9, смонтированных на общей станине 11 с кронштейном 1. Ось 6 рамки подвешена с помощью подшипника 2 в кронштейне 1. К оси прикреплен один конец калиброванной пружины 3, второй конец неподвижно связан с кронштейном. Если в стакан налить тампонажный раствор и включить двигатель, вращение от стакана через раствор будет передаваться рамке с лопастями. Так как с осью рамки соединена пружина, то рамка повернется лишь на угол, при котором крутящий момент, приложенный к ней со стороны тампонажного раствора, будет равен моменту упругих сил пружины. Так как пружина калиброванная, то, измеряя с помощью стрелки 4 и шкалы 5 угол поворота рамки, можно определить величину приложенного к ней момента. Обычно на шкалу наносят деления не в единицах крутящего момента, а в условных единицах консистенции УЕК. За 1 УЕК принимают угол, на который повернется рамка прибора, если в стакане будет находиться ньютоновская жидкость с динамической вязкостью  $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Чтобы можно было воспроизводить условия давления и температуры при цементировании, стакан прибора заключен в специальный автоклав. Размеры стакана и рамки, жесткость калиброванной пружины и скорость вращения стакана должны быть строго одинаковыми для всех приборов.

Считают, что консистенция есть величина, обратная подвижности. Консистенция изменяется во времени по мере того, как развивается процесс гидратации (рис. 57). Обычно удовлетворительно подвижными считают тампонажные растворы, конси-

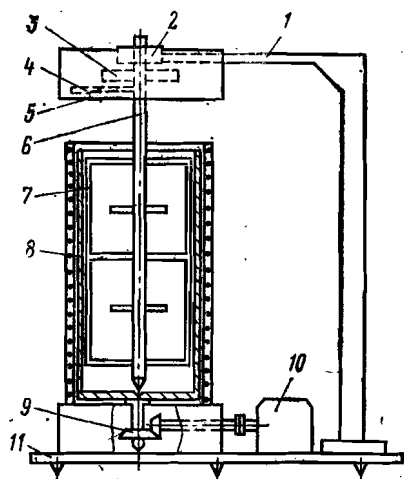


Рис. 56. Принципиальная схема консистометра

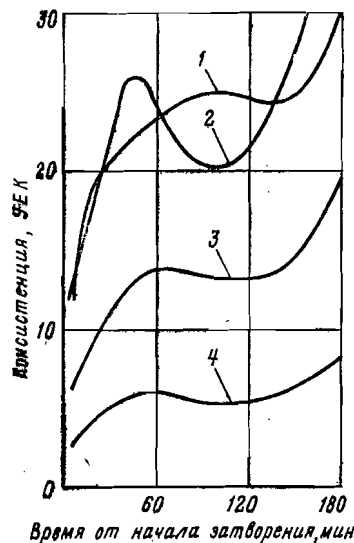


Рис. 57. График изменения консистенции раствора из стерлитамакского цемента во времени:

№ кривой на рисунке	1 (цемент без добавок) ... 0,40	2 (смесь 85% 0,82	3 цемента и 15% 0,95	4 бентонита) 1,25
п				

стенция которых в течение времени, достаточного для транспортирования раствора в скважину, не превышает 10—15 УЕК. По мере развития гидратации вяжущего наступает период, когда раствор становится трудно прокачиваемым. Промежуток времени от начала смешивания тампонажного порошка с водой до момента, когда консистенция становится чрезмерно густой, а раствор — плохо подвижным, называют сроком загустевания. Обычно такой критической точкой считают консистенцию в 50 УЕК.

Для цементирования скважин в большинстве случаев желательно использовать растворы, подвижность которых в течение времени, достаточного для транспортирования в скважину, изменяется в небольшом диапазоне, а после оставления раствора в покое резко падает. Срок загустевания таких растворов правильнее определять по моменту начала интенсивного роста консистенции.

Многие тампонажные растворы можно в первом приближении рассматривать как вязкопластичные тела, а о подвижности их судить по динамическому напряжению сдвига и пластической вязкости, измеряемым с помощью специальных вискозиметров. За срок загустевания в этом случае можно принять отрезок времени от начала затворения до момента начала интенсивного роста динамического напряжения сдвига (рис. 58).

В отечественной практике часто пользуются также понятиями о сроках схватывания. Сроком начала схватывания называют промежуток времени от начала затворения до момента, когда прочность структуры в неподвижном тампонажном растворе, помещенном в стандартный конус, достигнет такой величины, что стандартная игла Вика, погружаемая в раствор, не доходит до нижней границы конуса на 1—2 мм. Под сроком конца схватывания понимают промежуток времени от начала затворения до того момента, когда та же игла Вика будет погружаться в тесто не более чем на 1 мм. По сроку начала схватывания можно приближенно судить о сроке начала загустевания. По разнице в сроках конца и начала схватывания косвенно судят о темпе нарастания начальной прочности цементного камня.

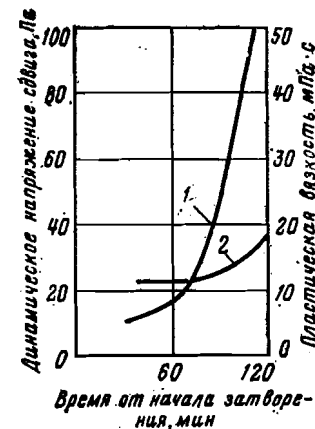


Рис. 58. График изменения динамического напряжения сдвига (1) и пластической вязкости (2) раствора из смеси безмеинского цемента с 10% барханного песка во времени при 75°C и  $n=0,51$

Исключительно большое значение для качества разобнения пластов имеет седиментационная устойчивость тампонажного раствора. Потенциально любой тампонажный раствор кинетически неустойчив: сравнительно грубые частицы тяжелой твердой фазы его всегда стремятся опускаться вниз под действием силы тяжести относительно более легкой дисперсионной среды. Концентрация твердой фазы в растворе велика, поэтому осаждение частиц не подчиняется закону Стокса, а скорости осаждения более крупных и более тяжелых частиц практически одинаковы со скоростями осаждения более мелких и более легких частиц. Твердая фаза очень медленно опускается вниз, а вытесняемая ею свободная вода фильтруется вверх по поровым каналам между твердыми частицами. О седиментационной устойчивости судят прежде всего по величине коэффициента водоотстоя, т. е. по отношению объема воды, выделившейся из 250 см<sup>3</sup> тампонажного раствора, налитого в мерный стеклянный цилиндр, за 2 ч покоя, к исходному объему раствора. Согласно нормам Американского нефтяного института (АНИ) устойчивыми считают-



ся растворы с коэффициентом водоотстоя не более 2%, а из некоторых сортов цемента — даже не более 1,4%.

Седиментационную устойчивость полезно контролировать также в опытах с раствором, налитым в коническую колбу или в узкий высокий цилиндр. Если седиментационно неустойчивый раствор оставить в покое в конической колбе, спустя некоторое время в нем вдоль наклонных стенок сосуда появятся каналы, по которым движутся вверх струйки воды, иногда даже с комочками твердой фазы. Эти каналы сохраняются и в цементном камне, если при твердении не происходит значительного увеличения его объема.

В неустойчивом растворе, налитом в узкий высокий цилиндр, со временем образуются горизонтальные трещины, заполненные водой. Разрывы появляются вследствие того, что процесс гравитационного осаждения твердой фазы идет одновременно с образованием структуры в растворе и зависанием последней на стенках сосуда. Чем меньше диаметр сосуда, тем больше образуется таких трещин. Такие же трещины, заполненные водой, могут образовываться в скважинах, поскольку зазор между стенками ствола и обсадной колонной почти всегда достаточно мал.

Свободная вода, содержащаяся в тампонажном растворе, может отфильтровываться из него через проницаемые стенки скважины, из-за него подвижность раствора уменьшается. Поэтому важной характеристикой является водоотдача тампонажного раствора. Хорошими можно считать растворы, водоотдача которых через стандартный фильтр при перепаде давлений 7 МПа и температуре, ожидаемой в цементируемом интервале скважины, не превышает 10—15 см<sup>3</sup> за 30 мин. Водоотдача раствора, приготовленного из тампонажного портландцемента при  $n=0,5$ , достигает 800 см<sup>3</sup> и более.

*Свойства цементного камня.* Прочность камня, образующегося из тампонажного раствора, интенсивно растет в первый период твердения, продолжающийся от нескольких часов до нескольких суток, в зависимости от состава цемента, температуры, давления и других факторов. В дальнейшем интенсивность роста быстро уменьшается, но прочность постепенно может увеличиваться в течение длительного времени, нередко многие месяцы. Одновременно с ростом прочности уменьшается пластичность камня, он становится все более хрупким телом.

Прочность камня имеет большое значение прежде всего для обеспечения герметичности заколонного пространства скважин: в случае сильного повышения избыточного внутреннего давления в обсадной колонне, температуры ее или приложения к колонне осевой растягивающей силы после образования цементного камня в последнем возникают значительные тангенциальные и осевые растягивающие напряжения, под воздействием которых камень может разрушиться. Камень может разрушаться

также под действием ударных нагрузок при прострелочных работах в скважине.

С увеличением модуля упругости цементного камня возрастает доля радиальных нагрузок, которые воспринимаются им, и соответственно уменьшается нагрузка на обсадную колонну от избыточного давления; прочность крепи при этом увеличивается. Модуль упругости камня увеличивается одновременно с ростом прочности; в зависимости от состава камня и температуры величина его на один-два порядка меньше модуля упругости стали.

Цементный камень является пористым телом. В процессе гидратации портландцемента при невысокой температуре радиус пор уменьшается от долей миллиметра в жидком тампонажном растворе до единиц и даже сотых долей микрометра в сформировавшемся камне. При повышенных температурах в камне может происходить перекристаллизация неустойчивых продуктов гидратации, образовавшихся в начальный период твердения, в более устойчивые при данных условиях, при этом радиус пор увеличивается. По данным В. С. Данюшевского и К. А. Джабарова, средний радиус пор в камне трехмесячного возраста, сформировавшемся из раствора тампонажного портландцемента с  $n=0,5$  при температуре 22°C, равен 0,012 мкм, при температуре 50°C — 0,025 мкм, а при температуре 160°C — уже 0,6 мкм. Практически непроницаемым может быть тело лишь с субкапиллярными каналами, радиус которых менее 0,2 мкм. Даже в камне со средним радиусом пор 0,012 мкм имеется некоторое число достаточно крупных каналов с радиусом 1 мкм и более, благодаря которым камень становится проницаемым. По крупным поровым каналам жидкость может перетекать из одного пласта в другой или в атмосферу. Проникновение агрессивной пластовой жидкости по капиллярным каналам внутрь камня способствует интенсификации коррозии его. Важно поэтому контролировать проницаемость цементного камня и так регулировать состав его, чтобы предотвратить возможность образования значительного числа капиллярных и более крупных поровых каналов.

О коррозионной стойкости цементного камня судят по характеру изменения прочности и проницаемости, а также структуры его при длительном хранении в агрессивных пластовых водах. Для этого образцы цементного камня опускают в скважину, в которую поступает агрессивная пластовая вода, либо в специальную ванну с проточной пластовой водой для длительного хранения. Через определенные интервалы времени извлекают из воды часть образцов и измеряют их прочность, проницаемость, исследуют структуру. Камень можно считать коррозионностойким, если после длительного хранения в агрессивной пластовой воде (например, в течение 1 года) прочность не уменьшилась, а проницаемость не возросла.

Процесс превращения тампонажного раствора в твердое тело может сопровождаться некоторым изменением его геометрического объема. Если при твердении теста геометрический объем его уменьшается, между цементным камнем и обсадной колонной, между камнем и стенками скважины может образоваться зазор, по которому проницаемые пласты будут сообщаться друг с другом. Для цементирования скважин пригодны лишь такие тампонажные смеси, при твердении растворов из которых геометрический объем несколько увеличивается (расширяющиеся смеси) либо остается неизменным (безусадочные цементы). Конечно, увеличение объема при твердении должно идти без образования трещин и значительного числа капиллярных поровых каналов.

### § 55. О поровом давлении, проницаемости и тампонирующей способности цементных растворов

Механизм формирования порового давления в суспензиях был рассмотрен в § 10. Остановимся поэтому только на специфических особенностях, присущих тампонажным растворам.

В результате реакций гидратации цемента в неподвижном тампонажном растворе возникает коагуляционная тиксотропная структура. По мере роста прочности этой структуры увеличиваются силы связи ее со стенками вмещающего сосуда и силы трения оседающей структуры о стенки. Оба эти фактора способствуют зависанию структуры на стенках сосуда, т. е. выходу твердой фазы из гидравлически взвешенного состояния, и уменьшению скорости оседания. Одновременно с ростом прочности структуры во времени уменьшается ее проницаемость, сокращаются размеры поровых каналов, возрастает гидравлическое сопротивление последних. Поскольку при оседании твердые частицы вытесняют воду, которая должна фильтроваться вверх по поровым каналам структуры, уменьшение размера этих каналов и проницаемости способствует снижению скорости фильтрации воды и скорости оседания структуры, а следовательно, зависанию на стенках сосуда и ускорению выхода твердой фазы из гидравлически взвешенного состояния, т. е. более быстрому снижению порового давления. Очевидно, под воздействием названных факторов поровое давление в тампонажном растворе, помещенном в сосуд с непроницаемыми стенками и дном, со временем должно снизиться до давления столба дисперсионной среды.

Но процесс гидратации сопровождается контракцией, интенсифицирующейся после схватывания тампонажного раствора. В результате контракции и увеличения пористости цементного теста и камня происходит дальнейшее уменьшение порового давления. Если тампонажный раствор находится в сосуде с непроницаемыми стенками и дном, поровое давление в нем по-

сле схватывания может снизиться под влиянием контракции ниже атмосферного.

Измерить поровое давление в лабораторных условиях можно с помощью установки, схема которой показана на рис. 59. Импульсную трубку 5 частично заполняют фильтратом исследуемого тампонажного раствора, а цилиндр 2 — водой. Закрыв вентиль 4, пневмонасосом 7 повышают давление в трубке 5 настолько, чтобы у вентиле 4 оно было равно начальному давлению столба тампонажного раствора высотой  $h_{ц.р.}$ . Затем через кран 1 закачивают в цилиндр 2 испытуемый тампонажный раствор 3, полностью вытесняя воду через верхний слив 11. Сразу же после заполнения цилиндра 2 тампонажным раствором открывают вентиль 4 и следят за тем, чтобы уровень фильтрата в трубке 5 оставался неизменным. По мере снижения порового давления в тампонажном растворе уровень в трубке 5 стремится опуститься. Чтобы этого не произошло, игольчатым вентилем регулируют давление в трубке 5 так, чтобы уровень оставался во времени неподвижным. По показанию образцового манометра 6, известному положению уровня и плотности фильтрата легко вычислить давление у вентиле 4, которое равно поровому давлению в тампонажном растворе на глубине  $h_{ц.р.}$ . Характер изменения относительного

порового давления в тампонажных растворах показан на рис. 60. Все реагенты, которые интенсифицируют процессы структурообразования и схватывания в тампонажных растворах, способствуют также увеличению скорости снижения порового давления.

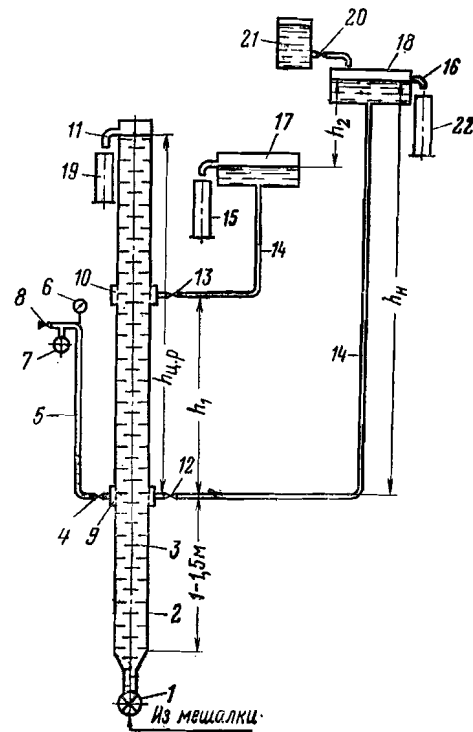


Рис. 59. Схема установки для определения показателя тампонирующей способности раствора:

1 — кран; 2 — цилиндр; 3 — тампонажный раствор; 4, 12, 13, 20 — вентили; 5 — импульсная трубка; 6 — образцовый манометр; 7 — пневмонасос; 8 — прецизионный вентиль; 9, 10 — фильтры; 11, 16 — слив; 14 — гибкие трубки; 15, 19, 22 — мерные цилиндры; 17, 18, 21 — сосуды с водой

Важнейшими показателями, характеризующими способность тампонажного раствора в покое изолировать проницаемые пласты друг от друга, являются проницаемость и суффозионная стойкость его. Определение проницаемости тампонажного раствора в ранний период покоя представляет большие трудности и возможно лишь при весьма малых перепадах давления. Предположим, что прочность тиксотропной структуры во всех точках поперечного сечения столба раствора одинакова. Тогда для того, чтобы эта структура не могла быть разрушена, а раствор не был выброшен из сосуда фильтрующейся жидкостью, сила давления этой жидкости на глубине  $h_{ц.р}$  (см. рис. 59) должна быть меньше веса  $G_{т.ф}$  каркаса структуры в воде и силы сцепления его со стенками сосуда

Рис. 6). График изменения во времени отношения порового давления в столбе цементного раствора высотой  $h_{ц.р}$  к давлению такого же по высоте столба пресной воды в покое: 1 — цементный раствор при  $n=0,5$  и  $20^\circ\text{C}$ ; 2 — цементный раствор с добавкой 6%  $\text{CaCl}_2$  при  $n=0,5$  и  $20^\circ\text{C}$

$$\frac{\pi}{4} d_{ц.р}^2 \rho_{ж} < G_{т.ф} + \pi d_{ц.р} h_{ц.р} \theta_{ц.р},$$

где  $d_{ц.р}$  — диаметр сосуда;  $\rho_{ж}$  — давление фильтрующейся жидкости на глубине  $h_{ц.р}$ ;  $\theta_{ц.р}$  — статическое напряжение сдвига тампонажного раствора в рассматриваемый момент времени.

Разделим обе части этого неравенства на начальное давление столба тампонажного раствора  $\rho_{ц.р} g h_{ц.р}$ :

$$\frac{\rho_{ж}}{\rho_{ц.р} g h_{ц.р}} < \frac{\rho_{т.с} - \rho_{ж}}{(1+n)\rho_{т.с}} + \frac{4\theta_{ц.р}}{\rho_{ц.р} g h_{ц.р}}. \quad (7.3)$$

Из этой формулы следует, что, например, на портландцементный раствор с плотностью  $\rho_{ц.р}=1800 \text{ кг/м}^3$  ( $\rho_{т.с}=3200 \text{ кг/м}^3$ ;  $n=0,5$ ;  $\rho_{ж}=1000 \text{ кг/м}^3$ ), налитый в сосуд диаметром 2 см, на глубине  $h_{ц.р}$  можно создать давление  $\rho_{ж}$ , равное первоначальному давлению столба тампонажного раствора ( $\rho_{ж}=\rho_{ц.р} g h_{ц.р}$ ), только после того, как прочность структуры превысит  $\theta_{ц.р} > 48 \text{ Па}$ . При температуре  $20^\circ\text{C}$  для такого упрочнения структуры без ввода ускорителя схватывания требуется примерно 2 ч. В более ранний период перепад давлений  $\rho_{ж}$  должен быть гораздо меньшим.

Для приближенной оценки начальной проницаемости тампонажного теста сосуд 18 и трубку 14 (см. рис. 59) перед началом опыта заполняют водой, на которой готовят тампонажный раствор; сосуд 18 устанавливают с соблюдением условия

$$h_n \approx (0,9 \div 0,95) \frac{\rho_{ц.р}}{\rho_{ж}} h_{ц.р}, \quad (7.4)$$

где  $\rho_{ж}$  — плотность воды.

Сразу же после заполнения цилиндра 2 тампонажным раствором открывают вентиль 12 и следят за поступлением воды в мерный цилиндр 19. Измерив среднюю объемную скорость поступления воды в мерный цилиндр 19, можно по формуле (1.7) вычислить проницаемость раствора, положив в ней

$$p_1 - p_2 = \rho_{ж} g (h_n - 0,5 h_{ц.р}). \quad (7.5)$$

Из-за малого значения разности ( $h_n - 0,5 h_{ц.р}$ ) ошибка в определении проницаемости, обусловленная погрешностью измерения  $p_1 - p_2$  и скорости фильтрации, может оказаться весьма большой. Вероятно также, что при измерении проницаемости тампонажного раствора в ранний период покоя фильтрующаяся жидкость может существенно изменить структуру поровых каналов, способствовать увеличению проницаемости, а в ряде случаев — развитию суффозии. По этим причинам проницаемость тампонажных растворов на ранней стадии структурообразования не измеряют.

Под суффозией понимают процесс разрушения каркаса пористого тела (в нашем случае — скелета тампонажного раствора и камня) фильтрующейся через него жидкостью. Суффозия (размыв) возможна в том случае, если касательные напряжения на границе контакта фильтрующейся жидкости со стенками поровых каналов окажутся больше прочности этих стенок.

Тампонажный раствор является весьма неоднородной системой; прочность структуры и размеры поровых каналов в разных точках поперечного сечения столба раствора могут быть существенно различными. Поэтому суффозия может происходить даже в том случае, если статическое напряжение сдвига раствора, измеренное существующими методами, будет удовлетворять условию (7.3).

Для сравнительной оценки способности разных тампонажных растворов препятствовать возникновению фильтрации воды через них и суффозии можно воспользоваться таким способом. Сосуд 18 (см. рис. 59) устанавливают с соблюдением условия (7.4), а сосуд 17 — с соблюдением соотношения  $h_2/h_1=0,1$ . Сосуды 17, 18 и трубку 14 заполняют водой, вентили 4, 12 и 13 закрывают. В импульсной трубке 5 пневмонасосом 7 создают избыточное давление, необходимое для измерения порового давления в тампонажном растворе. Затем воду из цилиндра 2 вытесняют полностью тампонажным раствором, закрывают кран 1 и, открывая немедленно вентиль 4, измеряют поровое давление. Как только поровое давление сравняется с давлением в трубке 14 у вентиля 12, открывают вентили 12 и 13 и следят за поступлением воды из сосуда 17 в мерный цилиндр 15. Если проницаемость тампонажного раствора очень велика или под влиянием разности давлений в фильтрах у вентилях 12 и 13 в растворе образуются суффозионные каналы, вода из сосуда 18

через цементное тесто будет перетекать в сосуд 17 и стекать в мерный цилиндр. Опыт продолжают до тех пор, пока не убедятся, что скорость поступления воды в мерный цилиндр стабильна или возрастает во времени, но не позже начала схватывания. Если вода в мерный цилиндр 15 не поступает или скорость притока быстро уменьшается, опыт повторяют, но при несколько большем отношении  $h_2/h_1$ .

Условимся тот наибольший относительный перепад давлений между фильтрами, при котором еще не возникает устойчивый переток воды из сосуда 18 в сосуд 17 через тампонажный раствор, называть показателем тампонирующей способности

$$k_T = 1 + h_2/h_1. \quad (7.6)$$

Чем больше показатель  $k_T$ , тем лучше изоляционные свойства тампонажного раствора.

Увеличить показатель тампонирующей способности и уменьшить проницаемость раствора можно следующими способами: а) уменьшением относительного водосодержания; б) увеличением скорости структурообразования с помощью ускорителей схватывания; в) регулированием гранулометрического состава тампонажной смеси, направленным на предотвращение образования сверхкапиллярных и капиллярных пор; г) вводом в состав смеси добавок, способствующих расширению тампонажного теста в период загустевания и схватывания; д) добавлением к раствору веществ, способных коагулировать поровые каналы.

### § 56. Влияние температуры и давления на свойства тампонажного раствора и камня

Интенсивность химических реакций существенно зависит от температуры. С повышением температуры увеличивается скорость реакций гидратации, что ведет

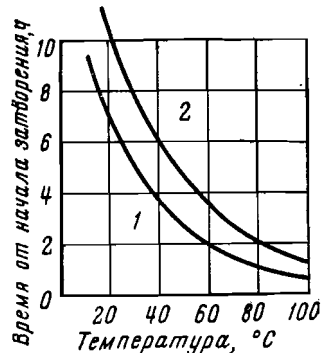


Рис. 61. График влияния температуры на сроки схватывания растворов тампонажного портландцемента: 1 — начало схватывания; 2 — конец схватывания

к уменьшению подвижности, росту динамического напряжения сдвига, сокращению сроков загустевания и схватывания тампонажных растворов (рис. 61). Если, например, при температуре  $+5^\circ\text{C}$  начало схватывания раствора из тампонажного портландцемента наступает через несколько десятков часов после затворения, то при температуре  $80^\circ\text{C}$  этот срок сокращается до 1—2 ч. При отрицательных температурах такой раствор замерзает, так и не схватившись. Вследствие уменьшения вязкости воды с повышением температуры увеличивается водоотдача тампонажных растворов.

Массовое соотношение цемент:песок	Условия твердения					
	110°C, 30МПа	140°C, 40МПа	200°C, 50МПа	110°C, 30МПа	140°C, 40 МПа	200°C, 50 МПа
	Прочность при изгибе через 48 ч, МПа			Проницаемость через 48 ч, Д		
1:0	4,4	2,0	1,9	1,4	18,9	29,5
2:1	4,5	8,8	11,1	2,5	0	0
1:1	4,5	9,9	—	6,7	0	0

Весьма сложное влияние оказывает температура на механические свойства тампонажного камня. Чем выше температура, тем быстрее растет начальная прочность камня и тем быстрее она достигает наивысшего значения (рис. 62). Например, при температуре  $30^\circ\text{C}$  рост прочности портландцементного камня продолжается более года; при температуре  $60^\circ\text{C}$  прочность достигает максимума примерно через полгода, а при температуре  $160^\circ\text{C}$  уже через 5—10 ч. Если повышение температуры примерно до  $60\text{--}70^\circ\text{C}$  способствует лишь значительному сокращению срока достижения максимальной прочности, практически не влияя на величину последней, то при увеличении температуры свыше  $70^\circ\text{C}$  существенно уменьшается также величина максимальной прочности портландцементного камня. Проницаемость портландцементного камня, напротив, с увеличением температуры примерно до  $80^\circ\text{C}$  уменьшается, а при более высоких температурах растет. Причины такого изменения свойств рассматриваются в курсе «Химия промысловых и тампонажных жидкостей».

Отрицательное влияние температуры на механические свойства камня можно существенно уменьшить путем добавления к портландцементу кремнеземистых веществ или доменного шлака. Такие добавки связывают гидроксид кальция, выделяю-

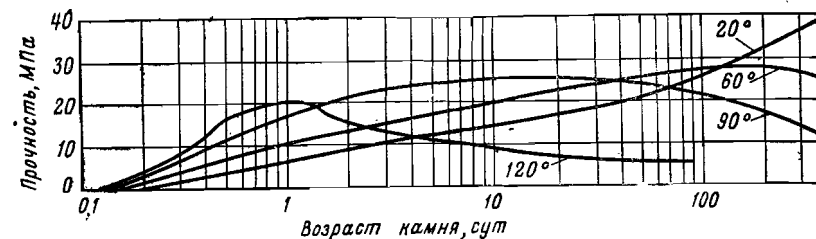


Рис. 62. Характер изменения прочности портландцементного камня во времени при разных температурах

щуюся в процессе гидролиза клинкерных минералов при повышенных температурах, и превращают ее в гидросиликаты. Влияние температуры и давления на механические свойства портландцементного камня показано в табл. 8 [4].

Характер влияния температуры на прочность камня из шлаковых цементов весьма индивидуален и зависит от состава шлака и тонкости помола его. Каждой температуре соответствует определенная оптимальная тонкость помола, при которой прочность камня максимальна. Чем выше температура, тем более грубым должен быть помол. Добавка некоторого количества кварцевого песка к шлаку при помоле благоприятно сказывается на прочности камня, особенно при температуре более 130°C. Характер изменения прочности шлакопесчаного камня оптимального состава показан на рис. 63. Наибольшей прочности камень достигает при температурах 200—220°C; при более высоких температурах прочность снижается, что связано с интенсификацией процессов перекристаллизации в твердом теле. Проницаемость камня с ростом температуры примерно до 200°C, как правило, уменьшается, а при более высокой температуре растет. Максимум прочности камня обычно достигается при молярном отношении  $\text{CaO} : \text{SiO}_2 \approx 0,5-0,7$  [5].

Рис. 63. График влияния температуры и давления на прочность шлакопесчаного камня оптимального состава [5]:

1 — сжатие; 2 — изгиб

но достигается при молярном отношении  $\text{CaO} : \text{SiO}_2 \approx 0,5-0,7$  [5].

Давление оказывает гораздо меньшее влияние на свойства тампонажных растворов и камня. Значительное увеличение давления при температуре до 80—100°C способствует некоторому росту начальной прочности портландцементного камня, более заметному при меньших температурах; при более высоких температурах с ростом давления прочность такого камня может снижаться. Видимо, увеличение давления способствует более быстрому проникновению воды в глубинные участки частиц вяжущего и ускорению гидратации их. По этой причине с ростом давления несколько возрастает консистенция тампонажного раствора и сокращаются сроки загустевания и схватывания.

Влияние температуры на свойства тампонажных растворов и камня необходимо учитывать при выборе вяжущего для цементирования конкретного интервала скважины. В табл. 9 приводятся рекомендации к выбору состава тампонирующей смеси для разных условий в скважинах [13]. Эти рекомендации не распространяются на скважины, в которые намечается закачивать высокотемпературные жидкости (например, перегретый

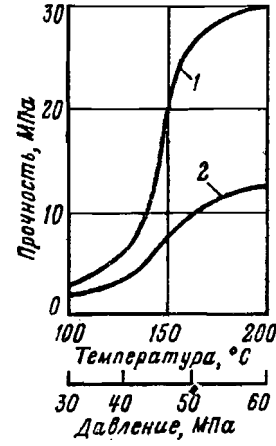


Таблица 9

Условия в интервале цементирования	Максимальная геостатическая температура, °C					
	<20	20—60	60—120	120—160	160—200	>200
Нормальные (нет опасности проявлений и поглощений, отсутствуют соленосные породы)	5; 6	1	1; 2	(1; 2)+8	(3; 4)+8	(3; 4)+7
	(5; 6)+(9; 12) (5; 6)+7	1+(9; 10; 12) 1+7	(1; 2)+(10; 11; 13) (1; 2)+7	(1; 2)+(10; 11; 13) (1; 2)+8	(3; 4)+(11; 13) 3+7	(3; 4)+(11; 13) (3; 4)+7
Опасность поглощений	5; 6	1+(10; 11); 2; 6	1+(10; 11); 2	(1; 2)+8	(3; 4)+8	(3; 4)+7
	5; 6	1+(7; 8; 13); 2	1+(7; 8; 13); 2	1+(7; 8; 13); 2	(3; 4)+(7; 8)	(3; 4)+(7; 8)
Возможность притока сульфатных вод с плотностью менее 1050 кг/м³	5	1+(7; 8; 13); 2	1+(7; 8; 13); 2	1+(7; 8; 13); 2	3+(7; 8)	3+(7; 8)
	5	1+(7; 8; 13); 2	1+(7; 8; 13); 2	1+(7; 8; 13); 2	3+(7; 8)	3+(7; 8)
Возможность притока пластовых вод с плотностью более 1050 кг/м³ или наличие хемогенных пород без солей магния	5	1+(7; 8; 13); 2	1+(7; 8; 13); 2	1+(7; 8; 13); 2	3+(7; 8)	3+(7; 8)
	5	1+(7; 8; 13); 2	1+(7; 8; 13); 2	1+(7; 8; 13); 2	3+(7; 8)	3+(7; 8)
Возможность притока пластовых вод или наличие хемогенных пород с солями магния	5	1+(7; 8; 13); 2	1+(7; 8; 13); 2	1+(7; 8; 13); 2	3+(7; 8)	3+(7; 8)
	5	1+(7; 8; 13); 2	1+(7; 8; 13); 2	1+(7; 8; 13); 2	3+(7; 8)	3+(7; 8)

Примечание. 1—тампонажный портландцемент; 2—шлакопортландцемент; 3—молотый доменный шлак; 4—белитовое вяжущее; 5—глиноземный цемент; 6—гипсоглиноземный цемент; 7—грудобдисперсный песок; 8 — тонкомолотый кварцевый песок; 9—бентонит; 10—диатомит; 11 — гравел; 12 — газонаполненные гранулы; 13 — пылевидные топливные золь

пар) или в которых планируется проведение термического воздействия на пласт, а также на геотермические скважины с очень высокой температурой пластовой жидкости. Специфичность названных скважин состоит в том, что чрезмерно велико различие между температурой в период цементирования и температурой в период эксплуатации.

### § 57. Регулирование свойств тампонажных растворов и камня

Свойства тампонажных растворов и камня существенно зависят как от состава тампонажной смеси, так и от водосодержания, химического состава воды, температуры и давления в

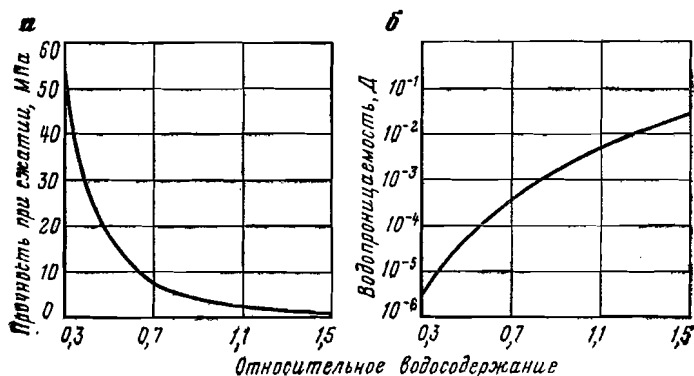


Рис. 64. График влияния относительного водосодержания на прочность (а) и проницаемость (б) портландцементного камня трехсуточного возраста при 75°C

цементируемой зоне скважины. Так, с увеличением водосодержания, с одной стороны, улучшается подвижность тампонажного раствора, уменьшаются плотность, пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига, увеличиваются сроки загустевания и схватывания его; с другой стороны, с увеличением водосодержания возрастает водоотдача и ухудшается седиментационная устойчивость раствора, быстро уменьшается прочность, возрастают пористость и проницаемость камня (рис. 64), т. е. ухудшаются те свойства последнего, которые определяют способность герметично разобщать проницаемые пласты. Диапазон изменения водосодержания, при котором раствор сохраняет достаточную седиментационную устойчивость при хорошей подвижности, а камень — изоляционную способность, весьма невелик; например, для тампонажного портландцемента — примерно от 0,4 до 0,5. Поэтому, если приходится увеличивать водосодержание раствора для уменьшения плотности, необходимо принять меры для обеспечения седиментационной устойчивости и требуемых сроков загустевания его, а также способности к надежному разобщению проницаемых пластов. Такими мерами могут

быть выбор тампонажной смеси подходящего состава, либо добавление к раствору специальных химических веществ, способствующих ускоренному структурообразованию в нем и кольматации (закупориванию) пор в растворе и камне, либо обе эти меры одновременно. Если же водосодержание приходится уменьшать с целью увеличения плотности раствора, к нему добавляют поверхностно-активные вещества, улучшающие подвижность.

Впрочем, возможность увеличения плотности за счет снижения водосодержания весьма ограничена.

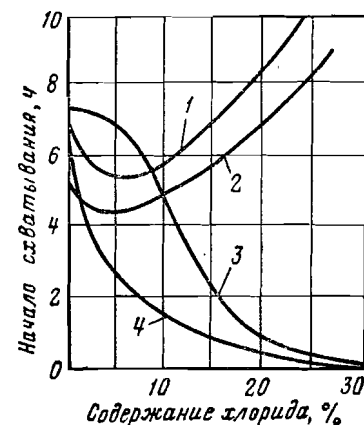


Рис. 65. График влияния хлоридов на срок начала схватывания тампонажных растворов:

1 — KCl; 2 — NaCl; 3 — FeCl<sub>3</sub>; 4 — CaCl<sub>2</sub>

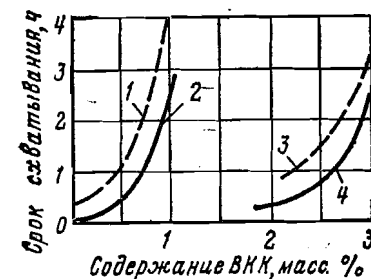


Рис. 66. График влияния виннокаменной кислоты на сроки схватывания цементных растворов:

1 — конец схватывания при температуре 140°C и давлении 40 МПа; 2 — начало схватывания при температуре 140°C и давлении 40 МПа; 3 — конец схватывания при температуре 200°C и давлении 50 МПа; 4 — начало схватывания при температуре 200°C и давлении 50 МПа

Наиболее эффективным способом регулирования таких свойств тампонажных растворов, как подвижность, сроки загустевания и схватывания, водоотдача, является ввод специальных химических веществ в воду, на которой затворяется тампонажная смесь. Условно реагенты можно разделить на следующие группы: а) ускорители схватывания; б) замедлители схватывания; в) понизители водоотдачи; г) пластификаторы, улучшающие подвижность растворов. Условность такого деления состоит в том, что реальные реагенты многофункциональны, т. е. могут одновременно действовать, скажем, как замедлители схватывания и как пластификаторы, или даже как ускорители схватывания при одной концентрации и как замедлители — при другой. Поэтому оптимальное количество реагента всегда выбирают опытным путем, причем эксперименты проводят именно с той тампонажной смесью, которая предназначена для цементирования данной скважины.

**Ускорители схватывания.** В качестве реагентов, интенсифицирующих реакции гидратации и ускоряющих застывание и схватывание тампонажных растворов, используют карбонат калия  $K_2CO_3$ , хлориды кальция (рис. 65), натрия, алюминия, кальцинированную  $Na_2CO_3$  и каустическую  $NaOH$  соды, сернокислый глинозем, силикат натрия и другие вещества. Некоторые из этих веществ применяют в качестве ускорителей схватывания как при низких положительных, так и при отрицательных температурах ( $K_2CO_3$ ,  $CaCl_2$ ,  $NaCl$ ), другие — только при положительных температурах. Силикат натрия и кальцинированную соду используют и для ускорения схватывания и твердения малоактивных тампонажных смесей (шлако-песчаных, белито-кремнеземистых) при недостаточно высокой температуре, а хлорид натрия и поташ  $K_2CO_3$  — также для снижения температуры замерзания воды. К числу наиболее сильных ускорителей относятся поташ, хлориды кальция и алюминия, кальцинированная сода и силикат натрия. При значительной добавке хлоридов (примерно более 5%) долговечность портландцементного камня снижается.

**Замедлители схватывания.** В качестве замедлителей схватывания при цементовании скважин используют в основном гидрофильные ПАВ, которые адсорбируются на частицах вяжущего и образуют пленки, которые затрудняют проникновение воды внутрь частиц и тем самым замедляют их гидратацию. К числу наиболее эффективных замедлителей схватывания относятся карбосульфат, технический винный камень (при температурах до  $200^\circ C$ ), виннокаменная кислота (рис. 66) и ее производные (до  $170^\circ C$ ), трилон Б (до  $160^\circ C$ ), лигносульфонаты кальция (ССБ, КССБ, окзил и др.), сунил, карбоксиметилцеллюлоза КМЦ (до  $140-150^\circ C$ ), синтан ПЛ, полифенол лесохимический ПФЛХ, нитролигнин (до  $100^\circ C$ ), борная кислота (до  $120^\circ C$ ), смесь борной и виннокаменной кислот (до  $200^\circ C$ ), а также смеси гипана, КМЦ или ССБ с хроматами калия или натрия (до  $150^\circ C$ ) и др. Некоторые из этих реагентов (ССБ, КССБ, ПФЛХ) вызывают вспенивание раствора, поэтому вместе с ними в раствор добавляют пеногасители: соапстоки, контакты (черный, НЧК, газойлевым), костный жир, флотомасло, кальциевый мылонафт, полиметилсилоксановую жидкость ПМС или др. Эти пеногасители, кроме ПМС, предварительно растворяют в керосине или дизельном топливе, после чего вводят в цементный раствор. ПМС растворяют непосредственно в воде, на которой готовят тампонажный раствор.

**Пластификаторы.** Пластификаторами обычно называют вещества, существенно уменьшающие динамическое напряжение сдвига, а иногда также пластическую вязкость, и, следовательно, улучшающие подвижность тампонажных растворов. Хорошее пластифицирующее воздействие оказывают такие ПАВ, как полнакриламид ПАА, виннокаменная кислота и ее производные (до  $180-200^\circ C$ ), лигносульфонаты, гипан с хромпиком (до

$150^\circ C$ ), нитролигнин, дубители (ГИФ-1, Д-4, Д-12 и др.). ПАВ добавляют обычно в количестве от 0,1 до 1,5% от массы цемента в зависимости от температуры. Следует заметить, что характер влияния ПАВ довольно сложный; некоторые из них при определенных концентрациях могут не только не разжижать, но даже загущать тампонажные растворы.

**Понизители водоотдачи.** Уменьшить водоотдачу тампонажных растворов можно путем ускоренного формирования в них коллоидной структуры, диспергированием частиц твердой фазы и развитием вокруг них гидратных оболочек, а также путем кольматации пор в корке, образующейся на проницаемых стенках скважины в начальный момент отфильтровывания свободной воды. Для регулирования водоотдачи широко практикуют добавление к цементу небольшого количества (2—6%) высококачественного бентонита и органических высокомолекулярных полимеров (от 0,1 до 2% в зависимости от свойств полимера). К числу эффективных понизителей водоотдачи можно отнести карбосульфат (до  $200^\circ C$ ), соли виннокаменной кислоты (до  $180^\circ C$ ), лигносульфонаты, борную кислоту, КМЦ (до  $130-150^\circ C$ ), полиакриламид, гипан, этансульфонатцеллюлозу, поливиниловый спирт (до  $100-130^\circ C$ ) и другие вещества. Эффективность снижения водоотдачи производными полнакриловой кислоты (ПАА, К-4, гипан) повышается при одновременном добавлении к раствору борной или виннокаменной кислот, кальцинированной соды и некоторых других реагентов, препятствующих быстрой коагуляции основного понизителя водоотдачи.

**Улучшение изоляционных свойств камня.** По мере затвердевания камень утрачивает пластичность и становится хрупким телом, которое плохо противостоит растягивающим напряжениям. Заметно повысить эластичность камня и одновременно еще более снизить проницаемость можно добавлением в состав тампонажного раствора полимерных материалов. Полимеры должны удовлетворять следующим условиям: хорошо растворяться в воде или образовывать устойчивые водные эмульсии; полимеризоваться в щелочной среде, содержащей большое количество ионов кальция; способствовать образованию седиментационно устойчивой суспензии тампонажного материала, улучшению деформативных свойств и непроницаемости камня без существенного снижения его прочности; не должны способствовать усадке камня при твердении.

К числу полимеров, которые могут быть использованы для улучшения деформативных свойств и непроницаемости камня, можно, видимо, отнести терморезистивные фенолформальдегидные и резорциноформальдегидные смолы, эпоксидную смолу, катионный латекс и некоторые другие. В отечественной промышленности наиболее широко применяются фенолформальдегидные ТСД-9 и ТС-10 и резорциноформальдегидная ФР-12 смолы. Смолу предварительно растворяют в воде. Одновременно со

Таблица 10

Количество компонента на 1 кг тампонажного портландцемента					Свойства раствора и камня				
Смола, см <sup>3</sup>			Отвердитель		Вода, см <sup>3</sup>	Сроки схватывания, ч—мин		Прочность через 48 ч, МПа	
ФР-12	ТСД-9	ФКИНС-2	формалин, см <sup>3</sup>	параформ, г		начало	конец	изгиб	сжатие
При температуре на забое до 40°C									
150	—	—	75	—	275	2—10	3—30	1,6	8,4
150	—	—	—	44	350	3—05	5—55	1,5	7,1
—	200	—	62	—	280	2—15	3—00	1,9	6,0
50	—	100	75	—	265	2—50	5—20	1,4	4,8
При температуре на забое 60—80 °С									
150	—	—	—	22,5	295	1—30	2—10	1,5	4,5

смолой в воду добавляют отвердитель; в качестве последнего используют обычно формалин или параформ. После тщательного перемешивания компонентов смолы с водой на полученном водном растворе готовят тампонажную суспензию. Смолы ТСД-9 и ФР-12 являются ПАВ, ускоряющими схватывание тампонажного раствора. Эффект ускорения схватывания быстро возрастает с увеличением добавки отвердителя. В результате полимеризации смолы в среде цементного раствора образуется пространственная структура, которая обеспечивает значительное (в 1,5—2 раза) уменьшение модуля упругости камня. Поскольку поры камня в основной массе оказываются заполненными затвердевшей смолой, проницаемость камня уменьшается, а коррозионная стойкость повышается. Особенностью полимерцементных растворов является также то, что фильтрат их со временем затвердевает.

Существенный недостаток полимерцементных растворов — усадка их при твердении, особенно в пластовых водах. Величина усадки зависит от состава и количества смолы в растворе. По данным ТатНИПИ, усадка камня из полимерцементного раствора, содержащего 20% смолы (от массы портландцемента), при твердении в девонской воде Ромашкинского нефтяного месторождения составляет 0,12—0,26%, а при увеличении содержания смолы до 30% возрастает до 5% и более. Поэтому содержание смолы в растворах с портландцементом не должно превышать, по данным БашНИПИ, 20%. В табл. 10 в качестве примера показана рецептура полимерцементных растворов, разра-

ботанных в ТатНИПИнефти для месторождений Татарии и Тюменской области. Весьма желательно в состав полимерцементных растворов вводить расширяющую добавку.

Изоляционная способность камня улучшается, если при твердении раствора происходит некоторое увеличение объема. Такой эффект может быть достигнут не только с помощью расширяющихся тампонажных смесей, но также при затворении тампонажного портландцемента с содержанием не менее 12%  $C_3A$  на концентрированном растворе сернокислого натрия. Процесс расширения завершается в течение 2 сут, величина расширения — около 1%. Расширение камня при твердении обусловлено образованием в результате гидратации высокоалюминатного цемента гидросульфатоалюмината кальция. Использовать  $Na_2SO_4$  для приготовления расширяющегося тампонажного раствора рекомендуется в интервале температур от минус 5 до плюс 50°C.

### § 58. Обращенные эмульсионные тампонажные растворы

Обращенные эмульсионные тампонажные растворы разработаны в связи с необходимостью цементирования скважин, пробуренных с промывкой жидкостями на углеводородной основе. Дисперсионной средой такого раствора является углеводородная жидкость, обычно дизельное топливо, загущенное мылами органических кислот или омыленными асфальтенами битума. Дисперсную фазу раствора составляют частицы тампонажной смеси, смоченные водой, и эмульгированные глобулы воды. Состав тампонажной смеси выбирают в зависимости от температуры и давления, при которых должен работать цементный камень, солевого состава пластовых жидкостей и окружающих горных пород, а также от требований к плотности раствора при цементировании скважины.

Наличие межфазных пленок на границах раздела фаз эмульсии препятствует гидратации и росту кристаллов гидратных новообразований. Поэтому сроки загустевания и схватывания обращенных эмульсионных тампонажных растворов даже при высоких температурах могут быть весьма большими; при обычных же температурах такие растворы могут оставаться подвижными в течение многих суток. Регулируют скорость структурообразования и схватывания путем использования вяжущих с различной гидравлической активностью, изменения толщины и прочности межфазных пленок с помощью электролитов, слабых кислот, ПАВ, а также концентрации твердой фазы и окисленного битума.

Технология приготовления обращенного эмульсионного тампонажного раствора, разработанная в МИНХ и ГП, существенно отличается от технологии приготовления обычных цементных растворов. Сначала в емкость наливают раствор окисленного битума в дизельном топливе, вводят в него примерно  $\frac{3}{4}$  расчет-



ного количества ПАВ и тщательно перемешивают, перекачивая насосом из емкости в емкость по замкнутому циклу. Одновременно в другой емкости готовят обычный тампонажный раствор, тщательно его перемешивая. Затем тампонажный раствор вводят в систему циркуляции битумного раствора. При смешивании двух растворов в присутствии ПАВ (в качестве ПАВ часто используют сульфонол) получается обращенная эмульсия. По окончании эмульгирования из раствора в емкости выделяется та избыточная вода, которая не расходуется на гидратацию вяжущего (примерно 50—60% объема воды, первоначально взятого для приготовления обычного цементного раствора). Этот избыток воды удаляют, а в эмульсионный раствор вводят остальное количество ПАВ и перемешивают его до получения стабильной системы.

Поскольку при обычной температуре обращенные эмульсионные тампонажные растворы в течение многих суток не схватываются, их целесообразно готовить заблаговременно, до начала цементирования.

### § 59. Тампонажные растворы для изоляции зон поглощений

Тампонажные растворы, используемые для изоляции зон поглощения промывочной жидкости, должны обладать рядом специфических свойств: а) удовлетворительной подвижностью на период транспортирования от дневной поверхности до зоны поглощения; б) возможно меньшей плотностью; в) способностью при растекании по трещинам зоны быстро загустевать и превращаться в практически непроницаемое безусадочное твердое тело, имеющее хорошую адгезию с породами; г) не растекаться далеко от скважины по кавернам и не разжижаться существенно пластовой водой, а с момента поступления в каверну превращаться в малоподвижное тело с большим углом естественного откоса и возможно быстрее затвердевать без усадки.

Очень важную роль играет интенсивность роста прочности структуры, образующейся в тампонажном растворе. Чем быстрее она увеличивается с момента поступления раствора в зону поглощения, тем больше сопротивление растеканию последнего по трещинам и, следовательно, больше вероятность успешного закрытия их.

Разработано большое число тампонажных растворов и паст для изоляции поглощений различной интенсивности. Рассмотрим некоторые из них.

**Пеноцементные растворы.** Существенно уменьшить давление на поглощающий пласт можно при использовании пеноцементных растворов с большой степенью аэрации. Такие растворы получают в два приема. Сначала в воде растворяют пенообразующее ПАВ (например, сульфонол) и на этой воде готовят раствор из портландского или другого цемента. Затем в скважи-

ну через специальный смеситель, установленный в напорном трубопроводе обвязки устья, одновременно закачивают цементный раствор и воздух в нужной пропорции, при которой соблюдается равновесие давлений. В период загустевания и схватывания часть воздуха из пеноцементного раствора выделяется. Поэтому важно выбрать ПАВ так, чтобы достигалось возможно более тонкое диспергирование пузырьков воздуха, равномерное распределение их в объеме и высокая устойчивость пены.

**Быстрохватывающиеся смеси БСС.** Исходным вяжущим для приготовления БСС служат тампонажные портландцементы, высокопрочный и строительный гипсы. Наиболее распространены БСС на основе портландцементов. Их готовят обычно из тампонажного портландцемента с добавлением до 6—8% от массы вяжущего таких ускорителей схватывания, как  $\text{CaCl}_2$ , либо 10—20% глиноземистого (или гипсоглиноземистого) цемента. Плотность таких БСС обычно равна 1800—1900 кг/м<sup>3</sup>. БСС пониженной плотности можно получить добавлением к базовому цементу не менее 5—8% бентонита, а также  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  и ускорителя схватывания при соответствующем увеличении относительного водосодержания либо из смеси портландцемента и гипса в соотношении примерно 1:1, в последнем случае в раствор приходится вводить замедлитель схватывания.

**Облегченные тампонажные растворы с короткими сроками схватывания** готовят также из смеси портландцемента с глинопорошком в соотношении примерно 7:3 по массе при относительном водосодержании 0,9—1,2 с добавкой в качестве ускорителя схватывания сернокислого глинозема. Оптимальную добавку глинозема выбирают с учетом температуры и глубины зоны поглощения. Так, по данным ВолгоградНИПИ, эта добавка составляет от 3—6% при температуре 20—40°C и небольшой глубине зоны до 0,5—1% при температуре 70—90°C и глубине зоны поглощения 3000—3500 м.

**Тампонажные растворы на углеводородной основе.** Углеводородные жидкости инертны по отношению к таким материалам, как цементы, гипс, бентонит: при отсутствии воды эти материалы не гидратируют. Для изоляции зон поглощения применяют два типа растворов на углеводородной основе: а) безводные соляро-бентонитовые суспензии с содержанием примерно от 1 до 2 т бентонита на 1 м<sup>3</sup> дизельного топлива; б) эмульсии с относительно небольшим количеством воды (соляро-цементные, соляро-гипсовые, соляро-цементно-бентонитовые и т. п.). Эмульсии готовят путем смешивания водной суспензии цемента (гипса) с суспензией цемента (бентонита) в дизельном топливе.

Тампонажные растворы на углеводородной основе транспортируют до зоны поглощения между двумя порциями дизельного топлива, которые предотвращают перемешивание раствора с промывочной жидкостью на водной основе (или с водой). В зоне поглощения тампонажный раствор перемешивается с пластовой

водой (или с водной промывочной жидкостью); при этом вода вытесняет углеводородную жидкость с поверхности частиц цемента (бентонита, гипса); последние интенсивно гидратируют, и раствор превращается в малоподвижную пасту, прочность структуры которой быстро возрастает во времени. Чтобы сделать процессы отмыва поверхности частиц от углеводородной жидкости водой и гидратации более интенсивными, в тампонажный раствор можно вводить также реагенты для регулирования сроков загустевания и схватывания. Целесообразно также в качестве промывочной и продавочной жидкостей при транспортировании таких тампонажных растворов использовать воду.

*Тампонажные растворы на основе полимеров.* Для изоляции зон поглощений все более широко применяются некоторые виды полимеров (формальдегидные ТСД-9 и ТС-10, гексарезорциновые и другие смолы, фенолоспирты, гипан, метас, полиакриламид ПАА). Разработано несколько способов их использования.

А. В виде водных растворов смолы с отвердителем. В результате химических реакций между компонентами такие растворы со временем превращаются в упругую резиноподобную массу, которую иногда называют вязкоупругой системой ВУС. Если ВУС задавить в трещины зоны поглощения, она может играть роль сальника, самоуплотняющегося под действием перепада давлений. В качестве отвердителя в таких растворах обычно используют формалин или параформ.

Б. В виде водных суспензий полимеров с базовым цементом, или с гипсом, или с бентонитом. Интенсивность роста прочности структуры в таких суспензиях очень сильно зависит от состава полимера, концентрации отвердителя, от состава и свойств твердой добавки (цемент, гипс, бентонит), относительного водосодержания и температуры окружающей среды. Так, полимерцементные растворы на базе смол ТСД-9 можно использовать при температуре от 20 до 50°C, на базе смол ТС-10 — от 50 до 70°C, а смол ТСКГС — от 70 до 90°C; полимершлаковые растворы на основе фенолоспирта ФС рекомендуются для температур от 70 до 110°C. Срок начала схватывания, например, полимерцементного раствора, содержащего 15 см<sup>3</sup> смолы ФР-12 и 35 см<sup>3</sup> воды на 100 г портландцемента, при температуре 70°C сокращается с 2 до 0,6 ч в случае увеличения концентрации параформа с 2 до 3% от массы вяжущего.

В. В виде практически не растекающихся паст с короткими сроками схватывания. Такие пасты могут быть получены, например путем смешивания водного раствора метаса с водной суспензией портландцемента, обработанной CaCl<sub>2</sub>, либо смешиванием двух цементных суспензий, одна из которых приготовлена на водном растворе ПАА, а другая — на водном растворе CaCl<sub>2</sub>. Смешивание осуществляется при закачивании обоих растворов в колонну бурительных труб для транспортирования в зону поглощения.

Эффективность изоляции зон поглощения существенно повышается, если в тампонажный раствор при приготовлении добавлять некоторое количество гранулярных или волокнистых наполнителей, способных образовывать в трещинах породы закупоривающие мостики (резиновую крошку, ореховую скорлупу, кордное волокно, слюду-чешуйку, измельченные отходы реактопластов, древесные опилки и т. п.). Вид закупоривающего наполнителя выбирают с учетом ширины трещин в поглощающем пласте. Например, гранулированная ореховая скорлупа способна закупоривать трещины шириной примерно до 6 мм.

Существенный недостаток многих рассмотренных тампонажных растворов заключается в том, что во время транспортирования до зоны поглощения и в самой зоне они в значительной мере перемешиваются с промывочной жидкостью и с пластовой водой, при этом их изоляционная способность сильно ухудшается. В наименьшей степени этот недостаток присущ, по-видимому, ВУС и полимерцементным пастам. Поскольку пасты к тому же почти не растекаются, их целесообразно использовать для изоляции зон интенсивного поглощения в сильно трещиноватых и кавернозных породах.

## ГЛАВА 8 РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ В СКВАЖИНЕ

### § 60. Требования к качеству разобщения пластов

Проницаемые пласты, вскрытые скважиной, разобщают друг от друга для того, чтобы устранить возможность перетока жидкости из одного объекта в другой или в атмосферу и таким образом предотвратить непроизводительное расходование запаса энергии в продуктивных горизонтах, проникновение в них чуждых вод и ухудшение коллекторских свойств, исключить опасность загрязнения окружающей среды, возникновения взрывов и пожаров на территории близ скважины, а также опасности несчастных случаев с людьми. К качеству разобщения пластов предъявляются весьма серьезные требования.

1. Разобщающая среда должна быть герметичной при тех перепадах давления, которые существуют или могут возникнуть между проницаемыми пластами, вскрытыми скважиной.

2. Разобщающая среда должна постоянно иметь плотный контакт с окружающими горными породами и поверхностью обсадной колонны, герметичность которого не должна нарушаться при любых возможных деформациях обсадных труб.

3. Разобщающая среда должна быть долговечной, т. е. не должна разрушаться под воздействием пластовых жидкостей, газов, бактерий и при изменениях температур, возможных в период бурения или эксплуатации скважины.

4. Герметичность разобщения не должна нарушаться под действием ударных нагрузок, которые возникают при прострелочно-взрывных и иных работах в скважине.

5. Разобщающая среда в скважинах с многолетнемерзлыми породами должна быть морозостойкой, т. е. не должна разрушаться при многократной смене положительной температуры на отрицательную и отрицательной на положительную.

Основным методом разобщения пластов в настоящее время является цементирование, т. е. заполнение заданного интервала колонного пространства скважины или участка обсадной колонны суспензией вяжущих материалов, способной в покое затвердевать и превращаться в практически непроницаемый камень. В нефтегазодобывающей промышленности используют несколько способов цементирования. В зависимости от характера решаемых задач их можно подразделить на следующие группы:

а) способы первичного цементирования;

- б) способы ремонтного цементирования;
- в) способы изоляции зон поглощения;
- г) способы установки цементных мостов.

### § 61. Способы первичного цементирования скважин

Первичное цементирование осуществляется сразу же после спуска в скважину обсадной колонны и имеет целью разобщение проницаемых пластов друг от друга и защиту наружной поверхности обсадной колонны от коррозии пластовыми жидкостями, а также повышение устойчивости стенок скважины и обсадной колонны. Существует несколько способов первичного цементирования: одноступенчатый, многоступенчатый, манжетный, обратный.

*Одноступенчатый способ.* Это наиболее распространенный способ первичного цементирования.

После окончания промывки скважины на обсадную колонну навинчивают цементировочную головку (рис. 67), в которую вставлены две цементировочные разделительные пробки — нижняя и верхняя (рис. 68), удерживаемые от сползания вниз стопорами. К отводам головки присоединяют трубопроводы от цементировочных насосов.

Цементирование осуществляется следующим образом. Вывинчивают стопор, удерживающий нижнюю пробку, и повернув ее в головку цементировочными насосами закачивают тампонажный раствор, который готовят с помощью специальных смесительных машин, установленных поблизости от скважины. Тампонажный раствор 3 проталкивает нижнюю разделительную пробку 4 по обсадной колонне 5 (рис. 69). После закачки в обсадную колонну тампонажного раствора в объеме, достаточном для заполнения заданного интервала колонного пространства скважины и участка колонны ниже упорного кольца 6, закрывают краны 9 на нижних боковых отводах 2 головки 1, вывинчивают стопоры, удерживающие верхнюю разделительную пробку, и повернув ее закачивают прода-

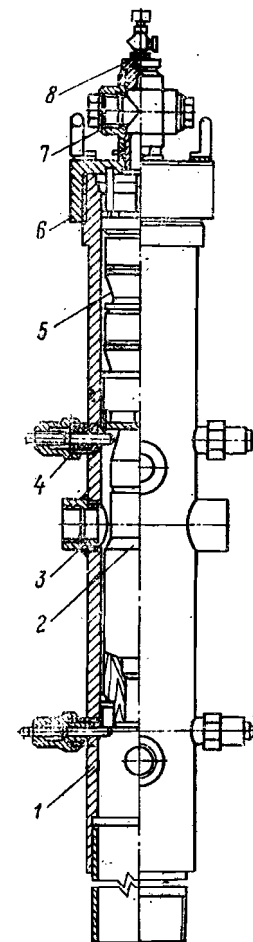


Рис. 67. Цементировочная головка:

1 — корпус; 2 — нижняя разделительная пробка; 3 — боковой отвод; 4 — стопор с сальником; 5 — верхняя разделительная пробка; 6 — крышка корпуса; 7 — крестовина; 8 — переводник

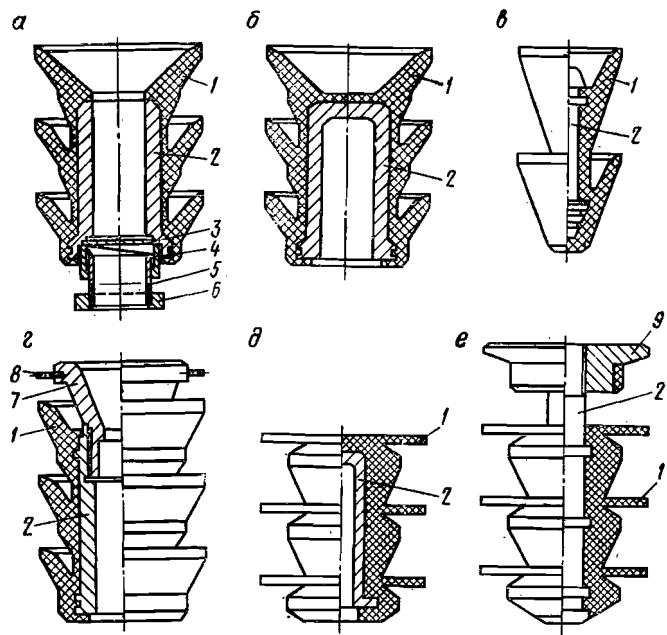


Рис. 68. Цементирующие пробки:

*а* — нижняя; *б* — верхняя; *в* — верхняя часть секционной пробки; *г* — нижняя часть той же пробки; *д* — верхняя пробка для нижней ступени при ступенчатом цементировании; *е* — пробка для открытия цементировочной муфты; 1 — резиновые манжеты; 2 — металлический сердечник; 3 — мембрана; 4 — гайка; 5 — нож; 6 — стопорное кольцо; 7 — седло; 8 — калиброванные штифты; 9 — посадочная головка

вочную жидкость 12 через верхний отвод 10 головки. В качестве продавочной обычно используют промывочную жидкость, которой была заполнена скважина, либо воду. После того как верхняя пробка 11 войдет в обсадную колонну, вновь открывают краны на нижних боковых отводах головки и через них также закачивают продавочную жидкость.

Нижняя пробка, дойдя до упорного кольца *б* в колонне, останавливается. Так как нагнетание жидкости в колонну продолжается, давление в ней после остановки нижней пробки быстро растет. Под воздействием разности давлений над пробкой и под ней мембрана в пробке разрушается и тампонажный раствор через проходной канал в пробке и отверстия в башмаке и башмачном патрубке вытесняется в заколонное пространство скважины.

Плотность тампонажного раствора в большинстве случаев больше, чем промывочной жидкости в скважине. Поэтому с момента начала вытеснения тампонажного раствора в заколонное пространство давление в цементирующей головке и в насосах увеличивается по мере продвижения верхней пробки вниз по колонне. После посадки верхней пробки на нижнюю давление в колонне резко возрастает. Резкий рост давления («скачок») слу-

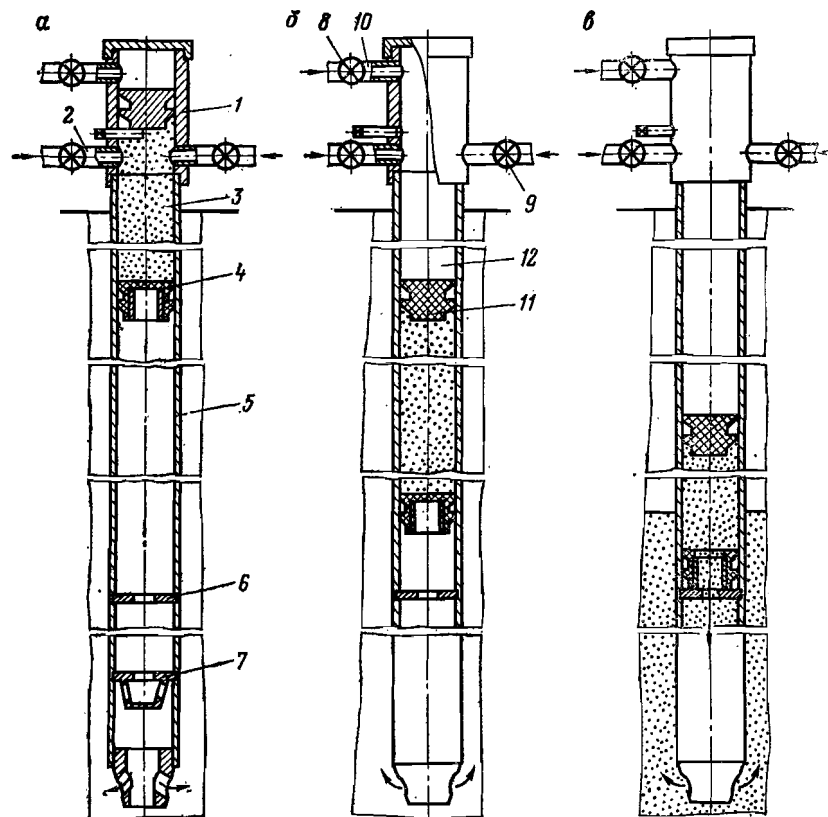


Рис. 69. Схема одноступенчатого цементирования:

*а* — закачка тампонажного раствора; *б* — начало закачки продавочной жидкости; *в* — завершение закачки продавочной жидкости

жит сигналом для прекращения нагнетания продавочной жидкости в колонну; по этому сигналу краны 8 и 9 на головке закрывают, насосы останавливают, а скважину оставляют в покое на период твердения тампонажного раствора.

Если обсадная колонна оборудована прочным и герметичным обратным клапаном 7, после остановки насосов избыточное давление в цементирующей колонне обычно стравливают, слегка плавно приоткрывая один из кранов. При стравливании давления из колонны вытекает небольшое количество жидкости. Затем кран снова закрывают, и на период твердения раствора устанавливают контроль за избыточным давлением, которое может возникнуть, например, вследствие нагрева жидкости в колонне под влиянием теплоты гидратации вяжущего. Избыточное давление не должно превышать допустимого для обсад-

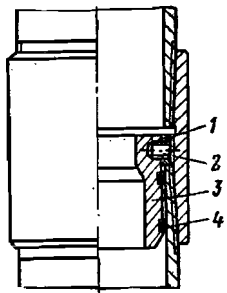


Рис. 70. Сигнальное кольцо:

1 — втулка; 2 — калиброванная шпилька; 3 — кольцо; 4 — резиновые кольца

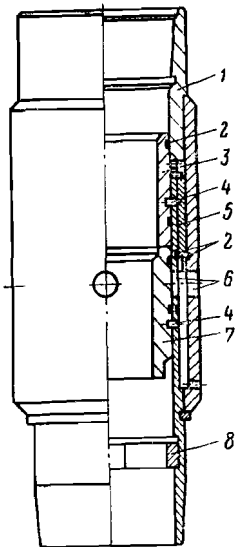


Рис. 71. Муфта для ступенчатого цементирования:

1 — корпус; 2 — уплотнительные кольца; 3 — верхняя втулка; 4 — калиброванные штифты; 5 — запорная втулка; 6 — отверстия для прохода жидкости; 7 — нижняя втулка; 8 — ограничитель перемещения нижней втулки

ных труб, в противном случае его необходимо стравливать. Если герметичного обратного клапана в колонне нет, избыточное давление в головке сразу же по окончании цементирования стравливать нельзя. Весьма полезно в этом случае на цементировочной головке иметь предохранительный клапан, отрегулированный на давление, несколько меньшее предельно допустимого для обсадной колонны. Тогда при приближении давления к опасному пределу клапан откроется и опасность разрушения колонны будет исключена.

При цементировании длинных колонн сигнал об остановке верхней пробки приходит на поверхность и фиксируется манометром на устье с запозданием на несколько секунд. Это опасно, так как закачка жидкости продолжается и под влиянием быстро возрастающего давления могут быть разрушены пробка, упорное кольцо или колонна. Во избежание этого целесообразно на некотором расстоянии от упорного кольца устанавливать сигнальное кольцо (рис. 70). Такое кольцо укрепляют в колонне при помощи тарированных шпилек. Как только верхняя пробка сядет на сигнальное кольцо, давление в колонне, в которую продолжается нагнетание жидкости, резко возрастет. Этот скачок давления будет зафиксирован на поверхности, и операторы своевременно смогут прекратить закачку продавочной жидкости. Шпильки тарируют так, чтобы они срезались при повышении давления над верхней пробкой на 3—4 МПа. После срезания шпилек верхняя пробка вместе с сигнальным кольцом продолжает движение до схождения с нижней пробкой.

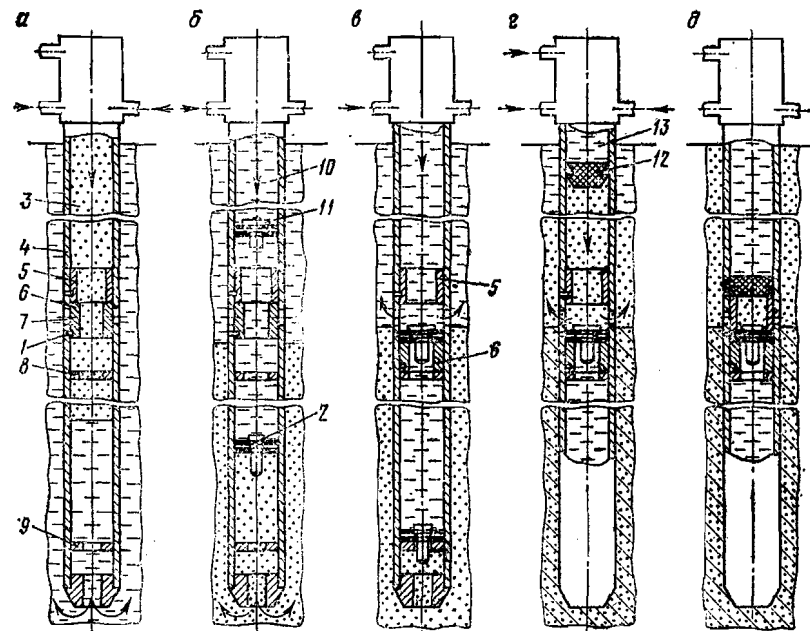


Рис. 72. Схема двухступенчатого цементирования:

а — закачка тампонажного раствора для нижней ступени; б — перед окончанием цементирования нижней ступени; в — промывка после цементирования нижней ступени; г — цементирование второй ступени; д — окончание цементирования второй ступени

Пробки и сигнальное кольцо изготовляют из легко разрушаемого материала. Нижняя пробка служит для предотвращения перемешивания тампонажного раствора с идущей впереди жидкостью при движении по обсадной колонне и для сдирания пленки промывочной жидкости с внутренней поверхности труб. Верхняя пробка предотвращает перемешивание тампонажного раствора с продавочной жидкостью. В отечественной практике нижнюю пробку часто не применяют. Это является ошибкой и во многих случаях ведет к ухудшению качества цементирования.

**Двухступенчатое цементирование.** Подлежащий цементированию интервал скважины делят на два участка, а в состав обсадной колонны на стыке этих участков включают специальную цементировочную муфту (рис. 71). Снаружи колонны над муфтой и под нею размещают центрирующие фонари. Существуют две разновидности двухступенчатого цементирования.

При ступенчатом цементировании с разрывом во времени сначала в колонну 4 закачивают первую порцию 3 тампонажного раствора в объеме, необходимом для заполнения заколонного пространства от забоя до цементировочной муфты и участка колонны ниже упорного кольца 9, а затем поверх первой разделительной пробки 2 — продавочную жидкость (рис. 72). Первая

разделительная пробка (см. рис. 68) имеет эластичные резиновые манжеты, которыми она прижимается к стенкам обсадной колонны, и жесткий центральный стержень. Диаметр стержня и эластичность манжет таковы, что пробка достаточно свободно проходит через цементировочную муфту, но садится на нижнее упорное кольцо.

После закачки порции продавочной жидкости в объеме, равном внутреннему объему колонны между упорным кольцом 9 (рис. 72) и цементировочной муфтой, освобождают вторую разделительную пробку 11 и поверх нее снова закачивают продавочную жидкость 10. Пробка 11 опускается вниз по колонне, садится на нижнюю втулку 6 муфты и перекрывает проходной канал в ней. Так как нагнетание жидкости продолжается, давление в колонне резко возрастает; при повышении давления на 3—4 МПа шпильки 1, удерживающие втулку 6, срезаются и последняя вместе с пробкой перемещается вниз до упора 8, открывая боковые отверстия 7 в муфте. Через эти отверстия продавочная жидкость выходит в заколонное пространство. Промывают верхний интервал скважины до тех пор, пока не затвердеет тампонажный раствор в нижнем участке (от нескольких часов до суток). После этого в колонну закачивают вторую порцию тампонажного раствора в объеме, необходимом для заполнения верхнего участка заколонного пространства, освобождают из цементировочной головки верхнюю пробку 12 и вытесняют тампонажный раствор через боковые отверстия в муфте новой порцией 13 продавочной жидкости. Объем этой порции равен внутреннему объему участка обсадной колонны от муфты до цементировочной головки. Верхняя пробка 12, достигнув втулки 5, укрепленной с помощью тарированных шпилек в корпусе цементировочной муфты, сдвигает втулку вниз до упора в торец нижней втулки 6; при этом втулка 5 закрывает отверстия 7 муфты и разобщает полость колонны от заколонного пространства.

После затвердения тампонажного раствора и проверки герметичности верхнего участка обсадной колонны пробки втулки и упор разбуривают.

Ступенчатое цементирование с разрывом во времени применяют в следующих ситуациях: а) если при одноступенчатом цементировании неизбежно поглощение раствора; б) если вскрыт пласт с аномально высоким давлением и в период схватывания тампонажного раствора после одноступенчатого цементирования могут возникнуть перетоки и газопроявления; в) если для одноступенчатого цементирования требуется одновременное участие в операции чрезмерно большого числа цементировочных насосов и смесительных машин.

Основной недостаток способа — большой разрыв во времени между окончанием цементирования нижнего участка и началом цементирования верхнего. Этот недостаток можно в основном устранить, установив на обсадной колонне ниже цементировоч-

ной муфты наружный пакер. Если по окончании цементирования нижней ступени заколонное пространство скважины герметизировать пакером, можно сразу же приступить к цементированию верхнего участка.

Последовательное ступенчатое цементирование целесообразно применять в тех случаях, если: а) мощность цементировочных насосов недостаточна для проведения операции в один прием; б) предприятие не располагает достаточным числом цементировочных насосов и смесительных машин для выполнения операции в один прием либо на буровой нельзя разместить такое оборудование; в) для верхнего и нижнего участков скважины должны быть использованы тампонажные растворы разного состава, например, с существенно разными сроками загустевания.

При последовательном цементировании в колонну закачивают первую порцию тампонажного раствора в объеме, необходимом для заполнения заколонного пространства от забоя до цементировочной муфты и участка колонны ниже упорного кольца, затем поверх первой разделительной пробки — первую порцию продавочной жидкости в объеме, равном внутреннему объему колонны от упорного кольца до цементировочной муфты. Вслед за этой порцией продавочной жидкости в колонну спускают вторую разделительную пробку и закачивают вторую порцию тампонажного раствора в объеме, равном объему заколонного пространства от муфты до заданной отметки. Поверх второй порции тампонажного раствора помещают третью разделительную пробку и закачивают вторую порцию продавочной жидкости. Объем этой порции равен внутреннему объему обсадной колонны на участке от цементировочной муфты до устья. К тому времени, когда вторая разделительная пробка достигнет цементировочной муфты и откроет отверстия в ней, первая порция тампонажного раствора будет вытеснена в заколонное пространство. После схождения второй и третьей пробки давление в колонне резко возрастает и это служит сигналом для закрытия кранов на цементировочной головке и остановки насосов.

После остановки насосов избыточное давление в цементировочной головке плавно стравливают, если обратный клапан и цементировочная муфта герметичны, и оставляют скважину в покое для твердения тампонажного раствора (с закрытыми кранами на головке). При стравливании давления необходимо контролировать объем жидкости, вытекающей из колонны.

Основные недостатки способа: значительно более высокое давление на стенки скважины, чем при цементировании с разрывом во времени, что создает опасность поглощения, и опасность возникновения перетоков и заколонных газопроявлений в период схватывания и твердения тампонажного раствора, обусловленная быстрым снижением в последнем порового давления.

Цементировочные муфты и пакеры следует размещать против устойчивых непроницаемых пород. Цементировочная муфта

должна обеспечивать герметичное разобщение полости колонны от заколонного пространства не только в период твердения тампонажного раствора, но также после разбуривания втулок в ней.

Скважины иногда цементируют в три и даже в четыре приема. Для этого в состав колонны включают соответственно две или три цементировочные муфты. Последовательность работ такая же, как и при двухступенчатом цементировании.

**Манжетное цементирование.** Этот способ применяют для цементирования скважин при пятом из рассмотренных выше методов вхождения в продуктивную толщу (см. § 15).

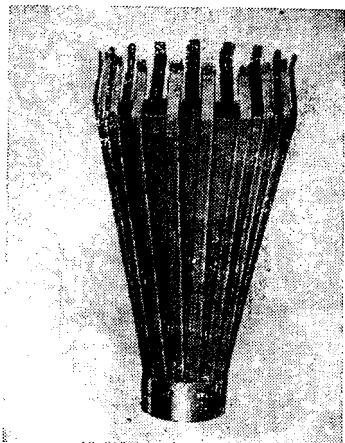


Рис. 73. Цементировочная манжета

В состав обсадной колонны несколько выше фильтра включают цементировочную муфту (или другое устройство, способное выполнить ее функции), а на наружной поверхности колонны между муфтой и фильтром укрепляют манжету, изготовленную в виде брезентовой воронки на упругом металлическом каркасе (рис. 73). При закачке в обсадную колонну расчетного объема тампонажного раствора последний отделяют от промывочной и продавочной жидкостей двумя разделительными пробками так же, как вторую порцию тампонажного раствора при последовательном ступенчатом цементировании.

Объем продавочной жидкости равен внутреннему объему колонны от цементировочной муфты до устья.

Первая пробка садится на нижнюю втулку цементировочной муфты, сдвигает ее вниз до упора и открывает боковые отверстия в корпусе муфты, через которые в заколонное пространство вытесняется тампонажный раствор. Вторая пробка садится на верхнюю втулку, сдвигает ее вниз до упора в торец первой пробки и закрывает отверстия в муфте. Резкий скачок давления в цементировочной головке и насосах в момент схождения пробок служит сигналом для прекращения подачи продавочной жидкости и закрытия кранов на отводах цементировочной головки.

Если колонна снабжена герметичным обратным клапаном и цементировочной муфтой, после остановки насосов избыточное давление в цементировочной головке плавно стравливают и оставляют скважину в покое с закрытыми кранами на период твердения тампонажного раствора. В период твердения раствора контролируют величину избыточного давления в цементировочной головке и при необходимости плавно стравливают его.

Манжета служит для предотвращения осаждения тампонажного раствора в зону фильтровой части обсадной колонны. В газовых скважинах вместо манжеты целесообразно использовать наружный пакер на колонне.

**Обратное цементирование.** Если предполагают использовать способ обратного цементирования, обсадную колонну спускают в скважину без обратного клапана и упорного кольца. На верхний конец колонны после промывки навинчивают головку с кранами высокого давления и лубрикатором. Головку соединяют трубопроводом с циркуляционной системой буровой. Заколонное пространство скважины герметизируют превентором.

Цементный раствор закачивают непосредственно в заколонное пространство; вытесняемая им промывочная жидкость поднимается вверх по обсадной колонне и через устьевую головку и трубопровод направляется в очистную систему. После того как первая порция тампонажного раствора войдет в башмак колонны, насосы останавливают, краны на устьевой головке закрывают и скважину оставляют в покое на период твердения раствора.

Если различие в плотностях тампонажного раствора и промывочной жидкости значительно, а объем тампонажного раствора достаточно велик, скорость течения последнего в заколонном пространстве может столь возрасти, что давление в этом пространстве у устья упадет ниже атмосферного. Тогда начнется подсос воздуха через негерметичности в обвязке трубопроводов либо приток жидкости из проницаемых пород. Во избежание этого в период цементирования необходимо кранами на устьевой головке так регулировать скорость выхода промывочной жидкости из колонны, чтобы давление в заколонном пространстве у устья всегда было несколько выше атмосферного.

Наибольшую трудность при обратном цементировании представляет определение момента, когда первая порция тампонажного раствора подходит к башмаку обсадной колонны. Надежно это можно сделать с помощью прибора для гамма-каротажа. Такой прибор спускают в скважину на кабеле, пропущенном через лубрикатор в устьевой головке, и устанавливают поблизости (в 100—200 м) от башмака. Первую порцию тампонажного раствора активируют изотопом с малым периодом полураспада. Зная глубину установки прибора в колонне и объем заколонного пространства на участке от этой глубины от башмака колонны, по суммарной подаче насосов, закачивающих жидкость в скважину, можно легко рассчитать время, за которое тампонажный раствор заполнит этот участок и войдет внутрь колонны.

При обратном цементировании на стенки скважины оказывается меньшее давление, чем при одноступенчатом способе; требуются менее мощные насосы; легче, чем при других способах, добиться более полного замещения промывочной жидкости тампонажным раствором. Наряду с этим, при таком способе качество тампонажного раствора, поступающего в нижнюю часть скважи-

ны, хуже, чем при одноступенчатом, поскольку разделительные пробки использовать невозможно и близ башмака колонны оказывается, по существу, смесь тампонажного раствора с промывочной жидкостью. Существенно уменьшить объем образующейся смеси можно, если в заколонном пространстве при цементировании поддерживать развитой турбулентный режим течения.

Обратное цементирование целесообразно применять в следующих ситуациях: а) если из-за опасности поглощения одноступенчатое цементирование невозможно; б) если на буровой нельзя сосредоточить достаточное число мощных насосов для цементирования другими способами.

### § 62. Цементирование хвостовиков

Хвостовики цементируют одноступенчатым способом, причем нижнюю разделительную пробку в отечественной практике, как правило, не применяют. Поскольку диаметры хвостовика и бурильных труб, при помощи которых его спускают в скважину, различны, тампонажный раствор отделяют от продавочной жидкости специальной пробкой. Такая пробка состоит из двух секций (см. рис. 68, в и г). Нижнюю секцию изготовляют под внутренний диаметр хвостовика и подвешивают при помощи тарированных шпилек в разъединителе (см. рис. 52); в центральной части этой секции имеется проходной канал. Верхнюю же секцию изготовляют под внутренний диаметр бурильных труб.

После промывки скважины в бурильные трубы через цементировочную головку закачивают тампонажный раствор в объеме, необходимом для заполнения кольцевого пространства между хвостовиком и стенками скважины и участка хвостовика ниже упорного кольца. Затем освобождают верхнюю секцию пробки и, закачивая поверх нее продавочную жидкость, проталкивают вниз по бурильной колонне. После посадки верхней секции на нижнюю давление в бурильных трубах резко возрастает, шпильки срезаются и обе секции, как единая пробка, движутся вниз до упорного кольца, вытесняя тампонажный раствор в кольцевое пространство скважины.

В определенный момент закачки продавочной жидкости в бурильные трубы сбрасывают шар, который садится на втулку 3 разъединителя (см. рис. 52) и сдвигает ее вниз; при этом открываются отверстия 4 и продавочная жидкость начинает вытекать в заколонное пространство. Промывку продолжают до схватывания тампонажного раствора. Затем бурильную колонну отсоединяют и извлекают из скважины.

Продолжительность падения шара до втулки при турбулентном режиме течения в бурильных трубах можно рассчитать по формуле [32]:

$$t_{ш} = \frac{l_m}{2,25 \sqrt{\frac{d_{ш}}{c_w} \left( \frac{\rho_{ш}}{\rho_{пр}} - 1 \right) + w}}, \quad (8.1)$$

где  $l_m$  — расстояние от устья до разъединителя;  $d_{ш}$  — диаметр шара;  $\rho_{ш}$  и  $\rho_{пр}$  — плотности шара и продавочной жидкости соответственно;  $w$  — скорость течения жидкости в колонне;  $c_w$  — коэффициент сопротивления при турбулентном режиме

$$c_w = \frac{0,157 \left( \frac{d_{ш}}{d_b} \right)^3}{1 - \left( \frac{d_{ш}}{d_b} \right)^3} + 0,245. \quad (8.2)$$

Тогда объем продавочной жидкости, после закачки которого следует сбрасывать шар,

$$V'_{пр} = \frac{\pi}{4} k_{сж} [d^2 (L_x - h_0) + d_b (l_m - t_{ш} w)], \quad (8.3)$$

где  $k_{сж}$  — коэффициент сжимаемости продавочной жидкости;  $L_x$  — длина хвостовика;  $h_0$  — расстояние от упорного кольца до башмака хвостовика;  $d_b$  — внутренний диаметр бурильных труб.

Аналогично цементируют нижние участки обсадных колонн при спуске по частям.

### § 63. Основные факторы, влияющие на качество цементирования

Качество разобшения проницаемых пластов путем цементирования зависит от следующих групп факторов:

- а) состава тампонирующей смеси;
- б) состава и свойств тампонажного раствора;
- в) способа цементирования;
- г) полноты замещения продавочной жидкости тампонажным раствором в заколонном пространстве скважины;
- д) прочности и герметичности сцепления тампонажного камня с обсадной колонной и стенками скважины;
- е) использования дополнительных средств для предотвращения возникновения фильтрации и образования суффозионных каналов в тампонажном растворе в период загустевания и схватывания;
- ж) режима покоя скважины в период загустевания и схватывания тампонажного раствора.

Состав тампонажной смеси нужно выбирать так, чтобы в диапазоне температур, которые могут возникнуть в скважине в период ее службы, и при том составе горных пород и пластовых жидкостей, с которым тампонажный камень будет взаимодействовать, полностью удовлетворялись требования, сформулированные в § 52. Это значит, что, если в период цементирования температура в скважине колеблется, например, от минус 5°C близ устья до плюс 50°C у забоя, а в период эксплуатации может повышаться до 250°C, состав тампонажной смеси должен быть таким, чтобы цементный камень оставался прочным и



практически непроницаемым в течение долгих лет службы при температуре 250°C, а раствор из этой смеси схватывался и затвердевал без усадки при температуре минус 5°C. Если в горных породах и пластовых жидкостях, с которыми будет контактировать камень, содержатся агрессивные компоненты (например, сероводород или хлористый магний), камень должен быть стойким против коррозии, вызываемой этими веществами, а раствор должен схватываться в их присутствии.

При планировании состава и свойств тампонажного раствора учитывают динамическую (т. е. при промывке) температуру в интервале цементирования, наибольшее давление в скважине в период цементирования, пластовые давления в проницаемых породах, давления гидроразрыва пород, а также относительные перепады давлений между близрасположенными проницаемыми пластами. Рецептуру тампонажного раствора разрабатывают с таким расчетом, чтобы при максимальной динамической температуре и наибольшем давлении срок начала загустевания был несколько больше (на 20—30 мин — в зависимости от глубины скважины и длины цементируемого интервала) времени, необходимого для транспортирования раствора в заданный интервал скважины. Если геостатическая температура в цементируемом интервале ниже нуля °С, в состав раствора нужно ввести вещество, способное понизить температуру замерзания воды хотя бы на 3—5 К ниже минимальной температуры пород.

Качество цементирования существенно зависит от изоляционных свойств тампонажного раствора, от соотношений плотностей и реологических свойств тампонажного раствора и промывочной жидкости. Целесообразно поэтому для цементирования использовать раствор с наибольшим возможным значением показателя тампонирующей способности.

Условимся называть относительным перепадом давлений  $\overline{\Delta p_{пл}}$  отношение разности давлений  $p'_{пл} - p''_{пл}$  в двух проницаемых горизонтах ( $p'_{пл} > p''_{пл}$ ) к давлению столба воды между ними

$$\overline{\Delta p_{пл}} = \frac{p'_{пл} - p''_{пл}}{\rho_{вг} \Delta z}, \quad (8.4)$$

где  $\Delta z$  — расстояние между горизонтами.

Если вскрыты несколько проницаемых горизонтов с большим относительным перепадом давлений ( $\overline{\Delta p_{пл}} > 1,5$ ) или газовый пласт, для предотвращения образования в тампонажном растворе в покое суффозионных каналов и возникновения перетоков пластовых жидкостей (газа) следует устанавливать на обсадной колонне наружные пакеры. Пакеры рекомендуется размещать выше кровли газового пласта и между горизонтами с большим  $\overline{\Delta p_{пл}}$  против непроницаемых пород на участках с номинальным диаметром скважины. При небольших  $\overline{\Delta p_{пл}}$  и от-

сутствии пакеров полезно на колонне устанавливать манжеты. В покое в результате седиментации над манжетой образуется слой тампонажного раствора с увеличенной концентрацией твердой фазы и повышенным показателем тампонирующей способности, затрудняющий образование суффозионных каналов и возникновение перетоков.

Соотношения плотностей и реологических свойств тампонажного раствора и промывочной жидкости влияют, во-первых, на полноту вытеснения промывочной жидкости из заколонного пространства (см. § 64); во-вторых, на величину давления на стенки скважины. В любой момент цементирования статическое давление столба жидкостей в заколонном пространстве во избежание газонефтепроявлений должно быть больше пластового в проницаемых породах; сумма же статического и гидродинамического давлений во избежание поглощения тампонажного раствора либо промывочной жидкости должна быть меньше давлений поглощения наиболее слабых горизонтов.

Весьма слабым участком является контакт между обсадной колонной и цементным камнем. Прочность сцепления даже чистой новой поверхности с камнем очень мала. В большинстве случаев на наружной поверхности колонны имеются масляные пятна и пленка промывочной жидкости (чаще всего — глинистая пленка), из-за которых прочность сцепления еще более снижается. Это малопрочное сцепление разрушается при радиальной деформации колонны, обусловленной снижением внутреннего давления. В результате отрыва колонны от цементного камня между ними образуется тонкий зазор, по которому могут фильтроваться пластовые жидкости.

Существенно увеличить прочность сцепления можно, если сделать наружную поверхность труб грубошероховатой. Для этого на поверхность труб наносят покрытие из эпоксидной смолы и грубозернистого кварцевого песка. Смолоспесчаное покрытие можно использовать при температурах до 150—170°C. Оно также способствует защите труб от коррозии.

Для уменьшения опасности образования зазора между обсадной колонной и тампонажным камнем целесообразно сразу же по окончании цементирования стравить избыточное внутреннее давление в колонне у устья. Тогда камень будет формироваться при близком к минимальному наружном диаметре колонны.

Уменьшить опасность разрушения сцепления в результате осевой деформации труб можно, если прибегнуть к ступенчатому цементированию с разрывом во времени и перед цементированием верхних участков колонну натянуть с соответствующим усилием.

Крайне слабым участком, как правило, является контакт между тампонажным камнем и горными породами. Образованию прочного и герметичного сцепления между ними препятству-

ет фильтрационная корка промывочной жидкости, образующаяся на проницаемых участках стенок скважины, и пленка этой жидкости — на непроницаемых участках, а также усадка камня против непроницаемых участков большой протяженности. Герметичность контакта камня с непроницаемыми породами мо-

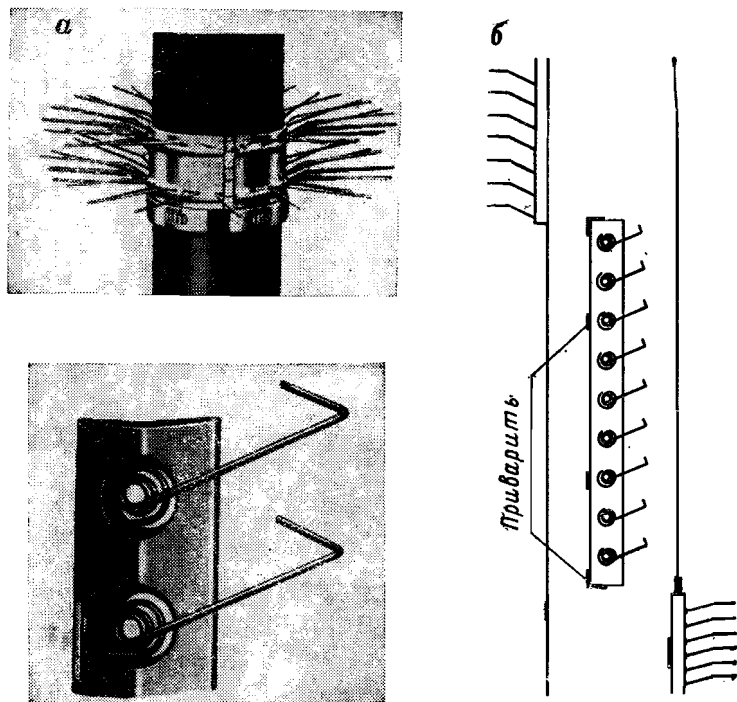


Рис. 74. Скребки для удаления фильтрационных корок при расхаживании (слева вверху) и вращении (слева внизу и справа) обсадной колонны

жет быть нарушена вследствие того, что при контракции цемента пленка обезвоживается, уменьшается в объеме и растрескивается.

Слабая связь между тампонажным камнем и горными породами может быть сравнительно легко разрушена, если между двумя проницаемыми пластами возникнет в процессе эксплуатации скважины (или существует в природных условиях) значительный перепад давлений.

Чтобы сделать сцепление камня с горными породами более надежным, необходимо с поверхности стенок скважины при цементировании удалить полностью фильтрационную корку промывочной жидкости и пленку ее либо, в крайнем случае, превра-

тить их в прочное твердое тело, имеющее хорошее сцепление с породами и цементным камнем и не разрушающееся при контракции цемента. Удаление фильтрационных корок возможно механическим либо химическим путем. Для механического удаления используют специальные скребки, которые сдирают фильтрационную корку при расхаживании (рис. 74, а) или вращении (рис. 74, б) обсадной колонны. Сдираемая со стенок корка восходящим потоком промывочной жидкости и первых порций тампонажного раствора удаляется от поверхности породы; на ее месте образуется цементная корка, обладающая гораздо большей прочностью.

Скребки устанавливают на обсадной колонне против проницаемых пород и закрепляют неподвижно. Наибольший наружный диаметр скребка должен быть несколько больше диаметра скважины. Скребки, изображенные на рис. 74, а, размещают на расстоянии примерно 3 м друг от друга; во всяком случае оно не должно превышать 0,6—0,7 длины расхаживания колонны. Скребки, изображенные на рис. 74, б, должны быть размещены вдоль всего участка колонны против проницаемых пород.

Разрушению фильтрационных корок и улучшению сцепления цементного камня со стенками скважины, по данным Уфимского нефтяного института, способствует наложение вибраций с частотой примерно 100—175 Гц на поток тампонажного раствора. Генератор вибраций размещают у башмака обсадной колонны.

Для химического разрушения фильтрационных корок используют специальные жидкости, которые прокачивают в скважину перед тампонажным раствором. Такие жидкости обычно называют буферными, так как они разделяют промывочную жидкость от тампонажного раствора (см. § 65).

При цементировании скважин в хемогенных отложениях соли могут растворяться в дисперсионной среде тампонажного раствора; при этом не только возрастает минерализация жидкой среды и изменяется ее солевой состав, что сказывается на свойствах раствора и камня, но между формирующимся тампонажным камнем и стенками скважины может образоваться жидкая прослойка высокоминерализованной воды. Такая прослойка является каналом для перетока пластовых жидкостей. Вследствие того, что при растворении солей из стенок скважины степень минерализации оказывается неодинаковой в разных участках поперечного сечения столба раствора (наиболее высокая близ стенок ствола, наименьшая — у обсадной колонны), происходит неодновременное схватывание его, а твердение идет с разной интенсивностью. При существенном различии в скоростях твердения разных слоев раствора в камне могут возникнуть местные напряжения, которые способствуют разрушению его. Поступление солей в состав тампонажного раствора благоприятствует коррозии камня.

Свести к минимуму опасность образования жидкостной прослойки между камнем и стенками скважины и предотвратить возникновение местных напряжений при твердении можно, если тампонажный раствор готовить из солестойкого цемента на рассоле, содержащем избыточное количество водорастворимых солей, которые входят в состав хемогенных пород, вскрытых данной скважиной. Так как температура на дневной поверхности всегда меньше, чем в цементируемом интервале, по мере транспортирования в скважину избыток солей будет растворяться в воде и пересыщенный водный раствор станет насыщенным или немного недонасыщенным. Применение солестойких цементов позволяет предотвратить интенсивную коррозию камня.

Другим способом предотвращения возможности образования жидкостной прослойки между камнем и хемогенными породами является использование обращенных тампонажных эмульсионных растворов. Для приготовления эмульсии целесообразно также использовать воду, насыщенную теми водорастворимыми солями, которые содержатся в данной породе.

Для повышения герметичности контакта тампонажного камня с горными породами и обсадной колонной всегда полезно использовать растворы, расширяющиеся при твердении. Наибольший эффект от использования таких растворов может быть достигнут при условии полного вытеснения промывочной жидкости и удаления фильтрационных глинистых корок.

#### § 64. Замещение промывочной жидкости тампонажным раствором

Полнота замещения промывочной жидкости тампонажным раствором в заколонном пространстве зависит от многих факторов, важнейшими из которых являются конфигурация этого пространства, состояние обсадной колонны (покой, движение), режим течения жидкостей, соотношение плотностей жидкостей, технологическая оснастка колонны, состав, свойства и объем используемой буферной жидкости. Рассмотрим характер влияния этих факторов.

Промывочные жидкости и тампонажные растворы, если они сравнительно мало тиксотропны, можно рассматривать в первом приближении как тела вязкопластичные. При структурном режиме течения вязкопластичной жидкости средняя часть потока движется подобно пробке: скорости всех слоев внутри этой пробки одинаковы. При весьма малых скоростях течения пробка занимает почти всю площадь сечения потока. С увеличением скорости течения ширина пробки уменьшается, увеличивается ширина градиентных зон, в которых скорость изменяется от слоя к слою. При турбулентном режиме в потоке возникают поперечные пульсации, под влиянием которых полностью раз-

рушается пробка, резко уменьшается разница между скоростями течения большинства слоев в градиентных зонах, средняя скорость течения приближается к максимальной, а профиль скоростей внешне становится очень похожим на профиль при слаборазвитом структурном режиме.

Предположим, что скважина имеет круглое поперечное сечение, неизменное по длине, обсадная колонна расположена строго соосно стволу, плотности и реологические свойства промывочной жидкости и тампонажного раствора, а также смеси, образующейся в зоне их контакта, — одинаковы. При структурном режиме основная масса промывочной жидкости будет вытесняться той частью потока тампонажного раствора, которая движется как пробка со скоростью, равной скорости перемещения пробки. В градиентных зонах близ стенок скважины и обсадной колонны скорости течения существенно меньше; поэтому скорости вытеснения промывочной жидкости тампонажным раствором из этих зон будут ниже скорости вытеснения основной массы центральной пробкой. К тому времени, когда центральная пробка тампонажного раствора достигнет заданного сечения заколонного пространства, в градиентных зонах еще сохранится некоторое количество невытесненной промывочной жидкости. Пусть длина участка заколонного пространства, подлежащего цементированию, равна  $l_{ц}$ . Условимся под коэффициентом полноты замещения промывочной жидкости понимать отношение объема тампонажного раствора, поступившего в этот участок за время, в течение которого пробка перемещалась от нижнего сечения его до верхнего, к геометрическому объему участка. Если скорость течения пробки  $w_{пр}$ , то время такого перемещения

$$t_{пр} = l_{ц} / w_{пр}.$$

При средней скорости течения  $w_{в}$  тампонажного раствора объем его, поступивший за время  $t_{пр}$  в рассматриваемый участок

$$V'_{ц.р} = \frac{\pi}{4} (d_c^2 - d_n^2) w_{в} t_{пр}.$$

Тогда коэффициент полноты замещения промывочной жидкости

$$k_a = \frac{\frac{\pi}{4} (d_c^2 - d_n^2) w_{в} t_{пр}}{\frac{\pi}{4} (d_c^2 - d_n^2) w_{пр} t_{пр}} = \frac{w_{в}}{w_{пр}}. \quad (8.5)$$

Как видим, этот коэффициент тем меньше, чем больше различие между средней и максимальной скоростями течения тампонажного раствора. Если в (8.5) вместо  $w_{в}$  и  $w_{пр}$  подставить соответствующие выражения, которые могут быть найдены

путем интегрирования уравнения Бингама, получим зависимость коэффициента  $k_3$  от реологических свойств тампонажного раствора, размеров поперечного сечения и средней скорости течения. На рис. 75 показан характер зависимости (8.5) в функции параметра Сен-Венана — Ильюшина  $S_K$ . Из рис. 75 видно, что с уменьшением параметра  $S_K$  и, следовательно, размера пробки коэффициент полноты замещения также несколько уменьшается;

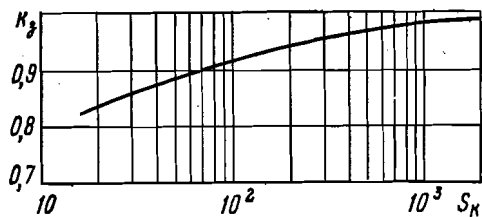


Рис. 75. Зависимость коэффициента полноты замещения от параметра Сен-Венана — Ильюшина при одинаковых реологических свойствах и плотностях вытесняемой и вытесняющей жидкостей при  $d_c : d_n = 0,5 - 0,9$

турном режиме течения рассмотрена в работе [10]. В ней показано, что:

а) при одинаковых значениях реологических свойств и плотностей жидкостей величина коэффициента полноты замещения возрастает с увеличением динамического напряжения сдвига (это следует также из рис. 75);

б) при равенстве пластических вязкостей и плотностей коэффициент полноты замещения увеличивается с возрастанием разности между значениями динамического напряжения сдвига тампонажного раствора и промывочной жидкости;

в) если реологические свойства вытесняемой и вытесняющей жидкостей одинаковы, коэффициент полноты замещения возрастает при увеличении разности между плотностями тампонажного раствора и промывочной жидкости.

Судя по экспериментальным данным Говарда и Кларка, ВНИИКрнефти и других исследователей, при соосном расположении обсадной колонны в скважине круглого поперечного сечения наиболее полное замещение достигается при развитом турбулентном режиме течения обеих жидкостей ( $k_3 \approx 0,95 - 0,97$ ). При структурном же режиме коэффициент полноты замещения в разных опытах колебался от 0,52 до 0,97; наиболее высокие значения в ряде опытов были получены при очень малых скоростях течения и высоком значении параметра  $S_K$  (так называемый «пробковый» режим течения).

Полнота замещения зависит от продолжительности воздействия вытесняющей жидкости на вытесняемую. При прочих рав-

ных условиях полнота замещения промывочной жидкости выше в том сечении заколонного пространства, где продолжительность воздействия на нее потока тампонажного раствора больше.

Осевое течение вязкопластичного тела в концентричном кольцевом пространстве возможно лишь в том случае, если к нижнему сечению приложено давление  $p$ , хотя бы немного превышающее давление  $p_0$ , необходимое для начала сдвига,

$$p_0 = \rho_n g L + \frac{4\tau_0 L}{d_c - d_n}, \quad (8.6)$$

где  $\tau_0$  — динамическое напряжение сдвига;  $L$  — глубина спуска обсадной колонны;  $d_c$  и  $d_n$  — диаметр скважины и наружный диаметр колонны соответственно.

В реальной скважине очень часто обсадная колонна расположена эксцентрично. В этом случае, как видно из формулы (8.6), для начала течения в узкой части кольцевого зазора требуется приложить более высокое давление, нежели для начала течения в широкой части зазора. Если в нижнем поперечном сечении приложить давление меньшее, чем требуется для сдвига вязкопластичной жидкости в узкой части зазора, но большее, чем нужно для сдвига в широкой части, течение будет происходить лишь в последней. В суженной же части зазора вязкопластичная жидкость останется неподвижной (рис. 76). Условимся те участки поперечного сечения заколонного пространства, в которых жидкость остается неподвижной, называть застойными зонами. Возникновению застойных зон способствует также тиксотропия промывочных жидкостей: образование в неподвижной жидкости структуры и упрочнение ее со временем.

Если колонна не касается стенки скважины, увеличением расхода жидкости давление на концевое сечение можно поднять до величины, превышающей необходимое для сдвига в узком зазоре, и добиться течения в нем. Но гидравлические сопротивления в широком зазоре существенно меньше, чем в узком. Поэтому турбулентное течение возникает прежде всего в наиболее широкой части кольцевого сечения. Поперечные пульсации, присущие турбулентному течению, в определенной степени способствуют разрушению структуры в более суженных участках, но при значительной несоосности расположения обсадной колонны (или овальности ствола скважины) таких пульсаций недостаточно для существенного выравнивания скоростей течения в

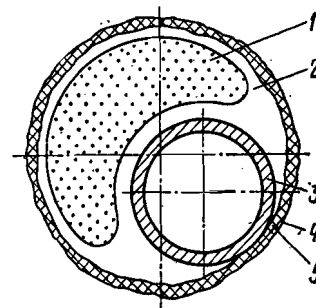


Рис. 76. Схема образования застойных зон:

1 — движущаяся промывочная жидкость; 2 — загустевшая промывочная жидкость; 3 — обсадная колонна; 4 — стенки скважины; 5 — фильтрационная корка

широкой и узкой частях заколонного пространства. В то время как в широкой части промывочная жидкость и тампонажный раствор движутся в турбулентном режиме с высокой скоростью, в узкой части сечения сохраняется структурный режим с гораздо меньшей скоростью течения. Увеличение турбулентности за счет повышения средней скорости течения часто невозможно из-за опасности поглощения.

Будем оценивать эксцентриситет расположения колонны величиной

$$e_0 = \frac{2\Delta_{\min}}{d_c - d_n}, \quad (8.7)$$

где  $\Delta_{\min}$  — наименьшая ширина кольцевого зазора.

На рис. 77 показан характер влияния эксцентриситета на распределение скоростей в узком и широком зазорах кольцевого сечения при структурном режиме [63]. Если плотности и реологические свойства промывочной жидкости и тампонажного раствора одинаковы и при контакте их не образуется смесь с существенно иными свойствами, то к тому времени, когда граница их раздела в широком зазоре подойдет к заданной точке заколонного пространства, в узком она будет находиться еще далеко от этой точки. Значит, часть промывочной жидкости из узкого зазора не будет вытеснена. Чтобы средние скорости течения были близки друг к другу в разных участках поперечного сечения заколонного пространства, требуется тщательно центрировать обсадную колонну.

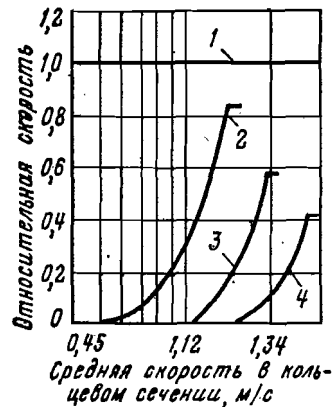


Рис. 77. График влияния эксцентриситета расположения обсадной колонны в скважине на относительную скорость течения при структурном режиме в узком зазоре (плотность вязкопластичной жидкости  $1200 \text{ кг/м}^3$ , пластическая вязкость  $10 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , динамическое напряжение сдвига  $5 \text{ Па}$ ;  $d_c = 228 \text{ мм}$ ,  $d_n = 152 \text{ мм}$ ):

№ кривой	1	2	3	4
$e_0$ .....	1,0	0,75	0,50	0,33

характеристик промывочной жидкости, а средняя скорость структурного течения такова, что ядро потока («пробка») занимает почти полностью все кольцевое сечение. Исследователи рекомендуют поддерживать скорость восходящего потока тампонажного раствора в заколонном пространстве менее  $0,45 \text{ м/с}$ , соотношение плотностей при таких скоростях [65]

$$\rho_{\text{ц.р}} - \rho_{\text{п}} \geq 250 \text{ кг/м}^3, \quad (8.8)$$

а соотношение динамических напряжений сдвига [63]

$$(\tau_0)_{\text{ц.р}} : \tau_0 > \Delta_{\max} / \Delta_{\min}, \quad (8.9)$$

где  $(\tau_0)_{\text{ц.р}}$  — динамическое напряжение сдвига тампонажного раствора;  $\Delta_{\max}$  — наибольшая ширина кольцевого зазора.

На рис. 78 показан график влияния соотношения плотностей и объемной скорости течения на полноту замещения промывочной жидкости тампонажным раствором при максимальном эксцентриситете расположения обсадной колонны  $e_0 = 0$ . Из рис. 78 видно, что наихудшее замещение отличается в тех случаях, когда плотность тампонажного раствора меньше или равна плотности промывочной жидкости, и что влияние разности плотностей возрастает с уменьшением скорости течения.

Из формулы (8.9) вытекает, что если колонна прилегает к стенке скважины, полное замещение промывочной жидкости без перемещения колонны невозможно.

Значительное увеличение динамического напряжения сдвига тампонажного раствора вызывает соответствующий рост гидравлических сопротивлений, что может привести к поглощению. Поэтому целесообразно повышать динамическое напряжение сдвига до величины, соответствующей неравенству (8.9), лишь в небольшой первой порции тампонажного раствора, непосредственно контактирующей с промывочной жидкостью. Достаточно, если высота столба этой порции в заколонном пространстве будет порядка  $100 \text{ м}$ .

Уменьшить возможность возникновения зон, в которых сохраняется промывочная жидкость с неразрушенной структурой, и тем увеличить полноту вытеснения ее тампонажным раствором можно, если использовать для промывки скважины перед цементированием жидкость с минимальным предельным статическим напряжением сдвига, достаточным для удержания твердой фазы во взвешенном состоянии.

Коэффициент полноты замещения промывочной жидкости в наклонных скважинах, как правило, меньше, чем в вертикальных, особенно при эксцентричном положении обсадной колонны. Так, в опытах на модели наклонной скважины с эксцентрично расположенной колонной, выполненных в Азербайджанском институте нефти и химии им. Азизбекова, коэффициент полноты замещения при скоростях течения  $1-3 \text{ м/с}$  был в  $1,5$  раза, а

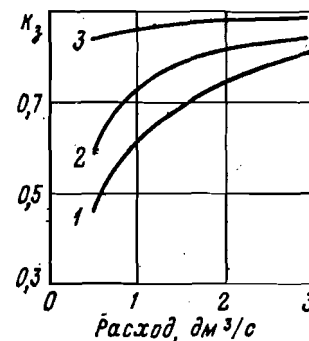


Рис. 78. График влияния соотношения плотностей и объемной скорости течения на полноту замещения промывочной жидкости тампонажным раствором при  $e_0 = 0$ ;  $\Theta_n = 15 \text{ Па}$ ,  $d_n = 51 \text{ мм}$ ,  $d_c = 76 \text{ мм}$  [63]:

1 —  $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{ц.р}}$ ; 2 —  $\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{ц.р}}$ ; 3 —  $\rho_{\text{п}} < \rho_{\text{ц.р}}$

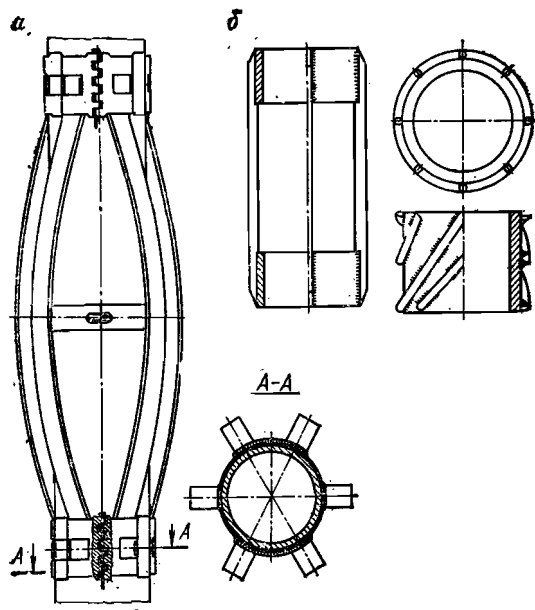


Рис. 79. Центрирующие фонари:  
а — упругий; б — жесткий

при скоростях 0,4—0,7 м/с примерно в 3 раза меньше, чем в опытах Говарда и Кларка на модели вертикальной скважины; полнота замещения при скорости течения 0,05 м/с была почти такой же, как и при скорости 3 м/с.

Таким образом, если ствол вертикальной скважины имеет по всей длине круглое поперечное сечение постоянного размера и обсадная колонна хорошо в нем центрирована (т. е.  $e_0 \approx 1$ ), наиболее полного замещения промывочной жидкости тампонажным раствором можно достичь при турбулентном режиме течения их; при этом критическая скорость течения для промывочной жидкости должна быть несколько меньше критической скорости для тампонажного раствора. Если поддержание турбулентного режима в заколонном пространстве невозможно, удовлетворительного замещения можно добиться при цементировании с малой скоростью восходящего потока и соблюдении условий (8.8) и (8.9).

Если в стволе скважины имеются расширения и сужения, либо форма поперечного сечения существенно отличается от круга, либо обсадная колонна расположена эксцентрично, наиболее полного замещения промывочной жидкости тампонажным раствором можно достичь вращением колонны хотя бы с малой скоростью. Увеличению полноты замещения способствуют осевое перемещение обсадной колонны в период цементирования и

локальная турбулизация потока. Расхаживание оказывает меньшее влияние на полноту замещения, чем вращение колонны.

В большинстве случаев, особенно в наклонных скважинах и при эксцентричном расположении колонны в стволе, улучшению замещения промывочной жидкости способствует прокачивание перед тампонажным раствором порции специальной буферной жидкости.

Для центрирования обсадной колонны в скважине используют упругие и жесткие фонари (рис. 79). Упругий пружинный фонарь состоит из двух разъемных шарнирных колец, соединенных между собой несколькими плоскими или ребристыми пружинами, изогнутыми наружу. Фонарь обычно надевают так, чтобы муфта обсадной колонны была между шарнирными кольцами его. Если же расстояние между фонарями должно быть меньше длины одной трубы, на тело последней надевают специальное ограничительное кольцо и приваривают, а фонарь надевают на кольцо. Диаметр фонаря рекомендуется выбирать на 15—20% больше номинального диаметра скважины. Перед спуском обсадной колонны необходимо проверить жесткость фонаря и убедиться в том, что деформация его под действием прижимающей силы в месте установки в скважине не превысит допустимую для центрирования колонны, а также в том, что фонарь с такой жесткостью пройдет через возможные сужения в стволе скважины.

Жесткий фонарь состоит из одного или двух колец и жестких ребер, приваренных параллельно оси колец или под некоторым углом, по спирали. Диаметр жесткого фонаря должен быть меньше диаметра самых узких сечений скважины. Жесткие фонари обычно используют при малом зазоре между обсадной колонной и стенкой скважины.

Фонари рекомендуется устанавливать в интервале цементирования на участках ствола, не имеющих каверн. Расстояние между фонарями в сжатой части обсадной колонны можно определить по формуле ВНИИБТ

$$l'_\phi = 296 \sqrt[4]{\frac{EIf}{gq \sin \alpha_3}}, \quad (8.10)$$

где  $q$  — масса 1 м участка колонны;  $\alpha_3$  — угол наклона ствола скважины на участке цементирования обсадной колонны;  $f$  — наибольшая величина прогиба колонны между двумя центрирующими фонарями:

$$f = \frac{d_c - d_n}{2} - f_m - f_{\text{ц}}. \quad (8.11)$$

Здесь  $f_m$  — расчетный минимально допустимый зазор между колонной и стенками скважины посередине интервала между

двумя смежными фонарями; рекомендуют принимать  $f_m = 0,25(d_c - d_n)$ ;  $f_n$  — прогиб планок центриатора под действием прижимающей силы; в зависимости от диаметра фонаря  $f_n = 2 + 10$  мм.

Длину участка колонны, сжатого осевыми силами в конце цементирования, вычисляют по формуле

$$l_{сж} = \frac{\pi \{ d_n^2 [l_{ц} \rho_{ц.р} + (L - l_{ц}) \rho_n] - d^2 L \rho_{пр} \}}{4q_{ср}}, \quad (8.12)$$

где  $\rho_{пр}$  — плотность промывочной жидкости в колонне;  $q_{ср}$  — среднее значение массы 1 м сжатого участка колонны.

Расстояние между двумя самыми верхними фонарями в растянутой части колонны

$$l_{\phi}^* = \sqrt{\frac{4Gf}{q_{ср}g}} + \sqrt{\left(\frac{4Gf}{q_{ср}g}\right)^2 + (l_{\phi}')^4}, \quad (8.13)$$

где  $G$  — растягивающая сила от веса участка колонны длиной  $l_{ц} - l_{сж}$ :

$$G = q_{ср} (l_{ц} - l_{сж}) g \cos \alpha_s. \quad (8.14)$$

Среднее расстояние между смежными фонарями в растянутой части колонны

$$l_{\phi} = \frac{l_{\phi}' + l_{\phi}^*}{2}. \quad (8.15)$$

Лучшему замещению промывочной жидкости тампонажным раствором способствует установка на обсадной колонне турбулизаторов (рис. 80). Турбулизатор состоит из корпуса, неподвижно закрепляемого на обсадной трубе, и упругих (обычно резиновых) лопастей, наклоненных под углом 30—50° к образующей. Лопастей изменяют направление восходящего потока промывочной жидкости и тампонажного раствора, способствуют образованию местных вихрей и разрушению структуры в застойных зонах. Турбулизаторы полезно устанавливать в интервалах недостаточно хорошего центрирования колонны, со сложной конфигурацией сечения ствола, а также на участках с неширокими кавернами.

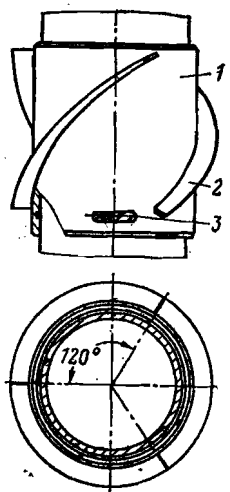


Рис. 80. Турбулизатор:  
1 — корпус; 2 — лопасти; 3 —  
длина для фиксации на трубе

Буферные жидкости могут выполнять следующие функции: а) отделять тампонажный раствор от промывочной (и продавочной) жидкости и предотвращать образование густых труднопрокачиваемых смесей их; б) увеличивать полноту замещения промывочной жидкости тампонажным раствором; в) способствовать разрушению фильтрационных глинистых корок на проницаемых стенках скважины либо, напротив, упрочнять такие корки и способствовать лучшему сцеплению последних с цементным камнем; г) при обратном цементировании служить репером для контроля за приближением первой порции тампонажного раствора к башмаку обсадной колонны.

Первую функцию успешно может выполнить любая жидкость, подвижность смеси которой с промывочной жидкостью и с тампонажным раствором больше подвижности последних. Для этого требуется сравнительно небольшой объем буферной жидкости: достаточно, если высота столба ее в интервале заколонного пространства с наибольшей площадью поперечного сечения составит от 20—30 м при использовании вязкоупругого разделителя до 150—200 м в случае использования воды.

Вторую функцию наиболее успешно могла бы выполнить такая жидкость, которая практически не смешивается с промывочной жидкостью и тампонажным раствором, способна двигаться как пробка и под действием давления восходящего потока промывочной жидкости в заколонном пространстве упруго расширяться и выдавливать последнюю из заземленных зон и локальных расширений (каверн) ствола скважины. К такого типа жидкостям условно можно отнести так называемый вязкоупругий разделитель. В отечественной практике получили применение вязкоупругий разделитель, представляющий гелеобразную смесь водного раствора полиакриламида, водного раствора гексарезорциновой смолы и технического формалина. Гель устойчив к воздействию температуры до 80°C, высокоминерализованных пластовых вод, стабилен и не подвержен синерезису. Процесс упругого расширения геля и вытеснения промывочной жидкости из застойных зон и локальных расширений протекает во времени. Поэтому хороший эффект достигается при небольших скоростях восходящего потока.

В качестве буферной жидкости наиболее широко используются вода и водные растворы солей (NaCl, CaCl<sub>2</sub> и т. п.), щелочей (NaOH) и ПАВ (сульфонол). Смешиваясь с промывочной жидкостью, они разжижают ее, уменьшают статическое и динамическое напряжения сдвига и вязкость. Турбулентные вихри, возникающие при движении такой буферной жидкости, способствуют разрушению тиксотропной структуры в застойных зонах. Эффективность выполнения второй функции возрастает с увеличением продолжительности воздействия турбулентного

потока водного раствора на застойные зоны. По данным ряда исследователей, желательно, чтобы такое воздействие продолжалось не менее 7—10 мин. Эффективность вытеснения промывочной жидкости водными растворами возрастает с увеличением плотности последних. Поэтому при выборе плотности буферной жидкости  $\rho_6$  рекомендуется придерживаться соотношения

$$\rho_{\text{п}} < \rho_6 < \rho_{\text{п.р.}} \quad (8.16)$$

Плотность ее регулируют путем изменения концентрации водорастворимых солей.

Буферную жидкость высокой плотности ( $\rho_6 = 1700 + 2400 \text{ кг/м}^3$ ) можно приготовить на базе водного раствора гипса и барита.

Если же применяется более легкая буферная жидкость ( $\rho_6 < \rho_{\text{п}}$ ), объем ее следует выбирать так, чтобы минимальное давление в заколонном пространстве несколько превышало пластовое

$$h_6 \leq \frac{(\rho_{\text{п}} - k_a \rho_6) z_{\text{пл}}}{\rho_{\text{п}} - \rho_6}, \quad (8.17)$$

где  $h_6$  — высота столба буферной жидкости в заколонном пространстве.

Повышению эффективности разрушения структуры в застойных зонах способствует ввод в состав буферной жидкости песка и других тяжелых зернистых материалов. Чтобы обеспечить стабильность такой жидкости, в ее состав добавляют КМЦ и цемент.

Если в пластовых флюидах содержится сероводород, целесообразно в состав буферной жидкости вводить водорастворимые гидроокислы двухвалентных металлов или хлорное железо.

Для разрушения глинистых фильтрационных корок используют такие буферные жидкости, которые способны вступать в химические реакции с компонентами вещества корки, растворять их либо разрыхлять и ослаблять связи между частицами твердой фазы. В качестве таких жидкостей могут быть использованы растворы некоторых кислот (соляной, сульфаминовой, уксусной и др.), гидроокиси кальция, фосфатов натрия, сернокислого алюминия, каустической соды, масляные эмульсии (например, водорастворимого масла ВНИИ НП-117 или присадки СБ-Зу в воде, содержащей в качестве эмульгатора ПАВ ОП-7 или ОП-10) и др. [2]. Длительность взаимодействия буферной жидкости с фильтрационной коркой, необходимая для разрушения последней, зависит от состава жидкости и корки, а иногда также от режима течения, и обычно колеблется от 5 до 30 мин. Разрушению фильтрационных глинистых корок способствует также прокачивание по заколонному пространству вязкоупругого разделителя либо большого объема воды и водных растворов солей.

Весьма полезным может быть использование комбинированного буфера: прокачивание вслед за небольшой порцией вязкоупругого разделителя второй буферной жидкости с реагентами, способствующими разрушению фильтрационных корок на стенках скважины.

При цементировании скважин в многолетнемерзлых породах рекомендуется использовать буферные жидкости, температура замерзания которых ниже температуры пород. К числу таких жидкостей можно отнести водные растворы хлоридов, поташа, диэтиленгликоля и ряда других химических веществ.

В состав буферных жидкостей, как правило, входят реагенты, которые в ряде случаев могут оказывать нежелательное влияние на свойства тампонажных растворов, например, чрезмерно увеличивать сроки начала загустевания и схватывания при цементировании скважин с низкими или умеренными температурами либо, напротив, сокращать эти сроки при цементировании скважин с высокими температурами. Чтобы избежать этого, целесообразно перед тампонажным раствором прокачивать небольшую порцию воды или водного раствора реагента, способного нейтрализовать нежелательное воздействие таких веществ, либо добавлять реагент в первую порцию тампонажного раствора.

#### § 66. Осложнения при цементировании и способы их предотвращения

При цементировании скважин могут иметь место поглощение тампонажного раствора и промывочной жидкости, резкое повышение давления в период вытеснения тампонажного раствора из обсадной колонны, газопроявления и перетоки через заколонное пространство, чаще всего в период схватывания и твердения тампонажного раствора, неполное заполнение заданного интервала заколонного пространства тампонажным раствором, оголение башмака колонны и другие осложнения.

Поглощения являются следствием возникновения чрезмерно высоких давлений на стенки скважины при цементировании. Может быть несколько причин опасно высокого повышения давления:

а) неправильный выбор величины плотности тампонажного раствора без учета индексов давлений поглощения, гидродинамических давлений при движении в заколонном пространстве и высоты интервала цементирования;

б) неправильный выбор режима и способа цементирования, без учета тех же факторов; гидродинамическое давление, особенно при турбулентном режиме течения, увеличивается с ростом скорости; при неправильном выборе скорости движения суммарное давление в заколонном пространстве может превысить давление поглощения наиболее слабых пород;



в) обезвоживание тампонажного раствора в интервале, сложенном проницаемыми породами;

г) образование большого объема густой высокотиксотропной смеси тампонажного раствора и промывочной жидкости;

д) одностороннее продвижение тампонажного раствора по широкой части поперечного сечения заколонного пространства;

е) преждевременное загустевание и схватывание тампонажного раствора вследствие неправильного выбора состава его, нарушения заданной рецептуры при приготовлении, значительного увеличения срока цементирования по сравнению с расчетным, применительно к которому разработана рецептура, или сильного обезвоживания при контакте с проницаемыми породами.

В процессе цементирования давление в заколонном пространстве всегда должно быть выше пластовых давлений. Под влиянием разности этих давлений неизбежно отфильтровывание части свободной воды из тампонажного раствора в проницаемые породы. Такое обезвоживание не представляет опасности только в том случае, если раствор находится в непрерывном движении, а на стенках скважины имеется малопроницаемая фильтрационная корка из частиц твердой фазы промывочной жидкости. Если же эта корка на каком-либо участке скважины удалена, из тампонажного раствора будет отфильтровываться свободная вода, а на стенках скважины образуется цементная корка. Чем больше скорость течения, тем меньше толщина корки, особенно при турбулентном режиме течения. Если же движение раствора хотя бы кратковременно приостанавливается, корка в короткий срок может заполнить полностью или почти полностью весь зазор между колонной и стенками скважины. При восстановлении циркуляции на участках с толстой фильтрационной коркой возникают весьма большие местные гидравлические сопротивления. Для проталкивания раствора через такие участки нередко требуется настолько повысить давление, что могут быть разорваны породы в интервале между башмаком колонны и участком с толстой коркой либо обсадные трубы.

Чтобы устранить опасность быстрого обезвоживания тампонажного раствора, необходимо, во-первых, не допускать ни малейшей остановки в движении его с момента выхода первой порции в заколонное пространство до завершения всего процесса цементирования; во-вторых, снижать водоотдачу раствора путем соответствующей обработки до уровня не более 10—15 см<sup>3</sup> за 30 мин или кольматировать поровые каналы в стенках скважины, используя для этого специальную буферную жидкость.

При разработке рецептуры тампонажного раствора для цементирования конкретного интервала скважины необходимо правильно оценить температуру и давление в нем и испытывать раствор при данных условиях. Если свойства раствора определены при существенно иных условиях, например, при комнатной

температуре и атмосферном давлении, при цементировании скважины свойства под воздействием высоких температуры и давления могут настолько измениться, что начнется преждевременное загустевание раствора и обусловленное этим повышение давления.

Осложнения могут быть следствием нарушения рецептуры раствора при его приготовлении на буровой: значительное уменьшение водосодержания в отдельных порциях раствора, закачиваемых в скважину, может быть причиной уменьшения подвижности и преждевременного загустевания, а значительное увеличение водосодержания — причиной резкого ухудшения седиментационной устойчивости, возникновения суффозионных каналов и т. п. Как правило, в приготовлении тампонажного раствора на буровой одновременно участвуют несколько смесительных машин. Целесообразно порции раствора, приготовляемые разными машинами, направлять сначала в общую осреднительную емкость достаточно большого объема, тщательно перемешивать в ней и, лишь убедившись, что свойства перемешанного раствора соответствуют рекомендованным для цементирования данного интервала, закачивать его в скважину. Отсюда вытекает необходимость непрерывного контроля свойств как порций раствора, приготовляемого каждой смесительной машиной, так и раствора, полученного после тщательного перемешивания в осреднительной емкости, и оперативного управления режимом работы машин с целью быстрого регулирования состава приготовляемого раствора и доведения свойств его до рекомендованных значений. Такой контроль и управление можно осуществлять, например, с помощью станций СКЦ-2М.

Газопроявления и перетоки пластовых жидкостей через заколонное пространство являются следствием снижения противодавления на стенки скважины ниже пластовых давлений в проницаемых горизонтах; возникновения каналов в заколонном пространстве, обусловленного седиментационной неустойчивостью тампонажного раствора и суффозией его; оставления в цементуемом интервале невытесненной промывочной жидкости и фильтрационных глинистых корок; усадки загустевшей промывочной жидкости и тампонажного камня; растрескивания глинистой пленки при контракции цемента. Они могут возникнуть также вследствие образования зазора между тампонажным камнем и обсадной колонной, обусловленного уменьшением давления и температуры жидкости в последней.

Предотвратить газопроявления и перетоки в период собственно цементирования можно, если соблюдать правильное соотношение между плотностями и объемами жидкостей, закачиваемых в заколонное пространство (см. § 67), а при обратном цементировании — также регулировать противодавление на устье обсадной колонны так, чтобы давление на стенки скважины всегда было выше пластового. В период же схватывания

и твердения тампонажного раствора снижение порового давления в нем неизбежно при любом составе раствора (см. § 54). Против проницаемых пластов оно снижается до пластового в течение нескольких часов, если на стенках скважины имеется фильтрационная глинистая корка, и еще быстрее при отсутствии корки. Так, при цементировании неглубоких скважин в Татарии и в Краснодарском крае поровое давление снижалось практически до пластового в течение 5—10 ч [24, 29]. При большом удалении от проницаемых пластов поровое давление при твердении снижается еще более значительно. Свести к минимуму опасность возникновения перетоков и газопроявлений можно путем установки пакеров на обсадной колонне, обеспечения максимально возможной полноты замещения промывочной жидкости тампонажным раствором, использования расширяющихся цементных растворов с наибольшей тампонирующей способностью, сокращения разрыва во времени между окончанием цементирования и началом схватывания раствора, создания многочисленных локальных зон седиментационного уплотнения тампонажного раствора, поддержания избыточного давления в заколонном пространстве у устья в период загустевания и схватывания раствора, а также использования ступенчатого цементирования с разрывом во времени.

В первый период покоя твердая фаза тампонажного раствора постепенно осаждается вниз. Если на колонне разместить некоторое число лепестковых резиновых манжет зонтичного типа, твердая фаза будет скапливаться над ними. В результате над каждой манжетой образуется небольшой высоты уплотненный слой раствора с существенно меньшей проницаемостью и с более коротким сроком начала загустевания. Такие слои препятствуют образованию сквозных седиментационных каналов. Манжеты рекомендуется размещать над каждой муфтой на участках выше кровли проницаемых пород с повышенным коэффициентом аномальности или значительным относительным перепадом давлений, особенно в тех случаях, когда не удаляется глинистая корка.

Если в интервале, подлежащем цементированию, имеется лишь один проницаемый горизонт, предотвратить возникновение газопроявлений из него можно, если в заколонном пространстве у устья в период схватывания тампонажного раствора поддерживать избыточное давление. Величину необходимого давления можно рассчитать по формуле

$$p_{у.к} \approx p_{пл} - p_{ст} - p_{ж}, \quad (8.18)$$

где  $p_{ст}$  — статическое давление столба промывочной и буферной жидкостей;  $p_{ж}$  — давление столба дисперсионной среды тампонажного раствора на рассматриваемый горизонт.

Таким же способом можно предотвратить перетоки через заколонное пространство, связанные с суффозией тампонажного раствора, если относительные перепады пластовых давлений между проницаемыми горизонтами в интервале цементирования невелики. Если относительные перепады значительны, перетоки могут возникнуть, как правило, между нижними горизонтами, так как в результате обезвоживания тампонажного раствора под влиянием избыточного давления против одного из верхних проницаемых горизонтов образуется цементный мост. После образования моста устьеовое избыточное давление практически не передается на более глубоко расположенные участки заколонного пространства.

При ступенчатом цементировании с разрывом во времени давление на стенки скважины можно регулировать путем соответствующего выбора глубины установки цементировочной муфты, плотности жидкости для промывки скважины после цементирования нижнего интервала, скорости промывки и величины избыточного давления в заколонном пространстве у устья. Для этого необходимо соблюдать следующие условия:

а) во избежание поглощения тампонажного раствора при цементировании нижнего участка

$$p_{ст} + p_{ц.р} + p_{гд} < p_{п}; \quad (8.19)$$

б) во избежание поглощения того же раствора в начальный период промывки скважины через цементировочную муфту

$$p_{ст} + p_{ц.р} + p_{гд} + p_{у.к} < p_{п}, \quad (8.20)$$

где  $p_{ц.р}$  — давление столба тампонажного раствора на слабый пласт;  $p_{у.к}$  — избыточное давление у устья в заколонном пространстве при промывке через муфту;  $p_{п}$  — давление поглощения слабого пласта, расположенного ниже цементировочной муфты;

в) для предотвращения газо-нефтепроявлений в период загустевания и схватывания тампонажного раствора в нижнем интервале

$$p_{ст} + p_{гд} + p_{ж} + p_{у.к} > p_{пл}, \quad (8.21)$$

где  $p_{пл}$  — пластовое давление в газовом (нефтяном) пласте, залегающем ниже муфты.

В зоне контакта тампонажного раствора с буферной жидкостью образуется смесь, обладающая обычно низкой изоляционной способностью. Высота столба такой смеси, по-видимому, не превышает в большинстве случаев 100—150 м. Поэтому цементировочную муфту целесообразно устанавливать в колонне на 200—300 м выше кровли горизонта с повышенным коэффициентом аномальности.

Один из наиболее эффективных способов предотвращения осложнений при цементировании и в последующий период — применение разделительных пакеров на обсадной колонне. Та-

кие пакеры для предотвращения газопровывлений и перетоков должны устанавливаться выше кровли горизонта с повышенным коэффициентом аномальности, а также между горизонтами с относительным перепадом пластовых давлений, значительно отличающимся от единицы, а для предотвращения поглощения при ступенчатом цементировании — выше кровли поглощающего объекта, всегда на участке с номинальным диаметром ствола против устойчивых пород. Пакеры расширяются в радиальном направлении и плотно прижимаются к стенкам скважины под воздействием механического или гидравлического усилия, прикладываемого к ним сразу же после окончания цементирования.

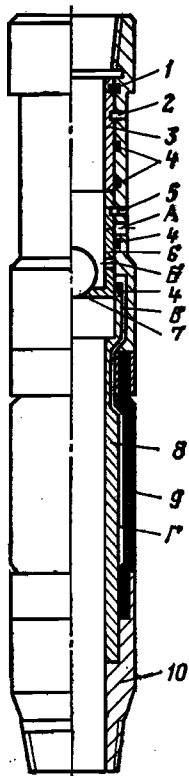


Рис. 81. Пакер ВНИИБТ для ступенчатого и манжетного цементирования:

1 — фиксатор; 2, 5 — шпильки; 3, 6 — втулки; 4 — уплотнительные кольца; 7 — шар; 8 — корпус пакера; 9 — уплотнительный элемент; 10 — переводник

На рис. 81 показан пакер гидравлического действия для ступенчатого и манжетного цементирования. Он состоит из корпуса 8, резино-тканевого уплотнительного элемента 9 и цементировочной муфты. Нижняя втулка 6 муфты закрывает не только отверстия А для выхода промывочной жидкости в заколонное пространство, но также каналы В, с помощью которых кольцевая полость Г между корпусом и уплотнительным элементом может сообщаться с внутренней полостью обсадной колонны. В конце цементирования нижнего интервала скважины в колонну сбрасывают шар 7, который садится на нижнюю втулку 6. Под влиянием возрастающего давления в колонне втулка 6 смещается вниз до упора шпильки 5 в нижней край отверстий А; при этом отверстия В во втулке совмещаются с входными окнами каналов В, промывочная жидкость по этим каналам поступает в кольцевую полость Г и расширяет уплотнительный элемент 9 до плотного прижатия к стенкам скважины. При дальнейшем повышении давления в колонне шпильки 5 срезаются, втулка 6 перемещается вниз до упора и герметично закрывает вход в канал В; при этом отверстия А в муфте открываются и промывочная жидкость выходит в заколонное пространство.

Причинами неполного заполнения заданного интервала заколонного пространства тампонажным раствором могут быть

ошибки в определении объема этого пространства при планировании операции, ошибки в измерении объема раствора, фактически закачанного в скважину, поглощение раствора, а также оставление значительного объема последнего в обсадной колонне. Необходимый для цементирования заданного интервала объем тампонажного раствора рассчитывают по среднему диаметру скважины, который определяют по кавернограмме, записанной перед спуском колонны. Так как конфигурация поперечного сечения ствола часто заметно отличается от круга, объем, рассчитанный таким образом, следует рассматривать, как первое приближение. К нему нужно ввести поправочный коэффициент, чтобы компенсировать неточность в определении истинного объема заколонного пространства, а также учесть возможные потери раствора вследствие образования нетвердеющей смеси с буферной и промывочной жидкостями, из-за отфильтровывания некоторого количества воды через проницаемые стенки скважины и по другим причинам. Одной из возможных ошибок в определении объема тампонажного раствора, фактически закачанного в скважину, является неправильный учет сжимаемости его, особенно в тех случаях, когда для обработки используют реагенты, способствующие вспениванию раствора (например, лигносульфонаты). Наиболее надежные данные можно получить с помощью расходомера и сумматора, установленных на станции СКЦ. При отсутствии таких приборов коэффициент сжимаемости раствора следует оценить с помощью лабораторных приборов.

При спуске в скважину колонны, оборудованной скребками, турбулизаторами, центраторами и манжетами, вокруг этих элементов могут образовываться небольшие сальники из частиц содранной глинистой корки. Такие сальники повышают гидравлическое сопротивление заколонного пространства и, следовательно, благоприятствуют возникновению поглощений. Во избежание этого необходимого чаще делать промежуточные промывки и удалять из скважины скопившиеся кусочки содранной корки.

## § 67. Организация процесса цементирования

Рецептуру для цементирования конкретной скважины разрабатывают за несколько дней до начала самой операции. Необходимые для цементирования материалы должны быть доставлены на буровую заблаговременно, тампонажная смесь — загружена в бункеры смесительных машин. Если программой предусматривается использовать два разных тампонажных раствора, сухую смесь для одного раствора (например, портландцемент) загружают в бункеры одной группы машин, а смесь для второго раствора — в бункеры другой группы. До начала цементирования насосы и смесительные машины, которые будут участвовать в операции, должны быть соединены с устьем скважи-

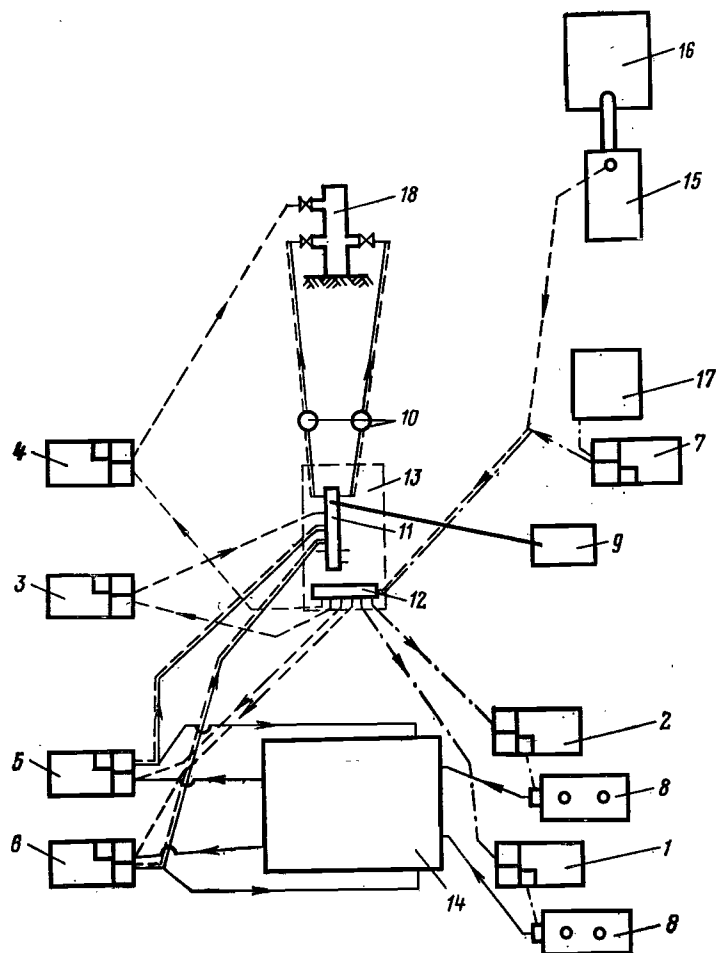


Рис. 82. Схема обвязки оборудования при цементировании

ны системой трубопроводов. Чтобы ускорить обвязку оборудования, используют специальный передвижной блок манифольда, на котором имеются два коллектора: напорный и раздаточный — для присоединения линий от насосов и комплект труб с быстрозъемными соединениями. Блок манифольда устанавливают возможно ближе к устью скважины и соединяют с цементировочной головкой двумя линиями гибких металлических рукавов.

Перед началом цементирования руководитель операции проводит инструктаж всех участников ее: называет объемы тампонажного раствора и продавочной жидкости, которые должны быть закачаны каждым из агрегатов, указывает режим работы

агрегатов и смесительных машин, последовательность ввода их в работу, выделяет один или два цементировочных агрегата, которые должны завершать процесс, и т. д.

На рис. 82 показана одна из схем обвязки оборудования. Перед началом операции мерники цементировочных агрегатов 1, 2, 5 и 6 заполняют водой, а агрегатов 3 и 4 — продавочной жидкостью. Остальной объем воды хранится в емкости 17, а продавочной жидкости — в емкости 16. Реагенты, которые требуются для обработки тампонажного раствора, предварительно растворяют в воде.

На первом этапе цементирования водоподающие насосы агрегатов 1 и 2 нагнетают воду в гидروвакуумные смесители машин 8, куда одновременно поступает сухая тампонажная смесь из бункеров. Из смесителя тампонажный раствор поступает в осреднительную емкость 14, где тщательно перемешивается. После перемешивания тампонажного раствора поршневые насосы агрегатов 5 и 6 нагнетают его из емкости 14 через напорный коллектор 11 блока манифольда 13 и цементировочную головку 18 в обсадную колонну. По мере расходования воды из мерников агрегатов 1 и 2 запас ее пополняют из емкости 17 насосом 7 через раздаточный коллектор 12 блока манифольда.

Сразу же после закачки расчетного объема тампонажного раствора в обсадную колонну краны на нижних боковых отводах головки 18 закрывают, а через верхний боковой отвод цементировочным агрегатом 4 закачивают продавочную жидкость. Одновременно промывают насосы, линии обвязки агрегатов и напорный коллектор от оставшегося в них тампонажного раствора, а мерники цементировочных агрегатов 5 и 6 заполняют продавочной жидкостью, которую подает насос 15 через раздаточный коллектор 12 блока манифольда. После промывки, открывают краны на нижних отводах головки 18 и закачивают в колонну продавочную жидкостью поршневыми насосами агрегатов 3, 5 и 6 через напорный коллектор блока манифольда.

Для контроля плотности, расхода и давления жидкости в напорном коллекторе, а также суммарного объема закачанной жидкости используют станцию СКЦ 9, датчики которой установлены в напорном коллекторе блока 13. Параллельно обычно измеряют также плотность тампонажного раствора, приготовляемого каждой смесительной машиной (если это позволяет схема обвязки ее), с помощью рычажных весов или ареометра, контролируют давление по манометру, а количество закачанной жидкости — по сумме объемов опорожненных мерников.

В гидروвакуумном смесителе сухая тампонажная смесь перемешивается с водой в течение очень короткого времени. Некоторые частицы не успевают покрыться водными оболочками, слипаются друг с другом и образуют агрегаты, которые в дальнейшем гидратируют очень медленно. В тампонажной смеси, особенно после длительного хранения, имеются более или менее

крупные комочки вяжущего, которые не диспергируются в смесителе. Чтобы обеспечить более полное диспергирование крупных частиц и повысить активность вяжущего, целесообразно в состав нагнетательных трубопроводов, по которым насосы подают тампонажный раствор в осреднительную емкость или в обсадную колонну, включать ультразвуковой или струйный активатор 10. В струйном активаторе поток тампонажного раствора под давлением 5—7 МПа направляется через два сопла, расположенные в коротком корпусе друг против друга (рис. 83). При

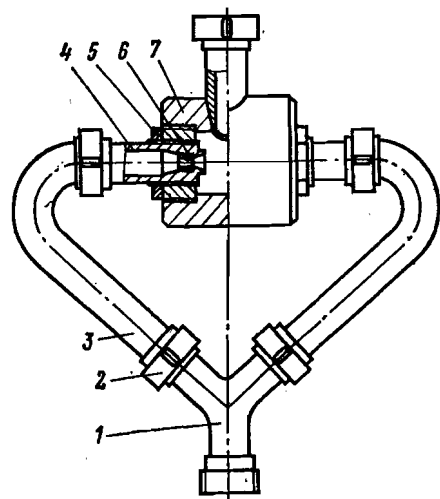


Рис. 83. Струйный активатор:  
1 — тройник; 2 — быстроразъемное соединение;  
3 — трубка; 4 — патрубок; 5 — гайка; 6 — сопло;  
7 — корпус

соударении струй, вырывающихся из сопел со скоростью 100—120 м/с, крупные комочки и агрегаты слипшихся частиц вяжущего диспергируются; образовавшиеся при этом тонкие частицы покрываются водными оболочками и в дальнейшем активно участвуют в реакциях гидратации.

Руководитель операции находится в помещении станции СКЦ, откуда поддерживает телефонную связь с машинистами всех агрегатов и машин и дает оперативные указания в случае необходимости внесения коррективов в режим работы. Незадолго до окончания операции он напоминает машинистам соответствующих агрегатов о необходимости прекращения закачки продавочной жидкости, а при быстром повышении давления в момент схождения пробок приказывает остановить последние агрегаты и закрыть краны в напорном трубопроводе (или на головке).

В случае установки в обсадной колонне пакера, сразу же по окончании закачки продавочной жидкости пакеруют заколонное пространство, а затем плавно стравливают избыточное давление в цементировочной головке и контролируют вытекание жидкости из нее: при герметичности обратных клапанов вытекание, обусловленное упругими свойствами системы, быстро прекращается. Если вытекание не прекращается, вытекающую жидкость вновь закачивают в колонну и, создав избыточное давление в 2—3 МПа, закрывают кран на головке. Стравливать избыточное давление в головке до атмосферного при герметичных обратных клапанах можно лишь в том случае, если сопротивляемость обсадных труб смятию в каждом сечении больше раз-

ности между давлением столба тампонажного раствора и промывочной жидкости в заколонном пространстве и давлением столба продавочной жидкости в колонне. Колонну с негерметичными клапанами оставляют в покое для твердения тампонажного раствора всегда с закрытыми кранами на головке. Если в скважине вскрыты горизонты с аномально высокими пластовыми давлениями или газонасыщенные по окончании цементирования закрывают превентор, герметизируя заколонное пространство, если планом операции предусмотрено, перед закрытием превентора в заколонном пространстве создают необходимое избыточное давление.

Если скважину предстоит цементировать при малой скорости восходящего потока, заколонное пространство должно быть герметизировано превентором; на рабочей линии превентора, по которой из скважины вытекает промывочная жидкость, следует установить второй расходомер и регулируемые штуцера. В период цементирования, начиная с момента выхода первой порции тампонажного раствора в заколонное пространство, в последнем на устье с помощью штуцеров нужно так регулировать противодавление, чтобы расход жидкости, вытекающей из скважины, был равен расходу жидкости, закачиваемой в скважину.

Такой же контроль расходов закачиваемой и выходящей из скважины жидкостей целесообразно вести также при обратном цементировании, особенно в тех случаях, когда плотность тампонажного раствора значительно больше плотности промывочной жидкости, а верхние проницаемые горизонты не перекрыты предыдущей колонной.

По завершении цементировочной операции скважину оставляют в покое на срок, необходимый для превращения тампонажного раствора в практически непроницаемый камень с минимально необходимой прочностью. Этот срок зависит от качества исходного цемента и состава раствора, температуры в интервале цементирования, назначения обсадной колонны, а также от коэффициентов аномальности пластовых давлений. Во многих районах придерживаются следующих сроков ожидания твердения тампонажного раствора: а) 12—16 ч — для кондукторов и промежуточных колонн, которые не перекрывают пласты с аномально высокими давлениями или многолетнемерзлые породы и для цементирования которых используют цемент высокопрочной марки; б) 24—48 ч — для кондукторов и промежуточных колонн, зацементированных облегченными тампонажными растворами с невысокой начальной прочностью камня, а также для эксплуатационных и промежуточных колонн, перекрывающих пласты с аномально высокими давлениями, если тампонажный раствор готовят из высокопрочного цемента; в) до 72 ч — для эксплуатационных и ответственных промежуточных колонн, если используют смесь с невысокой начальной прочностью камня. В скважинах с высокой температурой эти сроки сокращаются.

При цементировании интервала многолетнемерзлых пород полезно в период схватывания и твердения тампонажного раствора поддерживать в обсадной колонне небольшую положительную температуру с целью предотвратить замерзание воды в тампонажном тесте. Это можно сделать путем периодического прокачивания промывочной жидкости через бурильные трубы, спущенные внутрь обсадной колонны.

После образования в заколонном пространстве цементного камня с достаточной прочностью выполняют следующие работы: а) спустя примерно сутки, но не ранее срока конца схватывания, стравливают избыточное давление в обсадной колонне и в заколонном пространстве, если оно сохранялось до этого; б) определяют положение кровли цементного камня в заколонном пространстве и оценивают качество цементирования (полноту замещения промывочной жидкости тампонажным раствором, наличие контакта между обсадной колонной и камнем, камнем и стенками скважины) с помощью геофизических методов.

Если при контроле выяснено, что часть заданного интервала заколонного пространства не зацементирована либо зацементирована плохо и через этот участок возникли или могут возникнуть при эксплуатации скважины перетоки пластовых жидкостей, необходимо выполнить ремонтные работы и ликвидировать брак (см. гл. 10).

### § 68. Методика расчета одноступенчатого цементирования

Целью расчета является определение количества материалов, необходимых для цементирования заданного участка скважины; режима закачивания тампонажного раствора и продавочной жидкости, при котором может быть обеспечено заполнение заданного участка заколонного пространства тампонажным раствором без осложнений и наиболее полное вытеснение промывочной жидкости; необходимых параметров насосного оборудования, а также числа цементировочных насосов и смесительных машин; продолжительности цементирования.

Рассмотрим методику расчета на следующем примере.

Пусть требуется зацементировать интервал длиной  $l_{ц}$  в вертикальной скважине глубиной  $L$ . Наибольший коэффициент аномальности пластового давления  $k_a$  имеет продуктивный нефтеносный горизонт на глубине  $z_{пл}$ . В скважине имеются два слабых пласта сравнительно небольшой мощности: один с градиентом давления поглощения  $\Delta p_{п1}$  на глубине  $z_{п1}$  в нецементируемом интервале, второй с градиентом давления  $\Delta p_{п2} > \Delta p_{п1}$  на глубине  $z_{п2}$  в цементируемом интервале. В остальных интервалах градиенты давления поглощения существенно больше  $\Delta p_{п1}$ . Скважина заполнена промывочной жидкостью с плотностью  $\rho_{ж}$ , динамическим напряжением сдвига  $\tau_0$  и пластической

вязкостью  $\eta$  (при динамической температуре). Продавочная жидкость имеет такие же свойства.

*Выбор плотности тампонажного раствора.* При выборе плотности необходимо соблюдать условия (8.8) и (8.19). Это значит, что

$$\rho_{п} + 250 \leq \rho_{ц.р} \leq \rho_{в.п} - 200, \quad (8.22)$$

где  $\rho_{в.п}$  — верхний предел, при котором статическое давление в конце цементирования равно предельно допустимому. Величину его легко найти, если в формуле (8.19) положить  $p_{гд} = 0$  (рис. 84):

$$\rho_{в.п} = \frac{\Delta p_{п}'' z_{п}'' - [\rho_{п}(L - l_{ц}) - (\rho_{п} - \rho_{с}) h_{с}] g}{(z_{п}'' + l_{ц} - L) g}. \quad (8.23)$$

*Определение потребных количеств материалов.* Необходимый объем тампонажного раствора для цементирования скважины

$$U_{ц.р} = \frac{\pi}{4} k_{ц.р} [(d_c^2 - d_n^2) l_{ц} + d^2 h_0] + U_{об}, \quad (8.24)$$

объем продавочной жидкости

$$U_{пр} = \frac{\pi}{4} k_{ож} d^2 (L - h_0) + U_{об}; \quad (8.25)$$

объем буферной жидкости

$$U_{б} = \frac{\pi}{4} k_{ц.р} (d_c^2 - d_n^2) h_с. \quad (8.26)$$

где  $h_0$  — расстояние от башмака колонны до упорного кольца;  $k_{ц.р}$  — коэффициент, вводимый для компенсации факторов, не поддающихся точному учету (см. § 66), а также сжимаемости раствора;  $U_{об}$  — объем, необходимый для заполнения трубопроводов обвязки цементировочных насосов с устьем скважины.

Количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления 1 м<sup>3</sup> раствора;

$$m_{т.с} = \frac{\rho_{ц.р}}{1 + n}. \quad (8.27)$$

Общее количество тампонажной смеси для приготовления нужного объема раствора

$$M_{т.с} = k_{т.с} m_{т.с} U_{ц.р}, \quad (8.28)$$

где  $k_{т.с}$  — коэффициент, учитывающий потери тампонажной смеси при загрузке смесительных машин и приготовлении раствора.

Объем воды, необходимый для приготовления тампонажного раствора,

$$U_{ж} = \frac{n M_{т.с}}{k_{т.с} \rho_{ж}}. \quad (8.29)$$

Потребные количества реагентов для обработки тампонажного раствора рассчитывают в соответствии с рецептурой, разработанной лабораторией бурового предприятия или НИПИ.

**Предельный режим цементирования.** Если объем буферной жидкости сравнительно мал, собственно процесс цементирования можно условно разделить на два этапа: в течение первого тампонажный раствор находится только внутри обсадной колонны; второй этап начинается с момента появления первой порции этого раствора в заколонном пространстве. Если же объем буфер-

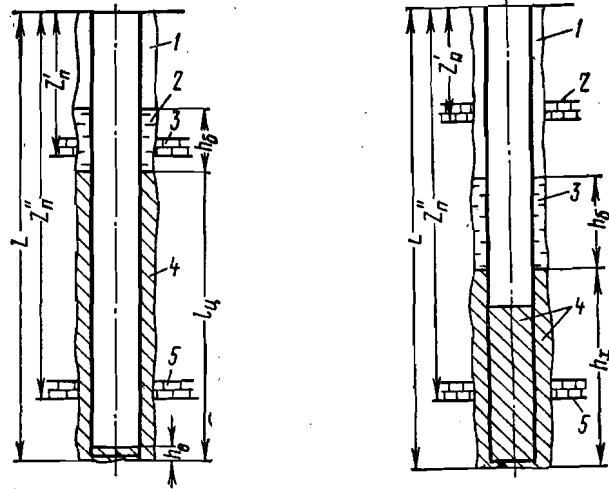


Рис. 84. Схема к расчету заключительной стадии цементирования: 1 — промывочная жидкость; 2 — буферная жидкость; 3, 5 — поглощающие пласти; 4 — тампонажный раствор

Рис. 85. Схема к расчету вытеснения тампонажного раствора в заколонное пространство:

1 — промывочная жидкость; 2, 5 — поглощающие пласти; 3 — буферная жидкость; 4 — тампонажный раствор

ной жидкости большой, а плотность и реологические свойства ее существенно отличны от соответствующих характеристик промывочной жидкости и тампонажного раствора, процесс целесообразно разделить на три этапа.

Рассмотрим случай, когда объем буферной жидкости мал. Во избежание поглощения на первом этапе необходимо, чтобы сумма статического и гидродинамического давлений столба промывочной и буферной жидкостей была меньше давления поглощения, т. е. выполнялось условие (8.19). Это значит, что при турбулентном режиме течения в заколонном пространстве верхний предел скорости следует определять по формуле (6.86). При структурном же режиме течения предельно допустимую скорость

восходящего потока можно найти из следующего уравнения:

$$\Delta p'_n - \rho_n g = \frac{4\tau_0}{\beta_n (d_c - d_n)} + \frac{0,5\zeta_k \rho_n (\omega_v)_{\text{пред}}^2}{l_T} \quad (8.30)$$

Поскольку плотность тампонажного раствора больше плотности промывочной и буферной жидкостей, то с момента начала вытеснения его в заколонное пространство статическое давление на стенки скважины возрастает. Во избежание поглощения на втором этапе необходимо, чтобы сумма статических давлений столба промывочной и буферной жидкостей  $p_{ст}$ , столба тампонажного раствора  $p_{ц.р}$  и гидродинамического давления на поглощающий пласт была всегда меньше давления поглощения, т. е. выполнялось условие (8.19).

Обозначим  $h_x$  — высоту столба тампонажного раствора в заколонном пространстве в любой промежуточный момент второго этапа (рис. 85) и

$$\alpha_x = h_x / l_{ц} \quad (8.31)$$

Очевидно,  $\alpha_x$  может изменяться в диапазоне от нуля, пока тампонажный раствор находится только в обсадной колонне, до единицы в момент окончания цементирования. Выразим величины, входящие в формулу (8.19), через  $\alpha_x$

$$p_{ст} = [\rho_b h_b + \rho_n (L - \alpha_x l_{ц} - h_b)] g; \quad (8.32)$$

$$p_{ц.р} = \rho_{ц.р} [z'_n - (L - \alpha_x l_{ц})] g. \quad (8.33)$$

При турбулентном течении всех жидкостей в заколонном пространстве

$$p_{гд} = \frac{0,5\zeta_k \omega_b^2}{d_c - d_n} \{ \lambda_{к.ц} \rho_n (L - \alpha_x l_{ц}) + \lambda_{к.ц} \rho_{ц.р} [z'_n - (L - \alpha_x l_{ц})] \}, \quad (8.34)$$

где  $\lambda_{к.ц}$  — коэффициент гидравлических сопротивлений на участке течения тампонажного раствора в заколонном пространстве.

При структурном течении всех жидкостей в заколонном пространстве

$$p_{гд} = \frac{4}{d_c - d_n} \left\{ \frac{\tau_0 (L - \alpha_x l_{ц})}{\beta_n} + \frac{(\tau_0)_{ц.р} [z'_n - (L - \alpha_x l_{ц})]}{\beta_{к.ц}} \right\} + \frac{0,5\zeta_k \omega_b^2}{l_T} \{ \rho_n (L - \alpha_x l_{ц}) + \rho_{ц.р} [z'_n - (L - \alpha_x l_{ц})] \}, \quad (8.35)$$

где  $\beta_{к.ц}$  — безразмерная величина, определяемая по рис. 55 для потока тампонажного раствора в заколонном пространстве.

Аналогично можно составить выражения для  $p_{гд}$  при иных сочетаниях режимов течения промывочной жидкости и тампонажного раствора в заколонном пространстве.

Подставим выражения (8.32) — (8.35) в уравнение (8.19) и решим последнее относительно  $\alpha_x$ . После некоторых преобра-

зований получим следующие формулы, показывающие зависимость предельно допустимой безразмерной высоты столба тампонажного раствора в заколонном пространстве, при которой еще не будет поглощаться раствор, от скорости восходящего потока:

а) при турбулентном течении всех жидкостей

$$\alpha_x = \frac{p_1 - p_2}{b_1 l_{ц}}, \quad (8.36)$$

$$\text{где } p_1 = (\Delta p_{п} - \rho_{ц.р} g) z_{п}'' + [(\rho_{ц.р} - \rho_{п}) L + (\rho_{п} - \rho_{с}) h_{с}] g; \quad (8.37)$$

$$p_2 = \frac{0,5 k_3 \omega_B^2 [\lambda_{к.ц} \rho_{ц.р} L - \lambda_{к.ц} \rho_{ц.р} (L - z_{п}')]}{d_c - d_H}; \quad (8.38)$$

$$b_1 = (\rho_{ц.р} - \rho_{п}) g + \frac{0,5 k_3 \omega_B^2 (\lambda_{к.ц} \rho_{ц.р} - \lambda_{к.п})}{d_c - d_H}. \quad (8.39)$$

б) при структурном режиме течения всех жидкостей

$$\alpha_x = \frac{p_1 - p_3}{b_2 l_{ц}}, \quad (8.40)$$

$$p_3 = \frac{4}{d_c - d_H} \left[ \frac{\tau_0 L}{\beta_{к.ц}} - \frac{(\tau_0)_{ц.р} (L - z_{п}')}{\beta_{к.ц}} \right] + \frac{0,5 \zeta_k \omega_B^2 [\rho_{п} L - \rho_{ц.р} (L - z_{п}')]}{l_T}; \quad (8.41)$$

$$b_2 = (\rho_{ц.р} - \rho_{п}) g + \frac{4}{d_c - d_H} \left[ \frac{(\tau_0)_{ц.р}}{\beta_{к.ц}} - \frac{\tau_0}{\beta_{к.ц}} \right] + \frac{0,5 \zeta_k (\rho_{ц.р} - \rho_{п}) \omega_B^2}{l_T}. \quad (8.42)$$

Аналогичные формулы можно получить и для других сочетаний режимов течения в заколонном пространстве.

Во избежание поглощения в пласт на глубине  $z_{п}'$  скорость восходящего потока по мере вытеснения тампонажного раствора в заколонное пространство необходимо постепенно уменьшать; наивысшая скорость в начале второго этапа не должна превышать  $(\omega_B)_{пред}$ . Пользуясь формулами (8.36) — (8.42) и аналогичными им для других сочетаний режимов течения и подставляя в них соответствующие значения скорости в диапазоне  $0 < \omega_B < (\omega_B)_{пред}$ , можно построить предельную кривую зависимости  $\alpha_x = f(\omega_B)$  (рис. 86). Эта кривая характеризует предельно допустимое значение безразмерной высоты столба тампонажного раствора в заколонном пространстве при каждой скорости восходящего потока. Условимся называть режим цементирования, при котором строго соблюдается расчетная зависимость  $\alpha_x = f(\omega_B)$ , предельным.

Соблюдение предельного режима при одновременном вращении обсадной колонны позволяет зацементировать скважину в

кратчайший срок, избежать поглощения тампонажного раствора и промывочной жидкости и достичь наиболее полного вытеснения последней из цементируемого интервала. Если обсадная колонна в период цементирования остается неподвижной, в предельный режим следует внести коррективы, направленные на достижение наиболее полного замещения промывочной жидкости тампонажным раствором. Одним из таких коррективов может, например, быть переход к «пробковому» режиму течения в заколонном пространстве в тот момент, когда скорость  $\omega_B$  уменьшилась до критической  $\omega_{кр}$ .

Выбор смесительных машин. Обычно для приготовления тампонажного раствора используют специальные машины с механической или пневматической подачей порошка тампонажной

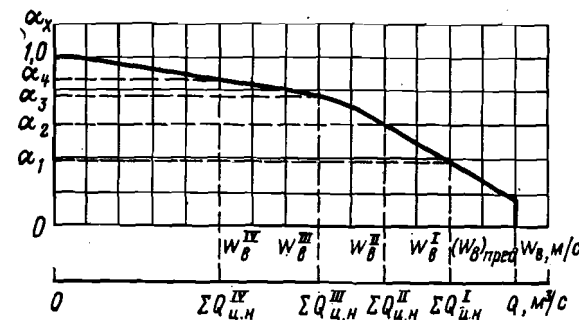


Рис. 86. Зависимость  $\alpha_x = f(\omega_B)$ .  $\Sigma Q_{ц.п}$  — суммарная подача насосов

смеси к гидросмесителю; сравнительно редко мешки с тампонажной смесью подают к гидросмесителю вручную. Минимально необходимое число смесительных машин определяют в зависимости от общего количества тампонажной смеси для цементирования скважины и количества ее, которое можно заранее загрузить в бункер одной машины

$$i_{см} = \frac{M_{т.с}}{\rho_{с} U_{см}}, \quad (8.43)$$

где  $U_{см}$  — вместимость бункера одной машины;  $\rho_{с}$  — удельная насыпная масса сухой тампонажной смеси.

Производительность смесительной машины по раствору зависит от скорости подачи сухой смеси и воды в гидросмесительное устройство. Так как для приготовления 1 м³ тампонажного раствора требуется  $m_{т.с}$  кг сухого порошка и  $nm_{т.с}$  кг воды, то при подаче в смесительное устройство  $m_{см}$  кг/с порошка и  $nm_{см}$  кг/с воды будет выходить  $Q_{см}$  м³/с раствора. Следовательно, производительность одной машины по раствору, с учетом формулы



(8.27), можно определить по формуле

$$Q_{см} = \frac{1+n}{\rho_{ц.р}} m_{см}. \quad (8.44)$$

Для этого в смесительное устройство воду необходимо подавать с объемной скоростью

$$Q_{ж} = \frac{nm_{см}}{\rho_{ж}}. \quad (8.45)$$

Для подачи воды используют либо насос, установленный на борту смесительной машины, либо насос цементировочного агрегата. Желательно, чтобы насос мог создавать давление не менее 4—5 МПа. Это позволит раствор, приготовляемый в гидровакуумном смесителе, транспортировать в осреднительную емкость без установки дополнительного насоса между смесителем и емкостью.

**Выбор цементировочных насосов.** Для закачивания тампонажного раствора и продавочной жидкости при выбранном режиме необходимы цементировочные насосы, имеющие достаточную гидравлическую мощность. В процессе цементирования давление в насосах изменяется в широком диапазоне. Сначала по мере закачивания в колонну тампонажного раствора с более высокой, чем промывочная жидкость, плотностью давление уменьшается иногда до атмосферного и даже ниже; затем с момента выхода этого раствора в заколонное пространство давление возрастает и постепенно достигает максимума.

Давление в цементировочной головке в начальный момент закачивания тампонажного раствора в обсадную колонну

$$p_a = p_T + p_K + (\rho_{ц} - \rho_{б}) h_T, \quad (8.46)$$

где  $h_T$  — высота столба буферной жидкости в колонне;  $p_T$  — гидравлические сопротивления при течении промывочной жидкости в обсадной колонне;

при турбулентном режиме

$$p_T = \frac{0,5\lambda_{рп} L \omega^3}{d}; \quad (8.47)$$

при структурном режиме

$$p_T = \frac{4\tau_0 L}{\beta d}; \quad (8.48)$$

$p_K$  — гидравлические сопротивления при течении промывочной жидкости в заколонном пространстве; при турбулентном режиме

$$p_K = \frac{0,5\lambda_{крп} L \omega_b^2 k_b}{d_c - d_n}; \quad (8.49)$$

при структурном режиме

$$p_K = \frac{4\tau_0 L}{\beta_K (d_c - d_n)} + \frac{0,5\zeta_{крп} L \omega_b^2}{l_T}, \quad (8.50)$$

где  $\omega$  — скорость течения в обсадной колонне;  $\beta$  — безразмерная величина, определяемая по рис. 55 в зависимости от параметра Сен-Венана—Ильюшина для потока в колонне;  $\lambda$  — коэффициент гидравлических сопротивлений обсадной колонны.

Давление в цементировочной головке в любой момент второго этапа цементирования есть сумма гидравлических сопротивлений в обсадной колонне и заколонном пространстве и разности статических давлений на забой столбов жидкости в заколонном пространстве и в колонне

$$p_K = p_T + p_K + [\rho_{ц.р} \alpha_x l_{ц} + \rho_{б} h_{б} + \rho_{п} (L - h_{б} - \alpha_x l_{ц}) - \rho_{к.р} h_{ц} - \rho_{п} (L - h_{ц})] g, \quad (8.51)$$

где  $h_{ц}$  — высота столба тампонажного раствора в колонне в данный момент второго этапа

$$h_{ц} = \frac{k_{ц.р} (1 - \alpha_x) (d_c^2 - d_n^2) l_{ц}}{d^2}. \quad (8.52)$$

Гидравлические сопротивления в обсадной колонне при течении тампонажного раствора и продавочной жидкости:

при турбулентном режиме

$$p_T = \frac{0,5[\lambda_{рп} (L - h_{ц}) + \lambda_{црп} h_{ц}] \omega^3}{d}; \quad (8.53)$$

при структурном режиме

$$p_T = \frac{4}{d} \left[ \frac{\tau_0 (L - h_{ц})}{\beta} + \frac{(\tau_0)_{ц.р} h_{ц}}{\beta_{ц}} \right]. \quad (8.54)$$

Гидравлические сопротивления в заколонном пространстве: при турбулентном режиме

$$p_K = \frac{0,5k_b [\lambda_{крп} (L - \alpha_x l_{ц}) + \lambda_{к.црп} \alpha_x l_{ц}] \omega_b^2}{d_c - d_n}; \quad (8.55)$$

при структурном режиме

$$p_K = \frac{4}{d_c - d_n} \left[ \frac{\tau_0 (L - \alpha_x l_{ц})}{\beta_K} + \frac{(\tau_0)_{ц.р} \alpha_x l_{ц}}{\beta_{к.ц}} \right] + \frac{0,5\zeta_{к\omega_b^2} [\rho_{п} (L - \alpha_x l_{ц}) + \rho_{ц.р} \alpha_x l_{ц}]}{l_T}, \quad (8.56)$$

где  $\lambda_{ц}$  — коэффициент гидравлических сопротивлений при течении тампонажного раствора в колонне;  $\beta_{ц}$  — безразмерная величина, определяемая по рис. 55 в зависимости от параметра Сен-Венана — Ильюшина для потока тампонажного раствора в колонне.

Задаваясь значениями скорости восходящего потока в диапазоне  $0 < \omega_b < (\omega_b)_{пред}$  и определяя для каждого из них величину  $\alpha_x$  по графику зависимости  $\alpha_x = f(\omega_b)$ , можно по формуле (8.51)

найти соответствующее данной скорости давление в цементировочной головке. Давление в цементировочном насосе больше давления в цементировочной головке на величину гидравлических сопротивлений  $p_{об}$  в трубопроводах наземной обвязки. Поэтому для закачивания тампонажного раствора в скважину необходимы цементировочные насосы, способные создавать давление

$$p_{ц.н} > p_s + p_{об}. \quad (8.57)$$

В момент схождения верхней и нижней разделительных пробок давление в насосах возрастает на  $p_{сх} = 3 \div 5$  МПа. Поэтому для второго этапа цементирования нужны насосы, способные создавать давление

$$p_{ц.н} > p_{ц} + p_{об} + p_{сх}. \quad (8.58)$$

Если при цементировании не используют осреднительные емкости, суммарная объемная скорость подачи цементировочных насосов, участвующих в закачке тампонажного раствора в колонну, должна быть равна суммарной производительности смесительных машин. Поэтому число цементировочных насосов, необходимых для закачки тампонажного раствора в обсадную колонну,

$$i_{ц.н} = i'_{см} \frac{Q_{см}}{Q_{ц.н}}, \quad (8.59)$$

где  $Q_{ц.н}$  — объемная скорость подачи одного насоса;  
 $i'_{см}$  — число одновременно работающих смесительных машин.

Во избежание поглощения промывочной жидкости следует выполнять условие

$$i_{ц.н} Q_{ц.н} < 0,25\pi (d_c^2 - d_n^2) (\omega_v)_{пред}. \quad (8.60)$$

Существенно изменять режим работы смесительных машин после начала приговления тампонажного раствора не рекомендуется, так как при этом свойства раствора могут значительно отклоняться от заданных. Поэтому, если объем тампонажного раствора больше внутреннего объема колонны, следует еще на первом этапе цементирования поддерживать в заколонном пространстве скорость восходящего потока выше критической  $\omega_{кр}$  для промывочной жидкости и тампонажного раствора, конечно, при условии, что  $\omega_{кр} < (\omega_v)_{пред}$  и что после выхода тампонажного раствора в заколонное пространство не нарушается предельное соотношение  $\alpha_x = f(\omega_v)$ .

На втором этапе цементирования суммарную подачу цементировочных насосов желательно регулировать плавно так, чтобы изменение скорости восходящего потока в заколонном пространстве строго соответствовало зависимости  $\alpha_x = f(\omega_v)$ . Практически осуществить такое регулирование пока очень сложно. Поэтому обычно подачу насосов регулируют ступенчато. Что-

бы сократить продолжительность цементирования и не допустить поглощения, целесообразно в начальный период второго этапа поддерживать возможно более высокую скорость восходящего потока  $\omega'_v$  (с.л. рис. 86). Как только в заколонное пространство будет вытеснен обьем  $\alpha_1 U_{ц.р}$  тампонажного раствора, подача насосов должна быть изменена, а скорость уменьшена до  $\omega''_v$  (см. пункт на рис. 86). При скорости  $\omega''_v$  в заколонное пространство может быть вытеснен обьем  $(\alpha_2 - \alpha_1) U_{ц.р}$ , после чего скорость вновь должна быть уменьшена до  $\omega'''_v$  и т. д. Чем меньше разница между смежными скоростями, тем быстрее будет закончен второй этап цементирования. Необходимое число насосов для обеспечения требуемой скорости  $\omega_{vi}$  восходящего потока на втором этапе

$$i_{ц.н} = \frac{\pi (d_c^2 - d_n^2) \omega_{vi} t}{4Q_{ц.н}}. \quad (8.61)$$

Последнюю небольшую порцию продавочной жидкости закачивают в обсадную колонну одним или двумя насосами с небольшой подачей, чтобы не разрушить при схождении пробки или упорное кольцо.

*Продолжительность цементирования.* Если  $U_{ц.р} < U_{пр}$ , то вытеснение тампонажного раствора в заколонное пространство начинается только после закачки в колонну объема  $\Delta V = U_{п.р} - U_{ц.р}$  продавочной жидкости. Поэтому время, необходимое на закачивание тампонажного раствора и продавочной жидкости, можно найти по формуле

$$t_{ц} = \frac{U_{ц.р}}{i_{ц.н} Q_{ц.н}} + \frac{\Delta V}{i_{п.н} Q_{ц.н}} + \sum \frac{(\alpha_i - \alpha_{i-1}) U_{ц.р}}{i_{п.н} Q_{ц.н}}. \quad (8.62)$$

Если  $U_{ц.р} > U_{пр}$ , часть тампонажного раствора будет вытеснена в заколонное пространство еще до начала закачки продавочной жидкости в колонну. Безразмерная высота столба вытесненной части раствора

$$\alpha_0 \approx \frac{4 (U_{ц.р} - U_{пр})}{\pi (d_c^2 - d_n^2) t_{ц}}. \quad (8.63)$$

Время, необходимое для закачивания тампонажного раствора и продавочной жидкости в этом случае, можно определить по формуле (8.62), если положить  $\Delta V = 0$  и учесть, что закачка продавочной жидкости начинается в момент, когда  $\alpha_{i-1} = \alpha_0$ .

Срок начала загустевания тампонажного раствора при забойной динамической температуре и давлении должен удовлетворять условию

$$t_{заг} \geq t_{ц} + \Delta t_{ц}, \quad (8.64)$$

где  $\Delta t_{ц}$  — резерв времени на дополнительные и непредвиденные работы в период цементирования: кондиционирование тампо-

нажного раствора в осреднительной емкости перед началом за-  
качки в обсадную колонну, отклонение фактического режима  
работы насосов от расчетного и т. п.

### § 69. Установка цементных мостов

Мостом называют искусственное сооружение, полностью пе-  
рекрывающее поперечное сечение скважины (или обсадной ко-  
лонны) на участке сравнительно небольшой длины, удаленном,  
как правило, от забоя. Мосты могут быть резиновые, пласт-  
массовые, металлические, цементные и из других материалов.

Мосты устанавливают для решения следующих задач:  
а) временного или постоянного разобщения нижезалегающих  
проницаемых пластов от вышезалегающих (например, при оп-  
робовании методом «снизу вверх», при переходе от эксплуата-  
ции нижнего истощенного продуктивного горизонта к эксплуа-  
тации верхнего горизонта и т. п.); б) устранения опасности из-  
лива пластовых жидкостей в атмосферу после ликвидации сква-  
жины или при временной консервации ее; в) создания прочной  
опоры для колонны труб в период пакерования скважины при оп-  
робовании перспективных горизонтов; г) создания прочной  
опоры при забурировании бокового ствола; д) укрепления неус-  
тойчивых, осыпающихся или размываемых потоком промывоч-  
ной жидкостью пород.

Разработано множество способов установки мостов, часть  
из которых рассматривается в курсе «Промысловая геофизика».  
Наиболее часто используют цементные мосты, создаваемые  
путем транспортирования раствора вяжущего по колонне бу-  
рильных труб.

Наиболее эффективным является следующий способ создания  
цементного моста. В скважине немного ниже нижней границы  
участка, в котором требуется создать мост, устанавливают  
разбуриваемый пакер или манжетную пробку, исключаящие  
возможность оседания вниз столба тампонажного раствора.  
До нижней границы этого участка спускают колонну труб и  
тщательно промывают скважину. Если в пределах участка  
имеются каверны, в состав колонны включают приспособление  
с боковыми гидромониторными насадками и сильными струями  
вымывают из каверн загустевшую промывочную жидкость и  
шлам. Во время промывки во всех случаях целесообразно вра-  
щать и расхаживать колонну труб. При наличии каверн расха-  
живать следует на такую длину, чтобы струи, вытекающие  
из гидромониторных насадок, могли поражать всю поверхность  
кавернозных интервалов.

После промывки в колонну труб последовательно закачи-  
вают первую порцию буферной жидкости, порцию тампонажно-  
го раствора возможно более жесткой консистенции, вторую  
порцию буферной жидкости и порцию продавочной жидкости.

Тампонажный раствор отделяют от обе-  
их порций буферной жидкости двумя  
разделительными пробками. По оконча-  
нии закачки порции продавочной жидко-  
сти колонну труб приподнимают с не-  
большой скоростью несколько выше  
верхней границы будущего моста и тща-  
тельно промывают скважину. Затем тру-  
бы поднимают на дневную поверхность,  
а скважину оставляют в покое для твер-  
дения тампонажного раствора.

Вытеснение тампонажного раствора  
продолжают до момента достижения ра-  
венства давлений в кольцевом простран-  
стве и в колонне труб у башмака (ба-  
лансовый принцип). Чтобы облегчить  
решение задачи об определении момен-  
та прекращения цементировочной опера-  
ции, плотности обеих порций буферной  
жидкости делают одинаковыми, так же  
как и плотности промывочной и прода-  
вочной жидкостей. Объем второй пор-  
ции буферной жидкости рассчитывают  
так, чтобы высота столба ее в колонне  
труб была равна высоте столба первой  
порции продавочной жидкости так,  
чтобы в момент окончания закачки ее  
уровни тампонажного раствора в коль-  
цевом пространстве и в колонне были  
одинаковыми. Тогда давление в головке  
на устье колонны в момент выравнивания уровней тампонаж-  
ного раствора (рис. 87)

$$p_{ц.г} = p_{р.п} + p_{т} + p_{к}, \quad (8.65)$$

где  $p_{р.п}$  — перепад давлений, необходимый для перемещения по  
колонне верхней разделительной пробки.

Так как высоты столбов тампонажного раствора и буферной  
жидкости невелики, то с достаточной точностью сумму  $p_{т} + p_{к}$   
можно определить экспериментально по манометру на головке,  
если измерить давление в ней при прокачивании промывочной  
жидкости перед началом операции с такой же малой скоро-  
стью, как и в конце операции. Величину  $p_{р.п}$  следует опреде-  
лять экспериментально также до начала цементировочной опе-  
рации.

Чтобы уменьшить перемешивание тампонажного раствора с  
первой порцией буферной жидкости во время приподнимания  
колонны труб, в последнюю следует медленно подкачивать про-

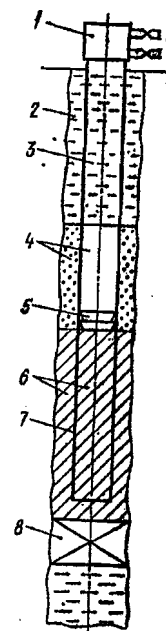


Рис. 87. К расчету давле-  
ния в цементировочной  
головке при установке  
цементного моста:

1 — головка; 2 — промывоч-  
ная жидкость; 3 — продавоч-  
ная жидкость; 4 — буферные  
жидкости; 5 — верхняя проб-  
ка; 6 — тампонажный рас-  
твор; 7 — колонна труб; 8 —  
разбуриваемый пакер

Тип буферной жидкости	Значения эмпирических коэффициентов			
	$c_1$	$c_2$	$c_3$	$c_4$
При использовании труб с внутрь высаженными концами				
Вода	0,05	0,97	0,02	0,4
Нет	0,1	0,94	—	—
При использовании гладкопроходных труб				
Вода	0,025	0,98	0,02	0,4
Нет	0,055	0,97	—	—

$h_m$  — проектная длина моста;  $c_1, c_2, c_3, c_4$  — эмпирические коэффициенты, учитывающие потери тампонажного раствора на стенках труб, при смешивании со смежными жидкостями, а также потери буферной жидкости при движении по колонне труб и кольцевому пространству. Ориентировочные значения этих коэффициентов для случая цементирования без разделительных пробок приведены в табл. 11.

После образования цементного камня достаточной прочности в скважину спускают колонну труб с долотом, уточняют положение верхней границы моста, разбуривают слабую верхнюю часть его и проверяют герметичность моста путем уменьшения давления на него сверху либо с помощью пластоиспытателя, спускаемого на колонне труб, либо посредством аэрации и снижения уровня жидкости. Критерии герметичности указаны в § 70. Если мост оказался негерметичным, разрушился или сместился вверх при такой проверке, его разбуривают и операцию повторяют заново.

давочную жидкость и поддерживать в головке избыточное давление  $p_{ц.г} \approx p_{р.п} + p_T$ .

Тампонажную смесь для создания моста следует выбирать с учетом температуры и давления в заданном интервале скважины. Раствор должен иметь возможно меньшее относительное водосодержание, короткие сроки загустевания и схватывания, достаточные, однако, для выполнения цементировочной операции; камень должен иметь возможно более высокую прочность, быть практически непроницаемым при тех перепадах давлений, которые могут действовать на мост. Весьма желательно, чтобы твердение шло с расширением камня.

На практике часто допускают отклонения от рассмотренной выше технологии: не устанавливают близ нижней границы будущего моста ограничительные приспособления (пакер, манжетную пробку и т. п.), не применяют не только нижнюю, но и верхнюю разделительные пробки, а иногда и буферные перемешивания тампонажного раствора с буферными, а при отсутствии последних — с промывочной и продавочной жидкостями; во-вторых, к сползанию столба тампонажного раствора вниз относительно границ участка, где требуется создать мост; в-третьих, к необходимости кратного увеличения объема тампонажного раствора по сравнению с геометрическим объемом участка скважины. Нередки случаи, когда из-за таких отклонений и неправильного определения потребных объемов тампонажного раствора и других жидкостей, обусловленного указанными отклонениями, операции по установке мостов оказываются безуспешными.

Объемы тампонажного раствора и других жидкостей, необходимых для выполнения цементировочной операции, рассчитывают по эмпирическим формулам. Одна из методик, содержащих такие формулы, разработана во ВНИИКРнефти. Если внести в нее небольшие коррективы, для определения объемов можно воспользоваться следующими формулами:

тампонажного раствора

$$V_{ц.р} = F_c h_m + c_1 V_{тр}; \quad (8.66)$$

продавочной жидкости

$$V_{пр} = c_2 V_{тр} - F_{тр} h_m; \quad (8.67)$$

буферной жидкости

$$V'_б = c_3 V_{тр} + c_4 F_{к.п} h_m; \quad (8.68)$$

$$V''_б = c_3 V_{тр}, \quad (8.69)$$

где  $F_c, F_{тр}, F_{к.п}$  — соответственно площади поперечного сечения скважины в интервале установки моста, колонны труб и кольцевого пространства;  $V_{тр}$  — внутренний объем колонны труб;

## ГЛАВА 9

### ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

#### § 70. Обвязка обсадных колонн и проверка герметичности

По истечении регламентированного срока твердения тампонажного раствора обсадную колонну на устье соединяют с предыдущей и герметизируют межколонное пространство таким образом, чтобы в любой последующий момент можно было контролировать давление в нем.

Обвязывают обсадные колонны друг с другом при помощи колонных головок разных конструкций. Наиболее универсальными являются клиновые колонные головки, одна из которых показана на рис. 88. Она состоит из корпуса 7, навинчиваемого на верхний конец предыдущей обсадной колонны; пьедестала 1, который устанавливают на фланец корпуса и крепят к последнему болтами; клиньев 9, при помощи которых подвешивают внутреннюю колонну (т. е. первую промежуточную колонну на головке кондуктора; вторую промежуточную колонну на головке первой и т. д.), и уплотнительных устройств для обеспечения герметичности всех соединений. В теле корпуса и пьедестала имеются боковые отверстия, закрытые пробками 8. После обвязки двух колонн в одно из таких отверстий ввинчивают кран высокого давления, через который с помощью манометра контролируют давление в межколонном пространстве, а при необходимости стравливают газ (отводят на факел). При обвязке колонн, которые перекрывают газоносные пласты либо нефтеносные с повышенным коэффициентом аномальности, целесообразно в одно из отверстий вставить и приварить к корпусу (или пьедесталу) патрубок с краном высокого давления, через который при необходимости можно было бы закачать в заколонное пространство промывочную жидкость для устранения газопроявлений.

Перед обвязкой обсадную колонну, которая с момента окончания цементирования должна оставаться подвешенной на крюке буровой установки, натягивают с расчетным усилием (см. § 44) и затем при помощи клиньев подвешивают в головке. После подвески на верхний конец колонны навинчивают пьедестал и соединяют последний с фланцем корпуса головки.

Герметичность обсадной колонны, колонной головки и зацементированного заколонного пространства проверяют путем опрессовки. Промывочную жидкость в колонне предварительно

заменяют на воду. При опрессовке внутреннее давление в любом сечении колонны должно не менее чем на 10% превышать наибольшее ожидаемое давление здесь в период опробования, испытания или эксплуатации скважины (а для промежуточных колонн — в случае закрытия превентора при выбросе или замены промывочной жидкости другой с более высокой плотностью в ходе дальнейшего углубления скважины).

Если трубы с наименьшей прочностью на разрыв составляют верхнюю секцию колонны, давление  $p_{оп}$ , которое должно быть создано на устье при опрессовке, можно рассчитать по формуле

$$p_{оп} = 1,1 p_y. \quad (9.1)$$

Если же конструкция колонны более сложная, а ожидаемое давление у устья высокое, целесообразно опрессовывать ее по секциям, отделяя испытываемую секцию от ниже-

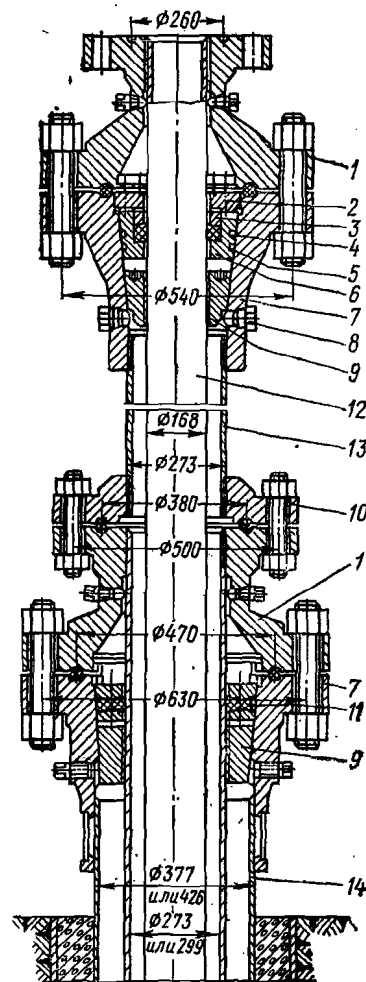
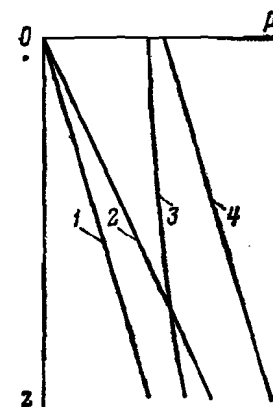


Рис. 88. Схема обвязки обсадных колонн на устье с помощью клиновой колонной головки:

1 — пьедестал; 2 — нажимная гайка; 3 — металлическое кольцо; 4, 5 — уплотнительные кольца; 6 — уплотнитель; 7 — корпус головки; 8 — контрольные отверстия с пробками; 9 — клинья; 10 — фланец; 11 — уплотнительная манжета; 12, 13, 14 — обсадные колонны

Рис. 89. Характер распределения внутренних давлений по длине эксплуатационной колонны:

1 — давление столба воды; 2 — давление столба промывочной жидкости; 3 — наибольшее давление при эксплуатации газовой скважины; 4 — давление при опрессовке



расположенных с помощью пакера, спускаемого на бурильных трубах. В этом случае необходимое давление в обсадной колонне у устья при опрессовке можно определить по формуле

$$p_{оп} = 1,1 p_{в} - \rho_{оп} g z_c, \quad (9.2)$$

где  $p_{в}$  — наибольшее ожидаемое внутреннее давление у верхнего конца рассматриваемой секции;  $z_c$  — глубина верхнего конца этой секции от устья.

Во всех случаях давление опрессовки верхней секции колонны должно быть не меньше величин, указанных ниже [25]

Наружный диаметр колонны, мм	426—377	351—273	245—219	194—178	168	146—140	127—114
Наименьшее давление опрессовки колонны, МПа	5	6	7	7,5	9	10	12

Колонну признают герметичной в том случае, если после замены продавочной жидкости водой не наблюдается перелива жидкости и выделения газа на устье и если в период выдержки колонны под указанным выше давлением последнее в течение 30 мин снижается не более чем на 0,5 МПа при опрессовочном давлении свыше 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при меньшем опрессовочном давлении. Контроль за изменением давления начинают через 5 мин после создания заданного давления опрессовки.

Проверка герметичности обсадной колонны опрессовкой после образования цементного камня имеет существенный недостаток. Давление в колонне при опрессовке, особенно в газовых скважинах, часто намного больше, чем в период твердения тампонажного раствора (рис. 89, кривые 4 и 2). В ряде случаев по этой причине цементный камень в заколонном пространстве, прежде всего в верхней части скважины, разрушается и не может в дальнейшем надежно выполнять функции разобщающей среды. Устранить этот недостаток можно, если опрессовывать обсадную колонну не после затвердения тампонажного раствора, а перед началом цементирования (либо в крайнем случае сразу же после окончания его).

Герметичность эксплуатационных колонн во всех разведочных скважинах, а также в тех эксплуатационных скважинах, в которых в период опробования, испытания или эксплуатации давление у устья существенно не превышает атмосферного, дополнительно проверяют путем снижения уровня жидкости. При таком испытании рекомендуется снижать уровень жидкости в колонне на 40—50 м ниже того, при котором предполагается вызывать приток пластовой жидкости при опробовании или освоении. Глубина снижения уровня, однако, не должна превышать величины, при которой избыточное наружное давление

Таблица 12

Диаметр колонны, мм	Глубина снижения уровня от устья, м				
	< 400	400—600	600—800	800—1000	> 1000
114—219	0,80	1,10	1,40	1,70	2,00
> 219	0,50	0,80	1,10	1,30	1,50

может стать больше сопротивляемости труб наименее прочной секции смятию. Согласно «Инструкции по испытанию скважин на герметичность» [25] глубина снижения уровня должна быть не ниже указанных величин.

Глубина скважины, м	< 500	500—1000	1000—1500	1500—2000	> 2000
Наименьшая глубина снижения уровня в колонне, м	400	500	650	800	1000

Если же при бурении скважины и в качестве продавочной жидкости при цементировании использовали буровой раствор с плотностью выше 1400 кг/м<sup>3</sup>, ограничиваются заменой этого раствора на воду, и уровень в колонне не снижают. Колонну считают герметичной, если за 8 ч наблюдения уровень жидкости в ней поднимается не более, чем указано в табл. 12. Наблюдения за изменением уровня начинают через 3 ч после снижения его, чтобы в основном устранить влияние жидкости, стекающей со стенок колонны.

Если колонна спущена в несколько приемов, герметичность ее обычно проверяют после затвердения тампонажного раствора путем гидравлической опрессовки сначала верхнего участка, затем двух верхних, наконец, всей колонны. Если один из участков оказался негерметичным, сначала устраняют обнаруженные дефекты, повторно его опрессовывают и лишь затем проверяют герметичность следующего участка. Если каждый участок обсадной колонны опрессовывают при спуске, проверить герметичность стыка двух участков можно опрессовкой после затвердения тампонажного раствора, отделив его предварительно от остальной части колонны при помощи пакеров, спускаемых на бурильных трубах.

В газовых скважинах герметичность устьевой части эксплуатационных колонн дополнительно проверяют путем опрессовки воздухом. Для этого в обсадную колонну спускают насосно-компрессорные трубы, межколонное пространство герметизируют при помощи превентора или фонтанной арматуры, восстанавливают обратную промывку водой, в которую компрессором нагнетают воздух. После того, как давление нагне-

тания достигнет максимума для данного компрессора (обычно 8—10 МПа), задвижки на устье межколонного пространства закрывают и в насосно-компрессорные трубы цементировочным насосом закачивают воду до тех пор, пока давление сжатого воздуха в межколонном пространстве не достигнет заданного давления опрессовки.

Если на кондукторе или промежуточной колонне должен быть установлен превентор, опрессовкой проверяют также герметичность зацементированного пространства за данной колонной. Такая проверка возможна, если ниже башмака колонны находятся непроницаемые горные породы. Перед опрессовкой скважину углубляют на 1—2 м, а затем в нижнюю часть колонны через бурильные трубы закачивают порцию воды. Давление на устье колонны при опрессовке можно рассчитать по формуле (9.2), подставив вместо  $p_b$  — наибольшее возможное давление у башмака в случае закрытия превентора при выбросе.

Во избежание разрыва пород у башмака колонны и поглощения промывочной жидкости при опрессовке необходимо соблюдать условие

$$p_{оп} < p_{п} - \rho_{ож} g L. \quad (9.3)$$

Опрессовку зацементированного заколонного пространства целесообразно осуществлять через бурильные трубы с гидравлично-механическим пакером, устанавливаемым в нижней обсадной трубе.

### § 71. Перфорация обсадной колонны

Для сообщения полости эксплуатационной колонны с продуктивным пластом после затвердения тампонажного раствора в ней с помощью специальных аппаратов, называемых перфораторами, пробивают некоторое число отверстий. Координаты участка, в котором должны быть пробиты отверстия, уточняют по данным геофизических исследований, выполняемых перед спуском колонны. В настоящее время используют в основном перфораторы стреляющие и гидроабразивного действия. Наиболее широко применяются два типа стреляющих перфораторов: пулевые и кумулятивные. Принципы действия их и техника перфорации рассматриваются в курсе «Промысловая геофизика».

До начала перфорации обсадную колонну тщательно промывают. Промывочная жидкость во избежание загрязнения продуктивного пласта должна удовлетворять требованиям, указанным в § 14. Коэффициент трения между внутренней поверхностью обсадной колонны, покрытой пленкой промывочной жидкости, и поверхностями геофизических приборов и кабеля, при

помощи которого спускают приборы, должен быть минимальным.

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

При применении стреляющих перфораторов в ряде случаев возможны деформация обсадной колонны и образование значительных по протяженности трещин в цементном камне, а также нарушение сцепления камня с колонной. Чтобы уменьшить опасность растрескивания камня, некоторые исследователи рекомендуют перфорировать колонну, пока камень не утратил полностью пластические свойства и не приобрел высокую хрупкость.

Гидроабразивная перфорация основана на использовании кинетической энергии струи жидкости, в которой взвешено некоторое количество высокоабразивных частиц кварцевого песка. Для прострела отверстий в обсадную колонну 2 (рис. 90) спускают на колонне насосно-компрессорных труб 1 специальный перфоратор 3. В корпусе 6 перфоратора размещены несколько коноидальных насадок 4 с диаметром проходного отверстия от 4 до 6 мм. После спуска перфоратора на заданную глубину промывают обсадную колонну и сбрасывают шар 5, который перекрывает проходное отверстие в хвостовике 7. Теперь жидкость, закачиваемая в насосно-компрессорные трубы, может выходить из них только через коноидальные насадки.

Чтобы пробить отверстие в обсадной колонне, цементном

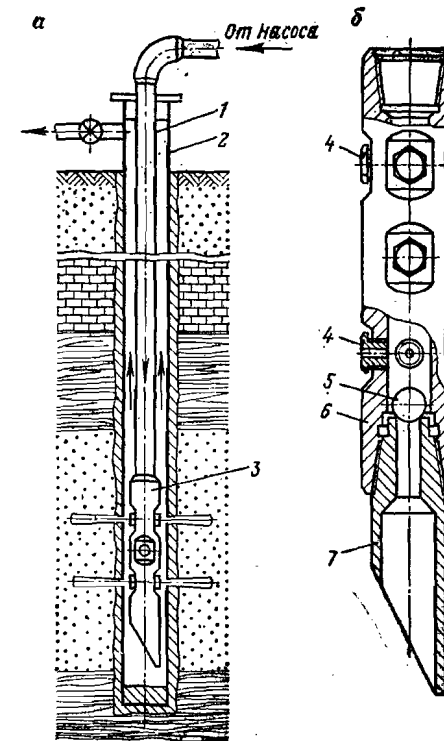


Рис. 90. Гидроабразивная перфорация  
а — схема перфорации; б — перфоратор

камне и горной породе, струя должна обладать большой кинетической энергией и высокой абразивностью. Поэтому скорость струи жидкости в насадке доводят до 120—150 м/с и более, а в состав жидкости вводят от 50 до 100 кг/м<sup>3</sup> преимущественно кварцевого песка с зернами от 0,2 до 2 мм. Перепад давлений в насадке достигает 15—20 МПа и более. В качестве жидкости-песконосителя используют те системы, которые не ухудшают коллекторские свойства продуктивного пласта, но создают противодавление, достаточное для предотвращения притока в скважину пластовой жидкости в период работ, связанных с перфорацией. Такими жидкостями могут быть дегазированная нефть, растворы на нефтяной основе, водный раствор хлористого кальция и т. п.

Струя абразивосодержащей жидкости, выходящая с высокой скоростью из насадки, способна пробить за короткий промежуток времени отверстие или щель в нескольких колоннах, цементном камне и любой горной породе. Длина перфорационного канала, образующегося при 15—20-минутном воздействии струи, может достигать 1 м и более, причем диаметр канала в обсадной колонне равен примерно 13—15 мм, а в породе — до 60 мм, т. е. больше, чем при других способах перфорации. С помощью гидроабразивного перфоратора можно пробивать не только отверстия круглого поперечного сечения, но также горизонтальные (при медленном вращении перфоратора вокруг вертикальной оси) и вертикальные (при медленном вертикальном перемещении) щели. Обычно в однородных, монолитных породах пробивают по два-четыре круглых канала на каждый метр мощности продуктивного пласта; в плотных, абразивостойких, слабопроницаемых и устойчивых породах рекомендуется пробивать вертикальные щели высотой от 100 до 500 мм, расстояние между щелями должно быть не менее 0,5 м. Щели размещают в шахматном порядке. Продолжительность обработки одного интервала с целью создания таких щелей — около 1 ч [7].

Гидроабразивная перфорация идет при непрерывной циркуляции жидкости. После того как кинетическая энергия струи израсходована, абразивосодержащая жидкость вытекает из пробиваемого канала в обсадную колонну и удаляется на дневную поверхность, при этом некоторое количество песка осаждается на забой. По окончании перфорации этот осадок вымывают из обсадной колонны способом обратной циркуляции. Если песок сильно уплотнился, его разрыхляют хвостовиком перфоратора, вращая для этого колонну насосно-компрессорных труб.

Гидроабразивная перфорация является весьма эффективным способом сообщения продуктивного пласта с эксплуатационной колонной. При этом способе цементный камень не растрескивается, а в обсадной колонне не возникают опасные деформации.

Пробивка отверстий этим способом, однако, обходится дороже, чем стреляющими перфораторами. Для гидроабразивной перфорации требуются весьма мощные насосные агрегаты, пескосмесительные машины и сложная система обвязки машин с устьем скважины, а также специальная бригада квалифицированных рабочих. Этот способ целесообразно применять в тех случаях, когда другие малоэффективны: при малой проницаемости продуктивного пласта, при сильном загрязнении пристволенной зоны пласта в процессе бурения, в трещинных коллекторах, а также при вскрытии пластов с очень высокой температурой, если отсутствуют термостойкие стреляющие перфораторы.

## § 72. Освоение и испытание скважин

Под освоением понимают комплекс работ, проводимых с целью очистки пристволенной зоны продуктивного пласта и скважины от загрязнения и получения промышленного притока пластовой жидкости. Для освоения в эксплуатационную колонну спускают колонну насосно-компрессорных труб, нижний конец которой устанавливают на 50—150 м выше интервала перфорации (либо на иной глубине, согласованной с добывающим предприятием). Устье скважины герметизируют при помощи фонтанной арматуры, крестовину которой устанавливают на верхний фланец колонной головки (рис. 91). На каждом боковом отводе елки фонтанной арматуры размещают штуцерную камеру, к которой подсоединяют короткую трубу, оборудованную карманом для размещения термометров, трехходовыми краниками и задвижками высокого давления. На всех боковых отводах устанавливают регистрирующие и показывающие манометры, пробоотборник и, по возможности, расходомер. После задвижек высокого давления к трубам присоединяют сборную линию низкого давления, которая связывает скважину с трапом и мерными емкостями. Трапную установку и мерные емкости размещают на расстоянии не менее 50 м от устья скважины. От трапной установки прокладывают два трубопровода: один — к коллектору для сбора жидкости, второй — к факельному стояку для сжигания газа, выделяющегося в трапе. Факельный стояк размещают на расстоянии не менее 100 м от скважины, трапа и мерных емкостей.

К отводам фонтанной арматуры подсоединяют также сборную линию с краном высокого давления. Эту линию используют для отвода в сборную емкость (или к факелу) жидкости, поступающей из скважины при освоении, а также для промывки всех линий обвязки.

В основе всех способов освоения лежит уменьшение давления столба жидкости в скважине ниже пластового и создание депрессии, достаточной для преодоления сопротивлений фильтрации пластовой жидкости к скважине. Уменьшить противодав-



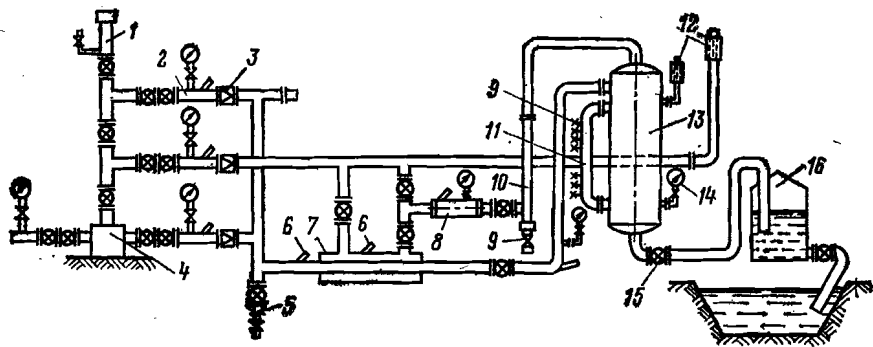


Рис. 91. Схема обвязки устья газовой скважины для испытания и исследования:

1 — лубрикатор; 2 — катушка для установки манометров и термометров; 3 — штуцерная камера; 4 — устье скважины; 5 — породоулавливатель; 6 — термометр; 7 — теплообменник; 8 — пружер; 9 — вентили высокого давления; 10 — пробоотборная трубка; 11 — гребенка с вентилями высокого давления; 12 — предохранительный клапан; 13 — трап; 14 — манометр; 15 — задвижка; 16 — мерная емкость

ление на продуктивный пласт можно снижением плотности и уровня жидкости в эксплуатационной колонне. Величину депрессии для получения притока выбирают в зависимости от типа коллектора (гранулярный или трещинный), вида пластовой жидкости (нефть, газ, вода), устойчивости коллектора и коллекторских свойств пласта. В газовых скважинах при одинаковом типе коллектора величина депрессии существенно меньше, чем в нефтяных.

Существует несколько способов вызова притока из пласта. Если коэффициент аномальности пластового давления существенно больше единицы, коллекторские свойства пласта хорошие и приствольная зона загрязнена мало, часто бывает достаточно заменить промывочную жидкость, которой была заполнена колонна накануне перфорации, на воду либо нефть. В тех же случаях, когда коэффициент аномальности пластового давления не превышает единицы, коллекторские свойства плохие или приствольная зона продуктивного пласта сильно загрязнена в период бурения, цементирования и перфорации, для получения притока приходится не только заменять промывочную жидкость на воду или нефть, но также аэрировать воду либо снижать уровень воды (нефти) 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 пространство между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами одновременно закачивают воду цементировочным насосом и воздух передвижным промышленным компрессором. Постепенно

увеличивая подачу воздуха, можно в довольно широких пределах регулировать плотность водовоздушной смеси и уменьшать противодействие на пласт. Чтобы достичь большей плавности снижения противодействия и уменьшить расход воздуха, рекомендуется к воде перед аэрированием добавлять пенообразующее ПАВ. После получения притока из продуктивного пласта насос и компрессор отключают, а скважине дают возможность поработать.

Распространенным является также компрессорный способ освоения. Для этого в межколонное пространство передвижным компрессором нагнетают воздух. Сжатый воздух оттесняет воду вниз к башмаку насосно-компрессорных труб, а затем, прорвавшись внутрь этих труб, газует жидкость и выталкивает ее на дневную поверхность. По мере насыщения жидкости воздухом плотность и давление столба ее уменьшаются, а после выброса каждой порции воды из труб уровень жидкости в скважине падает. После того как начнется приток пластовой жидкости в скважину, компрессор отключают.

Существенный недостаток компрессорного способа освоения — большие колебания давления. При резком снижении давления на пласт в момент выброса на дневную поверхность очередных порций воды интенсифицируется приток из пласта. Если коллектор продуктивного пласта недостаточно устойчив, резкая интенсификация притока может сопровождаться разрушением скелета породы, выносом в скважину большого количества песка и образованием песчаной пробки.

Иногда уровень жидкости снижают поршневанием. Для этого в насосно-компрессорные трубы на канате 1 (рис. 92) спускают специальный поршень 5. Пока поршень под тяжестью грузовой штанги 2 опускается вниз, вытесняемая им жидкость перетекает через осевой канал в поршне и полость патрубка 4 в пространство над клапаном 3. При подъеме поршня клапан 3 закрывается, а жидкость, находящаяся под ним, вытесняется вверх и переливается через верхний открытый конец насосно-компрессорных труб. Глубина погружения поршня под уровень жидкости зависит от прочности каната и достигает 300 м. Спо-

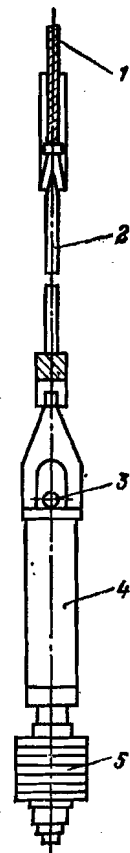


Рис. 92. Поршень для освоения скважины

доб можно применять лишь в тех случаях, когда нет опасности выброса и не требуется герметизировать устье скважины. Время, необходимое для получения притока таким способом, гораздо больше, чем предыдущими способами.

Для освоения скважин, продуктивный пласт в которых имеет низкое пластовое давление или сильно загрязнен в процессе бурения, с успехом могут быть использованы опробователи, спускаемые на колонне труб. Для повышения эффективности освоения скважин, вскрывших нефтеносные пласты с низкими коэффициентами аномальности, целесообразно до перфорации снижать давление в обсадной колонне до пластового или даже несколько ниже последнего.

После получения притока из пласта скважине дают некоторое время поработать, чтобы очистилась от загрязнения приствольная зона. Так, если получен фонтанирующий приток из нефтяного пласта, струю жидкости направляют через верхний боковой отвод фонтанной елки и штуцер в сбросовый амбар. Диаметр штуцера выбирают с таким расчетом, чтобы не возникло чрезмерно большой депрессии и не началось разрушение скелета пласта и цементного камня. Обычно в течение первых 1,5—2 ч используют штуцер диаметром 6—8 мм, а затем штуцер меньшего диаметра — 5 мм. При таком диаметре штуцера скважина работает до тех пор, пока не стабилизируются давления у устья в межколонном пространстве и на головке (буфере) фонтанной елки, а также дебит. В случае притока из газоносного пласта скважине в течение первых 2—3 ч позволяют фонтанировать через верхний боковой отвод елки в обход штуцера с целью удаления жидкости, находящейся в эксплуатационной колонне, и очистки забоя, а затем поток направляют через нижний боковой отвод и штуцер. Газ, выходящий из скважины, сжигают в факеле.

После стабилизации давлений у устья и дебита при данном диаметре штуцера скважину считают освоенной и приступают к исследованию ее. Исследование проводится с целью определения всех промысловых характеристик при установившихся режимах работы: дебита, газового фактора, забойных и пластового давлений, температуры, коэффициента продуктивности скважины, проницаемости и гидропроводности пласта, а также состава и свойств пластовой жидкости (газа). Режим работы считают установившимся, если при данном диаметре штуцера забойное и устьевые давления и дебит стабильны. Скважину исследуют при четырех-шести режимах: сначала при минимальном диаметре штуцера, затем диаметр штуцера ступенями увеличивают. По данным таких исследований строят индикаторную кривую «дебит — депрессия», выявляют оптимальный режим притока, повторяют исследование при таком режиме и регистрируют кривую восстановления давления. Исследование одного пласта обычно занимает несколько суток. Исследование при одном режиме считают законченным, если два последовательных измерения давлений и

дебитов практически (в пределах погрешности приборов) совпадают. Устьевые давления измеряют обычно через каждые 3 ч, забойные давления и дебиты — 1—2 раза в сутки. Для измерения забойных давлений используют глубинные манометры, а устьевых давлений — образцовые манометры. Спустя сутки после регистрации кривой восстановления давления глубинным манометром делают дополнительное измерение пластового давления в закрытой скважине.

Объем исследований в эксплуатационных скважинах может быть сокращен; его устанавливают по согласованию с добывающим предприятием. После окончания исследований проводят кратковременную (не менее 10—15 сут) пробную эксплуатацию скважины на оптимальном режиме по плану, согласованному с НГДУ.

В разведочных скважинах детально исследуют как объекты, при опробовании которых были получены притоки нефти и газа, так и объекты, которые не были опробованы в процессе бурения, но о перспективности которых свидетельствуют материалы промыслово-геофизических исследований. Испытание может быть назначено также в том случае, если при опробовании были получены отрицательные результаты, но имеется обоснованное сомнение в правильности их.

Если в разведочной скважине предстоит испытать несколько пластов, операцию начинают с нижнего. По окончании исследования нижнего пласта скважину задавливают промывочной жидкостью, удовлетворяющей указанным выше требованиям (см. § 14), устанавливают цементный мост в интервале между нижним и ближайшим к нему вышерасположенным объектом, проверяют герметичность моста после затвердения тампонажного раствора способом понижения уровня жидкости в колонне. Если мост герметичен, обсадную колонну перфорируют против второго снизу перспективного пласта, вызывают приток из него и проводят детально исследование. Так, следуя снизу вверх, последовательно испытывают все перспективные объекты. 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 нефти или газа, к испытанию последующих, расположенных выше объектов приступают только с разрешения организации, подчиненной непосредственно соответствующему министерству. Такое разрешение дают лишь в исключительных случаях. Это объясняется тем, что при задавливании пласта для прекращения притока и установки цементного моста коллекторские свойства его в приствольной зоне могут быть сильно ухудшены. Как правило, после получения интенсивного притока нефти или газа из пласта и полного исследования его скважину передают НГДУ для эксплуатации.

Для работ, связанных с получением притока и исследованием первого объекта в разведочных скважинах, используют буровую установку. Освоение и исследование последующих объектов в разведочных скважинах и освоение эксплуатационных скважин, как правило, ведут с помощью более легких передвижных установок.

На испытание (исследование) каждого объекта составляют план, утверждаемый руководителями бурового предприятия; в случае, если скважина подлежит передаче нефтегазодобывающему предприятию, этот план согласовывают с руководством последнего. По окончании испытания скважины составляют акты о результатах исследования каждого объекта, установке цементных мостов и проверке их герметичности, о передаче скважины в эксплуатацию либо консервации ее, если площадь еще не подготовлена для эксплуатации, либо о ликвидации скважины, если результаты испытания полностью отрицательные.

### § 73. Ликвидация и консервация скважин

Скважину ликвидируют, если при испытании ее не получен промышленного значения приток пластовой жидкости ни из одного горизонта. Для этого против каждого испытанного пласта устанавливают цементный мост; подошва моста должна находиться не менее чем на 20—30 м ниже, а кровля — выше соответственно нижней и верхней границ интервала перфорации. Если пласты расположены поблизости один от другого, цементный мост может быть сплошным. Кровля цементного моста, устанавливаемого для изоляции самого верхнего из испытанных горизонтов, должна находиться, как минимум, на 50 м выше верхних перфорационных отверстий.

Если на рассматриваемой площади нет газовых или нефтегазовых залежей, а также горизонтов с напорными минерализованными водами ( $k_a > 1$ ), которые могут загрязнять пресные или целебные воды, разрешается перед ликвидацией скважины извлекать из нее обсадные трубы.

На устье ликвидированной скважины устанавливают репер, на котором при помощи электросварки указывают номер скважины, названия площади и предприятия, пробурившего скважину, дату окончания бурения.

Если обсадные трубы не извлечены, устье скважины закрывают глухой заглушкой или глухим фланцем с вваренным вентиляем; заглушка и болты, скрепляющие фланец с колонной, должны быть прихвачены сваркой. Если верхние трубы эксплуатационной колонны извлечены, в кондуктор или промежуточную колонну спускают на глубину не менее 2 м пробку и над ней колонну заполняют бетоном. Над устьем скважины устанавливают бетонную тумбу размером  $1 \times 1 \times 1$  м.

В тех случаях, когда при испытании из пласта получен приток промышленного значения, но площадь или участок площади не подготовлены к эксплуатации, скважину консервируют. Консервацию нужно делать так, чтобы скважину можно было повторно ввести в эксплуатацию и коллекторские свойства приствольной зоны за время консервации существенно не ухудшились.

Способ консервации зависит от длительности ее и коэффициента аномальности пластового давления. Если  $k_a > 1,0$ , нижний участок скважины следует заполнить промывочной жидкостью на нефтяной основе или другой, не вызывающей ухудшения коллекторских свойств пласта; над интервалом перфорации установить цементный мост высотой не менее 25 м, а остальную часть эксплуатационной колонны заполнить седиментационно устойчивой жидкостью. Давление столба этой жидкости должно на 5—10% превышать пластовое. Самый верхний участок длиной примерно 30 м, а в районах с многолетнемерзлыми породами — от устья до глубины на 50—100 м ниже нижней границы таких пород заполняют незамерзающей жидкостью (например, соляровым маслом, раствором  $\text{CaCl}_2$  и т. п.). На период консервации насосно-компрессорные трубы остаются в эксплуатационной колонне над цементным камнем.

Если коэффициент аномальности пластового давления  $k_a < 1,0$ , то при продолжительности консервации более 1 года из газовых скважин глубиной до 2000 м и из нефтяных скважин насосно-компрессорные трубы извлекают, на устье устанавливают задвижку высокого давления с контрольным вентиляем.

При консервации скважин с  $k_a < 1$  на срок в несколько месяцев цементные мосты разрешается не устанавливать, а при кратковременной консервации (до 3 мес) такие скважины можно не задавливать промывочной жидкостью. На период консервации насосно-компрессорные трубы остаются в эксплуатационной колонне над фильтром; на устье устанавливают фонтанную арматуру с контрольным вентиляем.

Территорию вокруг законсервированной скважины огораживают; на ограждении указывают номер скважины, название месторождения, наименование предприятия и срок консервации. С задвижек фонтанной арматуры снимают штурвалы, фланцы задвижек закрывают заглушками, а в патрубки вместо манометров ввинчивают пробки. В период консервации скважина должна быть под регулярным наблюдением. Если консервация продолжительная, состояние скважины проверяют не реже одного раза в квартал и результаты проверки заносят в специальный журнал.

**ГЛАВА 10**  
**ИЗОЛЯЦИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ**  
**ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ**  
**И РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ**  
**В СКВАЖИНАХ**

**§ 74. Изоляция зон поглощения промывочной жидкости**

Наиболее распространенный способ изоляции зон поглощения промывочной жидкости при бурении — цементирование быстросхватывающимися тампонажными растворами, специальными тампонажными пастами либо полимерными материалами (см. § 59). Существуют несколько разновидностей цементирования поглощающих зон. С достаточным основанием все эти разновидности можно классифицировать на две группы.

К первой можно отнести цементирование без предварительного разобщения зоны поглощения от других проницаемых интервалов, вскрытых в данной скважине. В этом случае в скважину спускают колонну бурильных труб, нижний открытый конец которой устанавливают несколько выше кровли зоны поглощения. По колонне труб в скважину закачивают порцию тампонажного раствора в объеме, достаточном для заполнения участка ствола длиной  $h_{\text{п}}$  против поглощающей зоны и немного выше ее, а также для заполнения каналов в поглощающей породе вокруг скважины

$$U_{\text{пр}} = 0,25\pi d_c^2 h_{\text{п}} k_{\text{пр}}, \quad (10.1)$$

где  $k_{\text{пр}}$  — коэффициент, учитывающий объем каналов в поглощающей породе, которые должны быть заполнены тампонажным раствором, а также другие факторы и определяемый опытным путем в зависимости от мощности зоны, интенсивности поглощения и свойств используемой тампонажной смеси.

Тампонажный раствор вытесняют из колонны труб в скважину порцией продавочной жидкости, в качестве которой обычно используют промывочную жидкость, применявшуюся при бурении. Объем этой порции рассчитывают так, чтобы в момент, когда верхняя граница тампонажного раствора окажется немного выше кровли зоны поглощения, давление в скважине стало равным пластовому в этой зоне. Предположим, что статический уровень промывочной жидкости в скважине перед спуском бурильных труб находится на глубине  $h_{\text{г}}$  от устья. Если других

проницаемых пластов в скважине не вскрыто, то пластовое давление в поглощающей зоне

$$p_{\text{пл}} = \rho_{\text{п}} g (z_{\text{п}} - h_{\text{г}}), \quad (10.2)$$

где  $z_{\text{п}}$  — глубина подошвы этой зоны.

Давление на поглощающий пласт в конце цементирования

$$p_{\text{с}} = (\rho_{\text{п.р}} h_{\text{п}} + \rho_{\text{пр}} h_1) g, \quad (10.3)$$

где  $h_1$  — высота столба продавочной жидкости в скважине.

Из условия равенства давлений находим

$$h_1 = \frac{\rho_{\text{п}} (z_{\text{п}} - h_{\text{г}}) - \rho_{\text{п.р}} h_{\text{п}}}{\rho_{\text{пр}}}. \quad (10.4)$$

Объем порции продавочной жидкости

$$U_{\text{пр}} = 0,25\pi d_c^2 h_1. \quad (10.5)$$

После закачки продавочной жидкости бурильные трубы поднимают из скважины. Если весь объем  $U_{\text{пр}}$  сразу закачать в скважину, высота столба продавочной жидкости окажется значительно больше  $h_1$ , а давление на забое превысит пластовое в поглощающей зоне. Во избежание этого целесообразно сначала закачать порцию объемом  $U_{\text{пр}} - U_{\text{б.т}}$  ( $U_{\text{б.т}}$  — объем, занимаемый участком бурильной колонны длиной  $h_1$ ). Остальную же часть продавочной жидкости следует закачивать по мере подъема бурильных труб.

В большинстве случаев в скважине имеются не один, а несколько проницаемых горизонтов с разными коэффициентами аномальности пластовых давлений. После вскрытия поглощающей зоны из горизонтов с более высокими коэффициентами аномальности в скважину начинает поступать пластовая жидкость и затем перетекать в поглощающую породу. Такие перетоки часто способствуют разжижению и даже полному размыву тампонажного раствора и препятствуют надежной изоляции поглощения. В этом, видимо, заключается одна из основных причин низкой эффективности первой группы разновидностей цементирования зон, характеризующихся сравнительно большой интенсивностью поглощения.

Ко второй группе относятся разновидности цементирования с предварительным разобщением зоны поглощения от других проницаемых пород с помощью различных пакеров и разделительных пробок. По кавернограмме находят участок ствола с номинальным диаметром близ кровли поглощающей зоны. В скважину до этого участка спускают колонну бурильных труб, на нижнем конце которой подвешен разбуриваемый пакер (рис. 93). После восстановления циркуляции промывочной жидкости в трубы сбрасывают разбуриваемый шар 7, который, достигнув пакера, садится на седло 8 и закрывает проход для жидкости. В результате давление в трубах повышается, промывочная жид-

кость через отверстия 6 проходит в зазор между корпусом 2 пакера и уплотнительным элементом 4, который, расширяясь, плотно прижимается к стенкам скважины. При повышении давления в трубах примерно на 5 МПа калиброванные штифты 9 срезаются, седло 8 выталкивается из корпуса 2 и давление в трубах падает. При снижении давления в трубах клапаны 5 закрывают отверстия 6, предотвращая вытекание жидкости и возвращение уплотнительного элемента 4 в исходное положение. После пакеровки в бурильные трубы закачивают необходимый объем тампонажного раствора, освобождают разделительную пробку и проталкивают ее вниз продавочной жидкостью. При повышении давления в бурильных трубах на 5—6 МПа после посадки пробки 3 на верхнее седло корпуса 2 закачку продавочной жидкости прекращают, вращением вправо отсоединяют переводник 1 в нижней левой резьбе от корпуса 2 пакера и трубы поднимают. Пакер с пробкой 3 препятствует перетoku жидкости из верхних напорных горизонтов в зону поглощения до конца периода твердения тампонажного раствора.

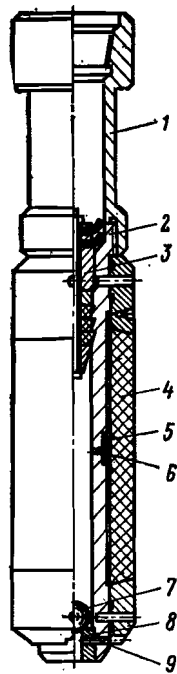


Рис. 93. Разбуриваемый пакер

Необходимый объем тампонажного раствора определяют, как и в предыдущем случае, опытным путем по результатам предварительного исследования поглощающей зоны. В тех случаях, когда интенсивность поглощения очень велика, часто до начала цементирования в рассматриваемую зону намывают грубозернистый закупоривающий материал и таким способом добиваются резкого уменьшения интенсивности поглощения. Цементирование с использованием пакеров является гораздо более эффективным способом изоляции зон поглощения, нежели без них.

Если в скважине имеется несколько зон поглощения, их можно изолировать последовательно снизу вверх, отделяя последующую от предыдущей разбуриваемым пакером; при этом к цементированию последующей можно приступать по окончании цементирования предыдущей, не ожидая затвердения тампонажного раствора. После затвердения тампонажного раствора пакер и цементный камень в скважине разбуривают.

Качество изоляции оценивают путем опрессовки соответствующей зоны после разбуривания пакера и камня. Если было зацементировано несколько зон, опрессовывают их порознь,

сверху вниз, после разбуривания пакера и камня против соответствующей зоны, но до разбуривания пакера над последующей, нижерасположенной зоной. Для опрессовки в скважину спускают бурильные трубы с гидравлично-механическим пакером, который устанавливают над исследуемой зоной. Опрессовку целесообразно проводить глинистым раствором с малой водоотдачей, создавая на стенки скважины в исследуемой зоне наибольшее давление, которое может возникнуть при последующих операциях. Качество изоляции можно считать удовлетворительным, если объем жидкости, который приходится подкачивать в трубы для поддержания постоянства опрессовочного давления за время опрессовки, не превосходит существенно потерь, обусловленных водоотдачей.

### § 75. Обследование технического состояния скважины

Дефекты в креплении скважины могут быть следствием использования бракованных обсадных труб, нарушения целостности труб и соединений под воздействием чрезмерно больших осевых нагрузок, высокого избыточного давления или неравномерного нагружения труб по периметру, износа обсадных труб в процессе бурения, неполного замещения промывочной жидкости тампонажным раствором в заколонном пространстве, поглощения тампонажного раствора при цементировании, высушивания и растрескивания глинистых пленок в процессе контракции вяжущего, суффозии глинистых корок, тампонажного раствора и камня и других причин. Дефекты в креплении могут быть обнаружены в период ожидания затвердения тампонажного раствора, при проверке герметичности обсадной колонны и качества цементирования, при дальнейшем углублении скважины, а также в период освоения и эксплуатации ее. Условно все дефекты крепления можно классифицировать на такие группы: а) деформации обсадной колонны, связанные с изменением формы ее поперечного сечения (вмятины, сплющивание) либо с нарушением сплошности (обрыв в теле или в резьбе); б) негерметичности труб и соединений, не связанные с нарушением сплошности колонны; в) дефекты в цементном камне (трещины; седиментационные и суффузсионные каналы; неполнота замещения промывочной жидкости и т. д.); г) отсутствие цементного камня в интервале, подлежавшем цементированию.

Для определения характера и местоположения дефектов необходимо обследовать состояние скважины. Если наличие дефектов выявлено после получения притока из продуктивного пласта, скважину глушат, закачивая такую промывочную жидкость, чтобы в период ремонта пласт не мог быть существенно загрязнен.

Для определения дефектов первой группы обычно используют шаблоны и печати. Шаблон представляет собой металличе-

ский цилиндр с центральным промывочным каналом; на нижнем торце шаблона имеется слой мягкого металла (как правило, свинца) толщиной до 15 мм, а на боковой поверхности — желоб, покрытый таким же металлом. Желоб служит для того, чтобы шаблон не мог заклинить в обсадной колонне в случае попадания мелких металлических предметов.

Печати бывают плоские и конусные. Нижняя торцовая и боковая поверхности печати покрыты слоем мягкого металла толщиной 15—25 мм. По оси печати имеется проходной промывочный канал.

Шаблон (печать) спускают в скважину медленно при помощи колонны труб, непрерывно наблюдая за показаниями индикатора веса. Перед посадкой шаблона (печати) на препятствие скважину тщательно промывают. Если шаблон под нагрузкой 20—30 кН не проходит вниз, его поднимают из скважины, осматривают и намечают план дальнейших обследований.

С помощью печати, имеющей толстый слой мягкого металла, можно получить глубокий след того предмета, который является препятствием для продвижения ее вниз. По таким отпечаткам судят о форме поверхности, с которой соприкасалась печать. При помощи плоской печати выясняют положение препятствия в скважине. Конусная печать используется для оценки наличия и характера вмятин в обсадных трубах и в фильтре.

Более достоверные данные о состоянии обсадной колонны можно получить путем фотографирования. Для этой цели служат специальные скважинные фотоаппараты, спускаемые на кабеле. Фотографирование возможно пока только в случае, если скважина заполнена прозрачной жидкостью. Поэтому перед фотографированием необходимо всю скважину или, по крайней мере, участок, подлежащий обследованию, заполнить прозрачной жидкостью.

Для визуального обследования состояния внутренней поверхности обсадной колонны может быть использована также скважинная фототелевизионная установка.

Местоположение дефектов второй группы можно определить с помощью геофизических методов, рассматриваемых в курсе «Промысловая геофизика», и гидравлических. Гидравлические методы основаны на измерении расхода или давления жидкости в колонне выше и ниже участка с дефектами. Если наличие дефектов обнаружено после перфорации колонны или разбухания цементного стакана в ней, предварительно выше зоны фильтра устанавливают цементный мост. Рассмотрим некоторые из гидравлических методов.

В колонну, устье которой герметизировано после спуска расходомера с вертушкой, нагнетают воду. Так как в колонне имеются негерметичности, вода движется вниз по трубам до дефектных мест и через негерметичности вытекает в заколонное

пространство. Во время нагнетания воды с постоянной подачей расходомер перемещают с постоянной скоростью по колонне труб и регистрируют объемную скорость течения жидкости. Пока прибор находится ниже дефектного участка, его показание зависит только от скорости перемещения и остается стабильным. Выше же дефектного участка показание прибора зависит не только от скорости перемещения его, но также от расхода нагнетаемой воды. Местоположение дефектного участка определяют по интервалу глубин, в котором существенно изменяются показания расходомера.

Место негерметичности можно обнаружить также с помощью манжетной пробки. Такую пробку вставляют в обсадную колонну, в которую затем нагнетают воду в объеме, равном внутреннему объему колонны. Под давлением воды манжетная пробка перемещается вниз, пока не пройдет через дефектный участок. Закончив нагнетание воды, стравливают избыточное давление и, спуская в колонну груз на мерном тросике, измеряют глубину, на которой остановилась пробка.

При малой негерметичности колонны дефектный участок можно обнаружить путем опрессовки с применением пакера. Для этого в обсадную колонну на бурильных трубах спускают пакер, устанавливают его посередине длины колонны и после герметизации межколонного пространства в последнее нагнетают воду, повышая давление на устье до 5—10 МПа. Если в течение 30 мин давление не снижается, считают, что негерметичный участок находится в нижней половине колонны. Поэтому давление стравливают, пакер спускают и устанавливают посередине нижнего участка обсадной колонны, а затем вновь опрессовывают надпакерное межколонное пространство. Если давление при опрессовке падает, негерметичный участок расположен между первым и вторым сечениями, в которых устанавливали пакер. Стравливают давление в межколонном пространстве, устанавливают пакер посередине негерметичного участка и вновь опрессовывают межколонное пространство. Так, повторяя опрессовки, постепенно сокращают длину того участка, в пределах которого находятся негерметичности. Операцию обычно считают законченной, когда длина участка сократится до 10—15 м.

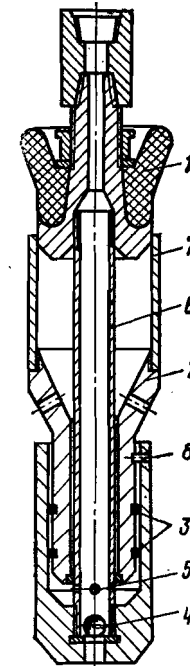


Рис. 94. Схема самоуплотняющегося гидравлического пакера

Схема одного из пакеров, используемых для обнаружения места негерметичности в обсадной колонне, показана на рис. 94. Пакер спускают с открытой манжетой 1, когда поршень 2 находится в крайнем нижнем положении относительно цилиндра 3. При увеличении гидравлического давления в межколонном пространстве над пакером резиновая манжета 1 расширяется, плотно прижимается к обсадной колонне и разобщает надпакерное пространство от подпакерного. Для освобождения пакера в бурильные трубы сбрасывают шар 4 и закачивают жидкость. Шар садится на седло в цилиндре 3, закрывая при этом осевой проходной канал. Нагнетаемая в трубы жидкость через боковые отверстия 5 в стволе 6 вытекает в полость цилиндра 3 и давит на поршень 2 снизу; при этом поршень и кожух 7 перемещаются вверх относительно цилиндра 3, манжета сжимается и входит в кожух. В момент подхода поршня к крайнему верхнему положению срабатывает стопорное устройство 8, ограничивающее ход поршня и предотвращающее возможность самопроизвольного освобождения манжеты при подъеме пакера.

Дефекты третьей и четвертой групп определяют с помощью геофизических методов, путем опрессовки зацементированного пространства после разбуривания цементного стакана в промежуточной колонне, а также путем нагнетания порции активированной воды в зацементированный интервал через специальные отверстия, простреленные в обсадной колонне против непроницаемой породы, и последующего прослеживания путей движения этой воды с помощью геофизической аппаратуры.

### § 76. Способы ремонтного цементирования

Целями ремонтного цементирования являются: а) ликвидация трещин и каналов в цементном камне, по которым пластовая жидкость (газ) может перетекать из одного горизонта в другой или в атмосферу; б) устранение крупных негерметичностей в обсадной колонне; в) создание разобщающих экранов между продуктивными и водоносными горизонтами.

Прежде, чем приступить к ремонтному цементированию с целью ликвидации трещин и каналов в цементном камне, необходимо определить положение дефектного участка и направление движения жидкости в нем, очистить каналы и трещины от грязи и оставшейся промывочной жидкости и оценить возможную интенсивность течения жидкости по ним. Если необходимость ремонтного цементирования выявлена до перфорации обсадной колонны в зоне продуктивного пласта, для очистки каналов в цементном камне и последующего заполнения их тампонажным раствором против непроницаемой породы выше кровли пласта, из которого жидкость движется вверх по дефектному участку, пробивают кумулятивным перфоратором несколько десятков отверстий на участке длиной 1—2 м. Если негерметич-

ность цементного камня обнаружена при опрессовке зацементированного пространства за промежуточной колонной (см. § 70), простреливать специальные отверстия в колонне часто не требуется: очистку каналов и заполнение их тампонажным раствором можно осуществить через открытый нижний конец этой колонны. Если необходимость ремонтного цементирования выявлена после перфорации эксплуатационной колонны против продуктивного пласта, в ней приходится пробивать дополнительно несколько десятков отверстий, через которые можно будет очистить каналы в дефектном участке и зацементировать их. Такие отверстия пробивают против непроницаемой породы несколько выше кровли продуктивного пласта, из которого пластовая жидкость (газ) движется вверх по заколонному пространству или в который притекает вода из верхнего водоносного горизонта, либо несколько выше кровли нижнего водоносного горизонта, из которого вода выступает в продуктивный пласт. В случае необходимости прострела таких отверстий выше эксплуатационного фильтра, участок эксплуатационной колонны в зоне фильтра обычно заполняют песком, а над фильтром устанавливают цементный мост.

Ремонтное цементирование, как правило, связано с необходимостью создания высокого давления в период нагнетания тампонажного раствора в каналы дефектного участка и поддержания такого давления в период твердения раствора. Существует несколько способов ремонтного цементирования. Рассмотрим некоторые из них.

*Цементирование без пакера.* В эксплуатационную колонну до нижних отверстий (или на 5—7 м ниже их) спускают колонну насосно-компрессорных труб; на верхний конец этой колонны навинчивают цементировочную головку с показывающим и регистрирующим манометрами, а межколонное пространство герметизируют превентором. В насосно-компрессорные трубы закачивают воду, промывают скважину, а затем, закрыв кран на выкиде превентора, нагнетают воду через отверстия, пробитые в обсадной колонне, в заколонное пространство и тщательно промывают трещины и каналы в цементном камне; при этом регистрируют объемную скорость нагнетания воды и давление на устье. Если интенсивность циркуляции очень мала, иногда вместо воды закачивают порцию водного раствора ингибированной соляной кислоты, дают возможность ей прореагировать с породой и цементным камнем в трещинах и каналах, а затем через 10—15 ч тщательно удаляют продукты реакции из пласта в скважину, вызвав для этого приток из водоносного горизонта. В некоторых случаях очистку каналов в цементном камне начинают с вызова притока из водоносного горизонта.

После очистки каналов в цементном камне определяют интенсивность заколонной циркуляции по скорости нагнетания воды и давлению на устье и в зависимости от нее решают вопрос о

необходимом объеме тампонажного раствора и режиме вытеснения его в заколонное пространство.

Затем в колонну насосно-компрессорных труб при открытом кране на выкидной линии превентора закачивают расчетный объем тампонажного раствора с малой водоотдачей; при этом скорость выхода жидкости из межколонного пространства краном регулируют так, чтобы избыточное давление в цементировочной головке не падало ниже 0,2—0,5 МПа. Как только нижняя граница тампонажного раствора подойдет на 100—150 м к нижнему концу насосно-компрессорных труб, кран на выкиде превентора закрывают, а тампонажный раствор через отверстия в обсадной колонне вытесняют в заколонное пространство. При вытеснении тампонажного раствора давление в цементировочной головке быстро растет; по мере роста давления скорость закачки продавочной жидкости в насосно-компрессорные трубы уменьшают так, чтобы давление не превышало допустимого для обсадной колонны. Процесс вытеснения прекращают, как только верхняя граница тампонажного раствора приблизится на 100—150 м к нижнему концу насосно-компрессорных труб либо давление поднимается до предельно допустимого для обсадной колонны. После этого насосно-компрессорные трубы поднимают так, чтобы нижний конец их оказался на 10—15 м выше верхних отверстий в обсадной колонне, и способом обратной циркуляции вымывают из скважины излишний объем тампонажного раствора. После затвердения тампонажного раствора разбуривают цементный стакан в обсадной колонне и проверяют ее герметичность.

При обратной промывке и в последующий период твердения тампонажного раствора в обсадной колонне поддерживают давление, лишь примерно на 0,5 МПа ниже наивысшего давления при вытеснении тампонажного раствора (способ Н. К. Байбакова).

Иногда при открытом кране на выкиде превентора в насосно-компрессорные трубы закачивают не только всю порцию тампонажного раствора, но и часть объема продавочной жидкости (воды). После выравнивания уровней тампонажного раствора, в трубах и межколонном пространстве закачку прекращают, трубы приподнимают выше уровня тампонажного раствора и, закрыв превентор, нагнетают продавочную жидкость одновременно в трубы и межколонное пространство. Вытеснение тампонажного раствора заканчивают, когда в обсадной колонне над верхними отверстиями останется лишь небольшая столб его (~10 м) либо давление достигнет предельного для обсадных труб. После этого способом обратной циркуляции скважину тщательно промывают и оставляют в покое для твердения тампонажного раствора. При промывке и твердении поддерживают такое же давление, как и при цементировании по способу Н. К. Байбакова.

**Цементирование с извлекаемым пакером.** В обсадную колонну спускают колонну насосно-компрессорных (или бурильных) труб с пакером, например, гидравлично-механическим, вниз. Если горизонт, из которого вода поступает в продуктивный пласт, расположен ниже последнего, пакером герметизируют участок обсадной колонны в сечении между эксплуатационным фильтром и верхними отверстиями, пробитыми над водоносным горизонтом. После пакеровки в насосно-компрессорные трубы нагнетают воду, которая проходит через отверстия в обсадной колонне ниже пакера, поднимается по каналам в цементном камне до продуктивного пласта и через отверстия эксплуатационного фильтра поступает в межколонное пространство выше пакера. После тщательной промывки каналов в цементном камне в насосно-компрессорные трубы закачивают необходимый объем тампонажного раствора и вытесняют последний в заколонное пространство. Затем освобождают пакер, приподнимают его на 15—20 м выше эксплуатационного фильтра и способом обратной циркуляции тщательно промывают скважину. В период промывки и последующего схватывания и твердения тампонажного раствора на устье поддерживают избыточное давление несколько ниже максимального в период цементирования.

Если целью ремонтного цементирования является ликвидация притока в продуктивный пласт воды из верхнего горизонта или каналов и трещин, по которым перетекает газ в верхние горизонты или в атмосферу, отверстия в обсадной колонне пробивают несколько выше кровли продуктивного пласта против непроницаемых пород, а пакер устанавливают выше верхних отверстий. В случае газовой скважины глубина участка обсадной колонны, в котором пробивают отверстия, должна удовлетворять условию

$$z > p_c / \Delta p_{\text{пл}} \quad (10.6)$$

где  $p_c$  — давление в закрытой скважине, заполненной газом.

При ремонтном цементировании с пакером наибольшее давление в период вытеснения тампонажного раствора не должно превышать предельно допустимого для насосно-компрессорных труб; оно всегда должно быть меньше давления разрыва пород на участке перфорации.

После затвердения тампонажного раствора трубы с пакером поднимают на дневную поверхность, цементный камень разбуривают, а обсадную колонну испытывают на герметичность.

**Цементирование с неизвлекаемым пакером.** Операция отличается от рассмотренной выше тем, что после вытеснения тампонажного раствора через перфорационные отверстия 8 (рис. 95) в заколонное пространство пакеровку не нарушают, а колонну насосно-компрессорных труб 4 вращением вправо отделяют от пакера 11, приподнимают и после тщательной промывки скважи-



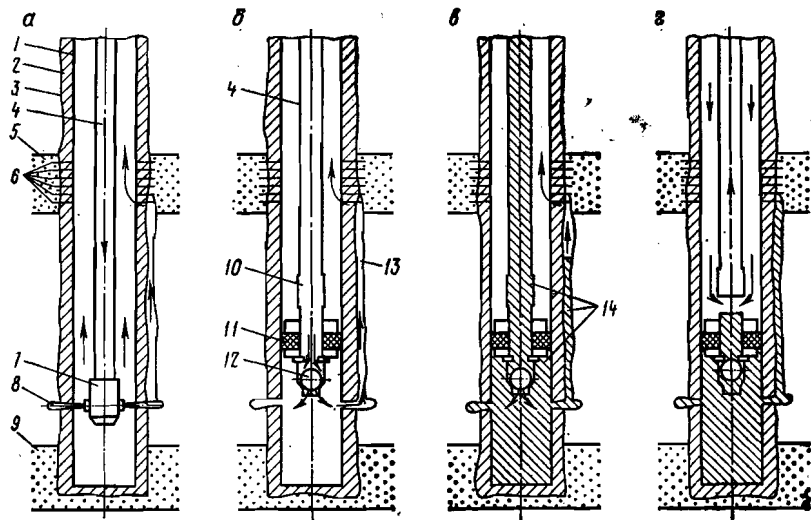


Рис. 95. Схема ремонтного цементирования с использованием незвлекаемого пакера:

*a* — гидроабразивная перфорация для ремонтного цементирования; *б* — промывка каналов в дефектном цементном камне; *в* — продавливание тампонажного раствора в заколонные каналы; *г* — обратная промывка обсадной колонны и насосно-компрессорных труб 1 — обсадная колонна; 2 — цементный камень; 3 — стенка скважины; 4 — насосно-компрессорные трубы; 5 — нефтеносный пласт; 6 — перфорационные каналы; 7 — гидроабразивный перфоратор; 8 — канал гидроабразивной перфорации; 9 — водоносный пласт; 10 — безопасный замок; 11 — незвлекаемый пакер; 12 — обратный клапан; 13 — канал заколонной циркуляции; 14 — тампонажный раствор

ны способом обратной циркуляции извлекают на дневную поверхность. Для этого используют специальный пакер 11 с обратным шаровым клапаном 12. Пакер соединяют с нижним концом колонны труб 4 с помощью безопасного замка 10. Чтобы уменьшить гидравлические сопротивления, при спуске пакера в скважину обратный клапан оставляют открытым. Шар клапана занимает рабочее положение в момент пакеровки. По окончании операции обратный клапан закрывается, поэтому в подпакерной зоне давление при освобождении насосно-компрессорных труб не снижается. После затвердения тампонажного раствора пакер и цементный стакан в обсадной колонне разбуривают.

При движении по трещинам и каналам в цементном камне тампонажный раствор под воздействием большого избыточного давления обезвоживается и превращается в труднопрокачиваемую массу. Чтобы добиться максимально полного заполнения каналов и трещин в цементном камне, следует использовать тампонажные растворы с малой водоотдачей при всех способах ремонтного цементирования.

При ремонтном цементировании разделительные пробки, как правило, не применяют; поэтому тампонажный раствор переме-

шивается с промывочной и продавочной жидкостями, что нужно учитывать при определении потребного объема раствора. Обычно необходимый объем тампонажного раствора рассчитывают по формуле

$$U_{ц.р} = U_1 + U_2 + U_3, \quad (10.7)$$

где  $U_1$  — объем, необходимый для заполнения каналов и трещин в дефектном участке заколонного пространства;  $U_2$  — объем цементного стакана, оставляемого в обсадной колонне;  $U_3$  — объем, расходуемый на образование смеси со смежными жидкостями.

Надежных способов расчета объемов  $U_1$  и  $U_3$  нет, поэтому их определяют приближению с учетом накопленного опыта.

## § 77. Создание цементного экрана

В эксплуатационных скважинах для предотвращения преждевременного прорыва воды из водонасыщенной части пласта в нефтенасыщенную иногда создают разобщающие цементные экраны. Для этого в обсадную колонну спускают колонну насосно-компрессорных труб с пакером, который устанавливают несколько выше плоскости водонефтяного контакта (ВНК). Под пакером немного выше ВНК с помощью гидроразрывной перфорации создают горизонтальную трещину, в которую задавливают 50—100 м<sup>3</sup> нефтемаслутной смеси, либо вязкой нефти, либо гидрофобной водонефтяной эмульсии, стабилизированной ПАВ. Для предотвращения смыкания трещины после стравливания давления в последнюю порцию смеси добавляют 1—2 т крупнозернистого песка. После задавливания смеси с песком в трещину колонну насосно-компрессорных труб на устье герметично закрывают и скважину оставляют в покое на сутки. В течение этих суток давление постепенно стравливают до атмосферного. После снятия избыточного давления освобождают пакер и скважину тщательно промывают до забоя.

По окончании промывки нижний конец насосно-компрессорных труб устанавливают несколько выше трещины гидроразрыва и, используя, например, способ ремонтного цементирования с незвлекаемым пакером, задавливают в трещину максимально возможный объем тампонажного раствора; затем освобождают трубы от пакера, восстанавливают обратную циркуляцию, промывают обсадную колонну и оставляют скважину в покое. Если используют другой способ ремонтного цементирования, в период промывки и твердения тампонажного раствора на устье поддерживают избыточное давление немного ниже максимального при задавливании. После затвердения оставшийся в обсадной колонне цементный стакан разбуривают с таким расчетом, чтобы

искусственный забой оказался хотя бы на 1—2 м выше созданного в трещине экрана, и проверяют герметичность снижением уровня жидкости (см. § 69).

Задавливаемый в трещину тампонажный раствор должен после затвердевания образовать цементный экран радиусом 30—50 м. Столь глубокое продвижение в глубь пласта возможно лишь в том случае, если используется тампонажный раствор с минимальной водоотдачей либо тампонажный раствор на нефтяной основе, приготовленные из тонкодисперсного цемента. Тампонажный раствор на нефтяной основе отделяют от промывочной и продавочной жидкостей на водной основе порциями безводной углеводородной жидкости.

## ГЛАВА 11

### ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН

Важнейшее условие безопасности работ при заканчивании скважины — поддержание на буровой и вокруг нее образцового порядка и чистоты, хорошая освещенность всех рабочих мест и территории, систематический контроль за исправностью всего механического и энергетического оборудования и своевременное устранение обнаруженных дефектов. Во избежание пожаров и взрывов на буровой и вблизи нее с момента начала разбуривания горизонтов, содержащих углеводородные компоненты, не разрешается курить, использовать электромоторы, двигатели и другое оборудование, при работе которых возникают искры, не должно быть источников открытого огня. На буровой и поблизости от нее должен находиться предусмотренный правилами комплект пожарных инструментов, включая пенные огнетушители и запас песка.

#### § 78. Техника безопасности при вскрытии и опробовании продуктивных горизонтов и освоении скважин

На рассматриваемых этапах заканчивания могут возникнуть опасности, связанные с перемещением тяжестей при спуско-подъемных операциях; с высокими давлениями на устье скважины, в колонне бурильных или насосно-компрессорных труб, в пластоиспытателе и пробоотборнике; с использованием токсичных компонентов для обработки промывочной жидкости или улучшения коллекторских свойств продуктивного пласта; с притоком пластовых флюидов, содержащих горючие или токсичные компоненты; с использованием взрывчатых веществ для перфорации обсадных колонн.

Правила безопасности, которые необходимо соблюдать при перемещении тяжестей (подтаскивание труб, спуско-подъемные операции, спуск и подъем пластоиспытателя и т. п.), освещены в курсе «Технология бурения», а при использовании взрывчатых веществ — в курсе «Промысловая геофизика». Наиболее высокие нагрузки на подъемную часть бурового оборудования возникают, по-видимому, при освобождении пакера пластоиспытателя после опробования. Поэтому перед опробованием пласта необходимо тщательно проверить исправность всего оборудования и устранить дефекты, а бурильщиков проинструктировать о

предельно допустимой нагрузке при подъеме колонны. Длину верхней бурильной трубы перед пакеровкой пластоиспытателя нужно отрегулировать так, чтобы было удобно и безопасно управлять краном высокого давления на вертлюжной головке.

До начала работ устье скважины должно быть герметизировано противовыбросовым оборудованием, рабочее давление которого выше наибольшего ожидаемого давления в случае заполнения скважины и колонны труб пластовым флюидом. При вскрытии и опробовании пласта таким оборудованием являются превенторная установка и обратный клапан в бурильных трубах, устьевой манифольд с вертлюжной головкой, а при освоении и испытании — фонтанная арматура. Перед установкой противовыбросовое оборудование следует опрессовать; давление опрессовки должно соответствовать пробному, указанному в паспорте оборудования. После монтажа противовыбросового оборудования на устье газовой или разведочной скважины производится повторная опрессовка воздухом, а на устье нефтяной скважины — водой на давление, соответствующее прочности обсадной колонны на разрыв. Буровые рукава и вертлюг при опробовании пласта можно использовать только в случае, если ожидаемое избыточное давление в бурильных трубах у устья будет меньше допустимого для этих узлов.

Обязка превенторов должна обеспечивать возможность как прямой, так и обратной промывки скважины под избыточным давлением, плавного стравливания избыточного давления на устье, а также замены вышедшего из строя превентора новым без разгерметизации скважины. Выкидные линии от превенторов должны направляться по прямой в противоположные стороны; на них не разрешается делать повороты, так как это может способствовать ускоренному износу труб песком, содержащимся в потоке выходящей из скважины жидкости (газа). На каждой линии устанавливают две задвижки, рассчитанные на такое же давление, как и превенторы: резервная и рабочая; между задвижками должен быть установлен манометр, рассчитанный на максимальное ожидаемое давление на устье. Задвижки нужно устанавливать так, чтобы подход к ним всегда был свободен; их запрещается размещать под полом буровой и укладывать на землю. Целесообразно также на выкидных линиях ставить датчики, которые подавали бы сильный звуковой сигнал в случае повышения давления до опасного предела, а на аварийной линии — предохранительный клапан, открывающий ее, как только давление у устья приблизится к уровню, опасному для прочности обсадной колонны, или к величине, при которой давление на стенки открытого участка скважины будет близко к давлению разрыва породы.

Выкидные трубопроводы выводятся к земляным амбарам, сооружаемым с подветренной стороны, вдали от проезжих дорог, линий электропередач, жилья и мест, где работают двигате-

ли внутреннего сгорания, на расстоянии не менее 100 м от скважины. На конце трубопровода устанавливают стояк высотой не менее 10 м для сжигания газа. Все выкидные линии должны иметь небольшой уклон от скважины, обеспечивающий слив жидкости самотеком. Их укладывают на специальные стойки-опоры и крепят так, чтобы вибрации, возникающие при фонтанировании скважины, не сказывались на прочности и не могли привести к разрушению линий.

Штурвалы управления превентором или пульта управления следует выводить в легко доступное место, в сторону от устья скважины не менее чем на 10 м. Над штурвалами управления должен быть сделан навес из досок толщиной не менее 50 мм со стенкой, обращенной в сторону скважины. На стенке перед каждым штурвалом масляной краской наносится стрелка, указывающая направление вращения штурвала для закрытия превентора, а цифрами — число оборотов, необходимое для полного закрытия. Той же краской на штурвале и стенке наносятся метки, совмещение которых соответствует полному открытию превентора.

В процессе бурения концевые задвижки на выкидных линиях должны быть закрыты, а задвижка на выкиде в очистную систему открыта.

На период года с отрицательной температурой воздуха превенторная установка должна быть утеплена.

Исправность противовыбросового оборудования необходимо контролировать не реже одного раза за вахту путем закрытия и открытия превенторов и задвижек; еженедельно следует проверять надежность болтовых креплений и исправность боковых отводов превенторов, фонтанной арматуры и сепараторов.

На рассматриваемых этапах заканчивания скважин могут возникать газонефтепроявления вплоть до выбросов и открытых фонтанов. Важными профилактическими мероприятиями, направленными на предотвращение таких осложнений при вскрытии пласта, являются: контроль плотности жидкости, выходящей из скважины, с помощью автоматического плотномера; контроль уровня жидкости в приемных емкостях буровых насосов с помощью датчика, который подавал бы сильный звуковой сигнал в случае опасного изменения уровня; автоматический контроль газосодержания промывочной жидкости; оборудование очистной системы высокопроизводительными вакуумными дегазаторами; систематический контроль механической скорости проходки.

Заметное увеличение механической скорости проходки при разбуривании глинистых пород и аргиллитов, перекрывающих газонефтенасыщенные пласты, может служить признаком вскрытия ореола вторжения в зонах АВПД. Во избежание выбросов восстанавливать промывку скважины после длительного простоя (например, после смены долота, по окончании закрытого пе-

риода опробования и т. п.) следует только при герметизированном устье. Открывать превентор можно не ранее, чем после первого цикла циркуляции, убедившись, что давление на устье скважины атмосферное.

В случае, если во время бурения начались газопроявление или перелив жидкости через открытое устье, необходимо закрыть универсальный превентор, интенсифицировать промывку, периодически расхаживать и проворачивать бурильные трубы и тщательно дегазировать промывочную жидкость. При опасности выброса нужно закрыть верхний плащечный превентор, предварительно приподняв бурильную колонну так, чтобы над ротатором оказалась бурильная труба, и промывать скважину, создавая противодействие на устье, а при необходимости — утяжеляя промывочную жидкость, до полного успокоения скважины.

После закрытия превентора при газонефтепроявлении необходимо следить за тем, чтобы на территории, прилегающей к скважине, не появились грифоны. При появлении грифонов нужно постепенно снижать противодействие на выкиде превенторов, не допуская, однако, понижения уровня жидкости в скважине и бурильной колонне.

Пластовую жидкость, выходящую из скважины при газонефтепроявлении, восстановлении промывки через циркуляционный клапан при опробовании, при освоении или испытании, необходимо собирать в земляные амбары, удаленные от буровой, а летучие компоненты, содержащиеся в этой жидкости, сепарировать и сжигать в факеле.

Следует помнить, что некоторые компоненты, содержащиеся в пластовых флюидах (углеводородные газы, сероводород и другие), а также некоторые химические реагенты, используемые для обработки промывочных жидкостей (например, КССБ, хромпик, окзил и другие) или для увеличения проницаемости приствольной зоны продуктивного пласта (например, соляная кислота), токсичны, могут вызывать ожоги при попадании на кожу и слизистые оболочки человека, отравление или удушье. В случае применения токсичных химических реагентов персонал необходимо обеспечить спецодеждой и защитными очками и проинструктировать правилам обращения с такими веществами. Для предотвращения несчастных случаев, связанных с наличием в пластовых флюидах вредных компонентов, 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, а персонал должен быть обучен пользованию ими. Если же уровень загазованности превышает норму, персонал бригады должен быть обеспечен соответствующими исправными противогазами, за работой его необходимо постоянный контроль квалифицированного медицинского работника и газоохранительной бригады.

Ряд узлов оборудования при операциях по заканчиванию скважин может находиться под высоким давлением. Поэтому персонал бригады должен быть обучен обращению с такими узлами. Так, отсоединять вертлюжную головку (а при ее отсутствии — ведущую трубу с краном высокого давления) от бурильной колонны после опробования пласта можно только после стравливания избыточного давления в трубах; отбирать пробы пластового флюида из пробоотборника следует только с помощью специальных устройств, предназначенных для этой цели, поскольку в нем сохраняется высокое давление. Прежде, чем разбирать пластоиспытатель или пробоотборник по окончании опробования, необходимо через предохранительный вентиль стравить избыточное давление.

Плотность большинства углеводородных газов и сероводорода больше плотности воздуха. Эти компоненты могут скапливаться в пониженных участках местности, колодцах, в закрытых и полужакрытых помещениях и т. п. Поэтому все места, где могут находиться люди, должны хорошо и постоянно проветриваться.

В случае возникновения открытого фонтана необходимо прекратить подачу электроэнергии на буровую, остановить двигатели, потушить все топки на территории, прилегающей к скважине, запретить движение транспорта и пешеходов, пользование открытым огнем и курение, вызвать машины пожарной охраны и принять меры к сбору жидкости, изливающейся из скважины. О начавшемся фонтанировании бурильщик обязан немедленно сообщить руководству предприятия и буровому мастеру. До прибытия на буровую мастера или старших специалистов предприятия бурильщик возглавляет работы по ликвидации фонтанирования.

Для работы по ликвидации фонтана рабочих следует обеспечить спецодеждой из непромокаемого материала, противогазами, исправным инструментом, не дающим при ударах искры. В безопасном месте, поблизости от буровой, нужно создать медицинский пост, снабженный медикаментами для оказания помощи получившим травмы или пострадавшим от ожогов, отравления и удушья и санитарным транспортом.

Работами по ликвидации фонтана должен руководить опытный специалист, назначенный руководителями бурового предприятия.

#### § 79. Техника безопасности при креплении и цементировании

При креплении и цементировании скважин могут возникнуть опасности, связанные с перемещением тяжестей, свинчиванием труб в колонну, высокими давлениями при вытеснении тампонажного раствора в заколонное пространство, с одновременной

работой большого числа машин на сравнительно небольшой площадке возле скважины, с использованием тонкодисперсных тампонажных материалов, химических реагентов, а иногда также радиоактивных изотопов.

Вес обсадных колонн намного больше веса буровой колонны, применяемой для бурения скважины. Поэтому до начала спуска обсадной колонны необходимо тщательно проверить исправность механического и энергетического оборудования, колонной головки, контрольно-измерительной аппаратуры, изоляции электрокабелей, электропроводки, системы заземления; пригодность оборудования для использования при тех нагрузках, которые могут возникнуть во время спуска, расхаживания и цементирования колонны; правильность центрирования вышки, талевой системы; правильность установки подвесной люльки для помощника бурильщика; соответствие плашек в превенторах диаметру спускаемой обсадной колонны. Руководитель работ и бурильщик, работающий у тормоза лебедки, должны знать величину предельно допустимой нагрузки на талевую систему и вышку и величину предельно допустимого натяжения данной колонны сверх ее веса в жидкости. Все виды оборудования, обвязки, инструмента, которые могут оказаться под напряжением, должны быть надежно изолированы и заземлены.

Спускать обсадные трубы в скважину следует с помощью спайдеров или клиньев; спускать на элеваторах разрешается только в случае крайней необходимости (например, при опасности повреждения труб сухарями клиньев). Сваривать трубы над устьем скважины можно лишь при полном отсутствии газирования промывочной жидкости. Выполнять такие работы могут только сварщики, имеющие разрешение Котлонадзора на производство ответственной сварки.

При спуске колонны необходимо контролировать наличие уровня жидкости у устья скважины, плотность и газосодержание вытесняемой жидкости, а при промежуточных промывках — также соответствие друг другу расходов закачиваемой и выходящей жидкостей. В случае появления признаков газирования промывочной жидкости необходимо закрыть превентор, усилить интенсивность промывки, заменить газированную жидкость свежей утяжеленной в той части скважины, куда уже спущена колонна, и затем максимально ускорить спуск остальной ее части.

До начала цементирования цемент и другие порошкообразные материалы, потребные для операции, должны быть загружены в бункеры смесительных машин. Персонал, который занят на таких погрузочно-разгрузочных работах, необходимо обеспечить противопылевыми респираторами, комбинезонами и специальными очками, защищающими дыхательные пути и глаза от попадания пыли и других вредных веществ. Вращающиеся узлы смесительных машин должны быть закрыты предохранительными кожухами или решетками.

В цементировочной операции обычно участвует много машин. Обвязка этих машин между собой и с устьем скважины должна быть выполнена так, чтобы подход для обслуживающего персонала был свободен. Между руководителем работы и машинистами, занятыми на смесительных машинах, цементировочных агрегатах и у буровых насосов, должна быть установлена надежная система связи. С территории, где расположено цементировочное оборудование, должны быть удалены все материалы и предметы, не используемые при цементировании. Оборудование, расположенное на платформах машин, должно быть закреплено и не должно мешать работе машиниста и слесаря. Все автомашины должны быть расположены кабинами в сторону, противоположную от скважины, а подъездные пути для них — свободны. Выхлопные трубы двигателей должны быть оборудованы искрогасителями.

Насосы, цементировочная и промывочная головки, предохранительные клапаны и линии обвязки насосов должны быть опрессованы давлением, превышающим в 1,5 раза наибольшее ожидаемое при цементировании (или промывке). Диаметр калиброванной шпильки в предохранительном клапане должен соответствовать предельно допустимому давлению при данной цементировочной операции. Предохранительные клапаны должны иметь кожухи и трубопроводы для отвода жидкости в безопасное место.

Если в процессе цементирования из скважины начнет выходить газированная жидкость, необходимо закрыть превентор и, продолжая операцию, создать противодействие в заколонном пространстве с помощью регулируемого штуцера на боковом отводе.

Многие химикалии, используемые для обработки тампонажных растворов, а также некоторые уплотнительные составы (например, УС-1), используемые для герметизации резьбовых соединений, токсичны. В случае применения их нужно проинструктировать персонал правилам обращения с ними, а также снабдить соответствующей спецодеждой и защитными очками. Правила безопасного пользования такими веществами освещены в курсе «Промывка скважин и промывочные жидкости».

При одновременной работе большого числа двигателей внутреннего сгорания возможно отравление людей выхлопными газами. Поэтому следует принимать меры к уменьшению концентрации этих газов в атмосфере либо снабжать персонал противогазами.

Все цементировочные работы рекомендуется проводить только в светлое время суток. На период работ по креплению и цементированию скважины на территории буровой не разрешается присутствовать лицам, непосредственно не участвующим в операции. Персонал бригады должен быть обучен оказанию первой помощи пострадавшим от травм, ожогов или отравления.

## § 80. Защита окружающей среды от загрязнения

Окружающая среда (атмосфера, почва, источники артезианских и целебных вод) может быть загрязнена в результате выброса из скважины при фонтанировании или перетока через неизолированное заколонное пространство пластовых флюидов, содержащих сероводород, углеводороды, соли натрия, кальция, магния и других элементов, а также в результате выбрасывания промывочной жидкости, которая остается по окончании бурения, или небрежного обращения с радиоактивными изотопами, иногда используемыми для контроля качества разобщения проницаемых пластов.

Одним из мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения окружающей среды, является сооружение на расстоянии 100—200 м от скважины с подветренной стороны до начала работ по вскрытию продуктивных пластов большого земляного амбара для сбора пластовой жидкости, выбрасываемой из скважины при опробовании, освоении, испытании скважины и при управляемом фонтанировании. В том же случае, если возникло неуправляемое фонтанирование (т. е. при отсутствии противовыбросового оборудования, неисправности его или разрушении устья), необходимо срочно соорудить земляной вал для ограничения возможности растекания пластового флюида по большой территории. Другим очень полезным мероприятием является пакование заколонного пространства на участках выше кровли горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности либо между горизонтами с большим относительным перепадом пластовых давлений сразу же после окончания цементирования, а также создание избыточного давления в заколонном пространстве на период твердения тампонажного раствора, если паковка невозможна.

Газы, выделяющиеся из пластовых флюидов и из промывочной жидкости, необходимо сжигать в факеле или утилизировать в промысловой газосборной сети.

Если в пластовой воде содержится сероводород, нужно принять меры к изоляции такого пласта и нейтрализации  $H_2S$ . Для кольматации гранулярных пластов с сероводородной водой рекомендуется устанавливать ванны, содержащие 5—10% водорастворимых солей меди, железа, магния, никеля или свинца, эффективный стабилизатор (например, КМЦ-600, карбофен, крахмал), воду и при необходимости утяжелитель и глинопорошок; для кольматации трещинных пород рекомендуется применять ванны из водорастворимых силикатов. Для нейтрализации сероводорода в промывочную жидкость следует вводить водный раствор медного или железного купороса [12].

Если сероводород содержится в попутном или природном газе, при сжигании газа в факеле образуются сернистый и серный газы, вызывающие сильное отравление живой природы. Поэто-

му его необходимо нейтрализовать до сжигания газа в факеле. Один из способов нейтрализации состоит в подаче в выкидную линию противовыбросового оборудования или фонтанной арматуры водорастворимых гидроокислов двухвалентных металлов [12].

Радиоактивные изотопы нельзя использовать в скважине, если предварительно надежно не изолированы горизонты артезианских и целебных вод, а также проницаемые пласты, имеющие сообщение с дневной поверхностью поблизости от данной буровой. Активированная жидкость не должна выходить на дневную поверхность. По окончании работы территорию скважины и одежду работавших нужно проверить и убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ. Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию таких веществ, следует разбавить водой до безопасной концентрации и захоронить в специально отведенном месте.

Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ должны быть собраны и утилизированы либо сожжены, если утилизация невозможна. Оставшуюся промывочную жидкость следует транспортировать на другую буровую для использования или захоронить в специально отведенном месте, предварительно нейтрализовав при необходимости вредные химические реагенты. Большая часть территории вокруг законченной скважины должна быть рекультивирована и возвращена для сельскохозяйственного (или иного) использования. Небольшая же часть территории вокруг эксплуатационной скважины в соответствии с действующими нормами должна быть ограждена земляным валом, благоустроена и передана для использования НГДУ.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Амиян В. А., Васильева Н. П.* Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. М., Недра, 1972.
2. *Белов В. П.* Коркоудалющие реагенты и эффективность их применения. — Нефтяное хозяйство, 1974, № 12, с. 9—12.
3. *Блажевич В. А., Умрихина Е. Н.* Новые методы ограничения притока вод в нефтяные скважины. М., Недра, 1974.
4. *Булатов А. И.* Цементирование глубоких скважин. М., Недра, 1964.
5. *Булатов А. И., Новохатский Д. Ф.* Тампонажные шлаковые цементы и растворы для цементирования глубоких скважин. М., Недра, 1975.
6. *Варламов П. С.* Испытатели пластов с опорой на забой. М., Недра, 1976.
7. *Временная инструкция по гидродескоструйному методу перфорации и вскрытия пласта.* М., ВНИИ, 1967.
8. *Временная методика расчета составных крепей нефтяных и газовых скважин.* М., ВНИИБТ, 1973.
9. *Гайворонский А. А.* Расчет и технология крепления нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1969.
10. *Гидравлика глинистых и цементных растворов.* А. Х. Мирзаджанзаде, А. А. Мирзоян, Г. М. Гевинян, М. К. Сенд-Рза, М., Недра, 1966.
11. *Гиматулинов Ш. К.* Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1971.
12. *Городнов В. Д.* Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. М., Недра, 1977.
13. *Данюшевский В. С.* Выбор тампонажного цемента для различных условий бурения. — НТС «Бурение», 1973, вып. 11, с. 29—31.
14. *Данюшевский В. С.* Пути получения расширяющихся тампонажных цементов для газовых скважин. — Газовая промышленность, 1973, № 11, с. 10—13.
15. *Данюшевский В. С., Толстых И. Ф., Мильштейн В. М.* Справочное руководство по тампонажным материалам. — М., Недра, 1973.
16. *Единые технические правила на бурение нефтяных и газовых скважин.* М., ВНИИОЭНГ, 1968.
17. *Еникеев М. Д., Портнов В. И.* Влияние различных факторов на качество испытания пластов в процессе бурения. — НТС «Бурение», 1973, вып. 8, с. 24—26.
18. *Еремеев Ю. А., Леонов Е. Г., Филатов Б. С.* О сопротивляемости обсадных труб неравномерному сминающему давлению соляных пород. — Нефтяное хозяйство, 1974, № 1, с. 21—24.
19. *Еременко Т. Е.* Крепление нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1965.
20. *Измайлов Л. Б.* Исследование и расчет зацементированной части обсадных колонн. М., Недра, 1966, 167 с.
21. *Измайлов Л. Б.* О критическом сминающем давлении для обсадных колонн. — Тр. КФ ВНИИ, 1970, вып. 23, с. 78—82.
22. *Измайлов Л. Б., Павельчак А. В.* К вопросу расчета промежуточных колонн на сопротивляемость смятию. — В кн.: Техника и технология крепления скважин и буровые растворы. Тр. ВНИИБТ, 1974, вып. 8, с. 160—167.
23. *Измайлов Л. Б., Павельчак А. В.* Расчет стравливающих нагрузок для обсадных колонн, изношенных бурными замками. — Нефтяное хозяйство, 1972, № 5, с. 23—27.
24. *Измерение давления и температуры в зацементированной части за- колонного пространства скважины /А. Л. Вндовский, Р. А. Ахметов, А. И. Булатов и др.* — НТС «Бурение», 1974, вып. 7, с. 36—40.

25. *Инструкция по испытанию скважин на герметичность.* Куйбышев, ВНИИТНефть, 1977.
26. *Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин.* Куйбышев, ВНИИТНефть, 1976.
27. *Кисельман М. Л.* Износ и защита обсадных колонн при глубоком бурении. М., Недра, 1971.
28. *Кокаев В. Н., Измайлов Л. Б., Быков Л. И.* Влияние интенсивности искривления скважины на скорость механического износа промежуточной колонны. — НТС «Бурение», 1974, вып. 6, с. 24—27.
29. *Коморин В. К.* Опыт измерения гидростатического давления на забое скважины после окончания цементирования. — НТС. «Бурение», вып. 4, 1970, с. 29—32.
30. *Красюк А. Д.* О действующих нагрузках на обсадные колонны, возникающих вследствие температурных напряжений и давлений. — Нефтяное хозяйство, 1965, № 8, с. 39—42.
31. *Лапшин П. С.* Испытание пластов в процессе бурения. М., Недра, 1974.
32. *Леонов Е. Г., Филатов Б. С., Хахаев Б. Н.* Расчет времени падения шара в нисходящем потоке промывочной жидкости в колонне труб. — Нефтяное хозяйство, 1972, № 3, с. 22—26.
33. *Леонов М. Я., Панасюк В. В.* Устойчивость обсадных труб. — Изв. АН СССР, ОТН, 1954, № 5, с. 51—56.
34. *Меркулов Н. Е., Белов А. Е.* Анализ влияния различных факторов на эффективность опробования пластов в процессе бурения. — НТС «Бурение», 1971, вып. 9, с. 29—33.
35. *Методика расчета обсадных колонн нефтяных и газовых скважин.* М., ВНИИБТ, 1970.
36. *Методика расшифровки диаграмм глубинных манометров.* М., ВНИИОЭНГ, 1976.
37. *Мочернюк Д. Ю.* Исследование и расчет резьбовых соединений труб, применяемых в нефтедобывающей промышленности. М., Недра, 1970.
38. *Ограничение притока вод в нефтяные скважины.* М., Недра, 1976.
39. *Опробование скважин испытателями пластов /К. И. Лошкарев, С. С. Репин, Н. Ф. Рязанов, П. С. Варламов, Грозный, Чечено-Ингушское книжное изд-во, 1967.*
40. *Осевые нагрузки, действующие на обсадные колонны в процессе промывки и цементирования скважин /А. И. Булатов, П. И. Колесников, О. А. Лебедев, Н. А. Сидоров, М., ВНИИОЭНГ, 1971.*
41. *Песляк Ю. А.* Расчет напряжений в колоннах труб нефтяных скважин. М., Недра, 1973.
42. *Руководство по трубам нефтяного сортамента и их соединениям, применяемым за рубежом.* М., Недра, 1969.
43. *Саркисов Г. М.* Расчеты обсадных труб и колонн. М., Гостоптехиздат, 1961.
44. *Середа Н. Г., Соловьев Е. М.* Бурение нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1974.
45. *Соколовский Э. В., Корниленко Л. И.* К расчету давлений в глубоких фонтанных скважинах. — Нефтяное хозяйство, 1968, № 7, с. 35—38.
46. *Справочник инженера по бурению.* Под ред. В. И. Мнщевича, Н. А. Сидорова, М., Недра, 1973.
47. *Справочное руководство по нефтепромысловым трубам /И. Ф. Пивоваров, А. Е. Сароян, Н. Д. Щербюк и др. М., Недра, 1967.*
48. *Тимошенко С. П.* Сопротивление материалов. Т. 2. М.-Л., Гостехиздат, 1946.
49. *Тимошенко С. П.* Устойчивость стержней, пластин и оболочек. М., Наука, 1971.
50. *Трубы нефтяного сортамента.* Справочное руководство. Под ред. А. Е. Сарояна, М., Недра, 1976.
51. *Феодосьев В. И.* Сопротивление материалов. М., Физматгиз, 1963.

52. Шелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М., Гостоптехиздат, 1959.
53. Шелкачев В. Н., Ланук Б. Б. Подземная гидравлика. М., Гостоптехиздат, 1949.
54. Щербюк Н. Д., Якубовский Н. В. Резьбовые соединения труб нефтяного сортамента и забойных двигателей. М., Недра, 1974.
55. Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion. — J. Petr. Techn., V. 1977, vol. 29, № 5, p. 586—592.
56. Burkhardt J. A. Wellbore pressure surges produced by pipe movement. — J. Petr. Techn., VI. 1961, vol. 13, No 6, p. 595—605.
57. Casner J. A. New equations help prevent surface-casing overload. — OGJ., 1963, vol. 61, No 50, p. 84—87.
58. Gattlin C. Drilling and well completion. Englewood Cliffs, 1960. Prentice-Hall Inc.
59. Goins W. C., Collings B. J., O'Brien T. B. A new approach to tubular string design. — World Oil, 1965, vol. 161, No 6, p. 135—140, No 7, p. 83—88; 1966, vol. 162, No 1, p. 79—84, No 2, p. 51—56.
60. Hawkins M. F. A note on the skin-effect. — J. Petr. Techn., 1956, vol. 8, No 12, p. 65—68.
61. Horner D. R. Pressure build-up in wells. Proceedings of 3-rd world petroleum congress. Sect. II. Leiden, E. J. Brill, 1951.
62. Landrum B. L., Crawford P. B. Effect of drainhole drilling on producing capacity. — J. Petr. Techn., 1955, vol. 7, No 2, p. 45—50.
63. McLean R. H., Manry C. W., Whitaker W. W. Displacement mechanics in primary cementing. — J. Petr. Techn., 1967, vol. 19, No 2, p. 251—260.
64. Rohre für öl-und Gasfelder. Band I. Düsseldorf. Deutsche Mannesmannröhren-Werke Aktiengesellschaft. 1962.
65. Ross W. W. Low rate displacement solves tough cementing jobs. — Petroleum Engineer, 1965, vol. 37, No 12, p. 74—80.
66. Suman G. O. Sand control. — World Oil, 1975, vol. 180, No 2, p. 33—39.
67. Thomeer J. H., Abrams A. A shallow plugging-selective re-entry technique for profile correction. — J. Petr. Techn., 1977, vol. 29, No 5, p. 571—578.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие . . . . .	8
Основные обозначения, принятые в учебнике . . . . .	5
<b>Глава 1. Элементы физики нефтегазового пласта . . . . .</b>	<b>7</b>
§ 1. Гранулометрический состав пород продуктивного пласта . . . . .	7
§ 2. Пористость и удельная поверхность пород . . . . .	9
§ 3. Проницаемость горных пород . . . . .	11
§ 4. Неоднородность коллекторских свойств пород . . . . .	13
§ 5. Влияние изменения напряженного состояния породы в процессе разработки месторождения на коллекторские свойства . . . . .	15
§ 6. Состав и физическое состояние нефти и газа в условиях продуктивного пласта . . . . .	18
§ 7. Некоторые свойства газов и нефтей . . . . .	19
§ 8. Пластовые воды нефтяных и газовых залежей . . . . .	23
§ 9. Молекулярно-поверхностные свойства системы жидкость — пористая среда и их влияние на фильтрацию жидкости . . . . .	25
§ 10. Понятия о коэффициенте аномальности пластового давления, индексе давления поглощения и поровом давлении в суспензии . . . . .	30
<b>Глава 2. Вскрытие продуктивных пластов при бурении . . . . .</b>	<b>33</b>
§ 11. Влияние промывочной жидкости на качество вскрытия продуктивного пласта . . . . .	33
§ 12. Оценка степени загрязняющего воздействия промывочной жидкости на коллектор . . . . .	38
§ 13. Применение поверхностно-активных веществ при вскрытии продуктивного пласта . . . . .	41
§ 14. Основные требования к составу и свойствам промывочной жидкости для вскрытия продуктивного пласта . . . . .	44
§ 15. Методы вхождения в продуктивную залежь . . . . .	46
§ 16. Методика выбора метода вхождения в продуктивную залежь . . . . .	48
§ 17. Вскрытие продуктивных пластов с низкими коэффициентами аномальности пластовых давлений . . . . .	49
§ 18. Вскрытие объектов с аномально высоким пластовым давлением . . . . .	52
§ 19. Противовыбросовое оборудование устья скважины . . . . .	56
§ 20. Оборудование нижнего участка скважины фильтром . . . . .	60
<b>Глава 3. Опробование перспективных горизонтов в процессе бурения . . . . .</b>	<b>63</b>
§ 21. Задачи и сущность опробования . . . . .	63
§ 22. Принципиальная схема опробования объекта с помощью пластоиспытателя . . . . .	66
§ 23. Компоновка пластоиспытателя . . . . .	68
§ 24. Подготовительные работы к опробованию . . . . .	74
§ 25. Оборудование устья скважины для опробования пласта . . . . .	79
§ 26. Спуск аппарата и опробование пласта . . . . .	81
§ 27. Интерпретация результатов опробования с помощью пластоиспытателя . . . . .	86
<b>Глава 4. Конструкция скважин . . . . .</b>	<b>90</b>
§ 28. Цели и способы крепления скважин . . . . .	90
§ 29. Понятие о конструкции скважины . . . . .	91
§ 30. Проектирование конструкции скважины . . . . .	93



<b>Глава 5. Обсадные трубы и их соединения</b>	103
§ 31. Конструкция обсадных труб	103
§ 32. Резьбовые соединения обсадных труб	106
§ 33. Сварные соединения обсадных труб	111
§ 34. Прочность обсадных труб и их соединений при осевом растяжении	113
§ 35. Сопротивляемость круглых обсадных труб избыточному гидравлическому давлению	121
§ 36. Сопротивляемость овальных обсадных труб избыточному наружному гидравлическому давлению	123
§ 37. Прочность обсадных труб при совместном действии осевой силы и равномерного бокового давления	129
§ 38. Влияние резьбы и локальных проточек на сопротивляемость обсадных труб смятию при гидравлическом нагружении	131
§ 39. Влияние способа нагружения на несущую способность обсадной трубы	132
<b>Глава 6. Крепление скважин обсадными трубами</b>	135
§ 40. Условия работы обсадных колонн	135
§ 41. Расчет эксплуатационной колонны на сопротивляемость смятию избыточным наружным давлением в скважине с устойчивыми стенками	138
§ 42. Расчет эксплуатационной колонны на сопротивляемость разрыву	143
§ 43. Расчет эксплуатационной колонны на прочность при осевом растяжении	145
§ 44. Расчет усилия натяга эксплуатационной колонны при обвязке	149
§ 45. Особенности расчета промежуточных колонн и кондукторов	154
§ 46. Некоторые особые случаи расчета обсадных колонн	158
§ 47. Защита обсадных колонн от износа	163
§ 48. Противокоррозионная защита обсадных колонн	166
§ 49. Подготовка к спуску обсадной колонны в скважину	167
§ 50. Спуск обсадной колонны в скважину	170
§ 51. Расчет режима спуска обсадной колонны	176
<b>Глава 7. Тампонажные материалы</b>	180
§ 52. Назначение тампонажных материалов и требования к ним	180
§ 53. Базовые тампонажные материалы и тампонажные смеси	181
§ 54. Основные свойства цементного порошка, раствора и камня	186
§ 55. О поровом давлении, проницаемости и тампонирующей способности цементных растворов	192
§ 56. Влияние температуры и давления на свойства тампонажного раствора и камня	196
§ 57. Регулирование свойств тампонажных растворов и камня	200
§ 58. Обращенные эмульсионные тампонажные растворы	205
§ 59. Тампонажные растворы для изоляции зон поглощений	206
<b>Глава 8. Разобшение пластов в скважине</b>	210
§ 60. Требования к качеству разобшения пластов	210
§ 61. Способы первичного цементирования скважин	211
§ 62. Цементирование хвостовиков	220
§ 63. Основные факторы, влияющие на качество цементирования	221
§ 64. Замещение промывочной жидкости тампонажным раствором	226
§ 65. Буферные жидкости	235
§ 66. Осложнения при цементировании и способы их предотвращения	237
§ 67. Организация процесса цементирования	243
§ 68. Методика расчета одноступенчатого цементирования	248
§ 69. Установка цементных мостов	258

<b>Глава 9. Заключительные работы при бурении скважин</b>	262
§ 70. Обвязка обсадных колонн и проверка герметичности	262
§ 71. Перфорация обсадной колонны	266
§ 72. Освоение и испытание скважины	269
§ 73. Ликвидация и консервация скважины	274
<b>Глава 10. Изоляция зон поглощения промывочной жидкости и ремонтно-изоляционные работы в скважинах</b>	276
§ 74. Изоляция зон поглощения промывочной жидкости	276
§ 75. Обследование технического состояния скважины	279
§ 76. Способы ремонтного цементирования	282
§ 77. Создание цементного экрана	287
<b>Глава 11. Техника безопасности и защита окружающей среды от загрязнения при заканчивании скважин</b>	289
§ 78. Техника безопасности при вскрытии и опробовании продуктивных горизонтов и освоении скважин	289
§ 79. Техника безопасности при креплении и цементировании	293
§ 80. Защита окружающей среды от загрязнения	296
<b>Список литературы</b>	298

ИБ № 3489

ЕВГЕНИЙ МАТВЕЕВИЧ СОЛОВЬЕВ

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

Редактор издательства *С. М. Каешкова*  
Переплет художника *А. Григорьева*  
Художественный редактор *В. В. Шутько*  
Технический редактор *В. В. Володарская*  
Корректор *Н. А. Громова*

Сдано в набор 07.03.79. Подписано  
в печать 20.06.79. Т-11340.  
Формат 60×90<sup>1/16</sup>. Бумага № 2.  
Гарнитура литер. Печать высокая.  
Печ. л. 19,0. Уч.-изд. л. 19,70.  
Тираж 6600 экз. Заказ 5321/7851-5.  
Цена 95 коп.

Издательство «Недра», 103633,  
Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Отпечатано с матриц Чеховского полигра-  
фического комбината Союзполиграфпрома  
Государственного комитета СССР по делам  
издательств, полиграфии и книжной торговли,  
г. Чехов, Московской области  
в Ленинградской типографии № 6 ЛПО  
«Техническая книга» Союзполиграфпрома  
при Государственном комитете СССР  
по делам издательств, полиграфии  
и книжной торговли.  
193144, г. Ленинград, С-144,  
ул. Моисеенко, 10. Заказ 1482