



СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY

В. Ф. Черныш

ТЕХНОЛОГИЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ОБРАТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ

Монография



Министерство образования и науки Российской Федерации
Сибирский федеральный университет

В. Ф. Черныш

**ТЕХНОЛОГИЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ
ОБСАДНЫХ КОЛОНН
ОБРАТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ**

Монография

Красноярск
СФУ
2016

УДК 622.245.42
ББК 33.131.041-51
Ч-497

Рецензенты:

В. В. Нескоромных, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Технология и техника разведки МПИ» Сибирского федерального университета;

Я. М. Курбанов, доктор технических наук, профессор, директор Западно-Сибирского научно-исследовательского и проектного института технологий глубокого бурения (ЗапСибБурНИПИ), г. Тюмень

Черныш, В. Ф.

Ч-497 Технология цементирования обсадных колонн обратной циркуляцией : монография / В. Ф. Черныш. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016. – 164 с.
ISBN 978-5-7638-3442-0

В монографии приведен обширный фактический материал по цементированию способом обратной циркуляцией из отечественного и зарубежного опыта и собственной практики автора. Показан ряд особенностей данного способа. Даны рекомендации и технические решения, направленные на совершенствование и расширение области применения способа обратного цементирования.

Предназначена для студентов, молодых ученых и инженеров-технологов.

Электронный вариант издания см.:
<http://catalog.sfu-kras.ru>

УДК 622.245.42
ББК 33.131.041-51

ISBN 978-5-7638-3442-0

© Сибирский федеральный университет, 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
1. Опыт цементирования обратной циркуляцией.....	6
2. Постановка задач	19
3. О методе исследований обратного цементирования.....	22
4. Исследования и развитие способа обратного цементирования	30
4.1. Транспортный путь тампонажного раствора.....	30
4.2. Гидродинамическое давление на забой скважины	31
4.3. Прогрев тампонажного раствора	34
4.4. Энергоёмкость способов цементирования.....	42
4.5. Эффект свободного «полёта» тампонажного раствора на стадии безнапорного движения	46
4.6. Полнота замещения бурового раствора тампонажным.....	47
4.7. Адгезионные свойства тампонажного раствора.....	66
4.8. Роль вязкости тампонажного раствора	69
5. Выбор объекта и его подготовка	71
6. Режим цементирования	77
7. Методы контроля	91
7.1. Объёмный метод.....	92
7.2. Метод «меченой» жидкости	93
7.3. Радиоактивный метод	96
7.4. Метод резистивеметрии	97
7.5. Метод гидростатического давления	98
7.6. Метод применения управляющих и запорных устройств.....	98
8. Специальные способы цементирования	112
8.1. Схема комбинированного цементирования.....	112
8.2. Цементирование на «равновесии»	116
8.3. Технология цементирования с УЦК.....	118
9. Заключительные работы	134
10. Анализ практики крепления разведочных скважин на ЮТЗ	135
Заключение	149
Список литературы	152

Введение

Цементирование обсадной колонны в скважине – одна из самых сложных технологических операций во всем цикле её строительства. В то же время оно является одной из важнейших и ответственных операций, так как завершает главные этапы по сооружению скважины. От детальной проработки плана этой технологической операции, учитывающего все факторы, влияющие на качество цементирования, а также от тщательного выполнения этого плана во многом зависит дальнейшая судьба скважины.

В течение всего времени развития нефтяной промышленности применение цементирования предполагало решение всё новых сложных задач. Увеличивалась глубина скважин, росло многообразие горно-технологических условий; крайних пределов достигали дебиты скважин и пластовые давления. Возникновением новых задач сопровождается выход с нефтегазопромысловым и эксплуатационным бурением в труднодоступные районы и территории с жесткими климатическими условиями.

В настоящее время преобладающим способом цементирования обсадных колонн является так называемый прямой способ. Иногда инженеры обращались к обратному способу цементирования, который привлекает своей простотой и некоторыми явными преимуществами. За последние годы этот способ стал более разработанным, а в некоторых случаях – единственно возможным. Как любой способ, он имеет ограниченную область применения. Возникающие ошибки в выборе объекта применения обратной циркуляции и недостатки в практической реализации технологии, приводящие к недостаточному уровню качества цементирования, возвращали к применению хорошо освоенного, хотя, возможно, и еще менее эффективного прямого способа.

В технологии цементирования имеет место явный и трудно объяснимый парадокс: чтобы зацементировать обсадную колонну на всем интервале её затрубного пространства, тампонажный раствор

путем применения большого количества дорогой и сложной техники, требующейся для обеспечения больших расходов и давлений, прокачивают с устья через колонну до забоя и вновь возвращают на устье, тогда как обратной циркуляцией эту операцию можно выполнить в два раза быстрее и весьма ограниченным количеством технических средств.

Мысль об этом техническом парадоксе у автора настоящей работы возникла давно. В своей практике автор применял этот способ работы с 1966 г., когда обратным способом не очень успешно была зацементирована промежуточная колонна в скважине – первооткрывательнице таймырского газа на Мессояхском месторождении. В последующем с различной степенью успешности этот способ применялся нами на многих других разведочных площадях. Для повышения его надежности был изучен опыт других инженеров и зарубежный опыт.

У способа цементирования обратной циркуляцией со временем обнаруживалось всё больше преимуществ перед прямым способом, всё больше специалистов стали заниматься его разработкой. Это привело к появлению множества технических решений. Например, только в области контроля появилось около сотни различных технических решений, на которые выданы патенты.

Список патентной литературы в области обратного цементирования размещен в настоящей книге исключительно в хронологическом порядке. Это делает возможным проследить темп и характер развития рассматриваемого способа цементирования и увлечь читателя, пригласить его к техническому творчеству, ибо крупные технические решения появляются при большом количестве участников.

Автор выражает искреннюю благодарность своим коллегам и друзьям, ветеранам геолого-разведочных работ в Красноярском крае, заслуженному геологу РФ, инженеру Е. А. Гершкарону и инженеру В. В. Шокалюку, сотрудникам Красноярского научно-исследовательского и проектного института нефти, за многочисленные замечания и предложения, которые были учтены при редактировании монографии.

1. Опыт цементирования обратной циркуляцией

История создания и развития обратного способа цементирования насчитывает много десятков лет. Его возраст сопоставим с возрастом нефтяной промышленности. Первый промышленный опыт обратного цементирования относится к 1920-м гг. Этот способ был применен по предложению инженера Кринского в Баку. Способ первоначально нашел некоторое распространение, пока глубина скважин была недостаточно большой, а диаметры обсадных колонн, наоборот, большими. Сигналом окончания процесса цементирования являлось понижение конечного давления на цементирующей головке в момент выхода тампонажного раствора в башмак обсадной колонны. Однако с ростом глубин скважин и уменьшением диаметров обсадных колонн изменение давления в конце цементирования явилось неубедительным фактором для принятия решения об окончании цементирования. Внутри обсадных колонн стали оставаться большие цементные стаканы.

Так, на смену широко применявшегося обратного способа цементирования пришел известный прямой, авторство которого относят Перкинсу.

Одна из первых публикаций об обратном способе цементирования появилась в 1940 г. – книга М. А. Завацкого «Крепление нефтяных скважин» [31]. Эта первая публикация заслуживает того, чтобы процитировать ту её часть, которая посвящена обратному способу цементирования:

«обратная цементировка

Под названием обратной цементировки известен вид её, когда цементный раствор заливается в затрубное пространство непосредственно сверху и проталкивается на любую глубину своим собственным весом.

Практически это осуществляется следующим образом. После спуска колонны в скважину, в процессе промывки её вместо глини-

стого раствора в колонну накачивают воду и ею выдавливают глинистый раствор за колонну. Давление насоса, отмеченное манометром на головке колонны, начинает расти, и когда оно поднимается на 8–10 атмосфер против нормального давления, бывшего до начала закачивания в колонну воды, закачку последней прекращают, закрывают выкидной кран на головке и скважина считается подготовленной к закачке цемента. При этом виде цементировки вокруг колонны устанавливается специальная обшивка из досок в виде плотного ящика, куда сверху и качается цементный раствор. Начав закачку цементного раствора, одновременно приоткрывают кран на головке колонны, дают выход для жидкости, что вызывает в скважине обратную циркуляцию: глинистый раствор из затрубного пространства поступает в колонну, а затрубное пространство сверху заполняется непрерывно поступающим цементным раствором.

Скорость циркуляции, а следовательно, и скорость цементировки регулируется степенью открытия крана на головке и может быть доведена до большей величины.

Когда залито расчетное количество цемента, вслед за ним за колонну продолжают качать глинистый раствор.

В начале закачки цемента давление на головке колонны снижается (при одной и той же величине открытия крана), затем оно начинает расти и вследствие того, что за колонной глинистый раствор заменяется более тяжелым цементным раствором, достигает максимальной величины, когда залито за трубами все расчетное количество цемента; на этой величине давление держится, пока цемент не начнет поступать через башмак в колонну. После этого давление на головке начинает снижаться, чем и определяется момент окончания цементировки.

Слабой стороной данного вида цементировки является затруднительность определения конца операции. Имеется один только признак, по которому можно судить о конце операции цементировки, это характер изменения давления на головке колонны.

Положительной стороной цементировки является возможность заполнения затрубного пространства цементным раствором на большую высоту без применения высоких давлений...»

В этом отрывке из книги М. А. Завацкого сказано практически всё самое главное об обратном способе цементирования: отмечены и сущность, и преимущества, и недостатки, имеющие место и в современной технологии. Однако недостатки были столь существенны, что после опыта 20-х гг. обратный способ прекратили применять

до 60-х гг. А преимущества обратного способа перед прямым всё же остаются столь велики, что к нему вернулись в 60-х гг. прошлого века и продолжают применять и совершенствовать до сегодняшнего дня.

Проблемы, стоящие перед технологией обратного способа цементирования, оказались так сложны, что данные М. А. Завацким оценки не потеряли своей значимости и в настоящее время.

В нашей работе мы попытаемся сделать обзор практического опыта применения обратного способа цементирования, используя наиболее информативные источники опубликованной литературы по этому вопросу. Список этой литературы приведен в конце книги.

В большинстве случаев практического применения обратной циркуляции при цементировании обсадных колонн пластовые давления как продуктивных, так и непродуктивных пластов были значительно ниже, чем фактические давления, возникавшие при цементировании прямой циркуляцией. Обратная циркуляция применялась с целью снизить избыточное давление во время цементирования на пласты во вскрытой толще. Имеется в виду вся сумма давлений: статического столба растворов, находящихся в затрубном пространстве в конце цементирования, т. е. гидростатического давления, и гидродинамического давления, возникающего вследствие движения жидкостей в том же канале в процессе завершения операции по цементированию. Статическое давление для одних и тех же интервалов цементирования мало зависит от схемы циркуляции. Гидродинамическое давление будет различным в зависимости от направления циркуляции вследствие того, что оно, при прочих равных показателях, применяемых в расчет, зависит от площади сечения канала, по которому осуществляется поток жидкости. Внутритрубная площадь сечения большинства обсадных колонн значительно превосходит площадь сечения заколонного пространства. Поэтому вся сумма давлений, взятая относительно забоя при цементировании прямой циркуляцией, больше, чем при обратной циркуляции, о чем подробнее будет сказано ниже.

Именно этим руководствовались при выборе способа цементирования на месторождении Хасси-Мессауд в Алжире [101]. К цементированию методом обратной циркуляции здесь вынуждены были прибегнуть в связи с тем, что обычная технология в сложных условиях месторождения не давала положительного результата. Одна из трудностей сводилась к следующему: интервал 3200–3350 м является фундаментом триасовых отложений из красных пластинчатых сланцев, имеющих весьма пониженную прочность. Красные пластинчатые сланцы не могут противостоять давлению, создаваемому тяжелым

буровым раствором, и поглощают его. Их можно зацементировать, но это очень сложная и дорогая операция, не всегда дающая нужный эффект.

Особенности геологического строения разреза приводили к тому, что цементирование 178 мм эксплуатационной колонны, спускаемой на глубину 3350 м и перекрывающей открытый ствол в интервале 2300–3350 м, не давало положительного эффекта. Зацементированными оказывались только красные триасовые сланцы, остальная часть колонны была незакрепленной и подвергалась коррозии пластовыми водами и возможности коллапса высокого давления против зоны хлор-кальциевых вод. Для получения высокого качества требовалось выполнить условие – обеспечить турбулентный поток жидкостей во время цементирования, что считалось необходимым для наиболее полного вытеснения бурового раствора из затрубного пространства. При использовании повышенной плотности тампонажного раствора и прокачивании его в турбулентном режиме прямой циркуляцией, на слабые сланцевые породы создается еще большее давление, приводящее к поглощению тампонажного раствора.

Этих трудностей удалось избежать, применив обратную циркуляцию при цементировании.

По нескольким результатам цементировок было установлено, что только закачкой тампонажного раствора на скоростях, превышающих образование турбулентного потока, удается сократить зону смешения бурового и тампонажного растворов. Хороший результат по этому способу можно получить, обеспечив непрерывный процесс закачки тампонажного раствора в затрубное пространство.

В результате применения обратной циркуляции была достигнута основная цель – снижено избыточное давление (гидродинамическое) на слабые породы на глубине 3300 м (табл. 1).

Приведенные данные по цементированию скважин №№ 33, 37, 77 способом обратной циркуляции и скважины № 73 способом прямой циркуляции говорят в пользу первого способа, так как значительно снижается гидродинамическое давление на призабойную зону. Кроме того, сокращается время цементирования; процесс осуществляется просто.

Из опыта цементирования на месторождении Северный Хасси-Мессауд следует, что тщательный учет геолого-технических условий дает положительный эффект при выборе способа цементирования, что разработка вопросов режима цементирования является важным звеном во всей технологии. Этот опыт свидетельствует о том, что в

арсенале зарубежных фирм также нет простых и надежных методов контроля за процессом цементирования обратной циркуляцией и что это ограничивает распространение способа.

Таблица 1

Параметры при цементировании скважины

Расход, л/с	Полное давление на насосах, кгс/см ²	Давление в затрубном пространстве, кгс/см ²	Давление в трубах, кгс/см ²	Величина снижения гидродинамического давления на слабые породы, кгс/см ²
10,9	38,8	30,0	8,8	21,2
13,6	48,1	38,0	10,1	27,9
17,1	61,5	47,8	13,7	34,1
22,0	84,4	66,8	17,6	49,2
23,8	108,5	85,0	23,5	61,5
27,2	130,5	100,0	30,5	69,5
30,3	169,0	130,0	39,0	91,0

Планируя применение обратной циркуляции, зарубежные специалисты исходили из того, что высокая степень замещения бурового раствора тампонажным обеспечивается при турбулентном режиме потока в затрубном пространстве независимо от направления циркуляции. И практика цементирования подтвердила это положение.

С 1960 г. в опытном порядке, а затем в больших объемах цементирование обсадных колонн способом обратной циркуляции осуществлялось на месторождении Хаян-Корт [16]. Цементированию этим способом подвергались главным образом промежуточные колонны диаметром 168, 219, 245, 324 мм. Месторождение характеризуется сложными геологическими условиями бурения и крепления скважин. В большей части разреза бурить можно было только при строго нормированной плотности глинистого раствора, незначительные колебания которой вызывали или поглощение раствора, или газонефтепроявления. Обратная циркуляция применялась во избежание создания больших избыточных давлений на пласты. Наиболее надежным способом контроля за движением тампонажного раствора в затрубном пространстве на первом этапе освоения этой технологии цементирования был признан способ активирования первых порций цементного раствора изотопами.

При цементировании скважин (например, № 37) способом обратной циркуляции отмечена одна особенность: несмотря на использование растворов различной плотности (плотности глинистого и

тампонажного растворов равнялись соответственно 1760 и 2000 кг/м³) давление в колонне 168 мм равнялось нулю в течение всего времени ОЗЦ. Такое явление наблюдалось и в других скважинах [21].

Цементирование способом обратной циркуляции применялось на других скважинах месторождения и на других площадях этого региона (Серноводской, Североставропольской, Палагнадинской).

Несмотря на положительные результаты, в связи с отсутствием надежного способа контроля за процессом и неразработанностью режима цементирования, на основе анализа опыта на месторождении Хаян-Корт сделан вывод о нецелесообразности распространения этого способа на другие районы до отработки отдельных его звеньев [69].

Удачным выбором объекта для применения обратной циркуляции может служить опыт Армавирского УБР, которое на Николаевской площади при цементировании эксплуатационных колонн диаметром 146 мм использовало обратную циркуляцию. К этому способу здесь вынуждены были прибегнуть вследствие того, что продуктивные горизонты имеют очень низкое пластовое давление. Вскрытие их при бурении осуществлялось с промывкой азрированным раствором [59]. Главная цель, которая достигалась применением обратной циркуляции, заключалась в ограничении давления столба тампонажного раствора на продуктивные пласты во избежание поглощения. Эта цель была достигнута при цементировании скважин №№ 33, 38, 50. Скважины имели глубину всего 540–630 м при глубине спуска кондуктора 135–140 м. Вследствие малой глубины скважин здесь успешно была реализована технология цементирования, разработанная в ВНИИКРнефти и состоящая в следующем: перепуск некоторого количества тампонажного раствора внутрь колонны и удаление его путем промывки специально спущенными для этой цели внутрь цементируемой колонны промывочными трубками. В этой технологии была реализована идея, выраженная инженером Шебелинской конторы бурения Сандулом в 1952 г. [67] и реализованная в а. с. № 571584.

Опыт цементирования на Николаевской площади подтверждает, что оно может быть успешным только в том случае, если правильно выбрана область применения обратной циркуляции и разработаны другие звенья технологии. Результаты этого опыта могут быть распространены и на более глубокие скважины, однако границы применимости должны быть четко выражены количественными критериями.

С целью уменьшения избыточного давления на пласты в призабойной зоне цементирование обсадных колонн обратной циркуляцией

применялось на Ромашкинском месторождении. К этому способу здесь обратились в связи с тем, что колонны как эксплуатационных, так и нагнетательных скважин, цементирувавшиеся по способу прямой циркуляции, не удалось зацементировать на всю высоту из-за наличия поглощающих и проявляющих пластов в верхней части разреза. Поэтому в процессе работы скважин колонны подвергаются активной коррозии и часто нуждаются в капитальном ремонте. Применение способа обратной циркуляции позволило здесь повысить качество крепления скважин и увеличить межремонтный период их работы.

Применение способа обратной циркуляции при цементировании позволяет преодолевать некоторые осложнения, возникающие при прямой циркуляции. Так, в Октябрьском УБР применили известный комбинированный способ, согласно которому первоначально прямой циркуляцией цементируется нижняя часть колонны, а затем – верхняя часть с принудительным вызовом поглощения. Здесь использовали две специальные фонарь-манжеты, применяющиеся при манжетной заливке, реконструированные применительно к обратной циркуляции. Таким путем зацементировано пять скважин на Михайловском месторождении (№№ 993, 976, 988, 888, 773). Качество цементировок признано удовлетворительным.

Этот новый способ цементирования впервые был использован в Красноярском крае на Мессояхском месторождении в 1966 г. [27, 80]. Появившись как разновидность обратного способа, прямой способ широко применяется самостоятельно в настоящее время.

Впервые в практике буровых работ в массовом количестве цементирование способом обратной циркуляции было применено по предложению инженеров Шебелинской конторы бурения на Шебелинском газовом месторождении [67]. Применением этого способа ставили задачу предупреждения затрубных газопроявлений, которые в период ОЗЦ на этом месторождении приняли массовый характер. В то время не было найдено научно обоснованного объяснения этому явлению. Предполагалось, что газопроявлениям и газовым выбросам в период ОЗЦ способствует принятый способ цементирования, когда тампонажный раствор закачивается в обсадную колонну, продавливается до башмака и, поднимаясь вверх по затрубному пространству, насыщается газом, вытесняемым из продуктивного пласта под некоторым избыточным давлением. Такое объяснение сейчас устарело и не раскрывает действительной причины. Снижение статического давления столба тампонажного раствора в период ОЗЦ происходит вследствие «зависания» и контракции тампонажного раствора в период фазового

перехода [11, 61, 71]. Контракция при полной гидратации раствора может достигать $25 \text{ см}^3/100 \text{ г}$. Поэтому только изменением направления движения тампонажного раствора за цементируемой колонной нельзя исключить возможность затрубных проявлений или выбросов без выполнения других технологических мероприятий [13, 63].

С целью изучения возможностей, связанных с цементированием колонн способом обратной циркуляции, Н. П. Решетниковым проведена серия лабораторных экспериментов. Было доказано, что путь движения пластового газа по скважине в процессе циркуляции жидкости зависит от способа подачи жидкости в скважину – в трубы или по затрубному пространству; от разности давления пластового газа, противодействия циркулирующего потока жидкости; от реологической характеристики движущейся жидкости.

Далее Н. П. Решетников пришел к ошибочным выводам, утверждая, что только восходящим направлением движения тампонажного раствора можно объяснить возникновение затрубных газовых проявлений.

С целью предупреждения газовых проявлений и газовых выбросов в период ОЗЦ на Шебелинском газовом месторождении проведены пробные цементировки эксплуатационных колонн в трех скважинах: №№ 137, 142, 143. Цементирование скважин проводилось с герметизацией затрубного пространства превентором с применением активированных пачек циркулирующих жидкостей: перед закрытием превентора в затрубное пространство засыпалась целлофановая крошка, следом закачивался объем глинистого раствора, соответствующий внутреннему расчетному объему колонны, далее закачивался тампонажный раствор. Закачка тампонажного раствора прекращалась в момент выхода целлофановой крошки на поверхность с глинистым раствором.

В дальнейшем способом обратной циркуляции было зацементировано 13 эксплуатационных колонн в газовых скважинах. Четыре операции оказались неудачными [68]. При применении прямого способа цементирования почти во всех случаях возникали затрубные газопроявления. Успешность цементирования обратной циркуляцией в значительной мере обеспечивалась тщательной подготовкой и точностью выполнения операций. Опыт Шебелинской конторы бурения показал, что предотвратить затрубное газопроявление только обратной циркуляцией не представляется вероятным, так как невозможно таким путем исключить эффект контракции в тампонажном растворе в период его твердения и каналообразование в кольцевом пространстве, являющееся главной причиной прорыва газа на поверхность.

Примером неудачного выбора объекта и цели для применения обратной циркуляции при цементировании является практика Новосибирского геологоуправления. Здесь на разведочных площадях провели несколько цементирований обсадных колонн обратной циркуляцией с целью совершенствования технологии применительно к разведочным условиям строительства скважин. Эти условия характеризовались удаленностью разведочных скважин друг от друга и от баз экспедиций и, следовательно, отсутствием возможности маневра специальной цементировочной техникой. Применением обратной циркуляции предполагалось получить высокий технологический эффект [35, 36]. Здесь использовался так называемый безагрегатный способ, который сводится к тому, что перед началом цементирования в трубы закачивается вода. В связи с вытеснением глинистого раствора возникает разность давлений столбов жидкостей в трубах и за трубами (вспомним М. А. Завацкого). Величина столба в колонне должна быть такой, чтобы в процессе всего цементирования разность давлений была бы не меньше 1 МПа, требующегося для нормальной работы гидроворонки. Расчет определяется также количество воды, которое потребуется для затворения тампонажного раствора. Созданный таким образом напор на цементировочной головке колонны используется как источник энергии и воды для её подачи на гидроворонку. Из гидроворонки тампонажный раствор подавался к буровым насосам, которыми его закачивали в затрубное пространство. Затрубное пространство изолировалось плашками превентора. Таким способом была зацементирована, например, скважина № 62 на Северо-Сосвинской площади. В ствол скважины диаметром 190 мм была спущена эксплуатационная колонна диаметром 114 мм на глубину 1885 м. Герметизация затрубного пространства достигалась с помощью превенторов.

Опыт Новосибирского геологоуправления по применению обратной циркуляции для цементирования обсадных колонн в разведочных нефтяных и газовых скважинах отрицателен: из описанных в [34] четырех операций три операции привели к отрицательным результатам – оголению башмака или оставлению в колонне больших количеств тампонажного раствора. Отрицательные результаты объясняются в первую очередь неправильным выбором объекта для применения обратной циркуляции. Во всех четырех случаях отмечено поглощение тампонажного раствора и его фильтрата, которое объясняется высокими гидравлическими сопротивлениями потоку внутри обсадной колонны диаметром 114 мм, спускаемой в ствол скважины,

пробуренный долотом диаметром 190 мм. Расчеты показывают (см. ниже), что в этом случае сумма гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны выше, чем в затрубном пространстве, и все избыточное давление при цементировании передавалось на стенки скважины и забой. Применяя прямую циркуляцию, избыточное давление на забой от гидравлических сопротивлений потоку при этой конструкции скважины можно уменьшить в 3 раза. Поглощением тампонажного раствора, т. е. уменьшением его объема, и объясняется причина оголения башмаков в трех скважинах. Применяемая здесь оригинальная технология – безагрегатный способ – безусловно заслуживает его дальнейшей разработки и широкого распространения в разведочном бурении. Однако любая схема цементирования должна удовлетворять условиям, обеспечивающим высокий коэффициент замещения бурового раствора тампонажным [1, 3, 10, 14, 15, 18, 19, 29, 30, 39, 60, 73]. Применяя безагрегатный способ, необходимо выполнять его в таком режиме, чтобы обеспечить на определенном этапе цементирования необходимую дифференциальную скорость.

Наиболее богатый опыт цементирования обсадных колонн обратной циркуляцией накоплен в Красноярском крае. Первый опыт такого цементирования здесь относится к 1966 г. Тогда на Мессояхской площади на скважине № 1 промежуточная колонна 219 мм была спущена в скважину, пробуренную на глубину 1630 м долотом 295 мм, и по нашему предложению зацементирована обратной циркуляцией с закачкой в призабойную зону тампонажного раствора плотностью 1800 кг/м^3 , а в верхнюю часть – цементно-бентонитовой смеси плотностью 1560 кг/м^3 . Для герметизации затрубного пространства использовался превентор с трубными плашками под диаметр 140 мм. Обсадная колонна была подвешена на патрубке такого же диаметра.

Был применен двойной способ контроля процесса цементирования – объемный и с помощью обратного клапана шарового типа. В качестве поплавка использовался цементный шар плотностью 1600 кг/м^3 , заключенный в резиновую оболочку.

Закрытие седла клапана поплавковым шаром не зафиксировано. Видимо, шар разрушился обратным потоком ещё при спуске обсадной колонны. Процесс цементирования был прекращен после перепуска некоторого объема тампонажного раствора внутрь колонны.

Эта скважина стала первооткрывательницей Мессояхского газового месторождения, которым было начато обеспечение дешевым топливом крупнейшего на севере страны Норильского горно-металлургического комбината [74].

Приведем еще несколько примеров применения рассматриваемого метода в Красноярском крае.

На скважине № 1 Тутончанской площади в интервале 2137–2146 м была вскрыта зона свободного водообмена, характеризовавшаяся кавернозностью, превышающей предел измерения каверномера. Башмак промежуточной колонны 219 мм был установлен на глубине 2160 м. Двукратная попытка зацементировать колонну в интервале 2160–1500 м оказалась безуспешной – тампонажный раствор размывался потоком пластовых вод. Статический уровень держался на глубине 30 м при заполнении скважины пластовой водой плотностью 1284 кг/м³. Было решено зацементировать промежуточную колонну способом обратной циркуляции в интервале 1500–2140 м. В затрубное пространство закачали нетекучий глинистый раствор в объеме 66 м³ плотностью 1120 кг/м³. Вслед за глинистым раствором закачали 24 м³ тампонажного раствора плотностью 1850 кг/м³. После закачки тампонажного раствора до момента начала его схватывания осуществляли свободный долив пресной воды расчетного объема в затрубное пространство. После ОЗЦ опрессовкой затрубного пространства подтверждена герметичность цементного кольца и колонна оборудована превенторной установкой. Цементное кольцо определено в интервале 1450–2150 м.

На скважине № 4 Сухо-Тунгусской площади при забое 838 м и диаметре ствола 295 мм вскрыт газовый горизонт, который необходимо было испытать со снятием всех параметров пласта. Для этого нужно было до кровли пласта спустить колонну 219 мм и зацементировать её до устья. Важным оказалось исключить поступление фильтра бурового или цементного раствора в газоносный пласт под избыточным давлением. Перед спуском колонны в интервал 770–838 закачана соляро-бентонитовая смесь. Колонну 219 мм спустили до глубины 770 м. Тампонажный раствор плотностью 1800 кг/м³ с добавкой ускорителя схватывания закачали сверху в затрубное пространство со скоростью более 1,6 м/с. Операция затворения, совмещенная с операцией закачки, составляющие весь цикл цементирования, была закончена за 20 мин при одном буровом насосе, которым осуществлялась подача растворов в затрубное пространство. Противодействие на пласт снижено на 1,6 МПа против возможного при цементировании колонны прямой циркуляцией [64, 81, 82].

На скважине № 1 Куюмбинской площади при цементировании 146 мм эксплуатационной колонны применялся способ обратной циркуляции. Ранее на глубину 2007 м в скважину была спущена 219 мм

промежуточная колонна и зацементирована на высоту около 350 м от башмака прямой циркуляцией. Далее долотом 190 мм скважина была углублена до 2526 м. Продуктивные газовые, газо-конденсатные и газо-нефтяные горизонты зафиксированы в интервале 2167–2480 м. В процессе бурения на глубине 2218 м вскрыт поглощающий пласт. Превышение плотности раствора на 10 кг/м^3 против применявшегося 1060 кг/м^3 вызывало поглощение раствора. Эксплуатационную колонну необходимо было спустить на глубину 2120 м и зацементировать до устья. При этом важным оказалось оставить минимальный цементный стакан внутри колонны, так как существовала проблема его разбухания перед вторичным вскрытием пластов и их испытанием.

Для того чтобы не допустить поступления растворов в продуктивные пласты, осуществлены следующие меры: в интервал 2160–2220 м была закачана соляро-бентонитовая смесь плотностью 1240 кг/м^3 , которая, как известно, при проникновении через неё воды становится чрезвычайно высоковязкой и малоподвижной, обладающей минимальной проникающей способностью в проницаемые породы. Над соляро-бентонитовой смесью установлен цементный мост в интервале 2120–2160 м. Для цементирования колонны обратной циркуляцией устье скважины загерметизировано превентором. На колонне был установлен 2" кран регулируемого проходного сечения, через который вытесняемый буровой раствор через 2,5" буровой шланг поступал в мерную емкость. На высоту 500 м от башмака колонны была зацементирована тампонажным раствором 1800 кг/м^3 . Весь остальной интервал до устья можно было цементировать цементно-бентонитовой смесью плотностью 1540 кг/м^3 . Смесью заготавливалась в глиномешалке и сливалась в приёмы буровых насосов, где перемешивалась двумя гидропушками. Вначале был заготовлен весь расчетный объем цементно-бентонитовой смеси. В конце её приготовления приступили к затворению тампонажного раствора в гидроворонке с ускорителем схватывания и закачке его непосредственно в затрубное пространство через один из выкидов превентора.

Когда была закончена подача в затрубное пространство тампонажного высокоплотного раствора, приступили без остановки циркуляции к подаче низкоплотной цементно-бентонитовой смеси. Вся операция по цементированию выполнена за 30 мин. Скорость потока растворов в затрубном пространстве составила около 1,8 м/с. Максимальное давление в начальный период цементирования на нагнетательной линии достигало 3 МПа. Противодействия на цементировочной головке не было, а в конце цементирования, за 2 мин до его окон-

чания, приступили к торможению движения растворов, и давление на головке возросло до 2,5 МПа, а при полном перекрытии 2" – до 4,5 МПа. В дальнейшем через 40 мин оно постепенно снизилось до нуля.

В Красноярском крае множество скважин зацементировано способом обратной циркуляции. Краткая информация о некоторых из них приведена в табл. 2.

Таблица 2

Список скважин, зацементированных обратной циркуляцией

№№ п/п	Площадь	№ сква- жины	Диаметр обсадной колонны, м	Интервал цементирования	
				по плану	фактически до
1.	Мессояхская	1	0,219	0/1630	700/1630
2.	Володинская	2	0,219	0/1260	412/1260
3.	Тутончанская	1	0,219	1500/2160	1500/2160
4.	Сухотунгусская	4	0,219	0/700	0/700
5.	Сухотунгусская	8	0,324	0/740	0/740
6.	Южносолнечная	1	0,324	0/402	60/402
7.	Куюмбинская	1	0,146	0/2007	0/2007
8.	Куюмбинская	9	0,146	600/2500	600/2500
9.	Куюмбинская	2	0,146	0/2400	0/2400
10.	Оморинская	2	0,219	0/2640	670/2640
11.	Оморинская	3	0,219	0/2258	279/2258
12.	Оморинская	5	0,146	0/2706	65/2706
13.	Юрубченская	5	0,245	0/1398	0/1398
14.	Юрубченская	5	0,146	0/2285	0/2285
15.	Юрубченская	6	0,219	0/2214	0/2157
16.	Юрубченская	13	0,219	0/2225	0/2225
17.	Манкурская	1	0,146	0/2421	0/2421
18.	Оленчиминская	152	0,219	0/2030	0/1890

Обратный способ цементирования в наши дни на многих промыслах – повседневная практика. Опыт промысловиков редко описывается в печатных изданиях. В монографии рассмотрена только та часть опыта, которая была опубликована, и авторская практика.

2. Постановка задач

Все разработки в области цементирования скважин направлены главным образом на повышение производительности и качества работ.

А. И. Булатов определяет высокое качество цементирования любых скважин как обеспечение герметичности обсадной колонны и герметичности цементного кольца. Если принять во внимание, что оба этих фактора действуют достаточно долговременно в процессе консервации и эксплуатации скважины, то для оценки результатов цементировочных работ эти два понятия действительно являются исчерпывающими [8, 13, 63].

На пути к этой цели необходимо выбрать оптимальные средства для её достижения, т. е. использовать такую технологию цементирования, которая обеспечила бы и высокое качество заканчивания скважины, куда входит не только цементирование, но и воздействие на пласты, вскрываемые скважиной, и в первую очередь сохранение коллекторских свойств тех из них, которые могут быть продуктивными.

Тампонажный раствор, проникая в пласты, препятствует поступлению флюидов к скважине. Слабо проницаемые пласты пропускают фильтрат, который также ухудшает коллектор. В случае высоких давлений из скважины в пласт происходит его гидравлический разрыв или раскрытие трещин, что приводит к потере тампонажного раствора и фильтрационных возможностей пласта.

Все эти факторы в практике имеют место, так как в большинстве случаев плотность тампонажного раствора превосходит плотность бурового раствора. Такому положению дел соответствует следующее объяснение. Для цементирования обсадных колонн было бы естественно применять такие цементы, которые в нормальных условиях позволяли бы готовить из них тампонажные растворы плотностью на 10–15 % выше, чем плотность бурового раствора, заполняющего скважину. Именно так теперь поступают инженеры, в распоряжении

которых имеется большой выбор цемента, позволяющих получать низкую плотность без потери прочностных свойств цементного камня. Однако цементы, обеспечивающие плотность менее 1560 кг/м³, до настоящего времени не нашли широкого применения. Технологи получили в свое распоряжение такие приемы, как подготовка ствола скважины к цементированию. Так, инженерами В. А. Прасоловым и В. Н. Поляковым разработаны приемы [РД 41-21-39-91, РД 41-21-37-91], позволяющие нормализовать ствол скважины перед креплением его обсадной колонной таким образом, что, будучи опрессованными на ожидаемое давление на стенки скважины при её цементировании высокоплотным тампонажным раствором, они не допускают потерь тампонажного раствора при подъёме его на расчётную высоту.

Таков естественный подход к развитию технологии заканчивания скважин. Но на настоящем этапе развития нефтяного хозяйства уже актуально ставить вопрос об обязательном применении низкоплотных цемента, сохраняющих значение механической прочности на уровне не ниже обычного тампонажного цемента для нормальных скважин. Однако существуют попытки «облегчать» если не весь тампонажный раствор, то хотя бы его часть путем введения в него глинопорошков или других облегчающих наполнителей. Если это отвечает целям строительства скважины и сохранению недр, то проблем не возникает. Хотя известно, что из таких тампонажных растворов получается цементный камень весьма низкой механической прочности. И совершенно недопустимо «вздувать» тампонажный раствор, аэрируя его. Такой цементный камень, если он иногда и образуется, не выполняет функцию разобщения пластов и должен быть исключен из практики.

Таким образом, появление и развитие обратного способа цементирования было в значительной мере обусловлено тем, что плотность тампонажного раствора значительно превышает плотность бурового раствора.

Это не означает, однако, что если разница в плотностях этих растворов невелика, то не может возникнуть необходимости цементировать обсадную колонну обратной циркуляцией. Фактор разности гидродинамических давлений на забой и стенки скважины при смене направления циркуляции сохраняется, даже если плотность циркулирующих по скважине жидкостей одинакова. Эта разность зависит от различия площадей сечения трубного и затрубного каналов. Поэтому при выборе способа цементирования необходимо учитывать прежде всего оба этих фактора: разности плотностей циркулирующих жидко-

стей и разности сечения каналов, – не исключая, конечно, влияния реологии жидкостей и режима их течения. О роли этих факторов подробнее будет сказано в нижеследующих разделах.

Выбор технологии, которая обеспечивает высокое качество – герметичность колонны и цементного кольца, – и одновременно предохраняет продуктивные пласты от загрязнения и предотвращает потери тампонажного раствора, занимает важное место в инженерном обеспечении строительства скважин. С этой целью применяются тампонажные растворы с заданными свойствами, многообразные технические средства для оснастки обсадных колонн, различные меры воздействия на растворы и технические средства, используемые при цементировании.

Главным мероприятием, направленным на высокое качество цементирования каждого цикла крепления скважины, является выбор способа спуска обсадной колонны и способа её цементирования: в один прием, секционный спуск колонн, ступенчатое цементирование, обратное цементирование.

В настоящее время обратная циркуляция при цементировании стала применяться все чаще, однако до сих пор на практике к ней относятся очень настороженно.

В нашу задачу входит исследовать оба этих явления и ответить на вопросы:

- чем выгоден способ цементирования обратной циркуляцией?
- почему он недостаточно распространён?

Чтобы ответить на эти вопросы, необходимо рассмотреть выявленные к настоящему времени и невыявленные положительные и отрицательные стороны этого способа цементирования.

3. О методе исследований обратного цементирования

Прежде чем приступить к детальному рассмотрению положительных и отрицательных сторон обратного цементирования, следует остановиться на методах исследования, которыми мы хотели бы дальше воспользоваться.

Нами будут использованы все три метода исследований: теория, эксперимент, анализ практики.

Множество теоретических расчетов, будучи отнесенными к конкретной геометрии скважины, имеют значение именно для этой скважины. Их недопустимо распространять на скважины, имеющие другую геометрию [70]. Так, например, нельзя поступать с гидравлическими расчетами, поскольку на неньютоновские жидкости не распространяются методы подобия и все расчетные процессы должны рассматриваться как автомодельные. На практике часто возникает потребность проследить динамику влияния различных технологических факторов на значение таких показателей, как, например, забойное давление, забойная температура, нагрузки на обсадную колонну, продолжительность цементирования, давление на агрегатах при продавке и т. д.

Конструкция горной выработки, каковой является скважина, должна отвечать многообразным требованиям, предъявляемым к ней. Вполне закономерны и необходимы попытки систематизировать и увязать между собой не только геометрические размеры скважины как горной выработки, геометрические размеры технических средств и оборудования, располагаемых в ней, но и определённые параметры жидкостей, используемых в скважине при выполнении различных операций.

В работе [71] приведены соотношения размеров долот и обсадных колонн для различных вариантов конструкций скважин. При этом учтены практически все возможные варианты наборов и сочетаний труб и долот, используемых как для бурения под соот-

ветствующую обсадную колонну, так и для выхода из-под её башмака с целью дальнейшего углубления скважины. Указанные варианты облегчают выбор вариантов конструкций скважин. Однако в инженерной практике при исследовании и разработке различных технологических процессов применение дискретных значений диаметров обсадных труб и долот часто ограничивает возможность установления закономерностей наблюдаемых или прогнозируемых процессов, связанных с изменением геометрических размеров труб и долот.

Рассматривая развитие техники и технологии бурения глубоких скважин в ретроспективе, можно найти объяснение происхождению практически применяемых размеров долот, бурильных и обсадных труб, утяжеленных труб. Однако для нас важно установить действующие закономерности и соотношения как размеров, так и технологических параметров. Это нам пригодится при сопоставлении технологических возможностей различных приемов цементирования скважин.

В первую очередь необходимо отметить, что геометрические соотношения обсадных труб и долот, применяемых для бурения стволов под эти трубы, отвечают определенным закономерностям. Зазоры на сторону, при использовании тех или иных обсадных колонн и долот для бурения под них, неодинаковы и измеряются от 0,011 до 0,045 м по муфте соответствующей трубы.

К конструированию скважин в различных районах подходят с учетом конкретных местных технических и горно-технологических условий. Под одну и ту же колонну в различных районах бурят ствол скважины различного диаметра. Так, в Западной и Восточной Сибири в геолого-разведочном бурении под эксплуатационную колонну диаметром 0,146 м производят бурение долотом и 0,190, и 0,215 м.

В отечественной и зарубежной практике используется большой набор размеров долот и обсадных труб.

Задачу установления связи между диаметрами обсадных колонн и соответствующих им долот можно решить статистическим методом [2, 57]. Статистическая зависимость проявляется в том, что при изменении одной из величин изменяется среднее значение другой величины. В этом случае статистическая зависимость может быть корреляционной.

Докажем, что существует если не функциональная, то во всяком случае корреляционная связь между диаметром обсадных колонн и диаметрами скважин (долот). При этом условимся, что не обязательно

придерживаться действующих размеров, зафиксированных в нормативных документах. Достаточно получить размеры, близкие к фактически применяемым.

Учитывая многообразие сочетаний размеров, необходимо включить в расчет все наиболее часто применяемые размеры труб (м):

0,114; 0,127; 0,146; 0,178; 0,194; 0,219; 0,245; 0,273; 0,299; 0,325

и диаметры скважин (долот):

0,144; 0,159; 0,161; 0,168; 0,172; 0,190; 0,215; 0,222; 0,241; 0,243;
0,247; 0,251; 0,269; 0,273; 0,295; 0,305; 0,311; 0,346; 0,370; 0,394.

Для каждого размера трубы вычислим условную среднюю величину диаметра скважины (долота) и, наоборот, для каждого диаметра скважины (долота) – условную среднюю диаметра обсадной колонны (трубы). Например, обсадная колонна, составленная из труб диаметром 0,219 м, может быть спущена в стволы скважин, пробуренные долотами размером 0,269; 0,273; 0,295 м, тогда условная средняя d :

$$d_{(0,219)} = \frac{0,269+0,273+0,295}{3} = 0,279.$$

Таким же образом найдем, что в ствол скважины, пробуренный диаметром 0,295 м, могут быть спущены обсадные колонны, состоящие из труб диаметром 0,194; 0,219; 0,245 м. Тогда условная средняя величина трубы для этого размера долота:

$$d_{(0,295)} = \frac{0,194+0,219+0,245}{3} = 0,218.$$

После подсчета условных средних значений определяется ряд соответствующих один другому значений размеров обсадных труб (числитель) и долот (знаменатель):

$\frac{0,114}{0,154}, \frac{0,127}{0,170}, \frac{0,146}{0,181}, \frac{0,168}{0,202}, \frac{0,173}{0,214}, \frac{0,178}{0,240}, \frac{0,194}{0,269}, \frac{0,206}{0,279}, \frac{0,238}{0,295}, \frac{0,245}{0,303}, \frac{0,259}{0,311}, \frac{0,273}{0,328}, \frac{0,299}{0,382}, \frac{0,318}{0,394}$

Корреляционная зависимость есть зависимость условий средней величины диаметра скважины (долота) d_1 от величины диаметра обсадной колонны (трубы) d_2 , что позволяет записать уравнение регрессии в виде

$$d_1 = f(d_2). \quad (1)$$

Принимаем прямолинейную форму корреляционной связи. Поэтому искомое уравнение можно записать в виде

$$d_1 = k d_2 + b. \quad (2)$$

Угловым коэффициентом прямой линии регрессии d_1 на d_2 есть выборочный коэффициент регрессии d_1 на d_2 и его можно обозначить через ρ_{12} . Найдем выборочное уравнение прямой линии регрессии d_1 на d_2 вида

$$d_1 = \rho_{12} d_2 + b_{12}. \quad (3)$$

Параметры углового коэффициента ρ_{12} и b_{12} находятся методом наименьших квадратов

$$\rho_{12} = \frac{n \sum_{i=1}^n d_1 d_2 - \sum_{i=1}^n d_2 \sum_{i=1}^n d_1}{n \sum_{i=1}^n d_2^2 - \left(\sum_{i=1}^n d_2 \right)^2}. \quad (4)$$

$$b_{12} = \frac{\sum_{i=1}^n d_2^2 \sum_{i=1}^n d_1 - \sum_{i=1}^n d_2 \sum_{i=1}^n d_2 d_1}{n \sum_{i=1}^n d_2^2 - \left(\sum_{i=1}^n d_2 \right)^2}. \quad (5)$$

Здесь n – число значений.

Подставив в эти уравнения угловые средние и решив их, находим

$$\rho_{12} = 1,185; b_{12} = 0,015. \quad (6)$$

Тогда

$$d_1 = 1,185 \cdot d_2 + 0,015. \quad (7)$$

Аналогичным способом находятся выражения $\rho_{21} = 0,83$ и $b_{21} = -0,0096$, откуда

$$d_2 = 0,83 \cdot d_1 - 0,0096. \quad (8)$$

Это уравнение можно использовать как проверочное.

Находим величину выборочного коэффициента корреляции

$$Z_b = \sqrt{\rho_{12} \cdot \rho_{21}} = \sqrt{1,185 \cdot 0,83} = 0,99. \quad (9)$$

Поскольку выборочный коэффициент корреляции близок к единице, можно утверждать, что между размерами обсадных колонн (труб) и скважин (долот) существует корреляционная связь, близкая к функциональной (рис. 1).

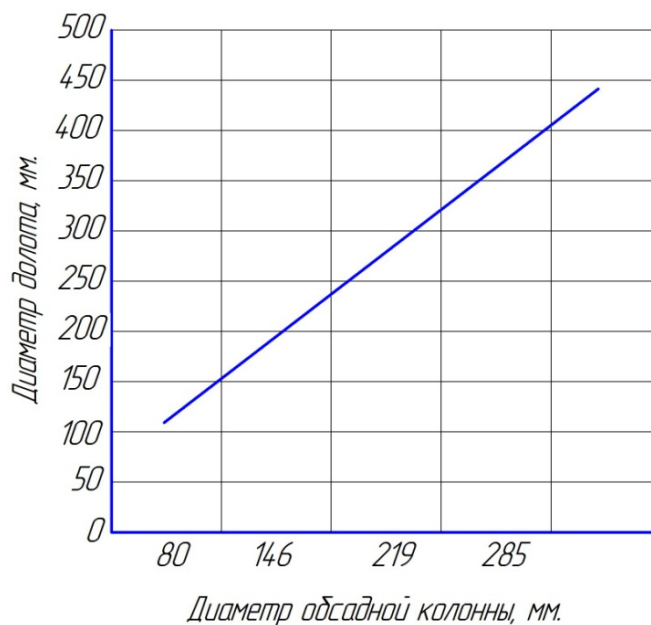


Рис. 1. Корреляция размеров обсадных труб и долот

Полученные зависимости позволяют более корректно давать некоторые рекомендации. Например, правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности при проектировании скважин рекомендуются дискретные значения зазоров на сторону между скважиной и обсадной колонной. Установленная тесная корреляционная связь между ними позволяет рекомендовать для этой цели формулу для вычисления зазора между диаметром скважины (долота) и обсадной колонной, которую проектируется спускать в ствол, пройденный этим долотом:

$$\delta \geq 0,0463 d_2 + 0,0075. \quad (10)$$

За рекомендуемый размер долота следует принять тот, который получен по этой формуле или наиболее близок к этому значению в большую сторону. В правилах по промышленной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности строго регламентируются зазоры на сторону дискретными значениями, тогда как их можно выразить найденной выше функциональной зависимостью.

Другой пример. Для повышения прочности цементного кольца применяют расширяющиеся цементы. Однако произвольное увеличе-

ние коэффициента расширения чревато опасностью либо разрушения обсадной колонны, либо разрушения массива окружающих пород: и то и другое недопустимо. Поэтому Н. Х. Каримовым были выполнены исследования, имеющие своей целью нормировать коэффициент расширения для различных размеров обсадных колонн и соответствующих им скважин. Результаты исследований показывают, что с увеличением диаметра обсадной колонны и соответствующих им долот при различных гидростатических давлениях допустимый коэффициент расширения повышается. Используя корреляционную связь между диаметрами долот и обсадных колонн (7), можем найти зависимость между диаметром обсадной колонны и допустимым коэффициентом расширения цементного камня. Она с допустимой для практики точностью выражается полиномом третьей степени (11) и может быть представлена в графической форме (рис. 2):

$$K = 0,031 + 0,951 \cdot d + 0,844 \cdot d^2 - 4,047 \cdot d^3 \quad (11)$$

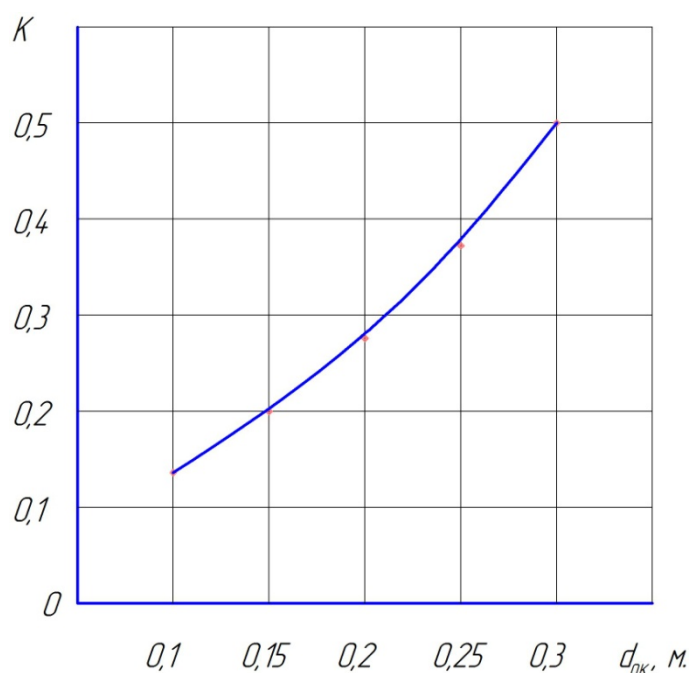


Рис. 2. Зависимость допустимого коэффициента расширения цемента от диаметра обсадной колонны

Установленная корреляционная связь между диаметром обсадной колонны и долота, которым необходимо бурить ствол для её спуска (7), позволяет манипулировать при проектировании конструкций скважин, так как реальные размеры находятся в некотором «коридоре» между двумя графическими линиями (рис. 3).

Для анализа конструкций скважин или при поиске рациональной конструкции скважины для конкретных условий, а также для оценки технологичности конкретной конструкции скважины можно пользоваться «коридором», лежащим между двумя прямыми в координатах d_1 и d_2 . Например, можно оценивать технологичность конструкций скважин по некоторым критериям: по зазору на сторону и по глубине спуска колонн [83].

В зависимость (7) можно внести дополнительные параметры (гидростатическое давление, толщину стенки обсадной трубы и её механическую прочность, радиальную прочность обсадной колонны и т. д.).

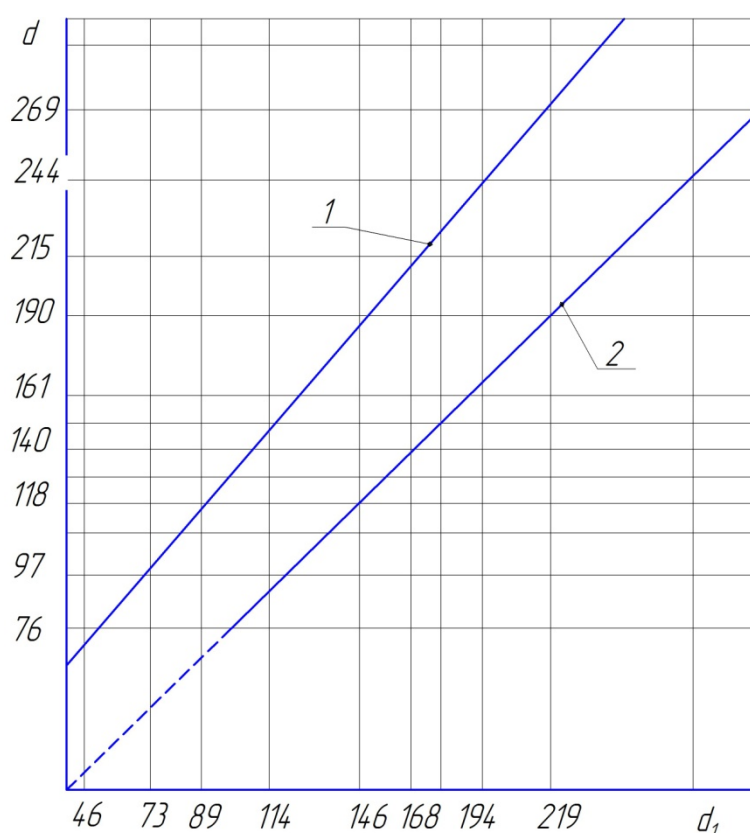


Рис. 3. «Коридор» для манипулирования конструкциями скважин (пример: бурение под обсадную колонну диаметром 168 мм рекомендуется осуществлять долотом диаметром 215 мм, а последующее углубление возможно только долотом 140 мм; в этот диаметр скважины можно проектировать последующий спуск колонны диаметром менее 114 мм, т. е. 102 мм)

Приведенная выше подробная методика поиска корреляционных связей была выполнена для того, чтобы показать:

– полученные таким образом корреляционные связи достаточно обоснованны и их можно использовать в практических расчетах;

– эту методику можно распространить для выявления других корреляционных связей, которые несомненно существуют в технике и технологии строительства скважин.

Однако нашей главной целью при поиске корреляционной связи между диаметром долота и диаметром обсадной колонны было получить инструмент для демонстрации особенностей обратного способа цементирования, его преимуществ перед традиционной технологией и возможных недостатков. Покажем их.

4. Исследования и развитие способа обратного цементирования

Цементирование обсадной колонны в скважине – это процесс размещения тампонажного раствора в предназначенном для цементирования пространстве.

Из факта смены традиционно прямого направления циркуляции при цементировании обсадной колонны на обратное следуют особенности этого способа и его отличия от прямого способа. Рассмотрим последовательно все возможные последствия, связанные с изменением прямого направления циркуляции жидкостей в скважине на обратное, а также особенности, отличия, преимущества и недостатки обратного направления циркуляции при цементировании обсадной колонны.

4.1. Транспортный путь тампонажного раствора

Практически вдвое сокращается протяженность транспортного пути тампонажного раствора. Например, при цементировании обсадной колонны на всю её длину та порция цементного раствора, которую необходимо прокачать до устья, проходит путь от устья до нижней части обсадной колонны по внутреннему пространству труб и поднимается обратно за этой колонной по кольцевому пространству обратно до устья.

Последняя порция, которая должна быть за нижней частью обсадной колонны, проходит путь, равный длине обсадной колонны.

При обратном способе цементирования первая порция проходит путь, равный длине обсадной колонны, а последняя остается на устье.

Примем:

l – длина обсадной колонны;

s_1 – средняя длина пути первой и последней порции тампонажного раствора при прямом способе цементирования;

c_2 – средняя длина пути первой и последней порции тампонажного раствора при обратном направлении циркуляции.

$$c_1 = \frac{2l+l}{2}; \quad (12)$$

$$c_2 = \frac{l+0}{2}; \quad (13)$$

$$c = c_1 - c_2 = \frac{2l+l}{2} - \frac{l+0}{2} = l; \quad (14)$$

$c = l$ – это и есть тот лишний путь, который совершает тампонажный раствор при прямом цементировании. Следовательно, транспортный путь движения тампонажного раствора *короче* на длину, равную глубине скважины; в такой же мере сокращается время цементирования.

4.2. Гидродинамическое давление на забой скважины

Из факта разности в площадях внутреннего сечения обсадной колонны и сечения пространства за обсадной колонной вытекают важные следствия. Поскольку для большинства обсадных колонн кольцевое пространство имеет площадь сечения меньшую, чем соответствующая площадь внутреннего сечения обсадной колонны, то гидродинамическое давление на забой при прямой циркуляции будет значительно больше, чем при обратной при одинаковых исходных данных. Впервые на это обратили внимание Marquaire и Brisak [102]. В дальнейшем эту особенность отметили А. И. Булатов, Г. В. Обабко, Б. Н. Кружилин, Г. К. Мишучкин [8]. Обе группы авторов дали предварительные результаты гидравлических расчётов при цементировании, показывающие значительную разницу в давлениях на забой при изменении направления циркуляции и преимущество в этом обратной циркуляции относительно забоя скважины [12, 40]. В [102] эта разница в гидродинамических давлениях на призабойную зону явилась определяющим фактором при выборе способа цементирования, так как именно в нижней части скважины располагались слабые породы (см. табл. 2).

Гидродинамические давления на пласты, «чувствительные» (поглощения, гидроразрыв пластов) к избыточным давлениям, являются

важным критерием при выборе направления циркуляции при цементировании. Однако распространение результатов гидродинамических расчётов для одной конструкции скважины на общую оценку способов цементирования приводит к серьёзным ошибкам. Так, если выполнить расчёты для обсадных колонн диаметром 114 и 168 мм, спущенных в скважины диаметром 190 и 215 мм соответственно, то можно сделать вывод, что цементирование обсадных колонн обратной циркуляцией «наиболее перспективно... при креплении скважин колоннами большого диаметра». Этот вывод некорректен. В самом деле, чем больше диаметр обсадной колонны, тем больше и кольцевой зазор. Размеры кольцевого зазора с увеличением диаметра обсадной колонны возрастают медленно, тогда как гидравлические сопротивления растут в квадрате от скорости. И если рассматривать всю линейку размеров диаметров обсадных колонн, то картина получается несколько иная. Положим, что потоки в кольцевом и трубном пространствах совершаются в турбулентном режиме. Допустим также, что предыдущая обсадная колонна в скважине отсутствует (открытый ствол), а диаметр скважины номинален. Расчёт выполним для момента окончания цементирования.

Соотношения между номинальными диаметрами долот и соответствующих им обсадных колонн можно представить в виде графика, в котором на горизонтальной оси откладываются диаметр обсадных труб, а на вертикальной находятся соответствующие диаметры долота. Придерживаясь (7) и графика (рис. 1), можно, выполняя гидродинамические расчеты, определять, как зависят гидродинамические показатели от режима цементирования и размера цементируемых обсадных колонн. Например, если принять применяемые для нормальных условий строительства скважин промывочную жидкость (плотность 1200 кг/м^3) и тампонажный раствор (плотность 1850 кг/м^3), то получаем представленные на рис. 5 графические зависимости удельных (на 1 м длины колонны) гидравлических сопротивлений внутри обсадных колонн для промывочной жидкости, в затрубном пространстве для тампонажного раствора при диаметрах обсадных колонн от 0,10 до 0,30 м и для расходов относительно кольцевого пространства, отвечающих скорости потока в нем $V_1 = 1 \text{ м/с}$ и $V_2 = 2,5 \text{ м/с}$. Как видно из графиков, гидравлические потери в кольцевом пространстве в большом диапазоне скоростей значительно превосходят таковые внутри обсадных колонн. Причем с увеличением диаметра обсадной колонны эта разница увеличивается в квадратичной зависимости.

На практике часто возникают ограничения на гидродинамические давления на забой, связанные с вероятностью возникновения поглощений, гидравлического раскрытия трещин или гидроразрыва пластов. Чаще всего такие ограничения возникают на забое или вблизи забоя. Поэтому уместно подчеркнуть, что в таких условиях большое преимущество принадлежит обратной циркуляции при цементировании, так как гидродинамическое давление на забой при обратной циркуляции в 2 раза меньше, чем при прямой.

Расчет гидравлических потерь вычислим по формулам для потока внутри обсадной колонны

$$p_{тр} = 82,6 \cdot 10^{-6} \lambda \cdot \gamma_p \frac{q^2 \cdot H}{d_{ок}^5}; \text{ МПа.} \quad (15)$$

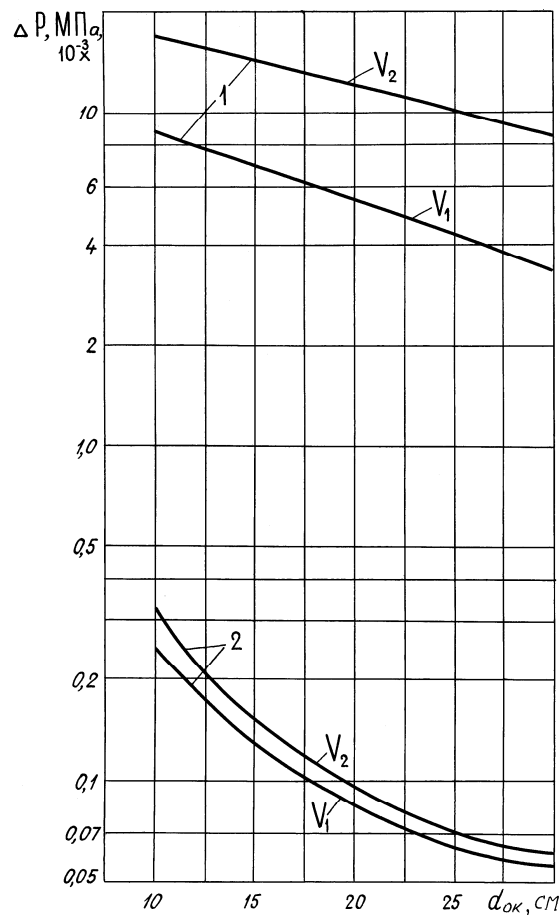


Рис. 5. Зависимость удельных гидравлических сопротивлений от диаметра обсадной колонны при скоростях потока $V_1 = 1$ м/с и $V_2 = 2,5$ м/с тампонажного раствора – в затрубном пространстве (1) и промывочной жидкости в трубах (2). Показатели бурового раствора $\rho = 1,2$ г/см³; $\tau = 32$ Па; $\eta = 13$ Па·с и тампонажного, соответственно: $\rho = 1,85$ г/см³; $\tau = 87$ Па; $\eta = 40$ Па·с

$$p_{кп} = 82,6 \cdot 10^{-6} \cdot \lambda \gamma \frac{q^2 \cdot h}{(d - d_{ок})^3 (d + d_{ок})^2}; \text{ МПа} \quad (16)$$

Здесь h – высота столба промывочной жидкости или тампонажного раствора, γ – соответствующая плотность раствора.

$$p_3^{n-o} = p_3^n - p_3^o = 2 \cdot h_{ц} \cdot \Delta p_{кпц} + 2(H-h) \cdot \Delta p_{кпр} \quad (17)$$

Если затрубное пространство цементируется от забоя до устья

$$h_{ц} = H, \text{ то } p_3^{n-o} = p_3^n - p_3^o = 2 \cdot p_{кпц}, \quad (18)$$

так как

$$H \cdot \Delta p_{кпц} = p_{кпц}, \quad (19)$$

Следовательно, гидродинамическое давление на забой в два раза меньше.

Это, пожалуй, одна из самых важных особенностей и самое главное преимущество обратной циркуляции перед прямой.

В случаях, когда восприимчивый к избыточному давлению интервал находится не в призабойной зоне, необходимо руководствоваться гидравлическими расчетами.

Чаще всего открытая часть ствола скважины отклоняется от номинального диаметра. Существуют каверны на стенках скважины. Внутренний диаметр предыдущей колонны также больше номинального диаметра долота. Поэтому в конкретных случаях необходимо руководствоваться также только гидравлическими расчетами с учетом фактических данных.

4.3. Прогрев тампонажного раствора

Исследованию влияния температурного фактора на тампонажный и буровой растворы посвящено большое количество работ [15, 22, 29, 51, 54, 64, 69, 92, 94]. Значительный вклад в разработку теории тепловых расчётов внесли С. М. Кулиев, А. Н. Щербань, В. П. Черняк, Б. Б. Кудряшов. Выполненными расчётами было установлено, что с ростом давления и температуры по стволу скважины резко изменяются реологические характеристики тампонажного раствора [14, 64, 69]. Например, увеличение температуры со 100 до 200 °С сокращает сроки

схватывания более чем в два раза [64], а увеличение давления с 350 до 1000 кгс/см² сокращает время загустевания почти в 3 раза [11, 50].

Всё это касается традиционной технологии, т. е. цементирования прямой циркуляцией.

Целесообразно оценить влияние температурного фактора при смене направления циркуляции с прямой на обратную. С этой целью нами по методу Кудряшова – Щербаня были выполнены расчёты изменения температуры тампонажного раствора для различных направлений циркуляции. Метод позволяет учитывать в общем виде тепловыделение из окружающего массива горных пород путем ввода коэффициента нестационарного теплообмена. Расчёты были выполнены для всего диапазона размеров обсадных колонн, применяемых на практике, с учётом корреляционной связи между долотами и обсадными трубами (7).

Выполненные расчёты показывают: чем меньше диаметр обсадной колонны, тем выше температура циркулирующего раствора; это увеличение тем больше, чем ближе к забою взяты точки определения температур. Температурный «напор» на любой глубине между наружной и внутренней стенками обсадной трубы вследствие высокой теплопроводности стали не превышает 4–7 °С при любом направлении циркуляции. Для наглядности по результатам расчётов построены графики изменения температуры различных порций тампонажного раствора во времени для цементирования обратной циркуляцией в координатах время цементирования – температура отдельной порции тампонажного раствора (рис. 6): цементируется колонна диаметром 150 мм на глубину 3000 м в скважине, пробуренной диаметром 193 мм. Скорость движения тампонажного раствора по кольцевому пространству 2 м/с, внутри обсадной колонны 1,72 м/с. Весь объём тампонажного раствора, затворяемого равномерно и закачиваемого в скважину, условно разбит на 5 равных порций. Первая порция подаётся в забойную часть, последняя – к устьевой части кольцевого пространства. График изменения температур каждой порции представлен сплошными линиями. С подачей последней порции тампонажного раствора заканчивается и вся операция по цементированию.

Приняв указанный масштаб изображения графиков за единицу, построим подобный график (в штриховых линиях) для прямой циркуляции и наложим этот график на первый. При этом допускаем, что параметры тампонажного раствора, конструкция скважины, техническая вооруженность на затворении, количество материалов позволяют обеспечить режим движения тампонажного раствора, какой был и в примере для обратной циркуляции.

Из совместного рассмотрения графиков следует, что:

- продолжительность цементирования при прямой циркуляции в 2,3 раза больше, чем при обратной циркуляции;
- при способе обратной циркуляции отсутствует цикл продавки;
- при способе обратной циркуляции первая порция тампонажного раствора доставляется на забой, разогревается до максимальной температуры и находится при максимальном давлении; последняя порция – наоборот, после чего вся операция по цементированию заканчивается;
- при способе прямой циркуляции максимальных давления и температуры достигает каждая порция тампонажного раствора, а первая возвращается к минимальным температуре и давлению, возвращаясь на устье.

Условия для расчётов, естественно, несколько идеализированы, чтобы подчеркнуть особенности влияния смены направления потоков при различных способах цементирования. Невозможно в кратком изложении учесть всё многообразие тепло-физических характеристик горных пород, вскрытых скважиной. Несмотря на это, построенные по расчётам графики хорошо согласуются с данными практических измерений температуры жидкостей в скважинах, выполненных во ВНИИКРнефти [72].

Начало схватывания тампонажного раствора зависит от количества тепловой энергии, затрачиваемой на его реакцию гидратации, а скорость последней растёт с увеличением этой энергии. Согласно первому закону термодинамики, тепло, сообщённое раствору, расходуется на увеличение его внутренней энергии – на реакцию гидратации, на увеличение её скорости. Можно определить начальную и конечную температуры и количество тепловой энергии, переданной первой порции тампонажного раствора в процессе подачи его по скважине в заданный интервал. Для этого нужно выполнить перевод количества тепла через механический эквивалент единицы тепла, равный 4,18 Дж/кал, в механические единицы. Результаты всех расчётов наносим на график в координатах: по горизонтали диаметр обсадной колонны в мм, принятый за 1,0 при значении диаметра 324 мм, остальные – в долях от него; по вертикали – количество тепловой энергии, полученной тампонажным раствором при цементировании обратной и (отдельно) при прямой циркуляциях.

Из графиков видно (рис. 6), что тепловому воздействию в большей степени подвергается та первая порция тампонажного раствора, которая движется в заданный интервал при прямой циркуляции. При-

чём для различных размеров обсадных колонн оно различно: с увеличением диаметра обсадной колонны вначале оно постепенно уменьшается [44, 45]. При обратной циркуляции максимальному тепловому воздействию подвергаются первые порции при цементировании обсадных колонн минимального диаметра, и с увеличением диаметра это воздействие также уменьшается, но при значительно меньших абсолютных значениях, чем при прямой циркуляции. В нашем примере эта разность превышает 100 Дж.

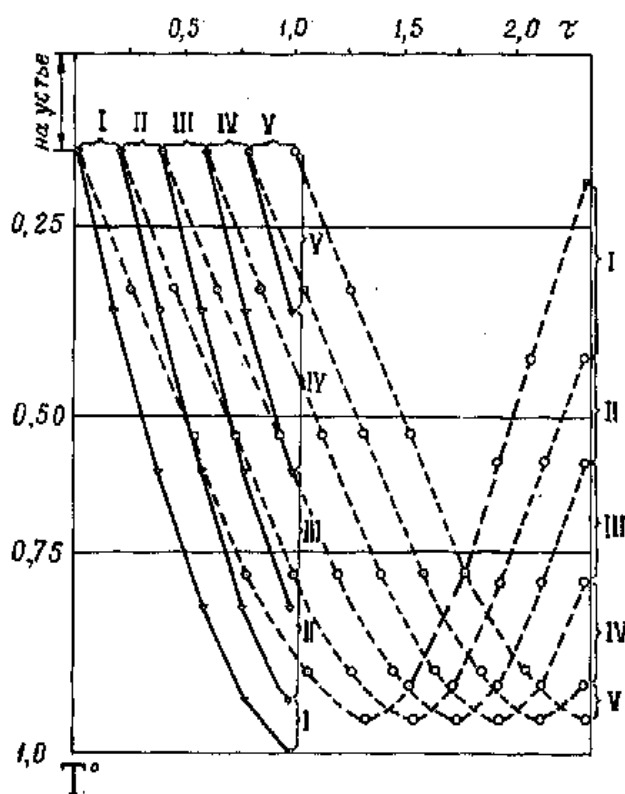


Рис. 6. Динамика изменения температуры тампонажного раствора, условно разбитого на 5 последовательно закачиваемых порций, при обратной (сплошная линия) и прямой (прерывистые линии) схемах циркуляции. Условно за единицу продолжительности цементирования принято время цементирования обратной циркуляцией

Следует различать разницу между количеством тепла, которое передается первой порции тампонажного раствора в начале по пути к забою и в последующем отнимается от этой порции по пути к устью (но, видимо, замедляет скорость реакции гидратации), и абсолютным значением температуры первой порции в конце цементирования. Исходя из этого, полагаем, что, поскольку при обратной циркуляции абсолютная температура первой порции тампонажного раствора насту-

пает несколько раньше и достигает несколько большего максимума, то процессы гидратации, загустевание и схватывание тампонажного раствора наступают раньше, чем для прямой циркуляции.

Это может служить критерием при проектировании и выполнении работ по цементированию обсадных колонн тем или иным способом.

На рис. 6 показано, как меняется температура тампонажного раствора в процессе цементирования при различных направлениях циркуляции. На рис. 7 показано количество тепловой энергии, получаемой тампонажным раствором при цементировании. В настоящее время невозможно расчетным путем определить динамику консистенции тампонажного раствора в процессе цементирования. Поэтому при планировании цементирования необходимо руководствоваться данными лабораторных анализов.

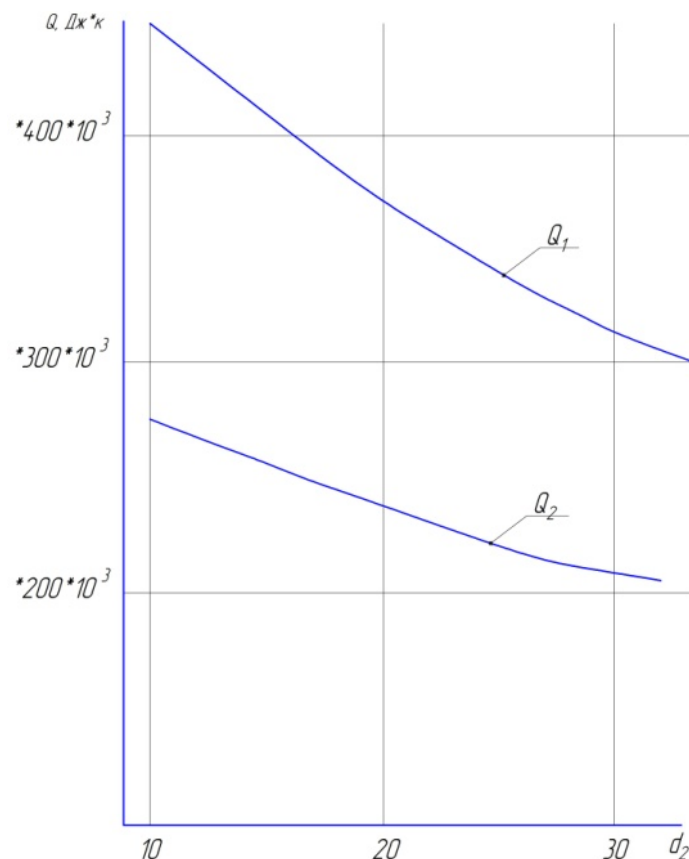


Рис. 7. Количество тепловой энергии, получаемой первой порцией тампонажного раствора в зависимости от диаметра обсадной колонны при прямой (Q_1) и обратной (Q_2) циркуляциях

На рис. 8 представлены примеры задаваемых на приборе КЦ-3 прогнозируемых во времени при цементировании обратной циркуля-

цией давления p , температуры K и динамики консистенции тампонажного раствора в зависимости от указанных факторов [33]. За 35 мин первая порция тампонажного раствора испытывает подъем давления от 0 до 50 МПа и температуры от 288 до 333 К. Через 30 мин после окончания цементирования консистенция возросла до 45 условных единиц. При имитации при этих же условиях процесса цементирования прямой циркуляцией, как было показано нашими опытами, порция тампонажного раствора, пройдя через забой и поднявшись к устью, длительное время не изменяла свою консистенцию, а некоторые опыты через двое суток были прекращены, так как консистенция оставалась неизменной. Есть основания полагать, что такое явление имеет место и на практике.

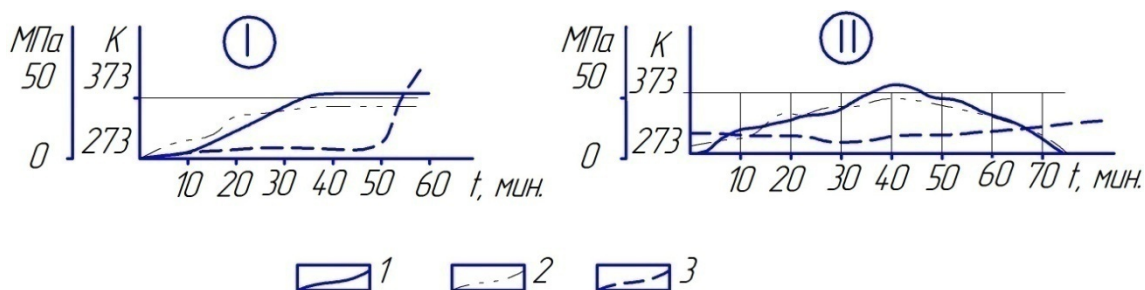


Рис. 8. Диаграммы давления (1), температуры (2) и консистенции (3), полученные на КЦ-3, при имитации условий, в которых находится тампонажный раствор, при цементировании обратной (I) и прямой (II) циркуляциями

Эти наблюдения показывают, что рост величины условной консистенции тампонажного раствора в значительной степени зависит не от общего количества полученного им тепла, а от продолжительности нахождения его в условиях максимальной температуры.

Поскольку разогрев тампонажного раствора при цементировании обратной циркуляцией нарастает в течение короткого времени, ввод замедлителей схватывания сокращается или исключается совсем [5, 6].

Во ВНИИКРнефти были проведены исследования распределения динамической температуры по стволу скважины при прямой и обратной циркуляциях [16]. Исследования были проведены в скважине № 3 «Суздальская». Скважина имела следующую конструкцию: 720 мм направление – до глубины 4 м; 530 мм кондуктор – до глубины 203 м; 377, 299 и 245 мм промежуточные колонны – до глубины соответственно 2923, 4000 и 4973 м, зацементированы по всей длине.

Исследования проводили внутри 245 мм обсадной колонны при спущенных на глубину 2011 м 114 мм бурильных трубах. Температуру

во внутритрубном и кольцевом пространствах измеряли глубинными термометрами, которые устанавливали внутри колонны бурильных труб и крепили их на теле снаружи в кольцевом пространстве – на глубине 1000 м (половина глубины спуска 114 мм труб), 1340 м ($\frac{2}{3}$ глубины 114 мм труб) и в месте открытого конца бурильных труб, т. е. на глубине 2011 м. Температуру нагнетаемого и выходящего из скважины бурового раствора измеряли ртутными термометрами.

Для имитации процессов цементирования использовали холодный буровой раствор плотностью 1340–1430 кг/м³. При прямом и обратном направлении циркуляции количество холодного бурового раствора выбирали из расчета на полное заполнение кольцевого пространства от башмака труб до устья.

Динамика температурных условий для первой порции тампонажного раствора при прямом направлении циркуляции представлена в табл. 4.

Таблица 4

Температурные параметры при исследованиях, проведенных в скважине № 3 «Суздальская»

Направление	Порция	Устье	$\frac{1}{2}$	$\frac{2}{3}$	Забой	$\frac{2}{3}$	$\frac{1}{2}$	Устье
Прямое	Первая	0	8	10	15	36	47	78
		10	36,5	46,6	65	55,5	47	33
	Последняя	63	71	73	78	–	–	–
		10	43,5	49	56			
Обратное	Первая	0	31	42	63	–	–	–
		10	42	52	65			
	Последняя	63	–	–	–	–	–	–
		10						

Примечание. В числителе – время, мин; в знаменателе – температура °С.

Из приведенных данных следует, что температура тампонажного раствора при движении по трубам плавно повышается от 10 °С на устье до 36,5 °С на глубине, соответствующей $\frac{1}{2}$ глубины труб 114 мм, 46,6 °С на глубине, соответствующей $\frac{2}{3}$ глубины, и достигает максимума (65 °С) на забое. Затем при движении по кольцевому пространству температура снижается до 33 °С. Наиболее резкие колебания температуры в пределах от 56 до 38 °С при движении первой порции по кольцевому пространству наблюдались в средней части ствола скважины ($\frac{2}{3}$ и $\frac{1}{2}$ её глубины).

Последняя порция тампонажного раствора, доставленная до забоя скважины, вследствие теплообменных процессов, происшедших при продавливании тампонажного раствора, находилась в иных температурных условиях. Примерно до $\frac{2}{3}$ глубины скважины температура этой порции была на 5–7 °С выше температуры первой порции, а затем – в призабойной зоне – резко понизилась до 56 °С.

Следовательно, при прямом направлении циркуляции первая порция тампонажного раствора при движении по стволу скважины подвергается наибольшей термической «обработке» на забое при температуре, составляющей 83–85 % от геостатической. Нагрев очень интенсивен в течение первого полуцикла циркуляции, после чего эта порция охлаждается при движении в кольцевом пространстве.

Последняя порция тампонажного раствора нагревается с аналогичной интенсивностью, но в отличие от первой достигает забоя скважины при более низкой температуре, равной 56 °С, что соответствует 72 % от геостатической температуры.

Температура первой порции при обратном направлении циркуляции равномерно повышалась по мере продвижения по стволу скважины и во времени – от 10 °С на устье до 65 °С на забое. Последняя порция имела наименьшую температуру, равную температуре окружающей среды (10–14 °С).

Результаты этих исследований показали следующее.

Изменение температуры тампонажного раствора при прямом направлении циркуляции при цементировании существенно отличаются от температурных условий при обратном направлении циркуляции. Как в первом, так и во втором случаях наиболее длительной и интенсивной термической «обработке» подвергается первая порция тампонажного раствора.

Далее утверждается, что при прямом направлении циркуляции наиболее вероятно одновременное схватывание всего тампонажного раствора по глубине скважины, а при обратной циркуляции, наоборот, сначала схватывается та часть тампонажного раствора, которая находится на забое, и в последнюю очередь – на устье, и подразумевается, что это недопустимо.

Если требуется, чтобы явление контракции в твердеющем цементе не наступило одновременно по всему стволу, то необходимо неодновременное схватывание цемента по всему стволу, чтобы избежать снижения гидростатического давления, например, на газосодержащие пласты горных пород. Этого эффекта и достигал Решетников, успешно цементируя ряд обсадных колонн на Шебелинском газовом

месторождении обратной циркуляцией (см. раздел 2), хотя в то время ещё не была установлена роль контракции в случаях затрубных газопроявлений после цементирования.

Таким образом, при цементировании обратной циркуляцией естественным образом достигаются условия последовательного схватывания и твердения цемента от забоя к устью скважины.

Следовательно, прогрев тампонажного раствора неравномерен и увеличивается от устья к забою скважины, уменьшается возможность одновременной контракции тампонажного раствора по всему стволу и снижается вероятность уменьшения давления на забой скважины.

4.4. Энергоёмкость способов цементирования

Важной особенностью технологии цементирования обратной циркуляцией является связанная с отсутствием цикла продавки тампонажного раствора в замкнутое пространство её низкая энергоёмкость.

Для оценки затрат энергии при движении растворов в скважине при прямом направлении циркуляции проведём условное разбиение этого процесса на четыре этапа (А. И. Булатов) и определим их по каждому этапу.

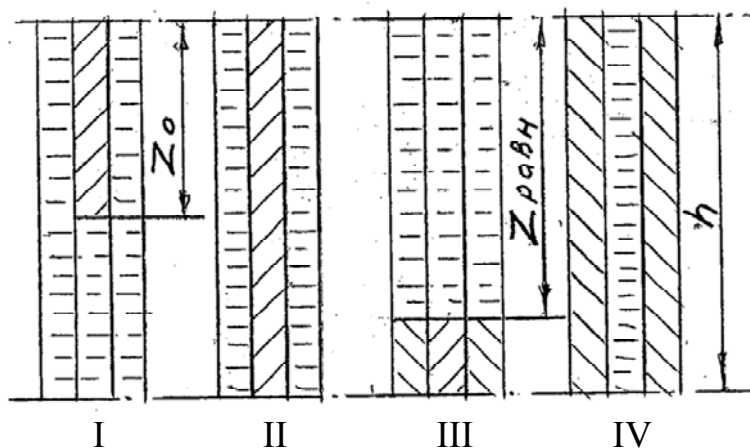


Рис. 9. Этапы цементирования прямой циркуляцией

I этап: закачивание тампонажного раствора в обсадную колонну до начала разрыва сплошности потока.

Высоту до места разрыва сплошности потока h_0 определим по формуле

$$\Delta p_{\text{кпр}} + \Delta p_{\text{тр}}$$

$$h_0 = h \frac{\Delta p_{\text{кпр}} + \Delta p_{\text{тр}}}{\Delta \rho + \Delta p_{\text{тц}} + \Delta p_{\text{тр}}} \quad (20)$$

где $\Delta p_{\text{кпр}}$ – удельные (на 1 м) гидравлические потери при движении бурового раствора в кольцевом пространстве; $\Delta p_{\text{тр}}$ – удельные (на 1 м) гидравлические потери бурового раствора в трубах; $\Delta p_{\text{тц}}$ – удельные (на 1 м) гидравлические потери тампонажного раствора в трубах; $\Delta \rho$ – разность плотностей тампонажного и бурового растворов.

Сила F_1 , которая связана с давлением жидкости на цементировочной головке, определяется как

$$F_1 = F_{\text{пот}} + F_{\text{изб}}, \quad (21)$$

где $F_{\text{пот}}$ – сила, обусловленная гидродинамическими потерями напора при движении жидкости в скважине; $F_{\text{изб}}$ – активная сила тяжести, вызванная разностью значений плотности тампонажного и бурового растворов.

Приняв f_T – площадь поперечного сечения полости обсадной колонны труб, p – давление, вызванное потерями напора при движении жидкостей в скважине, запишем уравнение (20) в форме

$$F_1 = f_T \cdot p - f_T \Delta \rho g h \quad (22)$$

Энергия, расходуемая в скважине при прокачивании тампонажного раствора от устья до уровня h_0 , определяется соотношением

$$E_1 = \int_0^{h_0} (f_T \cdot p_1 - f_T \Delta \rho g h) dh = f_T \cdot h_0 \left(p - \frac{\Delta \rho g h_0}{2} \right) \quad (23)$$

II и III этапы – это безнапорное движение жидкостей в скважине. Оно начинается с момента разрыва сплошности столба тампонажного раствора в колонне и продолжается до выравнивания «столбов» тампонажного раствора внутри обсадной колонны труб и снаружи нее. При этом энергия, полученная за счет разностей плоскостей жидкостей, участвующих в их движении по скважине, расходуется на преодоление гидродинамических потерь при этом движении.

Определим теперь, исходя из положения уровня жидкостей находящихся на устье, активную силу, действующую при движении тампонажного раствора на участке от начала разрыва сплошности потока до башмака колонны, когда

$$F'_2 = \int_{h_0}^h f_T \Delta \rho g h \cdot dh = f_T \Delta \rho \cdot g h_2 / 2 \Big|_{h_0}^h \quad (24)$$

При достижении полного гидростатического равновесия в скважине (этап III) уровень тампонажного раствора в колонне и за колонной установится не глубже $h_{\text{равн}}$, которое находится из соотношения

$$h_{\text{равн}} = p - \frac{V_{\text{ц}}}{f_{\text{кп}} - f_{\text{T}}} \quad (25)$$

где $V_{\text{ц}}$ – полный объем тампонажного раствора, закачанного в скважину при цементировании.

Активная сила, действующая при движении тампонажного раствора от башмака колонны до положения равновесия, равна

$$F_2'' = f_{\text{T}} \Delta \rho \cdot g \left(h - h_{\text{p}} \frac{h_{\text{p}}}{\alpha} \right) = f_{\text{T}} \cdot \Delta \rho \cdot g \left(h \frac{\alpha - 1}{\alpha} \cdot h_{\text{p}} \right) \quad (26)$$

где h_{p} – высота бурового раствора над тампонажным в обсадной колонне;

$$\alpha = \frac{f_{\text{кп}}}{f_{\text{T}}} \quad (27)$$

где $f_{\text{кп}}$ – площадь сечения пространства за обсадной колонной.

$$E_2 = \int_0^{h_{\text{равн}}} f_{\text{T}} \Delta \rho g \frac{\alpha - 1}{\alpha} (h - h_{\text{p}}) dh_{\text{p}} = f_{\text{T}} \Delta \rho g \left(h \cdot h_{\text{равн}} - \frac{\alpha - 1}{\alpha} h_{\text{равн}}^2 \right) \quad (28)$$

Общая энергия, выделяемая при безнапорном движении жидкости, равна

$$E_2 = E_1' + E_2'' \quad (29)$$

IV этап. Напорное движение жидкостей в скважине происходит в период от достижения гидростатического равновесия до окончания цементирования.

Сила, обусловленная давлением жидкости на цементировочной головке, определяется суммой

$$F_3 = F_{3\text{пот}} + F_{3\text{изб}}, \quad (30)$$

где $F_{3\text{пот}}$ и $F_{3\text{изб}}$ – силы, аналогичные силам $F_{1\text{пот}}$ и $F_{1\text{изб}}$ (I этап).

Энергия, затрачиваемая на движение жидкостей в данных условиях, выражается соотношением

$$F_3 = f_{\text{T}} p_4 (h - h_{\text{равн}}) + f_{\text{T}} \Delta \rho g z_{\text{равн}}^2 / 2 \quad (31)$$

При цементировании обсадной колонны обратной циркуляцией вся технологическая операция сводится только к двум этапам: пер-

вый – при движении тампонажного раствора от устья до глубины, при которой возникает возможность разрыва сплошности потока; второй этап – безнапорное движение жидкостей до конца цементирования.

Затраты энергии для I и II этапов по аналогичным схемам определяются соотношениями:

$$E_{1обр} = f_{кп} h_{0обр} (p_{об} - \Delta\rho g h_{0обр} / 2) \quad (32)$$

и

$$E_{2обр} = \frac{1}{2} f_{кп} \Delta\rho g (h^2 - h_{0обр}^2) \quad (33)$$

При сравнении значений энергии на движение жидкостей в скважине при прямой и обратной циркуляции периоды безнапорного движения жидкостей исключаются, так как при этом происходит выделение кинетической энергии за счет разности значений плотности жидкостей. Затраты энергии в оборудовании при этом минимальны.

Если принять во внимание, что в реальных скважинах затраты энергии на движение жидкостей при прямом и обратном направлениях циркуляции примерно одинаковы до момента разрыва сплошности потока тампонажного раствора, равенство отношений затрат энергии на напорное движение при прямом и обратном направлении циркуляции при цементировании примет вид

$$\frac{E_1 + E_2}{E_{обр}} = \frac{1}{\alpha} \left(1 + \frac{p_4(h - h_{равн}) + \Delta\rho g h_{равн} / 2}{h_0(p - \frac{\Delta\rho g h_0}{2})} \right) \quad (34)$$

Из данного соотношения видно, что более выгодным с точки зрения энергоемкости технологий является технология цементирования путем обратной циркуляции с малым соотношением

$$\alpha = \frac{f_{кп}}{f_T} \quad (35)$$

Во ВНИИКРнефть были выполнены расчеты энергетических значений для условий скважин глубиной 2500 м при диаметре обсадной колонны 146 мм, плотностях тампонажного и бурового растворов соответственно 1800 и 1200 кг/см³ и подъеме тампонажного раствора до устья.

Данные приведены в табл. 5.

Из таблицы видно, что затраты энергии непосредственно на движение жидкостей в скважине при прямой циркуляции при цементировании составляют

$$E_{\text{пр}} = E_1 + E_3 = 285,9 \cdot 10^6; \text{ Дж.} \quad (36)$$

Таблица 5

**Энергетические затраты при прямом и обратном способах
цементирования**

Циркуляция	Энергетические затраты, 10^6 Дж		
	E_1	E_2	E_3
Прямая	15,9	381	270
Обратная	37,0	439	нет

При цементировании с применением обратной циркуляции эти затраты составляют

$$E_{\text{обр}} = E_1 = 37 \cdot 10^6,$$

т. е. примерно в 7,7 раза меньше.

Следовательно, технология цементирования обратной циркуляцией является энергосберегающей.

Даже при нынешних весьма скромных объемах применения обратной циркуляции не следует пренебрегать таким важным преимуществом этой технологии цементирования.

**4.5. Эффект свободного «полёта»
тампоначного раствора
на стадии безнапорного движения**

При прямой циркуляции при цементировании на первой стадии, т. е. при безнапорном режиме, возможен разрыв сплошности потоков вплоть до выравнивания столбов тампоначного раствора в трубах и затрубном пространстве, т. е. до условий равновесия. Разрыв сплошности потока происходит в замкнутой среде, ограниченной стенками обсадной колонны.

При проектировании и подготовке планов по цементированию и при их реализации главное внимание уделяется расчету времени закачки тампоначного раствора в колонну, исходя из возможностей применяемой цементировочной техники, а отнюдь не проблеме предотвращения разрыва сплошности потока в обсадной колонне. Хотя можно предположить, каким гидродинамическим ударам подвергается обсадная колонна, когда в ней, догоняя друг друга в свободном

«полёте», вниз устремляются большие и массивные порции тампонажного раствора. В практике крепления скважин колоннами большого диаметра, в частности кондукторов, обнаруживалось, что часть обсадных труб оборвалась в интервале над обратным клапаном, причём выяснилось это, когда процедура цементирования была закончена, но сигнала «стоп» не последовало.

Свободный «полёт» порций тампонажного раствора в момент разрыва сплошности потока потенциально опасен с точки зрения сохранения целостности обсадной колонны, особенно обсадных труб большого диаметра. Ниже будет представлена технология, позволяющая предотвратить указанные выше опасные последствия путём цементирования обсадных колонн большого диаметра через бурильные трубы.

И совсем другая ситуация может возникнуть при обратном направлении циркуляции: разрыв сплошности потока в затрубном пространстве, главным образом в интервалах с открытыми стенками скважины. Здесь свободный «полёт» тяжёлых порций тампонажного раствора вряд ли повредил бы обсадную колонну. Тем не менее при цементировании обратной циркуляцией разрыв сплошности потоков категорически недопустим, т.к. стенки скважины представлены породами. Снижение противодавления на стенки скважины приводит к их разрушению, разрушению герметичности глинистой корки, подтягиванию пластовых флюидов и т. д. А гидравлические удары, завершающие свободный «полёт» каждой порции тампонажного раствора, могут вызвать гидравлический разрыв пласта или раскрытие трещин в нём.

Поэтому главным технологическим приёмом при цементировании обратной циркуляцией является обеспечение сплошности потока жидкостей в затрубном пространстве на всех этапах цементирования.

Следовательно, разрыв сплошности потока и свободный «полёт» больших масс тампонажного раствора в кольцевом пространстве категорически недопустим, так как может быть причиной тяжёлых осложнений.

4.6. Полнота замещения бурового раствора тампонажным

Для качественного цементирования обсадных колонн в скважинах весьма важным является успешная транспортировка тампонажно-

го раствора и сплошное заполнение им цементируемого кольцевого пространства. До сих пор до конца не выяснена количественная роль факторов в полном вытеснении бурового раствора тампонажным. Над этой проблемой работа продолжается со всё возрастающей интенсивностью. Наибольший вклад в развитие представлений о замещении бурового раствора тампонажным внесли: Р. И. Шищенко, Я. А. Шварц, А. Х. Мирзаджаизаде, А. И. Булатов, В. Д. Малеванский, С. М. Кулиев, М. Н. Махмудов, А. И. Бережной, Д. Ю. Мочернюк, Т. Е. Еременко, Н. И. Титков, Н. А. Гукасов, М. А. Абдинов и другие. Из зарубежных исследователей: G. C. Howard, I. B. Clark, P. N. Parker, Lodd, Ross, Whoe, C. W. Manry, Wtaker, McLean [100–103].

Первым некоторую качественную оценку факторам, влияющим на качество цементирования, дал Р. И. Шищенко. Чтобы установить количественные оценки, Я. А. Шварц, а затем С. М. Кулиев и М. А. Абдинов [91, 1] проводили исследования на натуральных моделях скважин при скоростях потоков 0,21–2,99 м/с. Было установлено, что с увеличением скорости потока улучшается процесс вытеснения бурового раствора тампонажным; наличие в кавернозной части загустевающих масс бурового раствора резко уменьшает полноту вытеснения; во всех случаях на стенках скважины остается плотная глинистая прослойка, препятствующая контакту тампонажного раствора с породой.

К наиболее ранним относятся также работы Говарда и Кларка [100], проводивших специальные исследования с учетом реологических характеристик растворов и процессов замещения на моделях скважин (1948 г.). Авторы показали, что при малых скоростях течения вытесняется всего 42–60 % глинистого раствора, и далее, при увеличении скорости потока, процесс вытеснения возрастает от режима к режиму. Причем устанавливается пять возможных режимов. Практикой, однако, не подтверждается малая степень замещения при малых скоростях потоков, что затем было превосходно подтверждено опытами Росса [103], предложившего метод цементирования на малых скоростях под названием «слоу-флоу». Им было конкретно предложено не превышать скорость потока растворов в кольцевом пространстве 0,45 м/с, если цементирование производится на малых скоростях, характеризующихся структурным режимом потока.

Т. Е. Ерёменко и др. [28–30] предлагают для установления лучшего вытеснения поддерживать неравенство $Re'_1 > Re'_2$, где Re'_1 и Re'_2 – обобщенные параметры Рейнольдса бурового и тампонажного растворов для кольцевого пространства. Причем авторами сделана

попытка связать толщину пристенного слоя и относительного объема вытесненного бурового раствора с обобщенным параметром Рейнольдса в выделенных ими пяти режимах течения.

Роль скорости потока и режима течения различными исследователями истолковывается по-разному.

М. Н. Махмудов считает [52], что для обеспечения турбулентного режима потока, при котором происходит наиболее полное замещение бурового раствора, скорость потока в затрубном пространстве должна быть более 7 м/с.

А. И. Булатов и др. [9] определяют достаточной скоростью 1,5–2 м/с. Они установили, что с увеличением скорости потока до 1,7 м/с с одновременным расхаживанием колонны при цементировании коэффициент замещения может составлять 0,91–0,99.

Есть утверждения, что коэффициент замещения зависит главным образом от режима течения обеих жидкостей [41, 43, 55].

Впоследствии большинство исследователей пришли к выводу, что на вытеснение влияет множество факторов [87, 100–103]. Было установлено [9, 10, 73] образование больших зон смешения бурового раствора с тампонажным. А. И. Булатовым были выполнены теоретические расчеты величин зон смешения [10].

На основе анализа многочисленных примеров из практики было подтверждено, что на полноту замещения в кольцевом пространстве тампонажным раствором положительно влияет разделение бурового и тампонажного растворов буферной жидкостью [73]. Развивая это положение, В. Д. Малеванский для лучшего заполнения затрубного пространства предлагает закачивать последовательно буферную жидкость, утяжеленный и облегченный тампонажный раствор, сохраняя общее равновесие между пластовым и гидростатическим давлениями.

На основе анализа промысловых материалов по Томской области В. М. Карпов и И. Б. Шевалдин [43] пришли к выводу, что коэффициент замещения зависит от следующих факторов: эксцентриситета обсадной колонны, кольцевого зазора, скорости движения, реологических параметров и разности плотностей бурового и тампонажного растворов. Эта точка зрения наиболее подкрепляется практикой. Некоторые авторы проводят разницу между скоростью и режимом течения. Руководствоваться только скоростью недостаточно. Меняя скорость движения жидкостей, нельзя не влиять на режим течения, что примиряет эти точки зрения. В более поздних работах [13, 18, 41, 63] были установлены некоторые как качественные, так и количественные зависимости между коэффициентами замещения и опреде-

ляющими факторами, все многообразие которых трудно учесть без существенного усложнения расчетов. Из-за значительной сложности процессов замещения бурового раствора тампонажным и невозможности получения достоверных результатов теоретическим путем ведется большая экспериментально-исследовательская работа.

Из сказанного следует, что большинство исследователей процессов замещения в восходящем потоке при непосредственном контакте тампонажного и бурового растворов считают турбулентный поток совершенно необходимым для достижения высокого коэффициента замещения.

В самом деле, турбулентное движение жидкости есть такой поток, в котором частицы жидкости движутся, перемешиваясь. Траекторию движения частиц в таком движении представляют сложные линии и направления. Скоростное поле турбулентного потока отличается от структурного тем, что скорость движения носит пульсирующий характер, т. е. в каждой точке пространства, занятого турбулентным потоком, скорость изменяется и по величине, и по направлению. В этом свойстве пульсирующей скорости движения частиц жидкости проявляются упругие свойства этой жидкости, ее степень сжимаемости. Средняя скорость движения жидкости в направлении потока, например по трубопроводу круглого сечения, меньше, чем действительная скорость движения ее отдельных частиц. Эта разница должна быть тем больше, чем больше степень турбулизации. В потоке, ограниченном твердыми стенками, приобретают значение, кроме сил касательного трения, силы, возникающие вследствие появления поперечных пульсаций скорости движения частиц жидкости или целых струй. Поперечные пульсации, распространяясь до твердых стенок, ограничивающих поток, способствуют срыву находящихся в покое частиц, соприкасающихся со стенками трубопровода, и увлечению их в общий поток. Это новое качество потока выражается в количестве увлекаемых в такой поток частиц и непосредственно влияющих на коэффициент замещения.

Уместно теперь предположить, что коэффициент замещения в пульсирующем по величине и направлению струй турбулентном потоке не зависит от его направления в пространстве – вертикального или горизонтального, восходящего или нисходящего. Т. е. при цементировании обратной циркуляцией турбулизация потока также способствует повышению коэффициента замещения.

Несмотря на обилие исследований процессов замещения в восходящем потоке, из литературы не известно каких-либо работ в этом

направлении для нисходящего потока. Исследование эффекта Сегре – Зильбергера [53] в нисходящем потоке жидкости осуществлялось при весьма малой концентрации твердой фазы и не сводилось к определению коэффициента замещения.

Наиболее важным моментом при рассмотрении схем цементирования прямой и обратной циркуляцией является положение жидкостей, имеющих разную плотность в процессе их взаимозамещения в кольцевом пространстве. В восходящем потоке менее плотная жидкость – буровой раствор – находится над более плотной жидкостью – тампонажным раствором; в физическом смысле эта система устойчива, и силы гравитации способствуют этой устойчивости. В нисходящем потоке при цементировании обратной циркуляцией, наоборот, менее плотная жидкость – буровой раствор – находится под более плотной жидкостью – тампонажным раствором. Такая система неустойчива ни в движении, ни в покое. Силы гравитации вызывают эту неустойчивость.

Что можно противопоставить этой неустойчивости?

Этой неустойчивости можно противопоставить силы структурных связей, существующие в неньютоновских жидкостях, и силы, вызывающие пульсации частиц жидкости или целых струй со скоростью, значительно превышающей среднюю скорость потока и отличной от общего направления потока, т. е. турбулизацию потока. И чем выше окажется степень турбулизации потока, тем меньше будут влиять гравитационные силы, вызывающие неустойчивость системы, состоящей из жидкостей разной плотности, расположенных противоположно направлению действия гравитационных сил.

Рассмотрим эту систему в наиболее общих и наиболее неустойчивых условиях; примем: обе жидкости ρ_2 (тампонажный раствор) и ρ_1 (буровой раствор) относятся к типу ньютоновских, имеют одинаковую вязкость μ , а процесс замещения в кольцевом пространстве совершается на том участке l , где оно эксцентрично (c – безразмерный эксцентриситет); ствол скважины имеет наклон под углом φ . В этом случае удобнее принять схему и ход рассуждений А. И. Булатова и др. [9] (рис. 10).

Смешением жидкостей пренебрегаем. Расход жидкости Q постоянен. Градиент давления на всем рассматриваемом участке равен $\Delta p / l$. Когда жидкость ρ_2 находится над жидкостью ρ_1 , то система явно неустойчива, так как гравитационные силы не уравновешены. Но к началу рассмотрения процесса примем, что граница раздела жидкостей в сечении I–I занимает горизонтальное положение. Когда совер-

шается движение этих жидкостей в нисходящем направлении, то скорость течения в широкой части выше, чем в узкой. В силу этого жидкость более тяжелая будет обгонять более легкую. Границы их раздела искривляются и занимают в следующее мгновение положение II-II – верхняя граница раздела ρ_1 в более узкой части, а нижняя граница раздела III-III – ρ_2 в широкой части. На нижнюю границу (III) давление на жидкость ρ_2 уменьшается на величину,

$$\Delta p_{\Gamma} = 0,1 (\rho_2 - \rho_1) h_{\text{в}} \quad (37)$$

где $h_{\text{в}}$ – величина искривления границы раздела жидкостей.

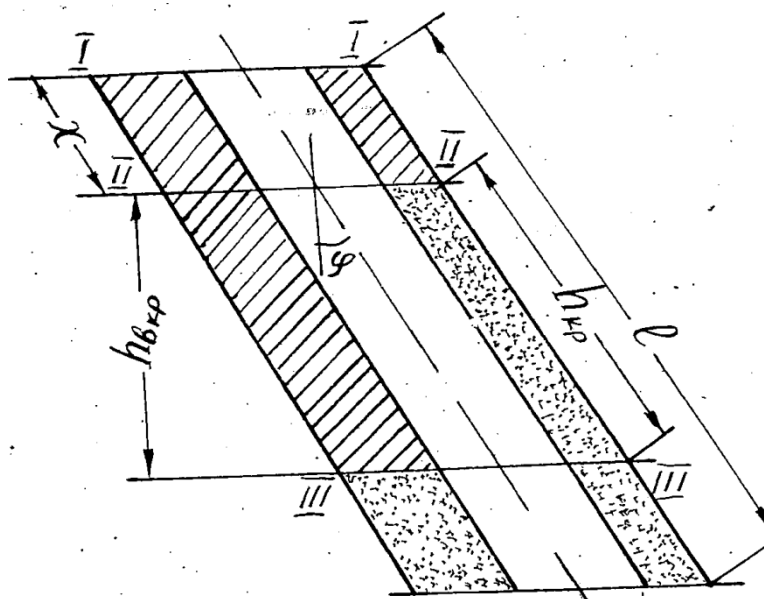


Рис. 10. Схема к расчёту взаимозамещающихся жидкостей

Чем больше $h_{\text{в}}$, тем больше величина уменьшения давления на опережающую нижнюю границу раздела жидкости ρ_2 . В этих условиях скорость движения в широкой части $v_{\text{ш}}$ будет возрастать, а в узкой $v_{\text{у}}$ – уменьшаться. Из [44, 64] определим $v_{\text{ш}}$ и $v_{\text{у}}$ в момент I-I

$$v_{\text{ш}} = \frac{\Delta P}{12\mu \cdot e} (R_2 - R_1 + a)^2$$

$$v_{\text{у}} = \frac{\Delta P}{12\mu \cdot e} (R_2 - R_1 - a)^2 \quad (38)$$

где a – расстояние между центрами окружностей радиуса скважины r_2 и радиуса обсадной колонны r_1 .

Поскольку перегиб давления с ростом $h_{\text{в}}$ начнет возрастать, это будет сопровождаться увеличением скорости $v_{\text{ш}}$ за счет уменьшения

скорости v_y при постоянном расходе Q . Значения $v_{ш}$ и v_y будут характеризоваться переменными градиентами соответственно:

$$\frac{\Delta P}{e} - \frac{0,1(\rho_2 - \rho_1)h_B}{e-x} \quad (39)$$

$$\frac{\Delta P}{e} + \frac{0,1(\rho_2 - \rho_1)h_B}{e-x} \quad (40)$$

При дальнейшем движении при некотором $h_{вкр}$ поток в широкой части достигнет максимума v_{max} , а в узкой он вообще прекратится: $v_y = 0$. Тогда можно для v_y записать

$$\frac{\Delta P}{e} - \frac{0,1(\rho_2 - \rho_1)h_{вкр}}{e-x_0} \frac{1}{12\mu} (R_2 - R_1 - a)^2 = 0 \quad (41)$$

Это происходит на длине участка x_0 . Если рассмотреть случай, когда $e \gg x_0$, т. е. пренебрегая величиной x_0 , то можно найти значения $h_{вкр}$, которая характеризует величину направления границы раздела взаимозамещающихся жидкостей

$$h_{вкр} = \frac{\Delta P}{0,1(\rho_1 - \rho_2)} \quad (42)$$

Используя выражение Г. Рихтера

$$\Delta P = \frac{12\mu e Q}{(R_2 - R_1)^2 \pi (R_2^2 - R_1^2) (1 + \frac{3}{2}c^2)} \quad (43)$$

$$c = \frac{a}{R_2 - R_1}; \text{ при } 0 < c \leq 1 \quad (44)$$

находим, что

$$h_{вкр} = \frac{3,8\mu e Q}{(\rho_1 - \rho_2)(R_2 - R_1)^2 (R_2^2 - R_1^2) (1 + \frac{3}{2}c^2)} \quad (45)$$

С учетом наклона ствола скважины

$$h_{вкр} = \frac{3,8\mu e Q}{\cos\varphi (\rho_1 - \rho_2)(R_2 - R_1)^2 (R_2^2 - R_1^2) (1 + \frac{3}{2}c^2)} \quad (46)$$

для восходящего потока А. И. Булатовым найдено [14]

$$h_{вкр} = \frac{3,8\mu e Q}{\cos\varphi (\rho_1 - \rho_2)(R_2 - R_1)^2 (R_2^2 - R_1^2) (1 + \frac{3}{2}c^2) (1 + c^2)} \quad (47)$$

Для качественного сопоставления влияния направления потока в кольцевом пространстве построим график функции $h_{вкр} = f(c)$ и

$h_{\text{вкр}} = f(d_1)$ (рис. 11 и 12); причем для построения первого графика используем корреляционную связь между d_1 и d_2 (7).

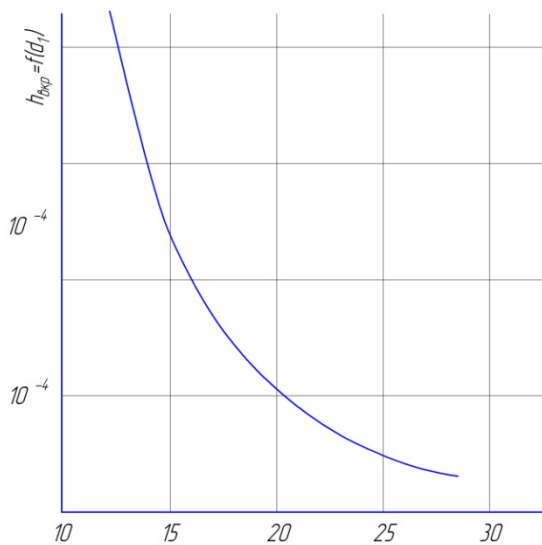


Рис. 11. График функции $h_{\text{вкр}} = f(d_1)$

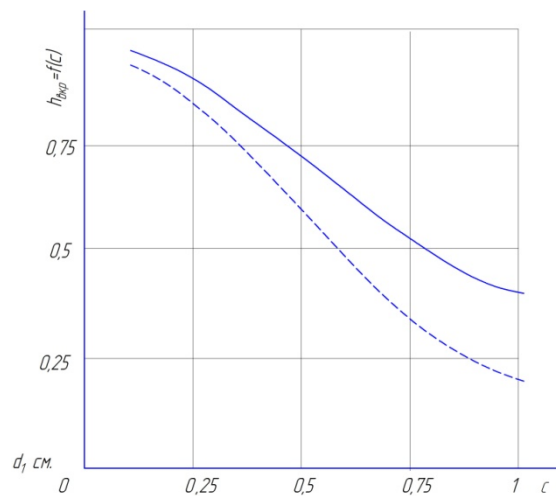


Рис. 12. График функции $h_{\text{вкр}} = f(c)$

В формуле (45) разность $\rho_1 - \rho_2$ означает, что при $\rho_2 > \rho_1$ в большинстве случаев система совершенно не устойчива и застойные зоны в узкой части кольцевого пространства могут образовываться при любом $h_{\text{вкр}}$ и при отсутствии движения. Следовательно, нельзя рекомендовать цементирование обратной циркуляцией на малых скоростях движения потоков в кольцевом пространстве при непосредственном контакте между собой жидкостей различной плотности.

Учитывая ряд допущений, принятых в ходе выполнения выше приведенных расчетов, этот вывод нуждается в подтверждении, например путем экспериментальной проверки.

Для случая, когда выражение (44) не является малым, можно сделать следующие выводы:

- эксцентриситет обсадной колонны в скважине в значительной мере влияет на качество замещения бурового раствора тампонажным при любом направлении циркуляции; увеличение эксцентриситета приводит к сокращению величины искривления границы раздела жидкостей при любом направлении циркуляции; для обратной циркуляции эксцентриситет больше сказывается на величине искривления границы раздела жидкостей; чтобы уменьшить величину искривления раздела жидкостей, необходимо центрировать обсадную колонну в скважине;

- чем больше диаметр обсадной колонны, тем меньше величина искривления границы раздела жидкостей.

В структурном режиме движения восходящего потока, как явствует из анализа приведенных выше работ для неньютоновских жидкостей, наилучшее замещение достигается при наибольшем радиусе ядра потока. Такой поток иногда называют «пробковым», так как при наибольшем радиусе ядра сдвигается наибольшая толща слоев. Уменьшение толщины сдвигающихся слоев на периферии потока приводит к увеличению удельной энергии (относительно толщи сдвигающихся слоев), затрачиваемой на трение и наибольшему механическому воздействию на частицы жидкости, соприкасающиеся с ограничивающими поток стенками.

Поэтому, по нашему мнению, для структурного режима потока ближе к истине находится точка зрения Т. Е. Еременко, Д. Ю. Мочернюка, Н. Г. Гелетия, утверждающих [28], что коэффициент замещения зависит главным образом от закона распределения скоростей по сечению потока. Зависит ли закон распределения скоростей по сечению потока от положения в пространстве жидкостей с различной плотностью? Полагаем, что не зависит.

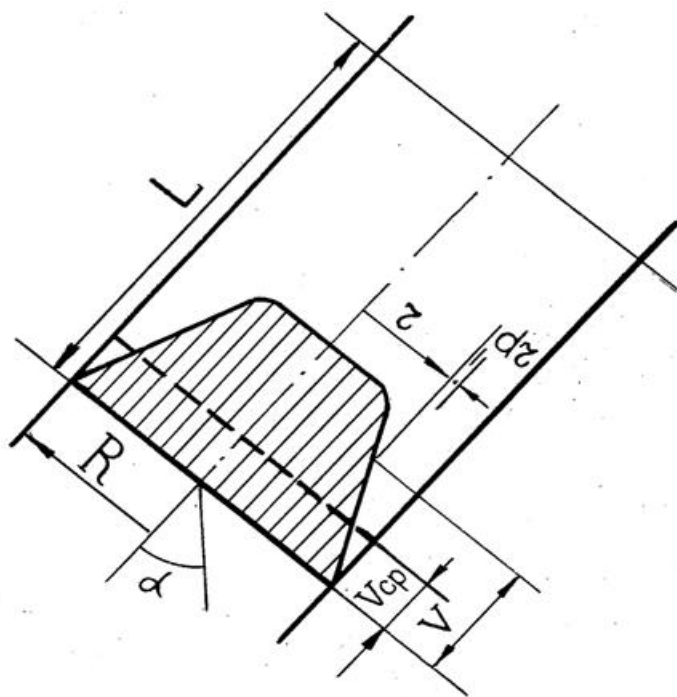


Рис. 13. Эпюра скоростей движения отдельных слоев жидкости в трубе

Чтобы показать это, достаточно обратиться к описанию движения вязко-пластичной жидкости в трубе любого сечения, например в круглой трубе (рис. 10). В основу описания движения положим прин-

цип, согласно которому на единицу объема перемещаемой жидкости в трубопроводе при данном расходе затрачивается одно и то же количество энергии, в какой бы части сечения потока этот элементарный объем ни находился.

Пусть в некотором трубопроводе длиной l и с внутренним радиусом R под углом к вертикали φ со скоростью v_{cp} и расходом Q движется жидкость, характеризующаяся параметрами ρ , τ_0 и η . Перепад давления на длине трубопровода l равен p . Движение рассмотрим в координатах $v - r$, где вектор скорости $-v$, r – текущий радиус трубопровода. На поток жидкости в данном трубопроводе действуют две силы: F_m – от сил, направленных вертикально вниз, и F_p – от сил давления, направленного вдоль трубопровода и совпадающего с направлением движения, обусловленных силами трения как внутри жидкости, так и жидкости о стенки трубопровода. С учетом координатных осей $v - r$ (рис. 13)

$$F_m = \pi R^2 \rho \cdot \cos \varphi, \quad F_p = \pi r^2 \cdot \rho. \quad (48)$$

Работа сил, слагаемых весом жидкости, и сил давления, мощность и удельная энергия выражаются как

$$\begin{aligned} A_m &= F_m \cdot l = \pi r^2 l \cdot \cos \varphi; \quad A_p = \pi r^2 p l, \\ W &= (A_m - A_p) / t = \pi r^2 p v - \pi r^2 l \cos \varphi \cdot v, \\ \omega_1 &= W / Q = (\pi r^2 p v - \pi r^2 l \rho \cos \varphi \cdot v) / \pi r^2 v, \\ \omega_1 &= p - l \rho \cos \varphi. \end{aligned} \quad (49)$$

где l – путь потока при данном расходе; $Q = \pi r^2 v$ – расход жидкости; W – мощность, затрачиваемая на поток; ω_1 – удельная энергия в потоке.

Но скорости отдельных струй потока на различном расстоянии от центра не одинаковы. Если выделить в потоке произвольное кольцо радиуса r и толщиной dr , в котором жидкость движется со скоростью v , то можно найти, что на это кольцо действуют вес (масса) жидкости в нем F_m , направленная вниз, сила трения на внешней поверхности кольца, направленная вниз, F_τ , и сила трения на внутренней поверхности кольца, направленная вверх, F_τ'' . Тогда действующие силы ΣF , их работа A_1 , мощность W_1 и удельная энергия ω_2 выражаются следующим образом:

$$F_m = 2\pi r \cdot dr \cdot l \cdot \rho \cdot \cos \varphi,$$

$$F_\tau = 2\pi r l \tau,$$

$$F_{\tau''} = F_{\tau'} + \frac{\partial}{\partial r}(F_{\tau'})dr = 2\pi l\tau + 2\pi l \frac{\partial(\tau, r)}{\partial r} dr$$

$$\sum F = F_m + F_{\tau'} - F_{\tau''} = 2\pi r dr l\rho \cos\varphi - 2\pi l \frac{\partial(\tau, r)}{\partial r} dr \quad (50)$$

$$A_1 = \sum F l; \quad v = l / t \quad W = A_1 / t$$

$$\omega_2 = W_1 / q \quad q = 2\pi r dr v.$$

Делая подстановку, находим, что

$$\omega_2 = -L\rho \cos\varphi + \frac{L}{r} \frac{\partial(\tau, r)}{\partial r} \quad (51)$$

Однако в самом начале мы постулировали, что

$$\omega_1 = \omega_2.$$

Тогда, приравняв (47) и (49), получим

$$\frac{P}{rL} = \frac{\partial(\tau, r)}{\partial r} \quad (52)$$

Здесь нет параметров, ориентирующих поток в пространстве. Следовательно, при любом направлении потока – в восходящем, или нисходящем, или под любым углом – законы движения жидкостей одинаковы, что согласуется с [20]. Уравнения движения, полученные на основании решения по формуле (50), не будут содержать плотность жидкости, что хорошо согласуется с Р. И. Шищенко. После двукратного интегрирования этого уравнения можно получить известное уравнение Букингама [99] для расхода и скорости неньютоновских жидкостей, предполагая реологический закон их движения, выраженный зависимостью Шведова – Бингама.

Отсюда следует, что если в структурном режиме потока коэффициент замещения бурового раствора тампонажным раствором зависит от закона распределения скоростей по сечению потока и не зависит от плотностей участвующих в движении жидкостей, то этот закон одинаков как для прямой, так и для обратной циркуляции.

Несмотря на результаты приведенных выше теоретических исследований влияния смены направления движения потоков жидкостей при цементировании, требуется их экспериментальная проверка. Чтобы восполнить этот пробел и получить если не количественные, то хотя бы качественные показатели влияния факторов на величину коэффициента замещения K_3 бурового раствора тампонажным в нис-

ходящем потоке, нами были проведены исследования на специально подготовленной для этих целей экспериментальной установке.

Основное уравнение изучаемого процесса при любом направлении циркуляции можно записать в виде [70, 87, 91]

$$K_3 = \varphi(\delta, \rho, r, v, g, \tau_0, \eta), \quad (53)$$

где δ – геометрический размер кольцевого пространства.

Воспользовавшись π -теоремой подобия и размерностей, можно привести это уравнение к виду, содержащему комбинацию безразмерных комплексов. Некоторые исследователи включают в число фундаментальных независимых переменных перепад давления Δp на участке L . Однако Δp связано с v . Далее. В число переменных иногда включают шероховатость стенок. Но влияние шероховатости мы изучить не можем, так как не можем её моделировать. За основные переменные необходимо принять δ , v , ρ , а за основные единицы измерения – единицу массы M , единицу длины l , единицу времени T . На этом основании метод π -теоремы подобия и размерностей позволяет основное физическое уравнение записать в виде

$$K_3 = f(A, B, Fr, Re). \quad (54)$$

Из уравнения видно, что при проведении экспериментов по изучению влияния различных факторов на коэффициент замещения необходимо моделировать геометрический масштаб ($A = l/\delta$), масштаб касательных сил (B), и масштаб сил вязкости (Re), что осуществить невозможно [87]. Известны попытки моделировать эксперимент при разномасштабных коэффициентах, однако уже в этом по определению заключается некорректность модели. Например, не учитывается роль реологических параметров жидкостей τ_0 , и η . Под предлогом их коррелируемости с плотностью в [46] установлена нелинейная связь плотности с реологическими параметрами по данным более 200 наблюдений. Поэтому в случаях, когда уровни показателей реологических параметров регулировать не удаётся, необходимо осуществить статистический анализ по правилам пассивного эксперимента. В противном случае необходимо поддерживать реологические показатели по возможности на одном уровне.

При исследовании процессов замещения на экспериментальных установках допускалось постоянство геометрических размеров l , δ , r . Постоянной в опытах остаётся также и g . При этом были получены результаты, позволяющие судить о влиянии некоторых параметров на

коэффициент замещения, в частности $\Delta\rho$ и v . Именно эти параметры, кроме τ_0 и η , являются определяющими полноту вытеснения бурового раствора восходящим потоком. Поэтому, для сравнимости результатов экспериментов с исследованиями других авторов, на экспериментальной установке в нисходящем потоке изучалось влияние скорости потока v и разности в плотностях тампонажного и бурового растворов $\Delta\rho$.

Экспериментальная установка состояла из модели скважины, резервуаров для растворов и сжатого воздуха, компрессора и циркуляционной системы. Модель скважины выполнена в двух вариантах. На рис. 11 показан I вариант. Скважина имитирована трубой длиной 6,7 м и внутренним диаметром 0,025 м. С обеих концов труба соединена с циркуляционной системой. Кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонной моделируется путём размещения внутри трубы стального стержня диаметром 0,016 м. Стержень отцентрирован внутри трубы центраторами. С торцов трубы установлены образцовые манометры. На расстоянии 0,5 м от торцов трубы для сглаживания концевых гидравлических эффектов размещены тензодатчики. Справа размещён II вариант имитации скважины, только скважина имитирована трубой, разделённой тремя цилиндрами из оргстекла, представляющими каверны. Размеры цилиндров: длина 0,6 м, внутренний диаметр 0,06 м.

Растворы для экспериментов заливались в два вертикальных закрытых баллона ёмкостью по 32 л каждый. Заполнение их производилось через боковые патрубки, снабжённые воронками и кранами. В нижней части баллоны соединены трубками диаметром 18 мм с циркуляционной замкнутой системой, в верхней – с воздухопроводом от ресивера. Сжатый воздух от компрессора накачивался в ресивер ёмкостью 0,8 м³. Давление воздуха в системе можно было поднимать до 11 кгс/см². Сжатый воздух использовался в качестве источника энергии, затрачиваемой на вызов циркуляции жидкостей в модели скважины. Тензодатчики, установленные с обеих концов модели скважины, через усилители были соединены с блоком регистрации электрических сигналов.

Целью каждого опыта было определение коэффициента замещения в вертикальной колонне труб, имитировавших скважину, при контролируемых темпах движения и параметрах жидкостей. Опыты проводились в следующем порядке. После очередного опыта установка тщательно промывалась водой из водопровода до входа из установки от крана 9 до крана 18 прозрачной воды. Вся установка освобождалась от жидкости через кран 17. На лабораторной мешалке

в течение 5 мин заготавливался буровой раствор и тампонажный раствор и сливался в 10-литровые ёмкости. Каждая ёмкость с раствором взвешивалась и определялась плотность бурового ρ_1 и тампонажного ρ_2 растворов. Из этих же ёмкостей отбирались пробы для определения τ_0 и η . Для проведения каждого опыта в баллоны заливалось по 15–20 л соответственно бурового и тампонажного растворов.

Колонна скважины заполнялась глинистым раствором – краны 2, 5, 8, 10, 14, 15, 16, 18 открыты, остальные – закрыты. Заполнение прекращалось после входа из кранов 15 и 18 раствора без пузырьков воздуха.

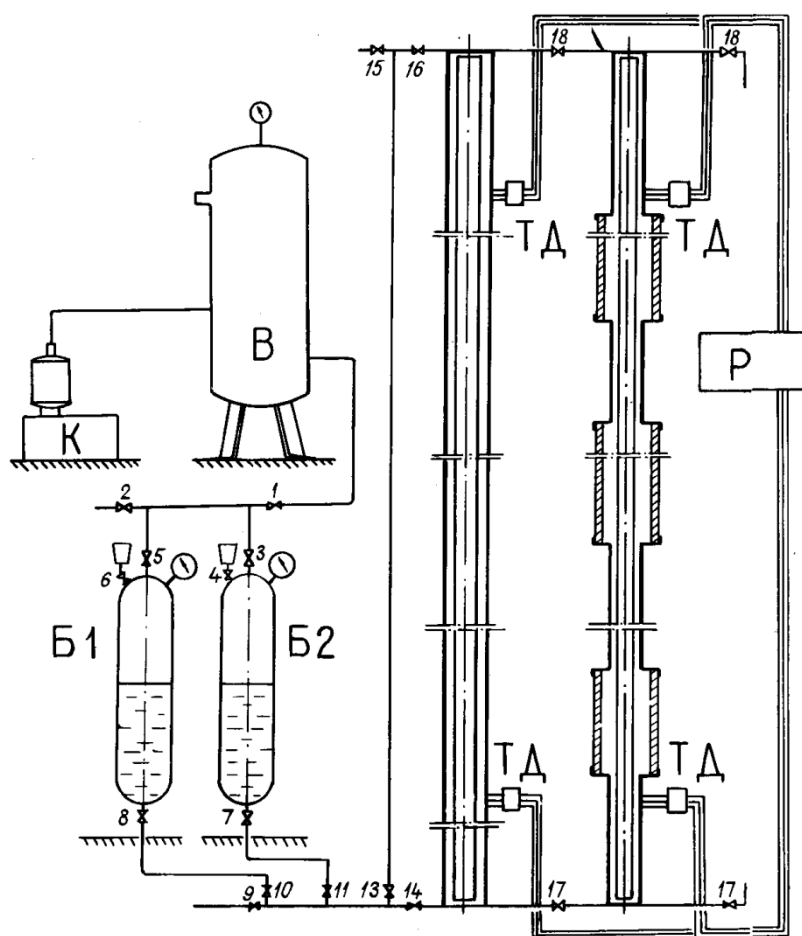


Рис. 14. Схема экспериментальной установки для исследования процессов замещения бурового раствора тампонажным в нисходящем потоке

Подготовка к опыту проводилась путём промывки тампонажным раствором трубопроводов перед колонной «скважины» (перед имитацией обратной циркуляции открыты краны 1, 3, 7, 11, 13, 16, 18; прямой – 1, 3, 7, 11, 12). Промывка проводилась также до выхода чистого тампонажного раствора. Включался компрессор, и ресивер заполнялся воздухом до заданного давления. Перед началом опыта для

имитации обратной циркуляции открывались краны 1, 3, 7, 11, 13, 16; прямой – 1, 3, 7, 11, 14 и включалась тензостанция. Опыт начинался открытием кранов 17 или 18 для имитации прямой или обратной циркуляции соответственно и включался секундомер. Вытекающий из крана 17 (18) раствор отбирался ёмкостью 1940 см³ (8500 см³). Момент начала перелива раствора из ёмкости является сигналом для остановки секундомера и закрытия крана 17 (18). Ёмкость с отобраным раствором взвешивалась на весах. Вычислялась плотность вытесненной жидкости ρ_3 . Коэффициент замещения вычислялся по формуле

$$K_3 = (\rho_2 - \rho_3) / (\rho_2 - \rho_1), \quad (55)$$

где ρ_1 – плотность глинистого раствора или воды; ρ_2 – плотность тампонажного раствора; ρ_3 – плотность вытесненной жидкости.

Скорость потока (продолжительность опыта) подбиралась опытным путём и регулировалась степенью открытия кранов 17 (18) и регулированием давления воздуха в ресивере. Опыты по различным скоростям потоков, направлениям циркуляции, плотности растворов были рандомизированы как по времени, так и по группам опытов.

При проведении экспериментов на II варианте модели скважины в процессе вытеснения бурового раствора велись наблюдения за одной из прозрачных камер, имитировавших каверну в скважине, и в последующем эскизировался характер циркуляции потока в этой камере.

Поскольку невозможно моделировать влияние всех факторов на коэффициент замещения бурового раствора тампонажным, была поставлена задача установить влияние только одного из них – скорости потока, причём только в структурном режиме. В опытах использовались глинистый раствор плотностью 1,07–1,08 г/см³, динамическим сопротивлением сдвигу 24–33 Па, структурной вязкостью 1,5–2 Па·с и тампонажный раствор соответственно 1,83–1,86 г/см³, 114–153 Па, 4,5–6,0 Па·с.

Было проведено несколько групп опытов, причем одна группа опытов проведена для схемы прямой циркуляции путем вытеснения воды тампонажным раствором. Эта группа опытов проводилась с целью сопоставления результатов опытов с известными исследованиями А. И. Булатова, проведенными им на натурной скважине. Булатовым была получена формула зависимости коэффициента замещения от скорости потока, выраженная в виде полинома третьей степени

$$K_3 = 0,05 v^3 + 0,21 v^2 - 0,24 v + 0,99. \quad (56)$$

В нашей группе опытов средняя скорость потока жидкостей при вытеснении воды цементным раствором была равна 0,40 м/с. При под-

становке в формулу А. И. Булатова результат $K_3 = 0,93$. Фактически в опытах было получено среднее значение коэффициента замещения

$$K_3 = 0,96.$$

Учитывая фактическую разницу в показателях натурального исследования, вполне допустимо признать результаты, полученные на экспериментальной модели скважины, вполне корректными.

На практике ствол скважины имеет значительные отклонения от номинального диаметра вследствие образования каверн. Поэтому опытная модель скважины была использована для группы опытов по замещению глинистого раствора тампонажным в условиях, имитирующих наличие каверн. В модели каверны были выполнены в виде цилиндров из оргстекла, что позволило наблюдать за процессами замещения визуально. Для установления корреляционной связи между коэффициентом замещения и скоростью потока были взяты только те результаты опытов, в которых использовалась группа растворов с одинаковыми параметрами.

Результаты по четырем группам после обработки их методом математической статистики представлены (рис. 15) в виде четырех градиентов, из которых видно, что коэффициент замещения воды тампонажным раствором (линии 1 и 2) значительно больше, чем глинистого раствора (линия 3), а глинистого раствора – меньше при наличии каверн.

При малых скоростях потоков в нисходящем потоке во всех трех (1, 3, 4) группах опытов коэффициент замещения растет с увеличением скорости.

Любопытно отметить, что при замещении воды тампонажным раствором при прямой циркуляции коэффициент замещения ухудшается с увеличением скорости. Это трудно объяснить чем либо иным, как подтверждением результатов опытов, проведенных Россом, который на основании своих исследований на аналитической модели, предложил технологию цементирования медленным потоком («слоу-флоу»): высокое значение коэффициента замещения достигается при скорости восходящего потока тампонажного раствора менее 0,5 м/с.

Для проверки этого вывода было проведено сравнение результатов, полученных для восходящего потока в наших экспериментах, с вычисленными значениями коэффициента замещения по полиному третьей степени А. И. Булатова

$$v_1 = 2 \text{ м/с} \quad v_2 = 0,85 \text{ м/с} \quad v_3 = 0,6 \text{ м/с}$$

По Булатову

$$K_3 = 0,96 \quad K_3 = 0,94 \quad K_3 = 0,94$$

По эксперименту

$$K_3 = 0,97 \quad K_3 = 0,95 \quad K_3 = 0,94 \quad (57)$$

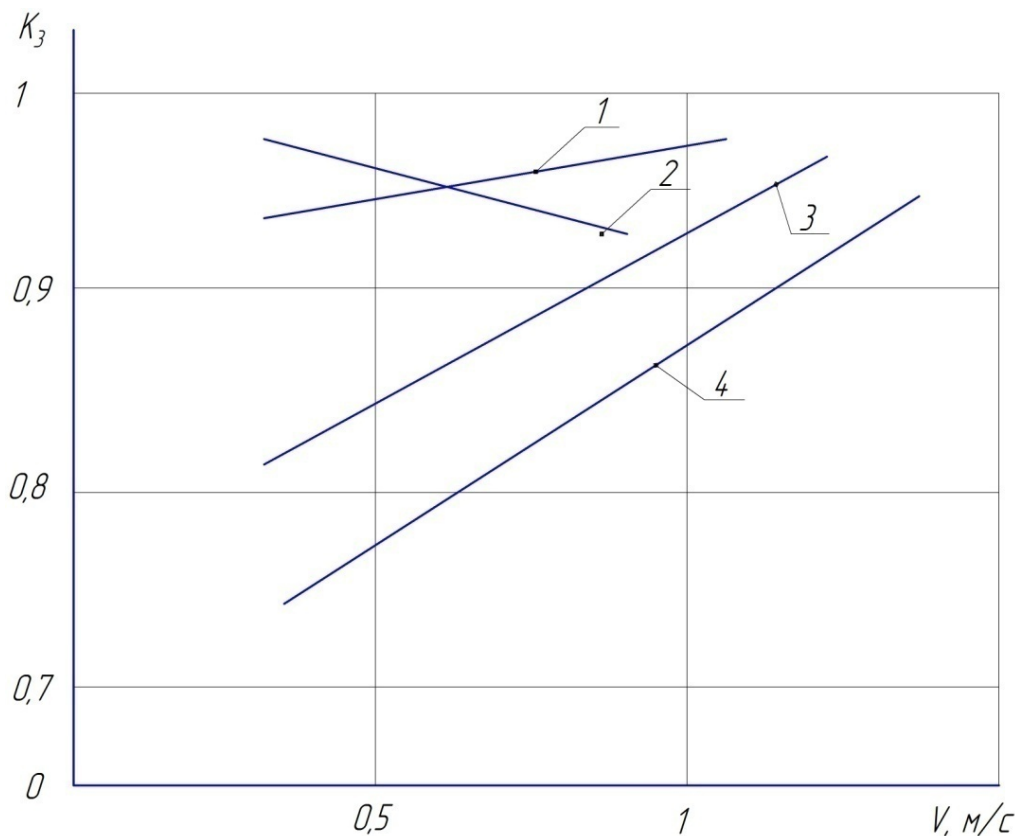


Рис. 15. Градиенты коэффициента замещения в зависимости от скорости потока и направления циркуляции, полученные по результатам опытов на экспериментальной модели скважины: 1 – нисходящий поток тампонажного раствора над водой; 2 – восходящий поток воды под тампонажным раствором; 3 – нисходящий поток тампонажного раствора над глинистым раствором; 4 – нисходящий поток тампонажного раствора над глинистым раствором при наличии каверн

Это еще раз подтверждает выводы Росса, что в условиях структурного восходящего потока тампонажного раствора важно не превышать скорость 0,5 м/с. С другой стороны, из этих опытов видна близость полученных нами результатов с результатами и Булатова, и Росса.

При планировании эксперимента ставилась задача изучить влияние на коэффициент замещения в вертикальном нисходящем потоке скорости потока и разности плотностей тампонажного и бурово-

го растворов. В восходящем потоке эта разность положительно влияет на коэффициент замещения.

С этой целью был выполнен полный факторный эксперимент 2^2 . Поскольку в факторном эксперименте необходимо задавать значения параметров на определенных уровнях без отклонений [10, 39, 60, 94], то была отобрана группа из 15 опытов. Она и использовала в определении уравнения линии регрессии МНК-оценок.

Параметры исследовались в пределах v от 0,335 до 1,116 м/с, $\Delta\rho$ от 0,43 до 0,63. Полученная формула имеет вид

$$K_3 = 0,51 + 0,61 v - 0,43 \cdot \Delta\rho - 0,82 v \cdot \Delta\rho. \quad (58)$$

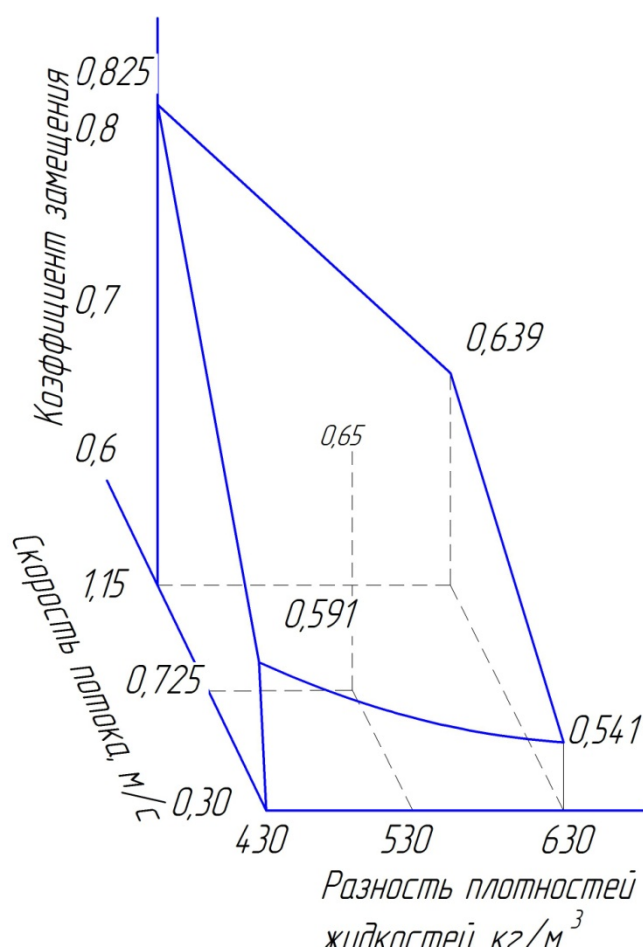


Рис. 16. Поверхность отклика коэффициента замещения по полному факторному эксперименту

Вычисления показывают (рис. 16), что в нисходящем потоке увеличение скорости потока вносит положительный вклад в значение коэффициента замещения, а увеличение разности плотностей тампонажного и бурового раствора – отрицательный.

Выполнение на модели стенок каверн из оргстекла позволило при циркуляции жидкостей визуально наблюдать характер движения жидкости во внешней части каверн. Движение жидкостей во внешней части каверн носит смешанное направление, по-видимому, связанное с биением струи потока о кромки каверн. Однако при нисходящем потоке преобладающим движением является медленный подъем прилегающих к стенке каверн слоёв раствора снизу вверх. Заполнение каверн тампонажным раствором происходит вначале в нижней части каверн, затем – вверху и позднее – в середине. При прекращении циркуляции происходит медленное гравитационное перемещение масс жидкостей.

Схема циркуляций жидкостей представлена на рис. 17.

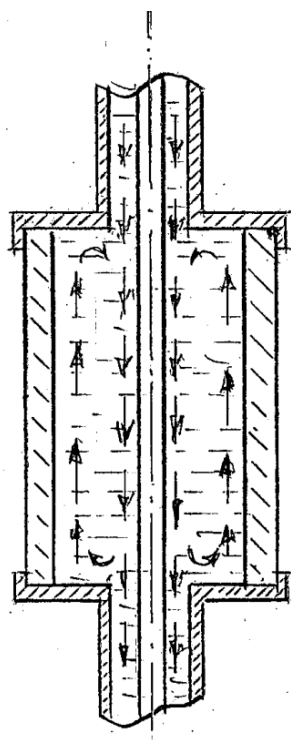


Рис. 17. Движение жидкостей в кавернах

Выводы по результатам исследований, выполненных на экспериментальной модели скважины.

1. В нисходящем потоке при низких скоростях движения тампонажного раствора коэффициент замещения бурового раствора весьма низок (менее 0,9) и удовлетворителен, когда скорость составляет 1,0 м/с и более.

2. Чем выше разность плотностей тампонажного и бурового раствора, тем замещение последнего хуже.

3. В восходящем структурном режиме потока скорость его должна быть менее 0,5 м/с, что подтверждает рекомендации Росса и Булатова.

4. При любом направлении циркуляции наивысшее качество замещения бурового раствора тампонажным достигается при турбулентном режиме потока.

Следовательно, полнота вытеснения бурового раствора тампонажным при обратной циркуляции достигается только при высоких скоростях движения тампонажного раствора, предпочтительно – при турбулентном режиме потока.

4.7. Адгезионные свойства тампонажного раствора

Высокая герметичность цементного кольца является целью любого способа цементирования. При цементировании традиционной прямой циркуляцией часто имеет место покрытие некоторых участков внутренней поверхности обсадной колонны цементом, несмотря на движение вслед за последней порцией тампонажного раствора продавочной пробки. И чем выше адгезионная способность тампонажного раствора, тем больше вероятность повреждения внутренней поверхности обсадной колонны. Т. е. величина адгезии цемента не может быть как угодно большой. Она должна быть ограниченной, с тем чтобы исключить повреждение внутренней поверхности обсадной колонны, через которую прокачивается тампонажный раствор. Уместно заметить, что перед цементированием эта величина не определяется, когда подлежащий применению цемент подвергается контролю. Применение только заключительной продавочной пробки недостаточно для того, чтобы на внутренней поверхности обсадной колонны не осталось цементной плёнки. Для этого применяют продавочную буферную жидкость, которая позволяет смыть эту плёнку. Но есть основания полагать, что чем выше адгезионные свойства тампонажного раствора, тем труднее удаляется цементная плёнка.

Следовательно, адгезионные свойства тампонажного раствора – очень важный показатель. Он должен поддерживаться на высоком уровне и контролироваться. Но как его замерять?

При выполнении задания одной из нефтегазовых компаний перед нами возникла задача по определению величины адгезии различных рецептур тампонажного раствора и принятию рекомендации по

применению конкретной рецептуры. Отклонения рецептур, обладающих наименьшим контракционным эффектом, недостаточно. Необходимо было научиться измерять величину адгезионной способности тампонажного раствора. По нашему мнению, достаточно определить прочность сцепления цемента с внутренней поверхностью трубы. Чем выше будет эта прочность, тем прочнее сцепление, следовательно, величина адгезии выше. Для этой цели достаточно определить, как мы назвали, коэффициент адгезии, который выражает величину сдвигового усилия, отнесённую к единице площади сцепления и выраженную в кгс/см².

Способ определения адгезионных свойств тампонажного раствора сводится к следующему:

- определить прочность сцепления цемента с внутренней поверхностью некоего цилиндра;
- сравнить прочность сцепления с внутренней поверхностью цилиндра цементов, полученных из различных рецептур тампонажного раствора, и выбрать ту, которая обеспечивает наибольшую прочность.

Для удобства проведения исследований в лабораторных условиях используем стальные цилиндры, в нашем примере изготовленные из насосно-компрессорной трубы; размеры цилиндра: внутренний диаметр 62 мм, высота цилиндра 60 мм. Желательно иметь несколько цилиндров, но не менее двух.

Перед проведением испытаний различных рецептур тампонажного раствора на прочность сцепления цемента с внутренней поверхностью цилиндра (рис. 18) каждая рецептура одновременно подвергается проверке на прочность при исследовании балочек цемента 40×40×160 мм на изгиб и на сжатие. Цилиндры устанавливаются на стеклянные пластинки. В первый цилиндр заливается базовый тампонажный раствор, во второй – исследуемый тампонажный раствор, в третий – следующий исследуемый тампонажный раствор и т. д. Каждый цилиндр закрывается стеклянными пластинками.

На период твердения цилиндры погружаются в ванну, как и формы с балочками цемента.

Через 48 часов цилиндры извлекаются из ванны. Удаляются верхняя и нижняя стеклянные пластинки. Проводится определение сдвигового усилия на гидропрессе: на стол гидропресса устанавливается кольцо, имеющее внутренний диаметр 60 мм и высоту 20 мм; на него ставится цилиндр с исследуемым цементом. Сверху устанавливается стальная пластина диаметром 60 мм и толщиной 15 мм. Созда-

ётся нагрузка гидропресса на верхнее кольцо. Плавно увеличивается вертикальная нагрузка до момента сдвига цементного цилиндра. Величина нагрузки фиксируется в момент начала сдвига цементного цилиндра.

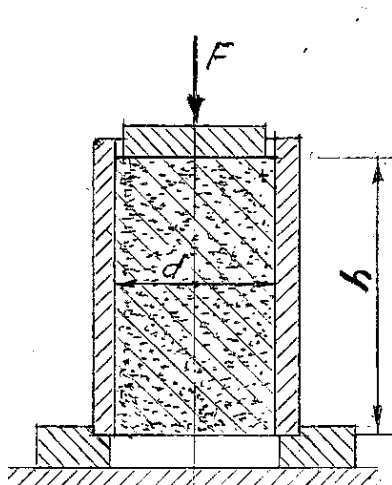


Рис. 18. К определению адгезионных свойств цементного камня

Коэффициент адгезии в кгс/см² – удельное сдвиговое усилие – определяется по формуле

$$k = F / (\pi dh); \quad (59)$$

где F – сдвиговое усилие в кгс; d – внутренний диаметр цилиндра, заполненного цементом, см; h – высота цементного цилиндра, см.

Полученное значение коэффициента адгезии можно распространить на любую поверхность, с которой контактирует данный цемент. Например, можно определить, какое усилие в кгс или давление в кгс/см² необходимо приложить, чтобы сдвинуть цементный мост, установленный внутри обсадной колонны с внутренним диаметром d и высотой h м.

$$F = k\pi dh, \text{ кгс или } p = 4kh / d \text{ кгс/см}^2, \quad (60)$$

где p – гидравлическое давление.

Например, цилиндр имеет размеры $d = 6,2$ см, $h = 6,0$ см. После ОЗЦ 48 часов сдвиговое усилие на гидропрессе составило 600 кгс, откуда $k = 5,1$ кгс/см². Для цементного моста при $d = 20$ см и $h = 2000$ см, установленном с применением исследованного цемента с $k = 5,1$ кгс/см², сдвиг произойдёт при усилении 640 тс или при давлении 204 МПа.

Способ открывает возможность применения новых технологий.

При обратной циркуляции никакие пробки не применяются, но открывается возможность повышать адгезионные свойства тампонажного раствора, способствуя этим повышению герметичности цементного кольца и исключая возможность повреждения внутренней поверхности обсадной колонны остатками тампонажного раствора. В этом смысле обратная циркуляция при цементировании обладает весьма важным преимуществом перед прямой циркуляцией.

Следовательно, при цементировании обратной циркуляцией открывается возможность применять такие тампонажные растворы, которые обеспечивают получение цементного камня, обладающего наиболее высокими адгезионными свойствами.

4.8. Роль вязкости тампонажного раствора

При цементировании обратной циркуляцией вязкость тампонажного раствора имеет такое же важное значение, как и при прямой циркуляции, но только с учётом выполнения ею специфической положительной функции. При прямой циркуляции с увеличением вязкости и седиментационной устойчивости [79] возрастают гидравлические сопротивления в процессе продавки. Поэтому величину вязкости стремятся ограничивать. При обратной циркуляции значительная часть технологического процесса происходит в безнапорном режиме или при незначительном напоре. Поэтому нет необходимости ограничивать величину вязкости. Это открывает большую возможность использовать вязкость для повышения качественных результатов цементирования. Как было показано в предыдущем разделе, при обратной циркуляции желательно повышать адгезионные свойства тампонажного раствора, насколько это возможно. В обычных тампонажных растворах, т. е. не модифицированных реагентами, его адгезионные свойства коррелируются с его вязкостью: чем выше вязкость тампонажного раствора, тем выше его адгезионная способность. Возникает возможность значительно снижать водоцементное отношение. Известно, что максимальная прочность цементного камня достигается при водоцементном отношении 0,22. С другой стороны, комплексное управление вязкостью тампонажного раствора с применением химических реагентов, интенсификаторов роста этих показателей, открывает ещё большие позитивные возможности обратного цементирования.

Сказанное можно резюмировать так: если у вас есть возможность чем-то подать тампонажный раствор в безнапорном режиме в затрубное пространство, то этот тампонажный раствор может иметь консистенцию, аналогичную консистенции бетона. Как отмечают специалисты ВНИИКРнефти, растекаемость тампонажного раствора может быть очень низкой, и это обстоятельство надо использовать [16]. Попросите у строителей насос, которым они подают бетон на высокие этажи при строительстве зданий и сооружений. Подобные насосы производятся отечественной промышленностью. Такая высоковязкая тампонажная смесь обладает пониженной водоотдачей и плохо фильтруется в хорошо проницаемые пласты. Если вас лимитирует плотность, введите в тампонажный раствор облегчающий (или утяжеляющий) наполнитель. Остаётся решить, как затворять и смешивать воду и цемент при очень низких водоцементных отношениях, и тогда будет готова технология цементирования кондукторов на Ванкорском месторождении, где очень нуждаются в повышении качества их крепления в интервалах распространения многолетней мерзлоты.

Следовательно, *способ цементирования обратной циркуляцией с управляемой вязкостью тампонажного раствора открывает новые перспективы повышения качества цементирования обсадных колонн.*

Установлены преимущества способа цементирования обратной циркуляцией перед прямым способом:

1. Путь движения тампонажного раствора **короче.**
2. Гидродинамическое давление на забой для большинства колонн **меньше.**
3. Тампонажный раствор прогревается **меньше.**
4. Продолжительность цементирования **короче.**
5. Энергозатраты более чем в 7 раз **меньше.**
6. Интервал активного смещения тампонажного раствора с промывочной или буферной жидкостью **меньше.**
7. Цикл подачи тампонажного раствора в скважину **совмещается** с циклом замещения бурового раствора.
8. Повреждение внутренней поверхности обсадной колонны цементом **отсутствует.**
9. Способ обратной циркуляции открывает широкие возможности для повышения качества цементирования обсадных колонн путём повышения **адгезионных свойств** тампонажного раствора и **повышения его вязкости.**

5. Выбор объекта и его подготовка

Как и любая технология, технология цементирования с применением обратной циркуляции имеет и недостатки. Целесообразно оценить, какие из них столь важны, что являются препятствием на пути её более широкого распространения.

1. Замечено, что в любом трубопроводе при замещении одной жидкости другой жидкостью, значительно отличающейся от замещаемой жидкости своими физико-техническими свойствами, при любом режиме течения *вымывание* остатков замещаемой жидкости зависит от продолжительности и интенсивности промывки определённого участка трубопровода. При цементировании прямой циркуляцией забойная часть затрубного пространства обсадной колонны промывается более продолжительно, чем устьева, и, следовательно, остатков бурового раствора окажется меньше и тампонажный раствор будет менее всего повреждён именно за нижней частью обсадной колонны. Это особенно важно, когда цементируется эксплуатационная колонна, нижняя часть которой располагается ближе всего к продуктивному пласту, где к цементному камню предъявляются более высокие требования.

Другое дело – обратная циркуляция: как только первые порции тампонажного раствора поступили в нижнюю часть цементируемой колонны, циркуляция прекращается, и, следовательно, в этом случае процесс вымывания остатков бурового раствора на этом участке минимален.

Это теоретические предположения. Практически фактических наблюдений за разницей в качествах цементного кольца за колонной в зависимости от продолжительности вымывания остатков бурового раствора тампонажным не известно. Ещё не создано метода количественного определения столь тонкой разницы в оценке цементного камня в местах длительного или кратковременного вымывания остатков бурового раствора [92]. К данным массовых измерений АКЦ и других методов, оперирующих ранжированными оценками «хорошо,

посредственно, плохо» (методов, остроумно отнесенных профессором В. Н. Поляковым к категории виртуальных), нельзя относиться серьезно.

Резюмируя, подчеркнем, что главным и, полагаем, временным недостатком обратной циркуляции цементированья является ограниченная практика.

В настоящее время цементированием способом обратной циркуляции можно обеспечить лучшее качество и эффективность работ при креплении, чем при применении прямой циркуляции, в следующих случаях:

- при аномально низких пластовых давлениях (АНПД);
- при аномальных забойных температурах (многолетняя мерзлота, высокотемпературные скважины);
- при ограниченном энергообеспечении;
- при ограничении в обеспечении специальной цементировочной техникой;
- при аномально высоких давлениях (АВПД);
- при большой вероятности газопроявлений во время ОЗЦ.

Наибольший успех достигается при минимальной кавернозности цементируемого интервала. Преимущества технологии цементированья обратной циркуляцией перед прямой возрастают с увеличением диаметра цементируемых колонн, высоты подъема тапонажного раствора и объемов тампонажного раствора.

Отличается и подготовка скважины для цементированья обратной циркуляцией.

2. Основные требования к подготовке скважины к цементированью обратной циркуляцией остаются те же, что и при общепринятых технологиях. К исключительно важному, применительно к технологии цементированья обратной циркуляцией, относится требование подготовки ствола к изменению направления циркуляции. В процессе бурения, промывок и выполнения других операций в скважине на стенках открытого ствола образуются каверны различного профиля, направления и величины, которые сложились в связи с установившимся прямым направлением циркуляции. В кавернах могли появиться скопления шлама, которые нисходящим потоком при цементированьи могут образовывать пробки и т. д. Поэтому при подготовке скважины для цементированья обратной циркуляцией одной промывки двумя циклами для вымывания осадков шлама в кавернах при положении буровой колонны на забое мало. Необходимо предусмотреть промывку ступенчато и последовательно сверху вниз промывки

не менее двух циклов плюс один – для сложно кавернозного геологического разреза.

3. На экспериментальной модели (рис. 14 и 17) имитировались «каверны» в виде вставки в образующую часть ствола толстостенных цилиндров из оргстекла. При значительной кавернозности ствола некоторая часть шлама при бурении и прямом направлении циркуляции может сосредотачиваться на нижней площадке каверны. При изменении направления циркуляции на обратную поток может быть направлен по стенке каверны вниз и увлекать эту часть шлама в основной поток непосредственно по стволу со всеми возможными последствиями, т. е. с образованием пробок или каких-либо загущений раствора.

Поэтому перед спуском обсадной колонны при положении бурового инструмента на забое скважину необходимо тщательно промыть и прямой, и обратной циркуляцией на режимах, планируемых при цементировании, не менее двух циклов до выхода из скважины раствора с однородными показателями.

Другим важным требованием является тщательный учет каверн и сужений, что является основой для расчета объемов закачиваемых жидкостей.

При креплении скважин с аномальными температурами (высокими или низкими) в лаборатории необходимо подобрать рецептуру тампонажного раствора путем введения регуляторов схватывания.

4. Технологические схемы наземных коммуникаций при цементировании обратной циркуляцией включают в себя:

- технические средства для приготовления тампонажного раствора и буферной жидкости (ЦА, СМН, ФСМ, глиномешалки, АППЖ, АППР, гидроворонки и др.);

- резервуары для накопления объема, подлежащего закачке в затрубное пространство (тампонажный раствор, буферная жидкость);

- средства для измерения объемов закачиваемых промывочной жидкости или тампонажного раствора, буферной жидкости (тарированные емкости или расходомеры);

- технические средства для перемешивания тампонажного раствора перед закачкой (помимо работы насосов из осреднительных емкостей «на себя» необходимо иметь гидромониторы с двумя степенями свободы или пропеллерные мешалки);

- насосную группу для закачки всего накопленного объема тампонажного раствора, буферной жидкости или ВУРа в расчетном режиме без перерывов в циркуляции до конца цементирования;

– технические средства для герметизации межколонного пространства (превентор, ПУГ, уплотнительные металлические кольца, манжеты и другие средства). В хорошо изученных районах допускается закачка рабочих жидкостей без герметизации устья, если контролируется расход на входе в затрубное пространство и расход и давление на выходе из обсадной колонны (**Внимание:** при АВПД или вскрытых газонефтяных пластах, цементирование обратной циркуляцией без средств герметизации на устье кольцевого пространства, рассчитанных на возможные давления при проявлениях, категорически запрещается.);

– технические средства для регулирования расхода и полного перекрытия потока на цементировочной головке (краны, задвижки) и контроля давления (манометр).

Допускается применение управляемых, автоматических или полуавтоматических устройств, перекрывающих поток в конце цементирования. Применение автоматических или управляемых запорных устройств должно быть разрешено утвержденным планом по цементированию.

5. Не рекомендуется применять обратную циркуляцию при цементировании, если:

– отсутствует возможность накопления и перемешивания всего объема тампонажного раствора перед закачкой его в затрубное пространство;

– отсутствует гарантия, что при закачке тампонажного раствора не будет перерывов в работе насосов при закачке тампонажного раствора;

– нет средств контроля, позволяющих определить момент поступления тампонажного раствора в башмак цементируемой обсадной колонны.

Подготовка и организация цементирования обратной циркуляцией не менее сложны, чем при обычной прямой циркуляции.

Идеальной схемой технологии цементирования с применением обратной циркуляции является обеспечение использования энергии движущегося столба тампонажного раствора для самопродавки (рис. 21).

6. Примерные схемы обвязки устьев показаны на рис. 22.

Схема 1. Устье герметизируется клиновым устройством.

Схема 2. Устье скважины не герметизируют, что позволяет «расхаживать» и вращать обсадную колонну при цементировании для обеспечения полноты замещения промывочной жидкости тампонажным раствором.

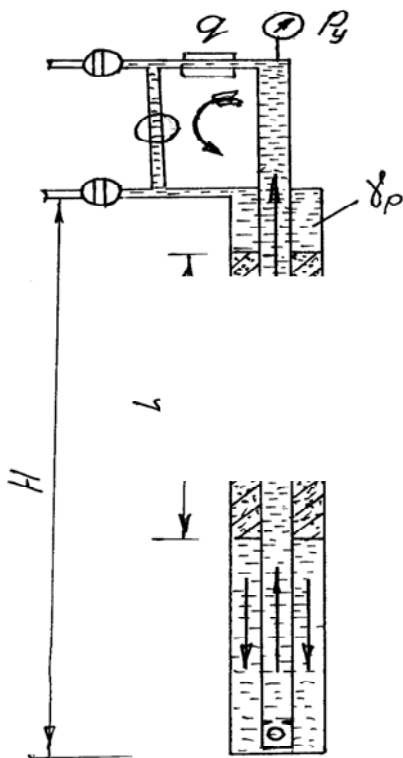


Рис. 21. Идеальная схема цементирования обратной циркуляцией с самопродавкой

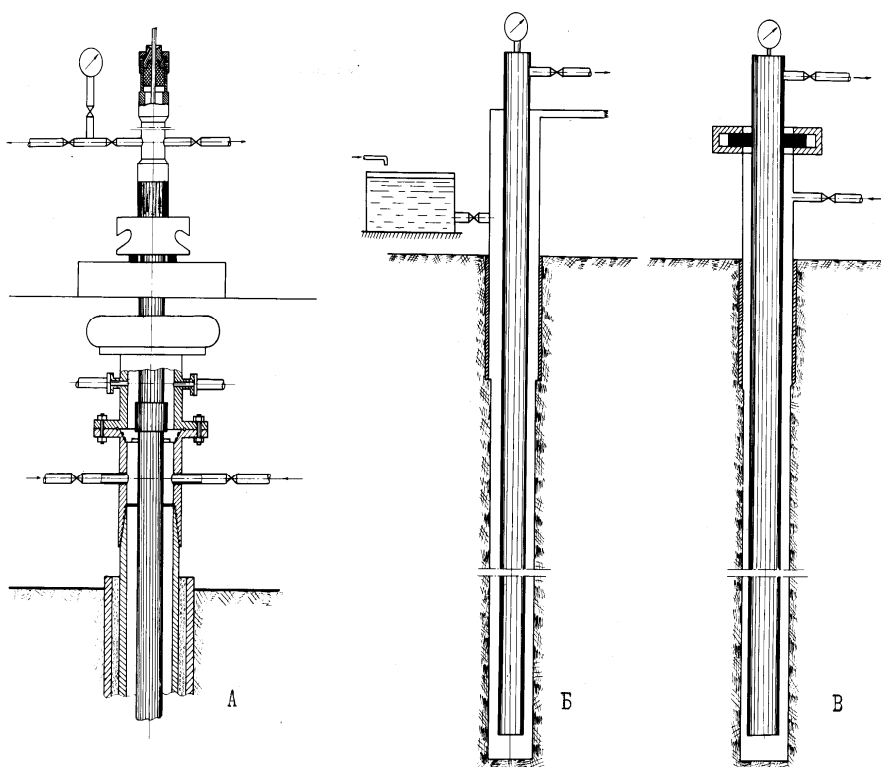


Рис. 22. Схема обвязки устьев скважин при цементировании обратной циркуляцией: а) при радиоактивном контроле («меченой жидкости»); б) с возможностью «расхаживания» колонны при небольших глубинах; в) с превентером

Схема 3. Наиболее распространенная схема цементирования, когда устье на период выполнения операции герметизируется трубными плашками превентера или универсальным превентером. При герметизации трубными плашками превентера, если их размер не соответствует диаметру цементируемой колонны, должен применяться допускной патрубков соответствующего диаметра.

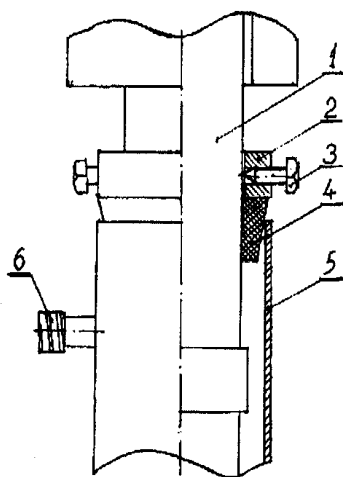


Рис. 23. Схема 3 – простейший вариант оборудования устья при отсутствии превенторов: 1 – цементируемая колонна; 2 – стопорное кольцо; 3 – стопорный винт; 4 – уплотнительная манжета; 5 – предыдущая колонна; 6 – отводной патрубков

Можно привести множество других вариантов обвязки устья. Обвязки устьев для обратного цементирования в каждом буровом предприятии (а лучше – во всей отрасли) должны быть унифицированы и обеспечены соответствующими техническими средствами.

6. Режим цементирования

Для технологии цементирования прямой циркуляцией довольно подробно разработаны составляющие её технологические звенья и комплекс требований, который должен тщательным образом выполняться [7, 17, 22, 28, 37, 48–50, 72, 86, 89, 90]. О технологии цементирования обратной циркуляцией также опубликовано множество научных работ [26, 27, 32, 42, 54, 56, 58, 62, 65, 66, 75, 77, 88, 93, 95–98]. Однако достигнутого всё ещё недостаточно для того, чтобы технология нашла широкое промышленное применение.

При традиционном способе цементирования прямой циркуляцией тампонажный раствор подается в обсадную колонну в таком темпе, при котором возможны и неравномерность подачи, и даже перерывы. Сопровождающие этот процесс явления (скачки давления в обсадной колонне) воспринимаются непосредственно стенками обсадной колонны. При обратной циркуляции такие перепады давления будут восприниматься непосредственно открытыми стенками скважины и вызывать нежелательные явления: отрыв глинистой корки, проникновение под избыточным давлением растворов в пласт, гидроразрыв (раскрытие трещин) и т. д.

Поскольку основной особенностью технологии цементирования с применением обратной циркуляции является совмещение подачи тампонажного раствора в кольцевое пространство с процессом замещения им промывочной жидкости, то, следовательно, эту подачу с самого начала необходимо осуществлять в таком режиме, при котором это замещение будет наиболее полным. Наиболее полное замещение происходит в турбулентном режиме. При прямой циркуляции, как было показано экспериментами Кларка и Росса, возможен и другой режим, ламинарный, когда скорость восходящего потока в кольцевом пространстве поддерживается на уровне 0,5 м/с и менее. При этом существует так называемое «пробковое» течение и значительную роль играет гравитационное разделение масс: промывочная жидкость, имеющая наименьшую

плотность, «всплывает» над тампонажным раствором, имеющим наибольшую плотность.

При обратном направлении циркуляции положение растворов противоположное и необходимо уменьшить или исключить действие гравитационных сил. Это достигается приданием потоку турбулентного режима. Поэтому основные требования к технологии цементирования обратной циркуляцией сводятся к следующему:

- начатый процесс подачи тампонажного раствора не должен прерываться до конца цементирования;
- наиболее полное замещение тампонажного раствора в нисходящем потоке достигается только при турбулентном режиме его течения;
- начальная скорость подачи тампонажного раствора в кольцевое пространство должна быть больше или равна критической;
- конечная скорость подачи при отсутствии торможения на цементировочной головке значительно превышает начальную;
- завершающая процесс цементирования скорость должна быть снижена настолько, чтобы исключить прямой гидравлический удар при торможении и остановке потока.

В начале разработки плана цементирования, а также перед началом цементирования необходимо определиться с режимом цементирования [4].

В нашем случае подача тампонажного раствора должна осуществляться в турбулентном режиме. Для этого необходимо иметь отношение

$$Re_{\delta} / Re_{\text{ц}} \geq 2, \quad (71)$$

где Re_{δ} и $Re_{\text{ц}}$ – числа Рейнольдса для бурового и тампонажного растворов.

Для расчета этих параметров необходимо, прежде всего, определить, какой реологической модели отвечают применяемые жидкости. Их множество. Но в большинстве случаев на практике применяемые растворы часто соответствуют реологической модели Бингама – Шведова

$$\tau_0 = \tau + \eta(\dot{\gamma}^*). \quad (72)$$

В этом случае точки замеров на ротационном вискозиметре ложатся на прямую линию, которая при аппроксимации пересекается с осью ординат, а отрезок от 0 до τ на оси ординат близок к значению

τ_0 . Часто реологическая модель может быть представлена степенной функцией, и откладываемые значения скорости напряжения сдвига укладываются не на прямой линии, а на кривой с различной степенью искривления, которая при аппроксимации проходит через начало координат, т. е. через 0. Степенная реологическая модель выражается формулой

$$\tau = k(\dot{\gamma})^n, \quad (73)$$

где τ – напряжение сдвига, Па; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с^{-1} ; k – пластическая вязкость, Па·с; τ_0 – статическое напряжение сдвига, Па.

Измерения показателей (скорость сдвига и напряжение сдвига) производятся на ротационном вискозиметре.

В случае степенной реологической модели реологические свойства тампонажного раствора рассчитываем по формулам

$$n = 0.5 \lg \frac{\theta_{300}}{\theta_3}, \quad (74)$$

$$K = \frac{5,11 \cdot 300}{5,11^n} \left(\frac{2n+1}{3n} \right)^n, \quad (75)$$

При использовании раствора, подчиняющегося реологической модели Бингама – Шведова, пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига рассчитываются по формулам

$$\eta = 1,5(\theta_{300} - \theta_{100}), \quad (76)$$

$$\tau = 300 - \eta, \quad (77)$$

где θ_{300} , θ_{100} , θ_3 – показания ротационного вискозиметра соответственно при 300, 100 и 3 об/мин.

Минимальный расход для обеспечения турбулентного режима движения тампонажного раствора в кольцевом пространстве определяется по формуле

$$Q_{\min} = 0,785 \cdot (D_{\text{СКВ}}^2 - D_{\text{Т}}^2) \left[\frac{Re_{\text{кр}} \cdot K \left(\frac{12}{D_{\text{СК}} - D_{\text{Т}}} \right)}{10 \cdot (D_{\text{СК}} - D_{\text{Т}}) \cdot \rho} \right]^{\frac{1}{2-n}}; \quad (78)$$

где Q_{\min} – объемная скорость потока, л/с; $D_{\text{СК}}$ – диаметр скважины, м; $D_{\text{Т}}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м; ρ – плотность тампонажного раствора, кг/м^3 ; $Re_{\text{кр}}$ – критическое число Рейнольдса.

$Re_{\text{кр}}$ можно вычислить по формуле

$$Re_{кр} = 3000 + (0,92 - n) \cdot 1000,$$

где $0,25 < n < 0,95$.

Далее для расчета гидравлических потерь для случая степенной реологической модели ведут расчет коэффициента трения с помощью программ.

Для расчета гидравлических потерь определим фактический $Re_{кр}$ для кольцевого пространства по формуле

$$Re_{кр} = \frac{9,98 \cdot V_k^{z-n} \cdot (D_{ск} - d_{ок})^n \cdot \rho}{K \cdot 12^{n-1}}, \quad (79)$$

Коэффициент гидравлических потерь λ вычисляется по формуле

$$\lambda = \frac{24}{Re_{кр}}, \quad (80)$$

Тогда гидравлические потери в затрубном пространстве

$$P_3 = 10^{-5} \cdot \frac{\lambda \cdot L \cdot \rho \cdot V_k^2}{2 \cdot (D_{ск} - d_{ок})}, \quad (81)$$

При исследовании жидкости, подчиняющейся реологической модели Бингама – Шведова, последовательность расчетов следующая.

При расчете режима цементирования обратной циркуляцией вначале определяют критический расход $q_{кр}$ для кольцевого пространства. Для растворов, относящихся к реологической модели Бингама – Шведова, ниже приводится последовательность расчётов, относящихся к гидравлической программе цементирования по способу обратной циркуляции.

Вначале вычисляют значения безразмерных критериев He и Re для тампонажного раствора и промывочной жидкости в кольцевом пространстве и промывочной жидкости – в трубном:

$$He_{кнц} = \frac{\tau_{оц} (d_c - d_{ок})^2 \cdot \gamma_{ц}}{\eta_{ц}^2} \quad (82)$$

$$Re_{кнц} = 2100 + 7,3 (He_{кнц})^{0,58} \quad (83)$$

Определив площадь кольцевого пространства

$$F_{кн} = \frac{\pi}{4} (d_c^2 - d_{ок}^2) \quad (84)$$

вычисляют критический расход

$$q_{кр} = \frac{F_{кр} (\eta_{ц} \cdot Re_{кнц})}{\gamma_{ц} (d_c - d_{ок})}, \quad (85)$$

В этой формуле для промывочной жидкости критический расход вычисляют, используя вместо показателей тампонажного раствора показатели промывочной жидкости, а для вычисления критического расхода для потока в трубах вместо разности квадратов диаметров используют внутренний гидравлический диаметр обсадной трубы d_T .

Далее подачу тампонажного раствора в выбранном темпе ($q_{нач}$) продолжают до тех пор, пока не возникают условия для разрыва сплошности потока, т. е. для «отрыва столба» тампонажного раствора (в случае, когда плотность тампонажного раствора выше плотности промывочной жидкости) $h_{отр}$:

$$h_{отр} = \frac{P_{кнц} + P_{кпр} + P_{б} + P_{тр} + P_y - P_n}{(\gamma_{ц} - \gamma_p) \cdot g}, \quad (86)$$

Время, по истечении которого с начала подачи $q_{кп\ нач}$ возможен «отрыв столба» тампонажного раствора

$$t_{отр} = \frac{h_{отр}}{q_{кп\ нач}}; \quad (87)$$

Далее процесс цементирования можно осуществлять двумя методами.

Первый: после подачи количества тампонажного раствора, при котором возникает вероятность «отрыва столба» тампонажного раствора $h_{отр}$, дальнейшую подачу осуществляют с постепенным увеличением расхода до конца цементирования таким образом, чтобы конечная максимальная скорость могла бы быть

$$q_{кп}^{max} = q_{нач} \cdot \frac{\gamma_{ц}}{\gamma_p} \quad (88)$$

Движение свободно ускоряющегося потока и возрастающего столба тампонажного раствора имеет сложный и до конца не выясненный характер. Возможно, что на определенном этапе возникает колебательное движение. Это необходимо учитывать при дросселировании потока на устье.

Второй: ещё до начала расчётного и прогнозируемого момента «отрыва столба» тампонажного раствора в кольцевом пространстве

приступают к торможению потока путем дросселирования выходящей из обсадной колонны промывочной жидкости регулируемым краном (тампонажный кран с гребенкой), установленным на цементировочной головке. Процесс торможения легко контролируется, если поток выходящей из скважины промывочной жидкости направляется через расходомер. Задача оператора – обеспечить постоянство расхода при расчетной скорости потока тампонажного раствора в кольцевом пространстве.

Это простейший метод, исключаяющий также возможность недопустимого гидродинамического воздействия на открытые участки скважины.

Первый метод – наиболее сложный. Но его преимущество перед первым состоит в том, что процесс замещения промывочной жидкости тампонажным раствором в кольцевом пространстве происходит в наиболее развитом турбулентном режиме, обеспечивающем наивысший коэффициент замещения. Кроме того, имеющая место увеличенная сумма гидравлических потерь в кольцевом пространстве приводит к уменьшению суммарного (гидростатического и гидродинамического) давления на забой скважины (3).

Заключительный этап – торможение потока, осуществляемое путем дросселирования выходящей через цементировочную головку промывочной жидкости. Торможение должно быть начато за 1–2 мин до окончания цементирования по расчетному времени продолжительности цементирования. Вначале скорость потока уменьшается до начальной $q_{нач}$. Затем снижение скорости планируется с учетом применяемого метода контроля момента поступления тампонажного раствора в башмак колонны. Скорость окончательного торможения зависит от допустимого инерционного и ударного давлений на забой скважины. Приняв поток квазистационарным

$$P_z = P_{zc} + P_u + P_{y\partial} - P_{kn} \quad (89)$$

при этом

$$P_{zc} = H\gamma_{kn}^* g; \quad (90)$$

$$P_u = \lambda_{kn}^* \cdot \gamma_{kn}^* \frac{(q_{kn}^{max})^2}{2} + \gamma_{kn}^* \frac{H}{g} q_{kn}^{max} \quad (91)$$

Ударное давление, согласно формуле Н. Е. Жуковского

$$P_{y\delta} = C \cdot \gamma_{кп}^* \cdot q_{кп}^{\max}, \quad (92)$$

где C – скорость распространения упругой деформации в жидкости (скорость распространения гидравлического удара в жидкости).

Нахождение приведенной скорости распространения гидравлической ударной волны очень сложно. Приняв в расчетах для наиболее часто встречающихся условий значение модуля линейной упругости горной породы, модуля объемной упругости жидкости и модуля линейной упругости материала обсадной колонны, для практики допустимо использовать формулу:

$$P_{y\delta} = 2\gamma_{кп}^* \cdot q_{кп}^{\max} H \cdot t_{y\delta}^{-1} \quad (93)$$

Наконец, важно учитывать нагрузки на обсадную колонну. Они при обратной циркуляции выше, чем при прямой, и достигают максимального значения в момент достижения максимальной скорости нисходящего потока в кольцевом пространстве.

Вся сумма сил, действующих на обсадную колонну и выражающихся в ее весе на крюке, находится из выражения:

$$\begin{aligned} R &= R_g - R_a - R_{ок} + R_{кп} = \\ &= \frac{\pi}{4} \left[(H \cdot \gamma_m - p_{заб}) (d_{ок}^2 - d_{т}^2) + p_{кп} \cdot d_{ок} (d_c^* - d_{ок}) - (p_{б} + p_n + p_y) d_n^2 \right] \quad (94) \end{aligned}$$

Пример расчета цементирования обсадной колонны обратной циркуляцией.

Исходные данные:

$$H = 2800 \text{ м}$$

$$h_{ц} = 1700 \text{ м}$$

$$h_p = 1100 \text{ м}$$

$$d_c = 0,19 \text{ м}$$

$$d_{ок} = 0,146 \text{ м}$$

$$d_{т} = 0,124 \text{ м}$$

$$F_{кп} = 0,0116 \text{ м}^2$$

$$F_{т} = 0,012 \text{ м}^2$$

$$\gamma_{ц} = 1800 \text{ кг/м}^3$$

$$\tau_{оц} = 3,7 \text{ Па}$$

$$\eta_{ц} = 0,024 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$\gamma_p = 1150 \text{ кг/м}^3$$

$$\tau_{оп} = 2,5 \text{ Па}$$

$$\eta_p = 0,008 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

1. Определим начальную скорость подачи тампонажного раствора в кольцевое пространство, т. е. критический расход.

$$He_{кнц} = \frac{\tau_{оц} (d_c - d_{ок})^2 \cdot \gamma_{ц}}{\eta_{ц}^2} = \frac{3,7(0,19 - 0,146)^2 \cdot 1800}{0,024} = 22385$$

$$Re_{кнц} = 2100 + 7,3(He_{кнц})^{0,58} = 2100 + 7,3(22385)^{0,58} = 4533$$

$$q_{кркнц} = \frac{F_{кн} (\eta_{ц} \cdot Re_{кнц})}{\gamma_{ц} (d_c - d_{ок})} = \frac{0,0116(0,024 \cdot 4533)}{1800(0,19 - 0,146)} = 0,016 \text{ м}^3/\text{с}$$

Аналогично:

$$He_{кпр} = 1976562; Re_{кпр} = 34830; q_{кркпр} = 0,063 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$He_{тр} = 690718; Re_{тр} = 19887; q_{кртр} = 0,016 \text{ м}^3/\text{с}$$

Из этих расчетов следует, что:

1.1. Тампонажный раствор следует начать подавать в кольцевое пространство с расходом не менее $q_{нач} \geq 0,016 \text{ м}^3/\text{с}$.

Этому расходу соответствует скорость потока в кольцевом пространстве

$$q_{кп} = \frac{q_{нач}}{F_{кп}} = \frac{0,016}{0,0116} \cong 1,4 \text{ м/с} \quad (95)$$

1.2. При принятом расходе $q = 0,016 \text{ м}^3/\text{с}$ режим течения промывочной жидкости в кольцевом пространстве квазиламинарный, так как

$$q_{кркпр} > q_{нач}; \quad (96)$$

1.3. Режим течения промывочной жидкости в обсадных трубах турбулентный, так как

$$q_{кртр} \cong q_{кркнц} \quad (97)$$

2. Выполним расчеты гидравлических сопротивлений на различных стадиях цементирования:

для потока внутри обсадной колонны

$$P_{mp} = 82,6 \cdot 10^{-6} \lambda \cdot \gamma_p \frac{q^2 \cdot H}{d_{ок}^5}; \text{ МПа.} \quad (98)$$

для потока в кольцевом пространстве

$$P_{кп} = 82,6 \cdot 10^{-6} \cdot \lambda \gamma \frac{q^2 \cdot h}{(d - d_{ок})^3 (d + d_{ок})^2}; \text{ МПа.} \quad (99)$$

где h – высота столба промывочной жидкости или тампонажного раствора, γ – соответствующая плотность раствора.

3. Подача тампонажного раствора в кольцевое пространство должна осуществляться с постоянным расходом до момента наступления условий для разрыва потока, т. е. до «отрыва столба» тампонажного раствора на устье. Решая

$$h_{кпц}^{отр} = \frac{H(\Delta p_{кпр} + \Delta p_{кпц})}{(\gamma_{ц} - \gamma_{р}) \cdot 10^{-5} + \Delta p_{кпр} - \Delta p_{кпц}}; \quad (100)$$

где: Δp – удельные (на 1 м) гидравлические потери в трубах $т$ или в кольцевом пространстве $кп$ соответственно промывочной жидкости $р$ или тампонажного раствора $ц$ при начальном расходе $q_{нач}$.

Расчеты дают:

$$\Delta p_{тр} = 0,00029 \text{ МПа}$$

$$\Delta p_{кпр} = 0,000885 \text{ МПа}$$

$$\Delta p_{кпц} = 0,00134 \text{ МПа.}$$

Тогда:

$$h_{кпц}^{отр} = \frac{2800(0,000885 + 0,00029)}{650 \cdot 10^{-5} + 0,000885 - 0,00134} = 546 \text{ м}$$

При средней скорости потока $v_{кр} = 1,4$ м/с высота столба тампонажного раствора 546 м будет достигнута через

$$t = \frac{546}{1,4 \cdot 60} \cong 6,5 \text{ мин}$$

4. Далее, если не дросселировать выход промывочной жидкости на цементировочной головке, скорость потока столба тампонажного раствора будет возрастать. Чтобы контролировать процесс цементирования, возможно два варианта продолжения цементирования.

4.1. Первый вариант – увеличивать постепенно расход тампонажного раствора. Приблизительно конечная величина расхода может быть найдена из выражения

$$q_{\text{кон}} = q_{\text{нач}} \cdot \frac{\gamma_{\text{ц}}}{\gamma_{\text{р}}} = 0,016 \frac{1800}{1150} = 0,025 \text{ м}^3/\text{с} \quad (101)$$

Этот вариант продолжения технологии имеет недостаток, состоящий в том, что плавное увеличение расхода трудно обеспечить практически и сложно управлять таким процессом цементирования.

4.2. Вторым вариантом продолжения технологии заключается в том, что после закачки объема тампонажного раствора, соответствующего возможному возникновению «отрыва столба» тампонажного раствора (а лучше несколько раньше, в нашем примере примем 500 м), увеличивают расход и поддерживают его постоянным. Примем для нашего примера продолжение цементирования при расходе 0,02 м³/с и продолжим подачу всего объема тампонажного раствора. Для наглядности процесса выполним расчеты для моментов, когда столб тампонажного раствора будет составлять 500 м, 900 м, 1700 м.

По вышеприведенным формулам выполним гидравлические расчеты относительно давления на забой, на насосе и на цементировочной головке.

Забойное давление для положения, когда столб тампонажного раствора составит 1700 м, в конце цементирования, когда циркуляция выполняется с расходом 0,02 м³/с, находим из выражения (рис. 24):

$$P_3^0 = P_{2c} - P_{\text{кп}}$$

$$\begin{aligned} P_{2c} &= h_{\text{ц}} \cdot \gamma_{\text{ц}} \cdot g \cdot 10^{-6} + (H - h_{\text{ц}}) \cdot \gamma_{\text{ц}} \cdot g \cdot 10^{-6} = \\ &= 1700 \cdot 1800 \cdot 10 \cdot 10^{-6} + (2800 - 1700) \cdot 1150 \cdot 10 \cdot 10^{-6} = 43,25 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (102)$$

$$\begin{aligned} P_{\text{кп}} &= \Delta p_{\text{кпц}} \cdot h_{\text{ц}} + \Delta p_{\text{кпр}} \cdot (H - h_{\text{ц}}) = \\ &= 0,00216 \cdot 1700 + 0,0014 \cdot (2800 - 1700) = 5,19 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (103)$$

$$P_3^0 = 43,25 - 5,19 = 38,06 \text{ МПа}$$

Для сравнения определяем забойное давление для той же стадии окончания цементирования прямой циркуляцией:

$$P_3'' = 43,25 + 5,19 = 48,44 \text{ МПа}$$

Не каждая скважина «способна» соответствовать такому забойному давлению. Преимущество обратной циркуляции перед прямой относительно забойного давления выражается в

$$\Delta p_3 = p_3^H - p_3^0 = 48,44 - 38,06 = 10,38 \text{ МПа.}$$

Это близко к градиенту гидроразрыва пород, равного 0,0173 МПа/м.

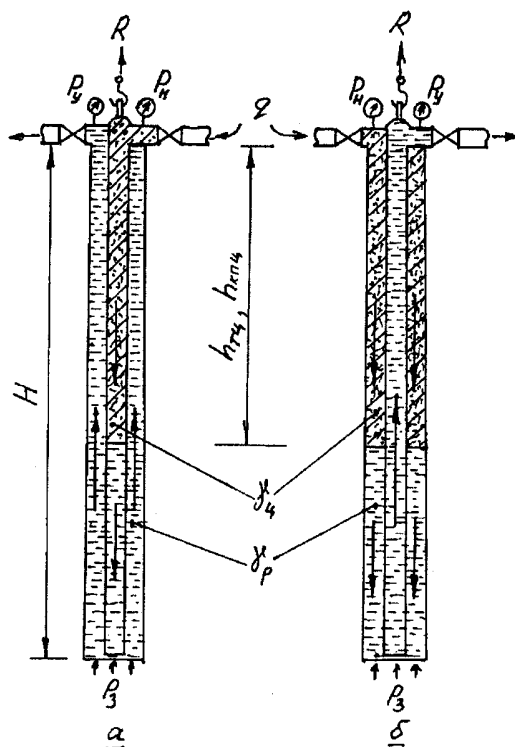


Рис. 24. Схема к расчету гидравлического давления на забой p_3 и веса колонны на крюке R при прямом (а) и обратном (б) направлении циркуляции при цементировании

Данные расчетов для всех этапов цементирования сведем в таблицу, а на основании этих данных построим график (рис. 25) в координатах давление на забой в различные периоды времени. Зная расход, определяем скорость потока и продолжительность каждого цикла.

5. Вес колонны на крюке на различных стадиях цементирования находится из формул:

Вес колонны в воздухе

$$R_g = \pi \cdot d_{cp} \cdot \delta \cdot H \cdot \gamma_m \cdot g \cdot 10^{-4}; \quad (104)$$

Архимедова сила

$$R_a = P_3 \cdot \pi \cdot d_{cp} \cdot \delta \cdot 10^2; \quad (105)$$

Сумма гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны, создающая подъемную силу

$$R_r = (p_{\sigma} + p_r + p_y) \cdot 10^2 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_r^2 \quad (106)$$

Дополнительный вес колонны на крюке, создаваемый суммой гидравлических сопротивлений на колонну при течении жидкостей в кольцевом пространстве

$$R_{kn} = p_{kn} \cdot 10^2 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_{ок} (d_c - d_{ок}); \quad (107)$$

Расчеты справедливы в предположении, что силы трения обсадной колонны о стенки скважины отсутствуют.

Подставляя в формулы данные гидравлических расчетов и параметров колонны, результаты сводим в таблицу и наносим на график (рис. 25).

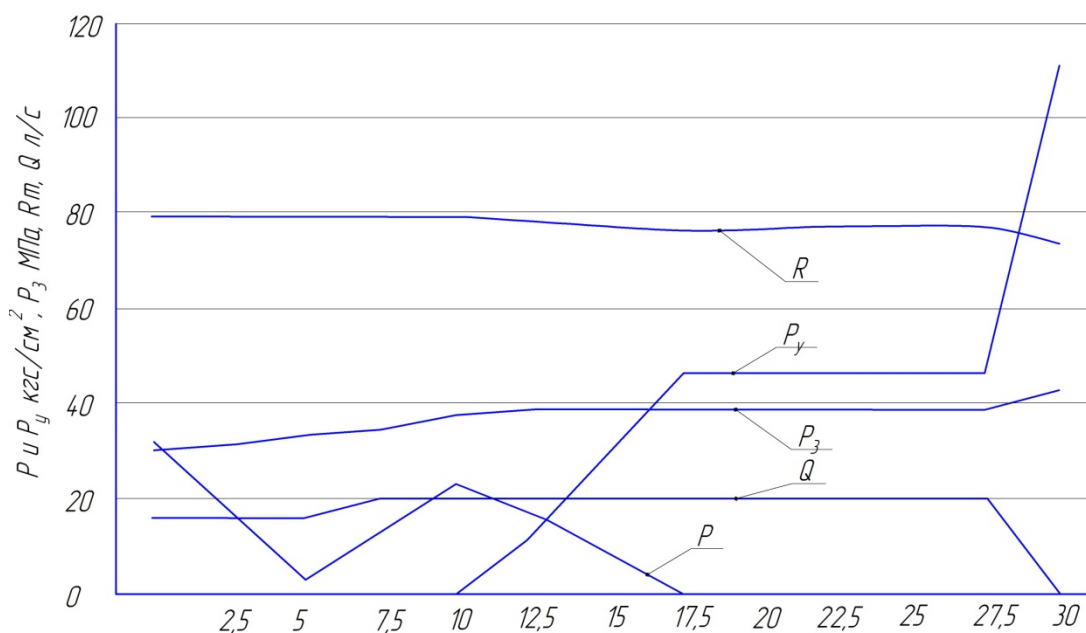


Рис. 25. Давление на насосе p_n , на цементировочной головке p_y , на забое p_3 , вес колонны на крюке R при расходе Q во время цементирования обратной циркуляцией

Из выполненных расчетов следует (табл. 6, рис. 25), что:

– на всех стадиях цементирования суммарные давления на забой меньше гидростатического и равны гидростатическому при отсутствии циркуляции (без учета явления «зависания» структурированной жидкости);

Таблица 6

Параметры по примеру цементирования обратной циркуляцией

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Ц и к л						
			Перед цементиров.	Начало цементирования	До начала «отрыва столба» тамп. р-ра	Продолжение с увеличенным расходом	Продолжение с увеличением q	«Продавка» промывочной жидкостью	Стоп
1.	Продолжительность, t	мин.	0	0	5,95	3,86	7,73	10,63	0
2.	Величина столба тампонажного раствора, $h_{ц}$	М	0	0	500	900	1700	1700	1700
3.	Величина столба промывочной жидкости, h_p	М	2800	2800	2300	1900	1100	1100	1100
4.	Расход, q	м ³ /с	0	0,016	0,016	0,02	0,02	0,02	0
5.	Давление гидростатическое тампонажного раствора, $P_{ц}$	МПа	0	0	9,0	16,2	30,6	30,6	30,6
6.	Давление гидростатическое промывочной жидкости, P_p	МПа	32,2	32,2	26,45	19,55	12,65	12,65	12,65
7.	Гидравлические потери на движение тампонажного раствора, $P_{кпц}$	МПа	0	0	0,7	1,95	3,67	3,67	0
8.	Гидравлические потери на движение промывочной жидкости в кольцевом пространстве, $P_{кпр}$	МПа	0	2,4	2,0	2,63	1,52	1,52	0

Окончание табл. 6

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Ц и к л							Стоп
			Перед цементир. вания	Начало цементиро- вания	До начала «от- рыва столба» тамп. р-ра	Продление с увеличением расходом	Продление с увеличением q	«Продавка» промысловой жидкостью		
9.	Гидравлические потери на движение промысловой жидкости в трубах, Р _{тр}	МПа	0	0,81	0,81	0,81	1,27	1,27	1,27	0
10.	Сумма давлений на забой в кольцевом пространстве, Р _{зкп}	МПа	32,2	29,8	32,75	31,17	38,06	38,06	38,06	43,25
11.	Сумма давлений на забой в трубах, Р _{зт}	МПа	32,2	33,1	33,1	33,47	33,47	33,47	33,47	32,2
12.	Давление на насосе, Р _н	МПа	0	3,21	0,26	2,3	0	0	0	0
13.	Давление на цементировочной головке, Р _у	МПа	0	0	0	0	4,6	4,6	4,6	11,1
14.	Вес колонны на крюке, R	Т	77,65	78,9	77,8	78,8	75,9	77,2	77,2	73

- вес колонны на крюке на всех стадиях цементировании изменяется незначительно и минимален после окончания цементировании;
- вся операция по цементированию выполняется за 29 мин, т. е. более чем в два раза быстрее, чем это было бы при прямой циркуляции.

Показатели при цементировании обратной циркуляцией.

7. Методы контроля

В разработке методов контроля, технических средств для него и технологических приемов принимали участие многие ученые и практики. Патентный фонд составляют технические решения сотен авторов. Наиболее оригинальные изобретения предложили А. М. Абдулзаде, Э. В. Бабаян, Г. А. Белоусов, А. И. Бережной, Д. А. Бернштейн, В. В. Беспалов, А. И. Булатов, Ф. С. Вертинский, Н. С. Гаджиев, А. А. Гайворонский, Г. И. Геймаш, В. П. Гнездов, Л. В. Евчук, В. В. Еременко, И. Э. Зильберман, Г. К. Казаров, Н. А. Кулагин, О. И. Обозин, Ю. А. Осипов, О. И. Рубинштейн, П. И. Свиталка, Е. Ф. Серобаба, М. Р. Сидоров, В. В. Соболевский, Б. П. Минеев, Б. В. Михайлишин, И. А. Мовсумов, Г. Г. Панченко, Н. А. Петров, В. С. Пупков, В. Ф. Черныш, В. В. Ягоденко. Неполный перечень изобретений в этой области приведен в специальном приложении к этой книге.

Некоторые из этих решений, вышедших из стадии экспериментов, использованы при подготовке настоящего издания.

Цементирование обратной циркуляцией рекомендуется осуществлять с двойным контролем за моментом поступления тампонажного раствора в колонну. В отдельных случаях допускается применять один метод, если его надежность уже проверена в данном районе работ.

Рекомендуются объемные методы контроля и контроль с применением автоматических запорных устройств [84, 85].

7.1. Объёмный метод

Объёмный метод заключается в том, что по возможности наиболее точно вычисляется объём цементируемого пространства за обсадной колонной с учетом каверн, сужений и увеличений диаметра скважины, фактического внутреннего диаметра предыдущей обсадной ко-

лонны на интервале цементировании кольцевого пространства, с одной стороны, и не менее точно замеряется объём закачиваемого в кольцевое пространство всего заготовленного объёма тампонажного раствора, а также и продавочной жидкости, подаваемой в затрубное пространство вслед за тампонажным раствором [76, 78].

Исходя из этого, объёмный метод должен выполняться в такой последовательности:

- определяется точный объём цементируемого интервала затрубного пространства. Для этой цели должны быть использованы кавернограммы, профилеграммы, обработанные на ПК или выданные на каротаже скважины;

- заготавливается тампонажный раствор в объёме расчетного с учетом коэффициента сжатия. Прежде чем будет заготовлено не менее 75 % расчетного объёма тампонажного раствора и измерено его количество, начинать его подачу в затрубное пространство не рекомендуется;

- после подачи расчетного объёма тампонажного раствора (и продавочной жидкости, в случае цементировании не на всю длину обсадной колонны) осуществляется плавное торможение потока;

- момент перекрытия потока должен совпадать с моментом прекращения подачи расчетного объёма тампонажного раствора (и продавочной жидкости).

7.2. Метод «меченой» жидкости

Метод «меченой» жидкости является разновидностью объёмного метода и состоит в том, что дополнительно к информации, необходимой для выполнения объёмного метода (точный расчет объёма цементируемого пространства и точное измерение объёма закачиваемых в затрубное пространство последовательно тампонажного раствора и продавочной жидкости), рассчитывают объём внутреннего нецементируемого пространства обсадной колонны, например от «головы» цементного стакана до устья; при этом при цементировании используют порцию «меченой» жидкости.

«Меченой» жидкостью может быть техническая вода, промышленная жидкость и иная гетерогенная смесь, в которую концентрированно (от 20 до 30 % по объёму) вводится какой-либо наполнитель, который может быть легко визуально обнаружен при его выходе из скважины и появлении на вибростите. Такими наполнителями могут

быть гранулированный полиэтилен, резиновая крошка, кожаная крошка, рисовая шелуха, подсолнечная шелуха, шелуха при обдирке других злаков, гранулированный угольный шлак, керамзитовая крошка. Не рекомендуется применять химически активные вещества (КМЦ, поликриламид, красители), так как они образуют большие по протяженности интервалы смешения порции «меченой» жидкости с остальным раствором.

Не рекомендуется также в качестве «меченой» жидкости пользоваться ВУР или ВУС, так как при прохождении участков каверн такие системы приобретают «сложное» движение, допускающее возможность следующему за ним раствору «обгонять» его, и, таким образом, дезориентируют оператора.

Объём «меченой» жидкости определяют с учетом того, что:

– чем больше объём «меченой» жидкости, тем увереннее обнаруживается порция «меченой» жидкости, когда она появляется на устье, но тем менее точно определяется момент, когда следует прекратить циркуляцию;

– чем больше путь, который проходит «меченая» жидкость, тем больше зона смешения и, следовательно, менее точно определение момента прекращения циркуляции.

Перед использованием рекомендуется лабораторным путем определять реологические показатели жидкости, в которую вводится наполнитель. При этом имеется в виду, что предоставляется возможность подобрать такую жидкость, являющуюся носителем твердых частиц, которая, при предусмотренном плане по цементированию режиме, будет двигаться в кольцевом пространстве и внутри обсадной колонны в ламинарном режиме. Сняв на ВСН-3 показатели жидкости-носителя твердых частиц по динамическому напряжению сдвига τ_0 и структурной вязкости η , легко определить критическую скорость по формуле (8) или, например, по формуле

$$V_{кр} = 25\sqrt{\tau_0/\rho} \quad (108)$$

Если предусмотренная планом работ скорость движения жидкости-носителя твердых частиц и в затрубном пространстве, и внутри обсадной колонны меньше критической, то «меченая» жидкость с наполнителем будет приобретать «пробковое» течение, при котором зона смешения с предыдущей и последующей жидкостями минимальна и момент определения окончания цементирования устанавливается наиболее уверенно.

Объём «меченой» жидкости зависит от диаметра цементируемой обсадной колонны. Практикой установлено, что «меченая» жидкость в кольцевом пространстве, имеющем номинальный диаметр ствола, должна занимать интервал около 100 м. Тогда, например, для цементирования $\varnothing 0,146$ м объём «меченой» жидкости около 1 м^3 . В обсадной колонне этот объём займет интервал около 80 м. Зная скорость движения бурового раствора в трубах, легко определить конец выхода «меченой» жидкости из скважины и принять решение о прекращении циркуляции.

Метод «меченой» жидкости выполняется в следующей последовательности (рис. 26).

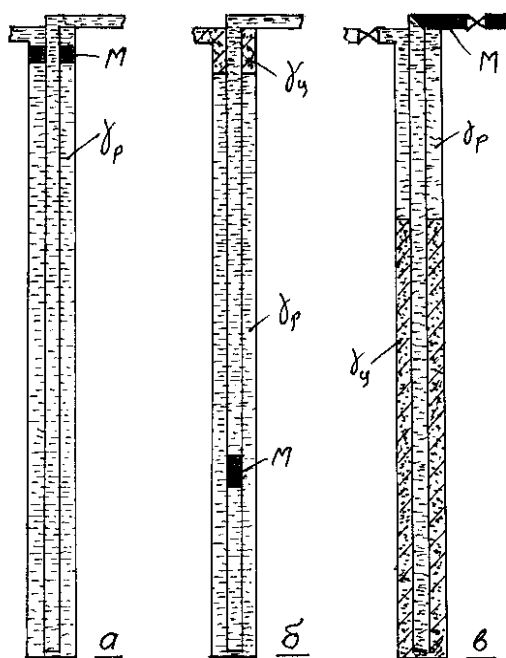


Рис. 26. Контроль цементирования обратной циркуляцией методом «меченой» жидкости M : а) – начало подачи вслед за жидкостью m продавочной жидкости в объеме, равном внутреннему нецементируемому пространству обсадной колонны; б) – начало подачи тампонажного раствора; в) – конец цементирования

Приготовленную порцию «меченой» жидкости первой закачивают в затрубное пространство.

Вслед за «меченой» жидкостью в затрубное пространство закачивают буровой раствор в объеме, равном объёму внутреннего нецементируемого пространства обсадной колонны, т. е. интервала от устья до «головы» расчетного цементного стакана; далее операцию выполняют как при объёмном методе, т. е. закачивают расчетный

объем тампонажного раствора и продавливают его расчетным объемом продавочной жидкости.

При этом методе точность определения объемов тампонажного раствора и продавочной жидкости и объема цементируемого пространства должна быть такой же, как и при обычном объемном методе.

7.3. Радиоактивный метод

При этом методе [21] на цементирующей головке устанавливают лубрикатор под каротажный кабель. В скважину цементируемой обсадной колонны спускают каротажный прибор, которым обнаруживают изотопы, находящиеся за обсадной колонной. Устье оборудуется таким образом, как это показано на рис. 23, поз. 1.

В настоящее время в нефтепромысловой практике распространение получил метод радиоактивных изотопов. Для повышения эффективности необходим радиоактивный индикатор, обладающий низкой адсорбирующей способностью, малым периодом полураспада и высокой энергией гамма-излучения.

Таким индикатором является радиоактивный газ радон ($Rn-222$), растворимый в жидкости.

Твердые радоносодержащие препараты (ТРП; ТУ 95-2544-95), производимые Железногорским горно-химическим комбинатом, представляют собой таблетки (диаметр 5 мм, высота 2 мм, активность 7–14 мкКи каждая), которые хорошо растворяются в воде и имеют ряд преимуществ по сравнению с традиционно применяемыми жидкими радоносодержащими препаратами, а именно:

- значительно меньше размер и масса;
- удобство хранения и транспортирования;
- безопасность работ;
- значительно меньше потери радона при хранении.

Для цементирования обратной циркуляцией радиоактивным методом необходимо цементирующую головку оборудовать лубрикатором. Спускаемый на каротажном кабеле прибор для обнаружения активированной радоном жидкости оборудовать грузом в виде толкателя по схеме, представленной на рис. 22. В первую порцию закачиваемого в затрубное пространство тампонажного раствора ввести и растворить расчетное количество таблеток ТРП. По наземной станции контролировать поступление в область скважинного прибора активированной радоном порции тампонажного раствора. При этом груз

скважинного прибора отталкивает шар от седла, освобождая проход для обратной циркуляции растворов. При повышении показателя радиоактивности жидкости скважинный прибор приподнимают, шар перекрывает седло устройства. Циркуляция прекращается. Каротажный кабель с прибором извлекают из скважины.

Разновидностью радиоактивного метода может быть его выполнение по предыдущей схеме «меченой» жидкости. В этом случае нет необходимости спускать прибор на каротажном кабеле, не нужен лубрикатор. Прибор можно положить в желоб, и по выходящему из обсадной колонны раствору будет обнаружена радиоактивная порция «меченой» жидкости.

С применением радиоактивного радона этот метод безопасен. Однако он менее точен, так как, по сравнению с забойным фиксированием прохождения радиоактивной «меченой» жидкости, почти вдвое увеличивается протяженность зоны ее смешения с промывочной жидкостью.

7.4. Метод резистивеметрии

Метод резистивеметрии [38] является аналогом радиоактивного метода, так как технологически операции выполняются одинаково. Вместо активированного радоном раствора, располагаемого в первой порции тампонажного раствора, используется жидкость, удельное электрическое сопротивление которой значительно отличается от предыдущей порции – промывочной или буферной жидкости. При этом, в отличие от технологии применения радиоактивного раствора, порцию раствора с аномальным электрическим сопротивлением подают в кольцевое пространство перед тампонажным раствором. Удельное электрическое сопротивление измеряется резистивиметром, спускаемом на каротажном кабеле в крайнюю нижнюю часть цементируемой колонны.

Экспериментально установлено и практикой подтверждено, что метод резистивеметрии может быть применен в исключительно редких случаях, например, когда в качестве промывочной жидкости применяется промывочная жидкость на углеводородной основе или при применении буферной жидкости на углеводородной основе, которые характеризуются удельными электрическими сопротивлениями 50 ом·м и выше, на порядок превышающими удельные электрические сопротивления тампонажного раствора или буферной жидкости на основе, например, БП-100 или глинистого раствора (около 2,0 ом·м).

Учитывая большой разброс значений удельных электрических сопротивлений для жидкостей, применяемых в бурении, а также зависимость этих значений от температуры и степени смешивания между собой, перед применением этого метода необходимо тщательно исследовать значения их электрических сопротивлений.

7.5. Метод гидростатического давления

При цементировании обратной циркуляцией процесс должен выполняться непрерывно. Однако в самом конце цементирования, когда нет надежного метода определения момента окончания цементирования, можно допускать кратковременные остановки продолжительностью 1–2 мин. Для этого закрывают кран на цементировочной головке, через который из скважины выходит промывочная жидкость. По установленному на цементировочной головке манометру определяют давление. Оно несколько ниже давления «столба» тампонажного раствора в затрубном пространстве за вычетом равного ему «столба» промывочной жидкости в обсадной колонне.

Предприняв две-три таких остановки циркуляции, фиксируют момент, когда это давление начнет уменьшаться за счет «столба» тампонажного раствора, образующего цементный стакан внутри обсадной колонны.

Это ненадежный метод. Ошибки при этом состоят в том, что существует явление «зависания» движущегося по затрубному пространству тампонажного раствора и промывочной жидкости. Давление жидкостей, занимающих кольцевое пространство, длительное время не устанавливается до истинного, соответствующего интервалам, занимаемым жидкостями различной плотности.

С другой стороны, чтобы зафиксировать момент вхождения тампонажного раствора в обсадную колонну, высота цементного стакана должна быть достаточно большой, чтобы это можно было определить по манометру.

7.6. Метод применения управляющих и запорных устройств

В начальный период наиболее оживлённого применения обратной циркуляции при цементировании, когда, естественно, еще не бы-

ло и идей по техническому решению проблемы контроля момента поступления тампонажного раствора в нижнюю часть цементируемой обсадной колонны, основное внимание было уделено технологическим схемам осуществления циркуляции. Примеры схем устьевого оборудования рассмотрены выше. Что касается забойной части, то основное внимание было уделено схемам управления циркуляцией. В качестве примера заслуживает внимания предложение инженера Л. Н. Шадрина (рис. 27), которое состоит в том, что перед цементированием обсадной колонны в неё спускается колонна более лёгких труб, например насосно-компрессорных. В нижней части обсадная колонна оборудуется тарельчатым обратным клапаном, а насосно-компрессорные трубы – заглушкой-толкателем.

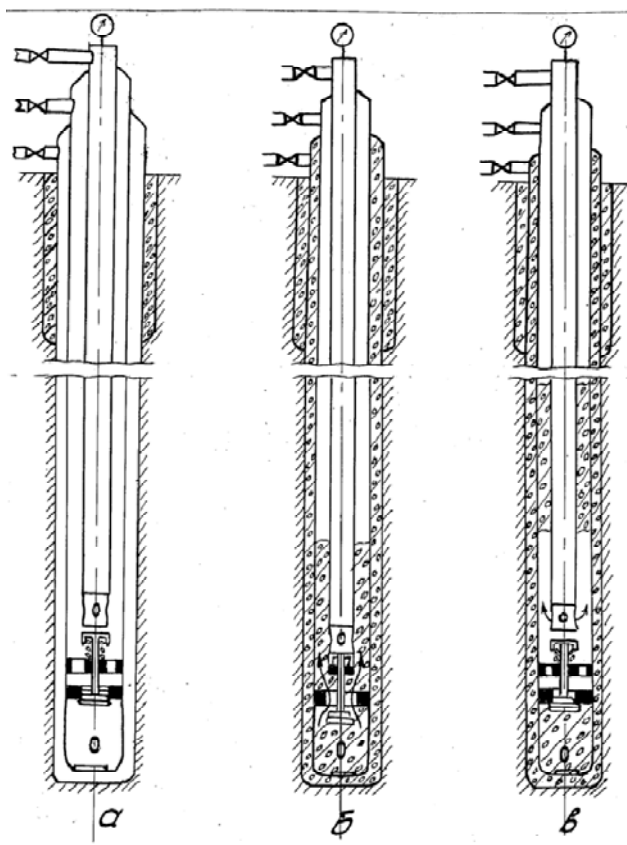


Рис. 27. Схема цементирования обратной циркуляцией с предварительным спуском дополнительной колонны труб

Иногда возникают ситуации, когда цементирование при прямой циркуляции трудновыполнимо. В частности, например:

- отсутствует возможность продавки тампонажного раствора в расчетном режиме; например, нет необходимого количества цементовочных агрегатов;

- нецелесообразен ввод замедлителей сроков схватывания, а времени на продавку не хватает;
- недопустим переток излишнего количества тампонажного раствора внутрь колонны, например эксплуатационной, когда разбуривание цементного стакана невозможно;
- когда нет уверенности в надежности контроля за моментом поступления тампонажного раствора внутрь цементируемой колонны;
- когда очень важно, чтобы за нижней частью обсадной колонны было создано надежное цементное кольцо;
- наконец, когда после подлежащей цементированию обсадной колонны в скважину можно спустить вспомогательную колонну: при цементировании промежуточных колонн или кондукторов – бурильную, а при цементировании эксплуатационной колонны – колонну насосно-компрессорных труб.

В этом случае технологическая схема выполнения цементирования обратной циркуляцией следующая (рис. 27).

Обсадная колонна оснащается обратным клапаном. Это может быть клапан тарельчатого типа.

После спуска обсадную колонну промывают прямой циркуляцией. В заключительной стадии промывки обсадной колонны внутрь ее закачивают порцию облегченного раствора (вода) на некоторую высоту $h_{л}$ и продавливают ее произвольно в нижнюю часть колонны. Прекращают циркуляцию. При надежности обратного клапана выход жидкости из обсадной колонны при удаленной цементировочной головке отсутствует.

Затем производят спуск в обсадную колонну бурильных или насосно-компрессорных труб. Нижний открытый конец этой колонны оснащают устройством для открытия обратного клапана: для ЦКОД это шток, которым можно отодвинуть шар от седла; для тарельчатого клапана это упор, отодвигающий тарелку клапана от седла.

Завершив спуск вспомогательной колонны, убеждаются, что она полностью заполнена буровым раствором, соединяют ее с насосом, оснащают манометром, заполняют ее часть легкой промывочной жидкостью (водой) на некоторую высоту $h_{л}$ и закрывают кран. На манометре возникает некоторое избыточное давление, вызванное разностью гидростатических давлений внутри обсадной колонны, создаваемое промывочной жидкостью и порцией облегченного раствора внутри вспомогательной колонны $h_{л}$ и $h_{л1}$.

Допускают вспомогательную колонну до соприкосновения ее с обратным клапаном и открывают его. Убеждаются в открытии обрат-

ного клапана, так как в этот момент возникает выход жидкости из обсадной колонны.

Приподнимают вспомогательную колонну.

Выход жидкости прекращается.

Обсадная колонна подготовлена для цементирования ее обратной циркуляцией.

Перед цементированием обратной циркуляцией осуществляют профилактическую промывку обсадной колонны. Вследствие смены направления циркуляции изменяются условия для удаления шлама из каверн и рыхлой части корки со стенок скважины. Поэтому промывку следует осуществить в один-два цикла, убедившись в полной очистке скважины от шлама при принятом режиме циркуляции.

Приступают к цементированию кольцевого пространства.

В процессе подачи в кольцевое пространство в расчетном режиме, без перерывов и остановок всей порции тампонажного раствора и, в случае необходимости, продавочной жидкости, наблюдают за давлением на манометре, установленном на головке вспомогательной колонны.

Вспомогательная колонна в данном случае выполняет роль пьезометра. На манометре возникает давление, складывающееся из давления гидростатического столба жидкости, заполняющей обсадную колонну, и суммы гидравлических сопротивлений потоку промывочной жидкости в кольцевом пространстве, образованном вспомогательной и обсадной колоннами. При установившемся режиме в конце операции к этому давлению добавится давление столба тампонажного раствора, поступившего внутрь обсадной колонны. Например, при пропуске внутрь обсадной колонны 50 м столба тампонажного раствора плотностью 1860 кг/м^3 и при плотности раствора 1100 кг/м^3 давление на манометре возрастет на 0,38 МПа.

Чтобы убедиться в этом, приподнимают вспомогательную колонну, закрывая обратный клапан, и берут отсчет по манометру, где будет отражено значение разности гидростатического давления столба жидкости, расположенного в кольцевом пространстве между обсадной и вспомогательной колоннами, и столба жидкости, находящейся внутри вспомогательной колонны.

Убедившись в окончании операции, вызывают циркуляцию во вспомогательной и обсадной колонне и вымывают весь излишек тампонажного раствора, поступившего внутрь цементируемой колонны.

В другом предложении (Э. В. Бабаян, А. И. Булатов и В. В. Ягоденко рис. 28) вместо тарельчатого клапана колонну рекомендуется переоборудовать ЦКОДом с использованием шара и специального толкателя.

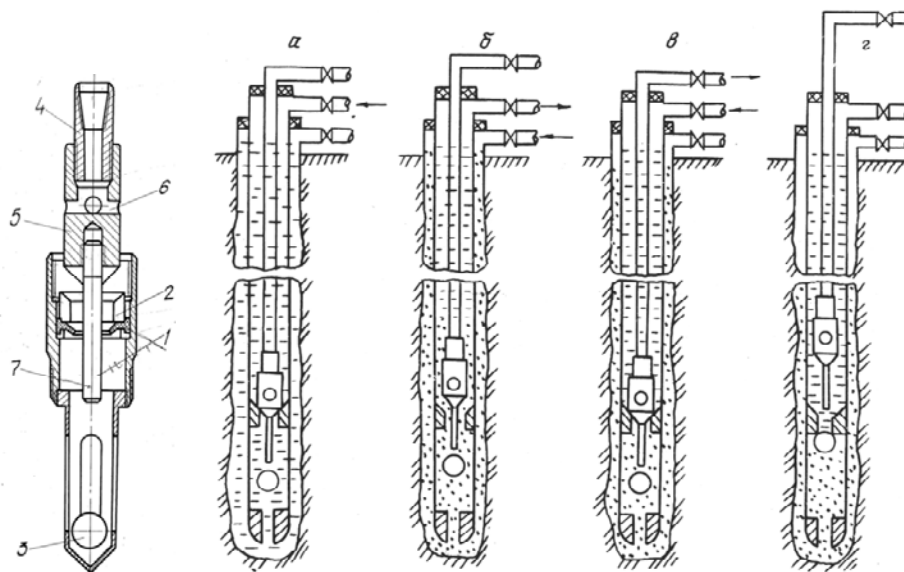


Рис. 28. Оборудование дополнительной колонны реконструированным ЦКОДом и толкателем

На правой части рисунка изображено стартовое положение устройства при спуске колонны и технологической промывке перед цементированием. В левой части рисунка показано приведение устройства в положение для восстановления обратной циркуляции для цементирования, что показано стрелками; для этого используется сбросовый чугунный шар и давлением 3–4 МПа срезаются штифты 7.

После цементирования создаётся избыточное давление 8–10 МПа тем же шаром и срезаются нижние штифты 8, и устройство вновь выполняет функции обратного клапана.

Наиболее известной, часто применяющейся и предназначенной для управления схемой при обратной циркуляции является техническое решение Г. А. Белоусова и Б. М. Скорикова, сущность которого представлена на рис. 29.

Запорные устройства устанавливаются в обсадной колонне вблизи ее башмака и предназначены для полного или частичного перекрытия циркуляции в момент, когда в область устройства поступает тампонажный раствор заданных параметров. Запорные устройства могут быть автоматическими, полуавтоматическими или управляемыми с поверхности. Существует множество способов и технических решений для контроля момента вхождения тампонажного раствора в башмак цементируемой колонны.

Наиболее надежным и прошедшим стендовую и промышленную проверку является автоматическое запорное забойное устройство (А33У-2П). Принцип работы устройства (рис. 30) следующий:

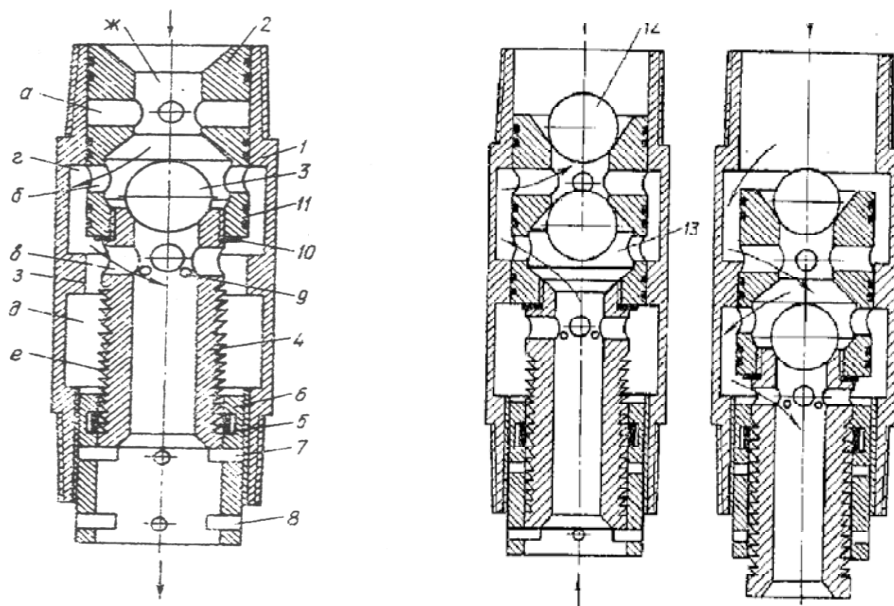


Рис. 29. Схема управления циркуляцией по предложению Г. А. Белоусова и Б. М. Скорикова

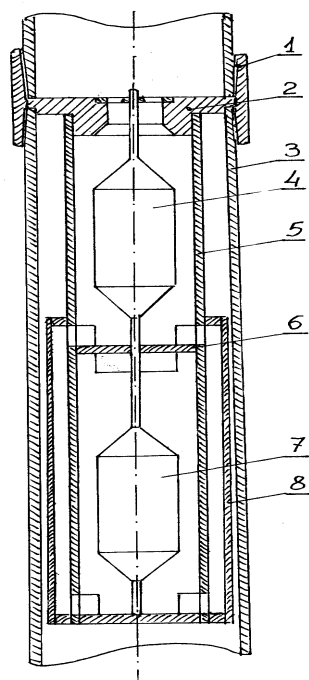


Рис. 30. Запорное устройство АЗЗУ-2П: 1 – муфта; 2 – седло; 3 – обсадная колонна; 4 – верхний поплавок; 5 – корпус; 6 – перегородка; 7 – нижний поплавок; 8 – обтекатель

При цементировании обратной циркуляцией тампонажная смесь прокачивается между обсадной колонной и стенками скважины и поступает в нижнюю часть корпуса 3, затем через обтекатель 8 – в верх-

ную часть, благодаря этому в нижней части корпуса скоростной напор направлен вниз, а в верхней – вверх, что обеспечивает нейтрализацию воздействия скоростного напора на поплавки.

При заполнении тампонажной смесью корпуса 3, в результате разницы удельных весов, поплавки 4 и 7 перекрывают отверстие в седле 1, препятствуя доступу смеси в верхнюю полость обсадной колонны.

После ОЗЦ устройство разбуривают.

При цементировании прямой циркуляцией, когда тампонажная смесь прокачивается внутри обсадной колонны, устройство работает как контрольный или обратный клапан.

При излишней продавке расчетного объема тампонажной смеси, после прекращения нагнетания продавочной жидкости, тампонажная смесь, вытесняя буферную или промывочную жидкость, возвратится в обсадную колонну, заполняя ее внутреннюю полость и устройство.

При заполнении устройства поплавки 4 и 7 перекрывают проходной канал седла 2, препятствуя прохождению смеси в полость обсадной колонны над устройством.

Скоростной напор потока раствора воздействует на нижний поплавок вниз, а на верхний – вверх. Поскольку поплавки имеют одинаковую геометрическую форму, то силы скоростного напора, действующие на нижний и верхний поплавки, взаимно уравниваются. Таким способом исключается влияние скоростного потока на поплавки.

Для обеспечения надежности срабатывания АЗЗУ-2П очень важно перед спуском обсадной колонны тщательно промыть скважину обратной циркуляцией перед последним подъемом бурильной колонны во избежание зашламовывания устройства при цементировании.

Материал, из которого изготавливаются поплавки, имеет плотность большую, чем у промывочной жидкости, и несколько меньшую, чем у тампонажного раствора. Например, если плотность промывочной жидкости 1200 кг/м^3 , а тампонажного раствора, с учетом его частичного смешения с промывочной жидкостью при движении по кольцевому пространству вниз, 1750 кг/м^3 , то для изготовления поплавков необходимо использовать материал плотностью 1740 кг/м^3 . На практике это достигается смесью эпоксидной смолы с железным порошком перед ее отверждением.

Таким образом, обеспечиваются условия, когда при поступлении в обе камеры тампонажного раствора архимедовой силой поплавки перемещаются вверх и перекрывают поток.

Поскольку к концу цементирования скорость потока в кольцевом пространстве достигает максимальной величины, применение запорных устройств типа «захлопывающихся» клапанов опасно во избежание прямого гидравлического удара. Поэтому сечение потока в АЗЗУ-2П можно изготовить не перекрывающееся полностью. Это дает возможность оператору на поверхности по изменению интенсивности выходящего из обсадной колонны потока промывочной жидкости самому принимать решение о прекращении циркуляции, сопоставив этот момент с расчетным временем окончания цементирования.

Этот способ контроля тем точнее, чем больше разность плотностей тампонажного раствора и промывочной жидкости. При этом плотность материала, из которой изготавливаются поплавки, должна быть меньше плотности тампонажного раствора на 10–20 кг/м³, из расчета поправки на наличие зоны смешения тампонажного раствора с промывочной жидкостью.

Метод не рекомендуется, если разность плотностей тампонажного раствора и промывочной жидкости менее 200 кг/м³.

Несмотря на очевидную надежность этой конструкции запорного устройства, на практике его не применяют из-за опасения зашламования каналов потока противоположного направления [81]. Действительно, тампонажные растворы обладают низкой седиментационной устойчивостью, и твердые частицы цемента и захваченной промывочной жидкостью нисходящим потоком шламовой смеси из каверн могут «запечатать» проточные каналы. Это особенно опасно во время остановок циркуляции, избежать которых иногда не удается.

Простой, доступный и при тщательной подготовке надежный способ контроля может быть осуществлен с помощью свободного поплавка в форме веретена (рис. 31), имеющего плотность, равную или близкую к плотности тампонажного раствора, который ожидается на входе в башмак цементируемой обсадной колонны при условии, что жидкость, которая будет находиться над башмаком или клапаном, имеет меньшую плотность, чем у тампонажного раствора. При этом влияние скоростного напора при обтекании поплавка при некотором коэффициенте сопротивления обтеканию жидкостью, движущейся перед тампонажным раствором, компенсируется весом поплавка.

Для потоков в вертикальном канале, в частности при обратном направлении циркуляции в скважине, на поплавки действуют три силы:

Сила тяжести (масса поплавка)

$$G = p_n \cdot g \cdot V; \text{ направлена вниз.} \quad (109)$$

Подъемная архимедова сила

$$R = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot V; \text{ направлена вверх.} \quad (110)$$

И сила сопротивления при обтекании поплавка

$$W = C \cdot S \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot v_{\text{ж}}^2 / 2; \text{ направлена вверх.}$$

Здесь: S – поперечное сечение (площадь) поплавка в плоскости, перпендикулярной направлению потока; $\rho_{\text{п}}$ и $\rho_{\text{ж}}$ – плотность материала поплавка и жидкости, соответственно; $v_{\text{ж}}$ – скорость потока относительно поплавка или, что то же самое, скорость движения поплавка в жидкости; V – объём поплавка.

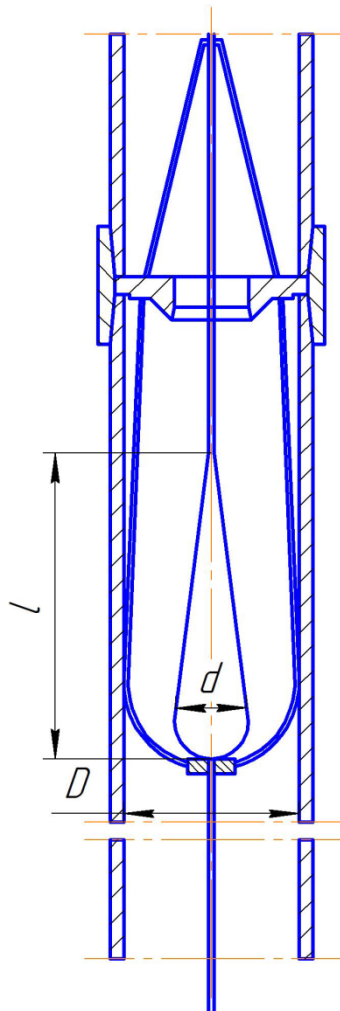


Рис. 31. Клапан с поплавком типа «веретёшко»

Подобрать поплавок необходимо таким образом, чтобы в промывочной жидкости он находился в погруженном состоянии, и только в тампонажном растворе, имеющем плотность, близкую к плотно-

сти материала, из которого он изготовлен, поплавков всплывал и перекрывал канал потоку.

Сила тяжести G и архимедова сила R хорошо определяются каноническими уравнениями. Сила сопротивления обтеканию W не имеет четкого математического определения из-за коэффициента сопротивления обтеканию тела C , учитывающего все особенности движения. Вообще сила сопротивления:

$$W = W_f + W_d, \quad (111)$$

$$W_f = C_f \cdot S \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot v^2 / 2, \quad (112)$$

$$W_d = C_d \cdot S \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot v^2 / 2, \quad (113)$$

где C_f – коэффициент трения и зависит в основном от вязкости среды; C_d – коэффициент сопротивления движению, который зависит от формы тела, его ориентации по отношению к потоку и от числа Рейнольдса.

Если вязкость воды $\mu = 1,01 \cdot 10^{-3}$ Па·с, то $C_f \ll C_d$ и значением C_f пренебрегаем.

Наименьшим коэффициентом $C_d = 0,026$ обладает веретенообразное тело с передним тупым и задним заостренным концом и осью тела, направленной по потоку. При этом отношение длины тела к его диаметру равно 4 или более. Т. е. форма веретенообразного тела есть тело наименьшего сопротивления потоку.

Выгодным преимуществом такой формы тела для поплавка является возможность за счет длины увеличивать массу тела G , сохраняя неизменной силу W , которая зависит только от наибольшего поперечного сечения поплавка S . Таким образом, проекция всех сил G , R , и W на вертикальную ось координат для положения покоя равна 0:

$$R - G + W = 0. \quad (114)$$

Решая это уравнение относительно скорости, после подстановки всех значений в него (1, 2, 3) имеем:

$$v^2 = 2 \cdot V \cdot g \cdot (\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ж}}) / (C_d \cdot S \cdot \rho_{\text{ж}}). \quad (115)$$

При условии $\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{ж}}$ при любых значениях других компонентов поплавков перекроет канал потоку, даже если $v \neq 0$

Расчёты, выполненные по формуле (95), позволяют определить скорость потока, при которой поплавки при заданных параметрах мо-

жет из погружения перейти к витанию, всплытию и перекрытию канала циркуляции.

Таким образом, за счет применения поплавок нешаровой формы с обтекателем в виде сферы, остальное – усеченный конус высотой, равной четырем диаметрам тела поплавок, можно создать устройство, обеспечивающее надежность его срабатывания. Это достигается за счет увеличения объема и массы (веса) поплавок в несколько раз при сохранении той же площади сопротивления обтеканию S и наименьшего значения коэффициента сопротивления обтеканию.

При применении поплавок веретенообразной формы коэффициент сопротивления двукратно уменьшается при той же возможности увеличивать объем и массу поплавок. Причем веретенообразная форма поплавок имеет длину, равную четырем диаметрам в его наибольшей площади сечения – в полусфере. При этом центр тяжести поплавок расположен в его нижней части, что принудительно ориентирует поплавок в потоке жидкости в вертикальном положении.

Как показано на рис. 31, поплавок, вследствие размещения центра тяжести в нижней части поплавок, имеет ограниченную возможность менять ориентацию по отношению к направлению потока и совершенно свободен в перемещении по оси потока, т. е. имеет две степени свободы.

Преимущество такой формы поплавок заключается в том, что всплытие поплавок в наименьшей степени зависит от скорости и вязкости потока и в наибольшей степени – от массы поплавок. А форма поплавок позволяет при его конструировании увеличивать его массу до такой величины, что она является практически единственным фактором, от которого зависит всплытие поплавок.

Рассмотрим пример (рис. 31) с использованием поплавок веретенообразной формы:

$d_k = 0,2$ м внутренний диаметр цементируемой обсадной колонны;

$d_n = 0,07$ м наибольший диаметр тела поплавок;

$l = (4 + 0,5) \cdot d_n =$
 $= 0,315$ м длина поплавок

$d = 0,06$ м диаметр проточной части седла клапана;

$\rho_n = 1790$ кг/м³ плотность материала тела поплавок;

$\rho_{ж} = 1200$ кг/м³ плотность промывочной жидкости;

$\rho_r = 1800$ кг/м³ плотность тампонажного раствора на входе в обсадную колонну;

$h = 0,28 \text{ м}$	высота усеченного конуса, вершины поплавка;
$V_{\text{п}} = 0,000555 \text{ м}^3$	общий объем поплавка;
$S = 0,00385 \text{ м}^2$	наибольшая обтекаемая площадь поплавка в поперечном сечении;
$q = 0,025 \text{ м}^3/\text{с}$	максимальный расход жидкости в момент вхождения тампонажного раствора в обсадную колонну;
$v = 0,8 \text{ м/с}$	максимальная скорость потока на входе в обсадную колонну;
$v_1 = 0,9 \text{ м/с}$	скорость потока при обтекании поплавка;

Примем коэффициент сопротивления обтеканию тела веретенообразной формы $C_d = 0,026$.

Определим теперь, при какой скорости потока поплавков может всплыть при прохождении по колонне промывочной жидкости плотностью 1200 кг/м^3 . Сделав подстановку, находим: $v = 7,31 \text{ м/с}$.

Чтобы обеспечить такую скорость, необходимо, чтобы расход жидкости q достиг:

$$q = v \cdot f = 7,31 \cdot [\pi/4 \cdot (0,2^2 - 0,07^2)] = 0,2 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (116)$$

что практически невозможно.

Фактически, по условиям примера, скорость обтекания поплавка будет $0,9 \text{ м/с}$, что соответствует расходу $0,025 \text{ м}^3/\text{с}$. Решим теперь обратную задачу и определим по формуле (105), при какой разности в плотностях поплавка и циркулирующей в области расположения поплавка жидкости $\Delta\rho$ начнётся витание и всплытие поплавка при установленном расходе и скорости обтекания:

$$0,9^2 = 2 \cdot 0,000555 \cdot 9,81 \cdot \Delta\rho / (0,026 \cdot 0,00385 \cdot 1200); \Delta\rho = 9.$$

Т. е. практически при достаточно высокой скорости потока поплавков всплывёт при поступлении в область его расположения жидкости плотностью, равной плотности тампонажного раствора.

Следовательно, поплавков не может всплыть при промывке скважины промывочной жидкостью. Циркуляция может быть автоматически прекращена только при поступлении в область поплавка тампонажного раствора, причём с плотностью, близкой к плотности 1790 кг/м^3 .

В конструкции клапана предусмотрена фиксация поплавка по оси обсадной трубы, что упорядочивает его положение, исключает

какие-либо отклонения в турбулентном потоке, повышает его функциональную надёжность.

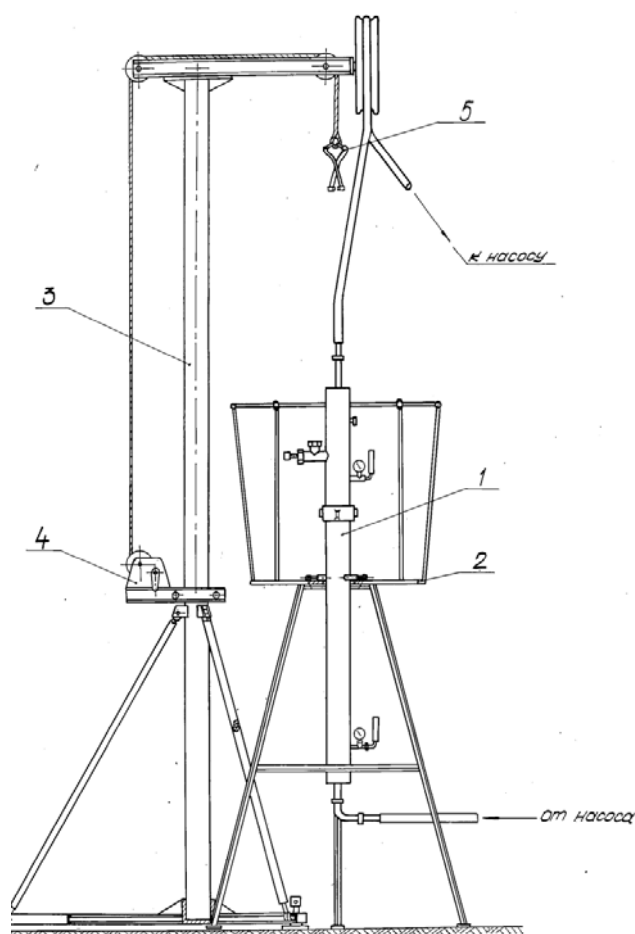


Рис. 33. Конструкция стенда для испытания запорных устройств: 1 – ствол стенда, диаметр 219 мм; 2 – корзина для оператора; 3 – стойка; 4 – лебёдка ручная; 5 – крюк-захват

Таким образом, конструкция устройства для автоматического перекрытия потока при обратной циркуляции во время цементирования с использованием поплавка веретенообразной формы позволяет:

- повысить надёжность срабатывания поплавка при поступлении тампонажного раствора в колонну;
- исключить возможность срабатывания поплавка при промывке скважины промывочной жидкостью или тампонажным раствором меньшей плотности;
- упростить расчет, конструирование, изготовление автоматического клапана;
- повысить технологичность планирования операции по цементированию и упрощает её выполнение;

– расширить возможность применения обратной циркуляции при цементировании.

Конструкция клапана с поплавком веретенообразной формы решает техническую проблему контроля и управления технологическим процессом.

Какими бы оригинальными ни были технические решения, они никогда не будут применены, если не пройдут стендовые испытания, в которых имитируются реальные условия применения этих технических средств. Устройство АЗЗУ-2П и «Веретёшко» прошли стендовые испытания на полигоне Института нефти и газа СФУ. На рис. 33 приведены схема стенда и конструкция сборки для проверки работоспособности шарового клапана.

8. Специальные способы цементирования

8.1. Схема комбинированного цементирования

Схема впервые [27] была применена при цементировании 219 м промежуточной колонны на Мессояхском ГКМ с целью предотвращения поглощения тампонажного раствора: в первую ступень тампонажный раствор поднят прямой циркуляцией за колонной на высоту 450 м над башмаком, остальной интервал зацементирован нисходящим потоком через затрубное пространство. В дальнейшем такая технология стала широко применяться при цементировании кондукторов, когда прогнозируются или еще при спуске колонны имеют место поглощения бурового раствора. В этом случае по общепринятой схеме цементирования тампонажный раствор в первую ступень прямой циркуляцией поднимают от башмака цементируемой обсадной колонны до подошвы интервала поглощения. После ОЗЦ первой ступени создают избыточное давление в затрубном пространстве и нисходящим потоком закачивают и продавливают тампонажный раствор до интервала расположения зоны поглощения. Верхняя граница положения тампонажного кольца, естественно, не может планироваться на устье, так как интервал поглощения будет принимать тампонажный раствор. Применяемые методы подачи с первой порцией второй ступени тампонажного раствора различного рода наполнителей различных фракций и концентрации редко приводят к успеху, так как эти порции создают препятствия потоку тампонажного раствора, еще не доходя до зоны поглощения; в результате часты случаи, когда значительные интервалы кольцевого пространства остаются незацементированными. В этом интервале крепь подвержена коррозии и деформациям, испытываемым участками обсадных колонн, заземленных между участками цементного кольца; такие интервалы могут быть объектом негерметичности. В случаях, когда происходит место схождение первых порций тампонажного раствора

первой и второй ступени, верхней границей цементного кольца сложно управлять.

Еще более неопределенные или отрицательные результаты при такой схеме цементирования имеют место, когда проектируют гидро-разрыв пластов с целью вызова поглощения в интервале схождения первых порций тампонажного раствора первой и второй ступени. Вероятность положительного результата очень мала и зависит от степени изученности геологического разреза в цементируемом интервале.

Схема комбинированного способа цементирования может быть надежна только при замкнутой циркуляции в скважине, как это имеет место при двухступенчатом способе цементирования при прямой циркуляции. Такая схема выполняется при включении в состав обсадной колонны цементировочной муфты для комбинированного способа цементирования (рис. 34).

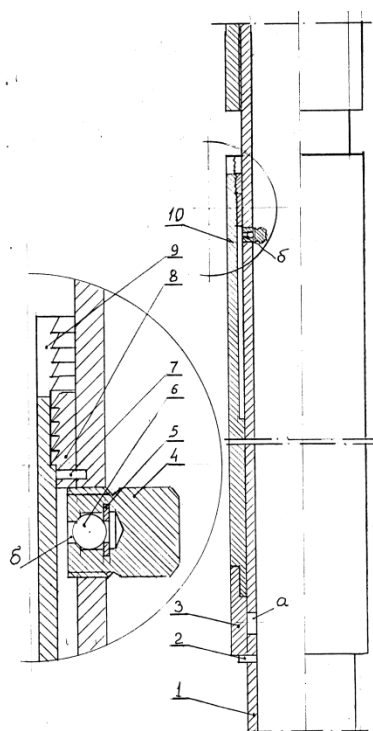


Рис. 34. Муфта для комбинированного цементирования

Муфта устанавливается на том участке обсадной колонны, на котором в кольцевом пространстве планируется схождение первых порций тампонажного раствора первой и второй ступени. Муфта для комбинированного цементирования состоит из собственно обсадной трубы 1, на которой размещается корпус-утяжелитель 10, опирающийся на срезаемый штифт 2. В нижней части корпус-утяжелитель

оснащается герметизирующим узлом 3, закрывающим цементируемый канал в обсадной колонне.

В верхней части корпус-утяжелитель 10 свободно посажен на неподвижный поршень 8, фиксируемый на обсадной колонне крепежным элементом 7. В обсадной колонне устанавливается срезаемая пробка 4, в которой размещены шариковый клапан 6 и упор 5.

Технология выполнения работ следующая. Закачивают прямой циркуляцией и продавливают с применением верхней цементирующей пробки тампонажный раствор для цементирования обсадной колонны в первую ступень. При движении продавочной пробки по колонне разрушается срезаемая пробка 4. Шариковый клапан 6 воспринимает давление, создаваемое при продавке тампонажного раствора первой ступени, не нарушая взаимное расположение деталей цементирующей муфты и сохраняя ее работоспособность для работы во вторую ступень.

Вызов обратной циркуляции возможен различными способами. Например, завершающую стадию продавки при цементировании в первую ступень осуществляют водой, если продавка осуществлялась промывочной жидкостью плотностью более $1,0 \text{ г/см}^3$. Поскольку в большинстве случаев нисходящим потоком цементирование выполняют с герметизацией кольцевого пространства, то для вызова обратной циркуляции, закончив продавку в первую ступень, открывают краны на цементирующей головке и, убедившись в срабатывании обратного клапана, создают некоторое избыточное давление в кольцевом пространстве в пределах гидростатического давления, ожидаемого при завершении цементирования во вторую ступень на глубине установки цементирующей муфты. Давление передается на нижнюю торцевую часть корпуса-утяжелителя 10; жидкость, находящаяся между корпусом-утяжелителем 10 и поршнем 8, вытесняется через канал 6 внутрь обсадной колонны; при этом давлением шариковый клапан 6 срезает упор 5 и выпадает внутрь обсадной колонны. Возникает возможность подъема корпуса-утяжелителя под давлением в кольцевом пространстве, превышающем давление в обсадной колонне. При этом открывается канал, через который восстанавливается обратная циркуляция. Прокачивают тампонажный раствор в кольцевое пространство с выходом первой порции внутрь обсадной колонны с контролем, например, по объему закачиваемых жидкостей.

После завершения работ закрывают краны на цементирующей головке. При этом корпус-утяжелитель 4 возвращается в нижнее исходное положение. Для того чтобы исключить возможность открытия

циркуляционного канала, цементировочную муфту запирают. Для этого создают избыточное давление внутри обсадной колонны. Это давление через канал *б* передается на корпус-утяжелитель. При некотором расчетном давлении разрушается срезаемый штифт 2, корпус-утяжелитель 10, перемещаясь вниз, входит в зацепление с фиксатором 9. Таким образом, какое-либо перемещение по обсадной колонне корпуса-утяжелителя 10 становится невозможным.

Для цементирования обратной циркуляцией эксплуатационных колонн комбинированным способом при наличии предыдущей колонны предназначена цементировочная муфта, представленная на рис. 35.

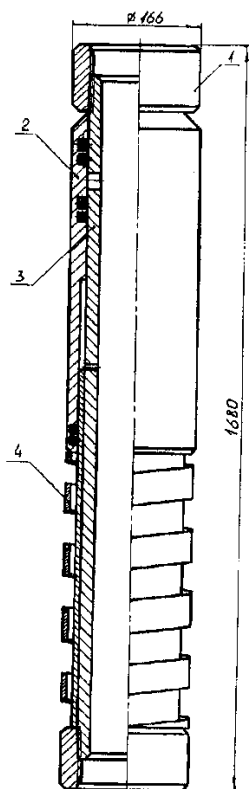


Рис. 35. Муфта цементировочная для эксплуатационных колонн:
1 – муфта; 2 – подвижная втулка; 3 – корпус; 4 – пружина

Между муфтами обсадных труб 1 размещен отрезок обсадной трубы в виде корпуса 3, на поверхности которого установлена подвижная втулка 2, подпираемая плоской пружиной 4.

В нормальном состоянии подвижная втулка перемещена с некоторым расчетным усилием пружины в крайнее положение, перекрывающее цементировочные отверстия.

При цементировании прямой циркуляцией в первую ступень с двумя цементировочными пробками при любом давлении, в том числе и при продавке и опрессовке колонны, цементировочная муфта остается в закрытом состоянии.

После окончания цементирования в первую ступень в затрубном пространстве на устье создают некоторое давление, несколько превышающее ожидаемое давление гидростатического столба жидкостей в затрубном пространстве после окончания цементирования во вторую ступень. Этим давлением подвижная втулка 2 сдвигается вниз, сжимая пружину 4, и цементировочные отверстия открываются, пропуская жидкость из затрубного пространства внутрь обсадной колонны. После подачи расчетных объемов жидкостей в затрубное пространство и прекращения циркуляции путем закрытия кранов на цементировочной головке давления в трубах и кольцевом пространстве выравниваются, и подвижная втулка 2 пружинной 4 возвращается в исходное положение. После ОЗЦ подвижность втулки 2 исключается вследствие размещения ее в цементном камне.

Муфту необходимо размещать в интервале, в котором открытый ствол перекрыт предыдущей колонной, а выше и ниже нее для свободы действия пружины необходимо установить центраторы.

8.2. Цементирование «на равновесии»

Способ цементирования «на равновесии» заключается в том, что давление на пласт (или забой), склонный к поглощению тампонажного раствора или промывочной жидкости, при проведении операции по цементированию поддерживается приблизительно равным пластовому давлению или давлению, которое было при бурении. Этот способ применим при цементировании на небольшую высоту с использованием больших объемов тампонажного раствора, например при цементировании кондуктора, когда статический уровень при бурении находился не на устье, а поглощающие горизонты тяготеют к забою.

При этом способе (рис. 36) гидростатическое давление по глубине характеризуется прямой 1, давление во время промывки при бурении – прямой 2. Поглощающий горизонт находится в интервале, показанном горизонтальной линией A на глубине h . Статический уровень при промывке скважины раствором γ_p находится на глубине $h_{ст}$ при глубине скважины H и длине предыдущей колонны ℓ . Требуется зацементировать спущенную обсадную колонну тампонажным рас-

твором $\gamma_{ц}$ на высоту $h_{ц}$ с перекрытием низа предыдущей колонны на высоту:

$$h' = \ell + h_{ц} - H. \quad (117)$$

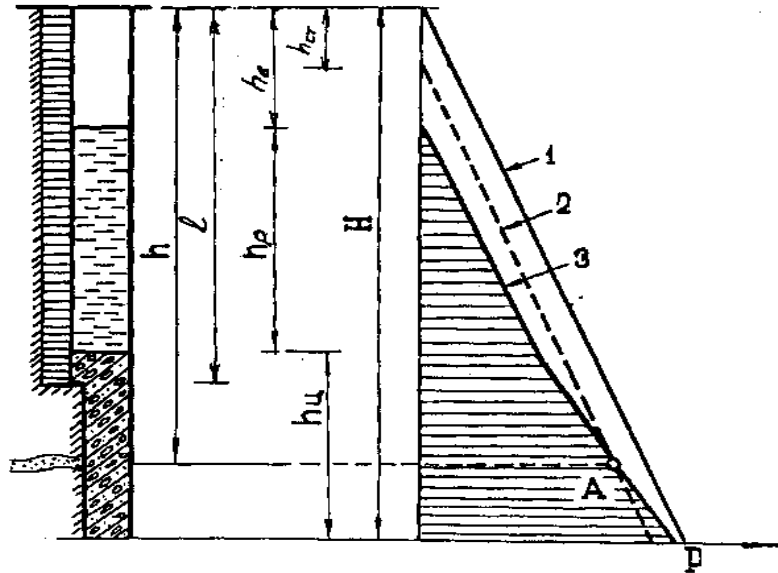


Рис. 36. Цементирование «на равновесии» давлений p пласт-скважина: 1 – гидростатическое давление; 2 – давление при бурении при поглощении промывочной жидкости пластом A ; 3 – давление при цементировании ($h_{ц}$) обратной циркуляцией при «продавке» тампонажного раствора промывочной жидкостью (h_p) и заключительной продавке сжатым воздухом ($h_{в}$)

Давление на пласт (A) при бурении:

$$p_A = 10^{-4} \cdot (h - h_{ст}) \cdot \gamma_p. \quad (118)$$

Чтобы это давление сохранилось при цементировании, необходимо:

$$(h - h_{ст}) \cdot \gamma_p = [h_{ц} - (H - h)] \gamma_{ц} + h_p \cdot \gamma_p. \quad (119)$$

Найдя высоту столба продавочной жидкости h_p , можно определить и интервал, на котором необходимо продавить растворы сжатым воздухом:

$$h_{с} = H - h_{ц} - h_{нжс}. \quad (120)$$

Расчет упрощается, если, например, при цементировании кондуктора продавка промывочной жидкостью недопустима, т. е. $h_{нжс} = 0$:

$$h_u = (h - h_{cm}) \frac{\gamma_p}{\gamma_u} + H - h, \quad (121)$$

$$h_e = H - h_u. \quad (122)$$

Объем воздуха, необходимый для продавки, находится из выражения

$$V_e = 0,785 \cdot (d_1^2 - d_{ок}^2) (H - h_u - h_{нжс}). \quad (123)$$

Давление, которое необходимо накопить в ресивере, находится из выражения:

$$P_p = \frac{V_e}{V_p}; \quad (124)$$

где: d_1 – внутренний диаметр предыдущей колонны; $V_{пж}$ – объем ресивера (воздухосборника).

Если объема одного воздухосборника недостаточно, необходимо обеспечить установку дополнительного.

Воздушная линия от воздухосборника соединяется воздухопроводом с той выкидной линией превентера, через которую производится закачка тампонажного раствора. Кран управления линией желательно вывести к пульту бурильщика.

Перед цементированием воздушная линия опрессовывается вместе с превентером воздухом на ожидаемое давление. Утечки воздуха должны быть устранены.

Плотность закрытия плашек превентера должна быть проверена особенно тщательно. Давление воздуха в ресивере должно измеряться манометром с ценой деления $0,5 \text{ кгс/см}^2$.

Затрубное пространство, занятое воздухом, после ОЗЦ заполняется промывочной жидкостью (или тампонажным раствором).

8.3. Технология цементирования с УЦК

Технология цементирования обсадных колонн диаметром $0,324 \text{ м}$ и более имеет свои особенности и некоторые трудности. Значительные объемы тампонажного раствора и продавочной жидкости вызывают необходимость строгого согласования продолжительности всех этапов работ со сроками поведения приготовленного тампонаж-

ного раствора, его подачи в обсадную колонну и продавки в затрубное пространство. Наибольшие проблемы возникают в разведочном бурении, в условиях слабой транспортной доступности, значительного удаления от баз буровых предприятий, а в районах Сибири и Крайнего Севера накладывается еще и проблема обеспечения твердения тампонажного раствора в интервалах распространения многолетней мерзлоты. В Красноярском крае на ряде площадей, где осуществляется строительство скважин с проектной глубиной 4500–5500 м, обсадные колонны Ø 530, 426 и 324 мм, спускаемые на глубины до 700 м, иногда цементируются через бурильные трубы. При цементировании обсадной колонны Ø 530 мм (сварной) (УЦК-530) ее нижняя часть оснащается цементным направляющим башмаком и металлоцементным обратным клапаном. УЦК-530 имеет боковой отвод для контроля состояния пространства за бурильными трубами и для соединения с тампонажной линией для последующей внутренней промывки обсадной колонны. Бурильная колонна наверху оснащается специальной цементирующей головкой.

Технология цементирования обсадных колонн большого диаметра в начальных интервалах скважин со стволами большого диаметра сопряжена с определенными трудностями: на цементирование расходуется значительное количество материалов – цемента, воды, промывочной жидкости, других материалов и химических реагентов. Значительные размеры затрубного пространства зачастую осложнены кавернами в верхней наименее устойчивой части геологического разреза. Подачу тампонажного раствора требуется обеспечивать с большим расходом, и, несмотря на это, не достигается необходимая скорость подъема тампонажного раствора в кольцевом пространстве. Очень важно иметь в виду, что после подачи некоторого количества тампонажного раствора в обсадную колонну начинается самопроизвольное движение жидкостей по скважине вследствие превосходства плотности тампонажного раствора над плотностью промывочной жидкости. Постепенно скорость движения возрастает и превышает расход, осуществляемый насосами. Может возникнуть явление разрыва сплошности потока тампонажного раствора от устья. Подаваемая насосами жидкость свободно падает на снижающийся уровень тампонажного раствора в колонне. Это сопровождается гидравлическими ударами, вызывающими перегрузку колонны, чреватую аварийной ситуацией. Значительные трудности возникают на стадии продавки цементного раствора за обсадную колонну, так как объемы продавочной жидкости весьма значительны, что требует и большого

количества технических средств, и времени на выполнение этой стадии работ.

Цементирование обсадной колонны большого диаметра через предварительно спущенные в нее бурильные трубы позволяет избежать этих трудностей.

Наибольший эффект цементирования обсадных колонн большого диаметра через бурильные тубы достигается при строительстве скважин в районах распространения многолетней мерзлоты. Предоставляется возможность после окончания продавки и закрытия обратного клапана не поднимать сразу бурильную колонну из скважины, а приступить к промывке внутреннего пространства обсадной колонны. Такой технологический прием может сопровождаться отъёмом излишнего тепла, возникающего в расположенном в обсадной колонне растворе вследствие разогрева цементного раствора за колонной в процессе его твердения. Это может вызвать повышение температуры стенок скважины, что категорически недопустимо. С другой стороны, в заключительной стадии твердения цементного раствора, наоборот, может произойти охлаждение цементного раствора вплоть до его замерзания, что приведет к низкому качеству крепления скважины. Промывка внутреннего пространства обсадной колонны во время ОЗЦ позволяет поддерживать плюсовую температуру растворов в пределах, не превышающих температуру растворов, которая была на заключительной стадии проходки ствола скважины.

Другим не менее важным обстоятельством является возможность многократно сократить количество продавочной жидкости и время продавки и обеспечить надлежащий режим движения жидкостей за обсадной колонной.

Технология и технические средства для цементирования обсадных колонн большого диаметра разработаны в ООО «Сиброн».

Устройство для цементирования обсадных колонн большого диаметра (далее – УЦК) предназначено для:

- подачи жидкостей в нижнюю часть подлежащей цементированию обсадной колонны через предварительно спущенные в нее бурильные трубы;
- герметизации кольцевого пространства между бурильной и обсадной колонной в нижней части обсадной колонны и на устье;
- продавливания расчетного количества тампонажного раствора в пространство за обсадной колонной;
- промывки обсадной колонны через бурильные трубы промывочной жидкостью с регламентированной температурой для поддержа-

ния рекомендуемого температурного режима твердения тампонажного раствора в кольцевом пространстве во время ОЗЦ при креплении обсадных колонн в интервалах распространения многолетней мерзлоты.

Таблица 7

Краткая техническая характеристика УЦК

Диаметр цементируемых обсадных колонн, мм	324 426 530
Максимальная грузоподъемность, тн	60
Максимальное давление при продавке, МПа	10,0
Максимальный диаметр обсадной колонны, мм	530
Максимальная глубина спуска колонны, м	650
Максимальный расход жидкостей, м ³ /с	0,05
Диаметр бурильных труб, мм	0,127
Резьбовые соединения обсадных колонн	ОТТМ 245, ОТТМ 324, треугольная 426, 530 (без резьбы)
Давление открытия циркуляционного клапана, МПа	3,0
Полный вес инструментов УЦК, т	0,256

УЦК состоит из двух узлов – устьевого (рис. 37) и забойного.

Устьевая часть состоит из подвески, предназначенной для подвешивания обсадной колонны и герметизации пространства между бурильной колонной и обсадной колонной на устье, подкладной вилки и цементирующей головки.

Подвеска состоит из патрубка 2 полукольцами 4 и 6 и манжетой 8, поджимаемых нажимной втулкой 1. Поверхность патрубка 2 подготовлена

Для защиты муфты обсадной колонны от деформации при монтаже и демонтаже устройства используется специальная подкладная вилка. Поверхность патрубка 2 подготовлена так, чтобы обеспечить поступательное движение в нем нажимной втулки 1 с верхними полукольцами 4 в его сальниковом уплотнении. На патрубок 2 надета подвеска 3, соединенная с патрубком 2 резьбой и сварочными швами. Для усиления патрубков 2 снабжен кольцом 9, а для фиксации положения нижних полуколец 6 – двумя болтами 7. Для соединения подвески 3 с тампонажной линией она снабжена патрубком 5, а для со-

единения с обсадной колонной – резьбой ее муфты. При применении труб с иными резьбами о них сообщается изготовителю во время заказа.

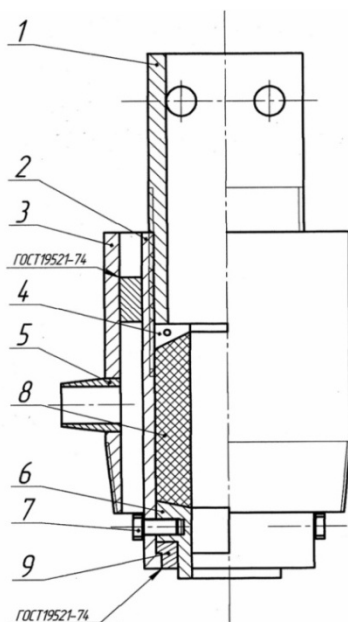


Рис. 37. Устьевая часть УЦК:

1 – втулка нажимная; 2 – патрубок; 3 – подвеска; 4, 6 – полукольца;
5 – патрубок; 7 – болты; 8 – манжета; 9 – вставка

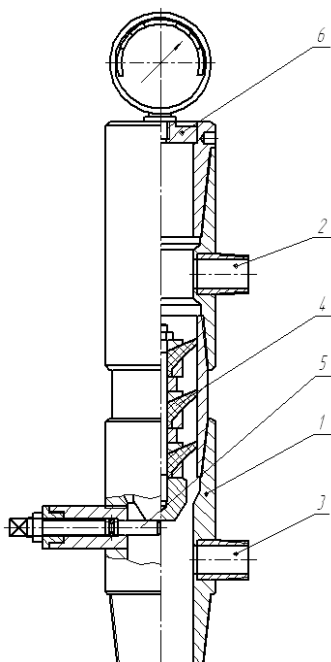


Рис. 38. Цементировочная головка

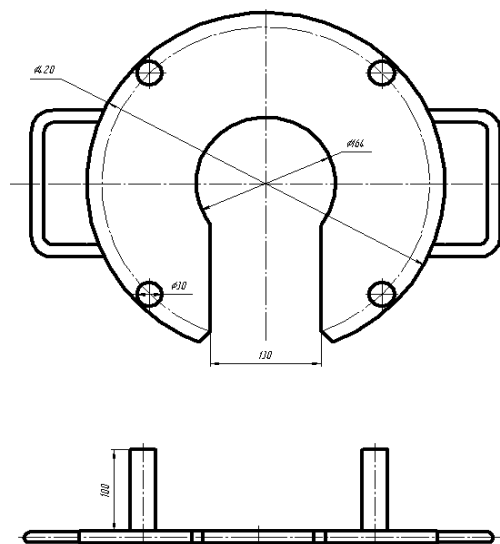


Рис. 39. Подкладная вилка

При цементировании обсадных колонн диаметром 426 и 530 мм используются соответствующие переводники, резьбы которых также сообщаются изготовителю при выдаче заказа.

Устьевая часть бурильной колонны для соединения с тампонажной линией и введения продавочной пробки обеспечивается цементировочной головкой. Цементировочная головка (рис. 38) состоит из корпуса 1, двух отводов 2 и 3 для соединения с тампонажными линиями, пробки продавочной 4, штока 5 для фиксирования пробки, крышки с отверстием для манометра 6.

Забойная часть УЦК состоит из забойной части обсадной колонны, представленной для контакта с бурильной колонной обратным клапаном типа ЦКОД, и из забойной части бурильной колонны, опираемой на торцевую часть клапана типа ЦКОД или иной конструкции и элементами соединения с нижней частью бурильной колонны (рис. 40).

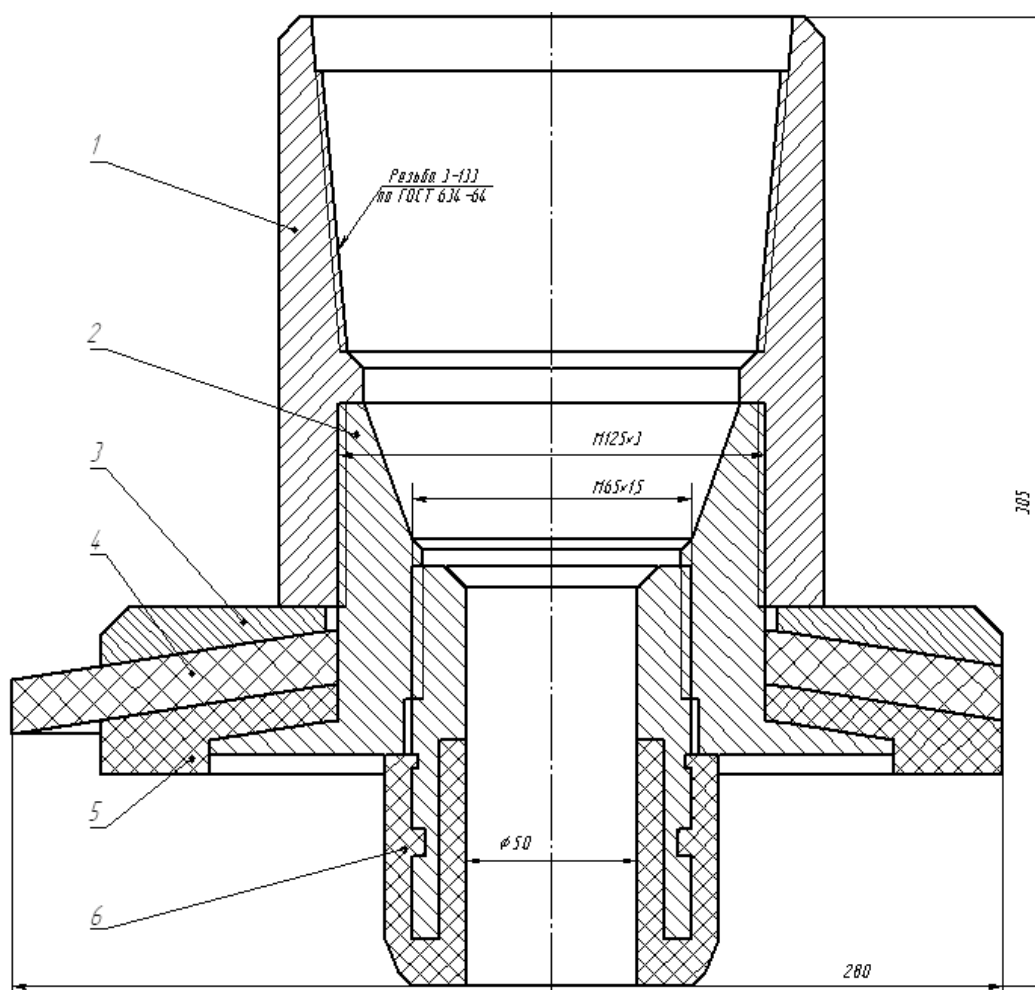


Рис. 40. Забойная часть устройства: 1 – переводник; 2 – втулка; 3 – кольцо, 4 – центратор; 5 – манжета; 6 – пакер

Забойная часть бурильной колонны состоит из сборки: переводник 1 манжета 5 и пакер 6, предназначенных для герметизации пространства между бурильной колонной и обсадной колонной на забое через ЦКОД. Для точной стыковки забойной части с клапаном ЦКОД используется центратор 4. Манжета 5 и центратор 4 зажимаются между кольцом 3 и втулкой 2.

На все время цементирования оба боковых отвода 2 и 3 цементировочной головки оснащаются пробковыми кранами

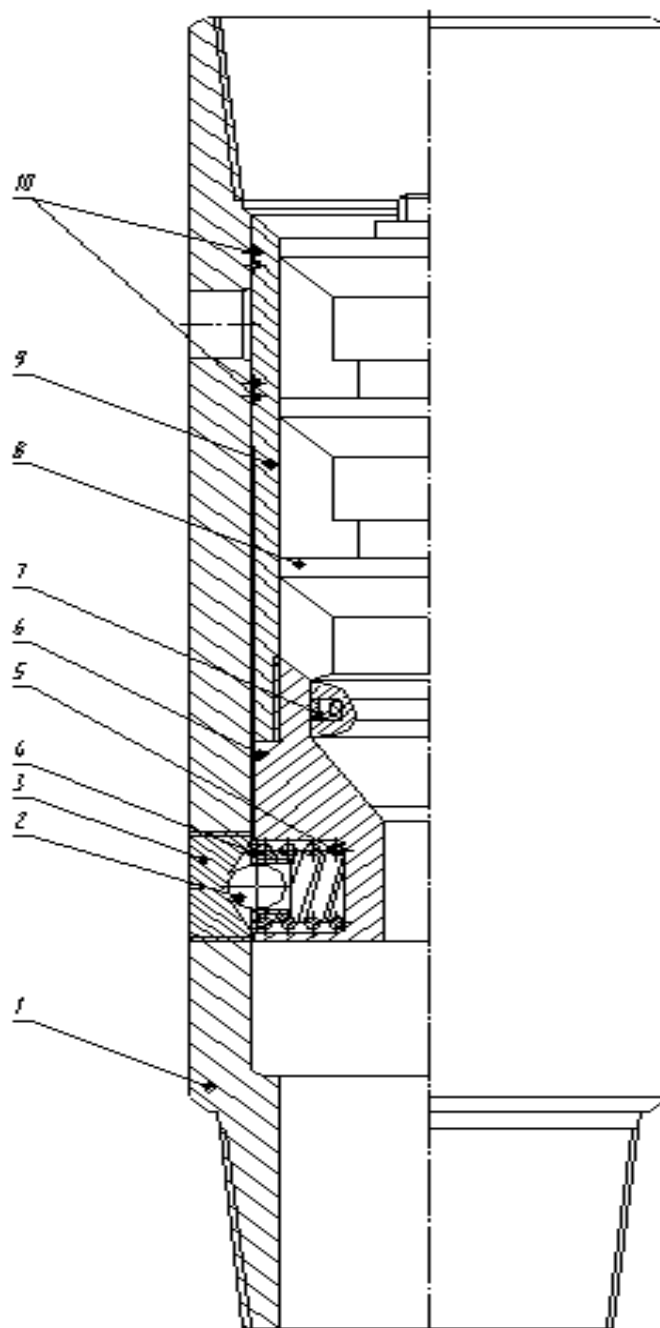


Рис. 41. Циркуляционный клапан

Циркуляционный клапан предназначен для фиксации момента «стоп» и промывки пространства между обсадной и бурильной колоннами. Циркуляционный клапан состоит из корпуса 1, шара 2, крышки 3, седла 4, пружины 5, фиксатора 6, сальника 7, втулки 9, уплотнительных элементов 10 (рис. 41). Внутреннее пространство втулки 9 предназначено для размещения в ней продавочной пробки 8 в момент получения сигнала «стоп».

Компоновка бурильной колонны включает забойную часть, представленную манжетой 19, которая в сборе с фланцем через переводник соединяется с циркуляционным клапаном 17 и далее – с бурильной колонной (рис. 42).

При цементировании без продавочной пробки циркуляционный клапан из компоновки должен быть исключен. В связи с весьма небольшим объемом продавочной жидкости при цементировании с применением УЦК становится маловероятной ошибка в учете объёма, поэтому на практике циркуляционный клапан применяют редко.

Спуск бурильной колонны производится со скоростью, исключая поршневание за счет наличия манжеты 18. Длину бурильной колонны необходимо подобрать таким образом, чтобы установленная на трубе б цементировочная головка была доступна для обслуживания.

После спуска бурильной колонны последнюю трубу с наверхнутой на нее цементировочной головкой пропустить через устьевую сборку УЦК, из которой верхние и нижние полукольца удалены. С помощью лёгкости приподнять всю подвеску на 0,5 м. Вставить пару нижних полуколец в патрубок 2 и пропустить их вниз до выхода из торцевой части за торцевую часть кольца 9. Зафиксировать с помощью двух болтов 7 нижние полукольца 6 в патрубке 2. Опустить подвеску до опоры торца нижних полуколец 6 (рис. 37) на верхний торец полузамка 14 верхней трубы. Поднять бурильную трубу со сборкой устьевой части УЦК над ротором и соединить с соответствующим креплением бурильную трубу со спущенной бурильной колонной. Вставить манжету в патрубок 2 (рис. 37), вставить верхние полукольца, затянуть нажимной втулкой 1 манжету 10 сначала усилием одного рабочего через ломик, вставленный в отверстия нажимной втулки, а затем закрепить манжету машинными ключами за тело нажимной втулки.

Соединить подвеску с обсадной колонной. Плавно спустить бурильную колонну до опоры её забойной частью на клапан ЦКОД с разгрузкой на него 1,5–2 т веса бурильной колонны.

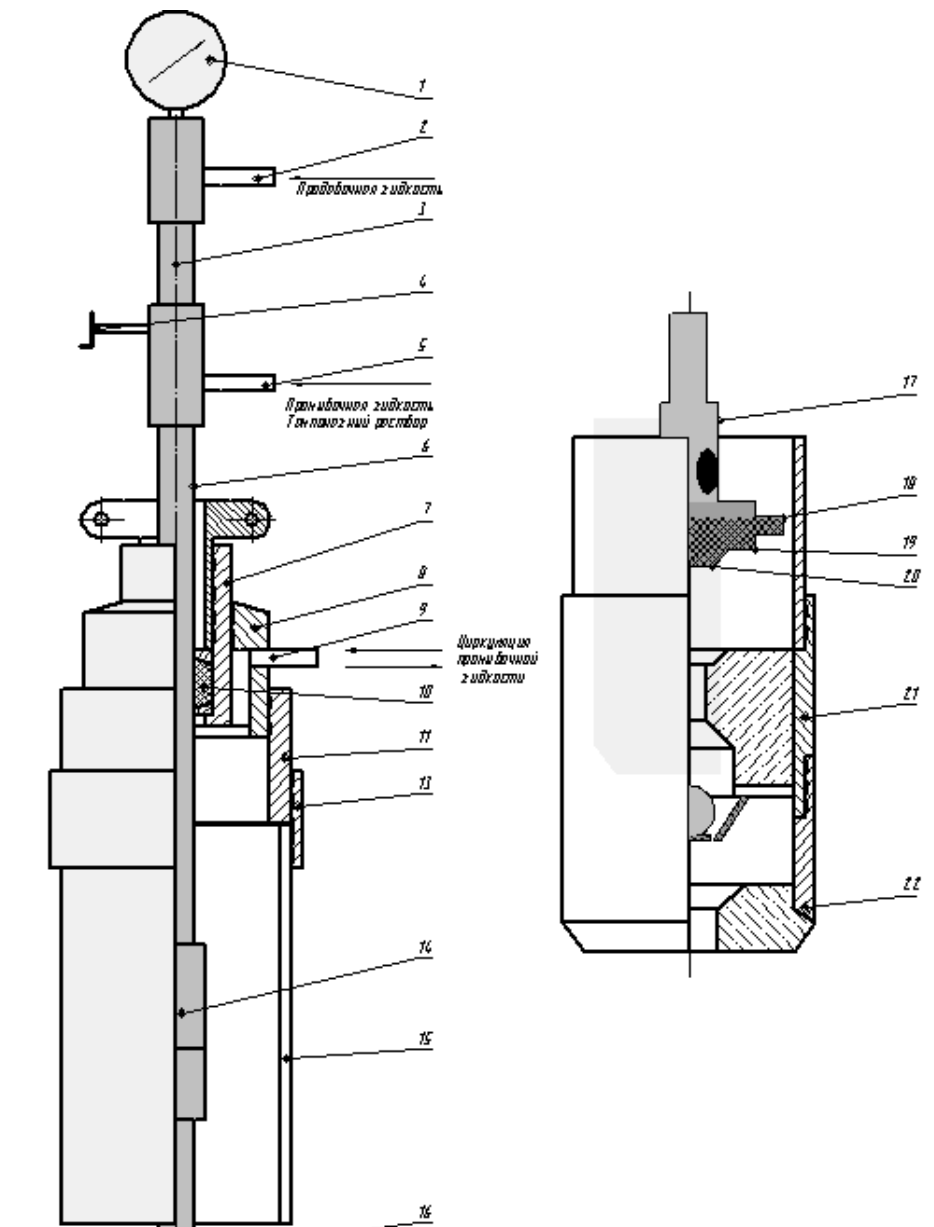


Рис. 42. Устройство для цементирования обсадных колонн большого диаметра через бурильные трубы (УЦК), общий вид устройства в сборке с бурильной и обсадной колоннами: 1 – манометр; 2, 5 – отводы для соединения с тампонажной линией; 3 – цементировочная головка; 4 – шток цементировочной головки; 6 – верхняя бурильная труба; 7 – подвеска; 8 – корпус подвески; 9 – патрубок под БРС; 10 – сальник; 11 – переводник; 13 – муфта обсадной трубы; 14 – полузамок; 15 – обсадная колонна; 16 – бурильная труба; 17 – циркуляционный клапан; 18 – манжета-центратор; 19 – манжета; 20 – пакер; 21 – ЦКОД; 22 – направляющий колонный башмак

Через боковой патрубок 9 (рис. 42), снабженный пробковым краном, опрессовать пространство между бурильной и обсадной колоннами на давление, ожидаемое в конце цементирования. Так проверяется герметичность устьевой части УЦК и герметичность стыковки

забойной части УЦК с клапаном ЦКОД. При этом оба пробковых крана на цементировочной головке закрыты.

Цементирование производится по схеме: тампонажная линия – нижний отвод цементировочной головки. При применении циркуляционного переводника перед цементированием в цементировочную головку необходимо вставить продавочную пробку, предварительно полностью завернув шток 3, препятствующий движению продавочной пробки вниз. В верхнюю часть завернуть заглушку с фланцем и установить в ней манометр.

Провести технологическую промывку продолжительностью, предусмотренной планом работ, при закрытом БРС 9 на корпусе подвески, подавая промывочную жидкость через нижний отвод цементировочной головки 4.

После технологической промывки обсадной колонны приступают к цементированию обсадной колонны.

Насосной группой в расчетном режиме подать расчетный объем буферной жидкости и цементного раствора через цементировочную головку по нижнему отводу 4. При этом верхний отвод цементировочной головки 2 закрыт.

После завершения подачи в бурильную колонну цементного раствора немедленно вслед за цементным раствором начать продавку его продавочной жидкостью, в качестве которой лучше всего использовать промывочную жидкость. При цементировании с применением продавочной пробки закрыть нижний отвод 4 цементировочной головки, открыть верхний отвод 1 и начать через него подачу промывочной (продавочной) жидкости, предварительно вывернув полностью шток 3, чтобы протолкнуть давлением продавочную пробку в бурильную колонну. Объем продавочной жидкости должен соответствовать объему внутреннего пространства бурильной колонны от циркуляционного клапана 17 до цементировочной головки 2. В момент поступления продавочной пробки в циркуляционный клапан 17 пробка заходит в циркуляционный клапан и садится в седло фиксатора 6 (рис. 41), закрывая канал прохода продавочной жидкости. Создается давление, превышающее давление срабатывания циркуляционного клапана, равное 3 МПа. Это момент «стоп», и подача жидкости должна быть немедленно прекращена.

После окончания продавки необходимо убедиться в герметичности ЦКОДа. Для этого достаточно на насосе, которым осуществлялась продавка, открыть задвижку на сброс давления в системе. Если обратный клапан ЦКОД герметичен, то после излива некоторого коли-

чества жидкости за счет расширения имеющегося в продавочной жидкости растворенного воздуха выход жидкости прекращается. Если темп потока жидкости на сброс не уменьшается, ЦКОД не герметичен. Кран на сброс необходимо немедленно закрыть. Выждать некоторое время (20–30 мин) нахождения заполняющих скважину жидкостей в покое, в течение которого происходит «зависание» тампонажного раствора в заколонном пространстве. Повторить сброс жидкости на выкидной линии. Операцию необходимо повторять до тех пор, пока при очередном открытии задвижки на выкид перетока жидкости не будет.

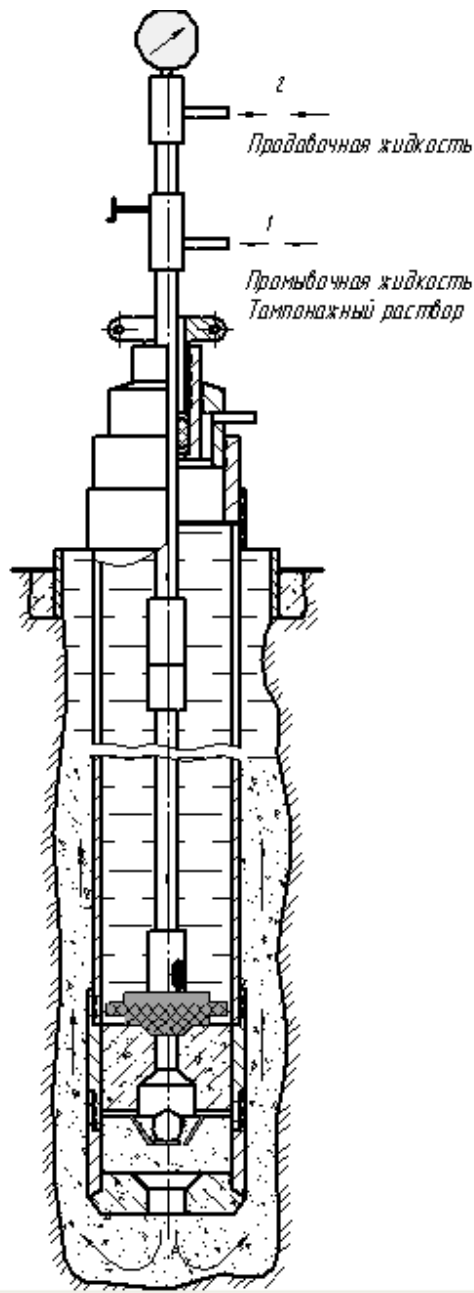


Рис. 43. Закачка и продавка цементного раствора

После получения момента «стоп» приподнять бурильную колонну на высоту 1,5–2 м для выхода ее из контакта с обратным клапаном обсадной колонны, и далее проверку герметичности клапана ЦКОД проводить путем открытия крана 9 на корпусе УЦК.

После проверки герметичности либо немедленно приступают к подъему бурильной колонны, либо к технологической промывке.

Оставить обсадную колонну на ОЗЦ.

При креплении обсадной колонны в интервалах распространения многолетней мерзлоты для обеспечения оптимального температурного режима твердения тампонажного раствора проводить технологическую промывку по следующему плану. Произвести расстыковку забойной части УЦК с клапаном ЦКОД, как указано выше. Открыть кран 9 на боковом отводе корпуса подвески. Восстановить прямую циркуляцию промывочной жидкости по схеме: насос – цементирующая головка – бурильная колонна до забойной части УЦК – межтрубное пространство – выкид через кран 9 – желобная система – прием бурового насоса. Установить непрерывный контроль за изменением температуры промывочной жидкости на выходе из скважины и регулировать температуру промывочной жидкости на входе, повышая или понижая ее, используя для этого либо охлажденный раствор, либо подогрев раствора, что должно быть предусмотрено планом работ по цементированию.

Продолжительность промывки может равняться времени ОЗЦ.

Подъем бурильной колонны: приподнимая медленно бурильную колонну с приложением нагрузки на подъем, которая может достигать 3–5 т, разъединить стыковку бурильной колонны с обратным клапаном ЦКОД. Вывернуть УЦК из обсадной колонны, приподнять УЦК на бурильной колонне над ротором и демонтировать его. Поднять бурильную колонну из обсадной колонны, удалив цементирующую головку и подвеску в обратной последовательности работ.

Таким образом, применение УЦК позволяет одновременно решать несколько задач:

1) сокращать время на выполнение собственно технологического процесса цементирования за счет многократного уменьшения объема продаваемой жидкости;

2) обеспечивать цементирование ограниченным числом цементирующей техники;

3) обеспечивать надлежащий режим потока жидкостей в цементируемом пространстве;

4) обеспечивать расчетный тепловой режим твердения тампонажного раствора в интервалах низких и отрицательных температур на стенках скважины путем технологической промывки обсадной колонны во время ОЗЦ.

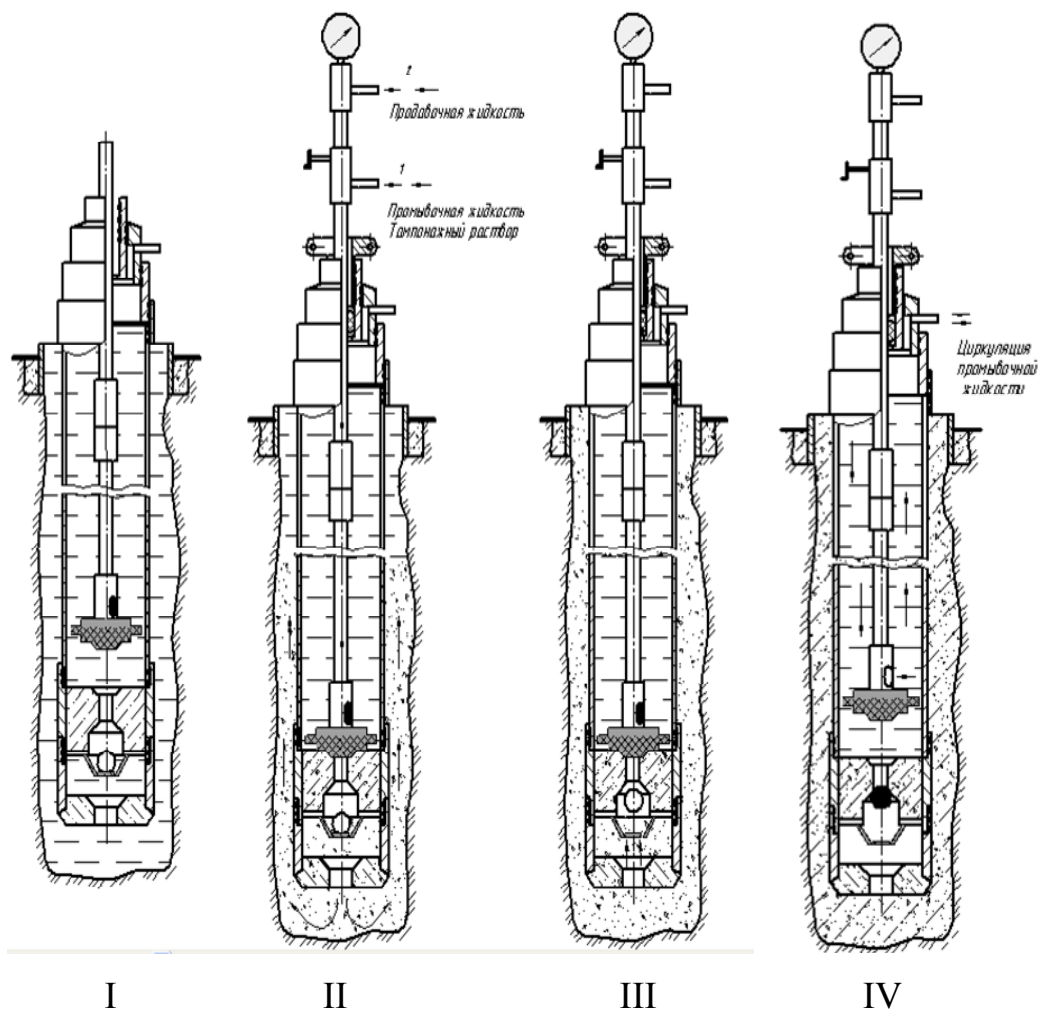


Рис. 44. Последовательность стадий выполнения работ при цементировании кондуктора с помощью УЦК: I – спуск-подъем забойной части; II – промывка скважины и цементирование; III – проверка герметичности ЦКОДа; IV – технологическая промывка внутри обсадной колонны

Эффективность использования УЦК в условиях разведочного бурения можно показать на примере применения его при цементировании кондуктора $\varnothing 426$ мм, спущенного на глубину 540 м в скважину «Восток-4». Для цементирования было приготовлено с учетом кавернозности ствола 72 м^3 тампонажного раствора. После подачи первого кубометра и до конца закачки тампонажного раствора давление на цементировочной головке отсутствовало. Это позволило использовать на закачке тампонажного раствора буровой насос с производительностью

до 40 м³/с, что соответствовало пробковому режиму движения тампонажного раствора в цементируемом пространстве. Продавка тампонажного раствора промывочной жидкостью в объеме 4,8 м³ была осуществлена за 8 мин, тогда как при обычном цементировании понадобилось бы около 70 м³ продавочной жидкости, что одним цементировочным агрегатом выполнить практически невозможно.

Поскольку верхняя часть геологического разреза представлена многолетней мерзлотой, применение УЦК позволило сразу же после окончания продавки и разъединения бурильной колонны с ЦКОДом приступить к промывке пространства между бурильной и обсадной колоннами промывочной жидкостью в течение всего времени ОЗЦ, обеспечивая таким образом твердение тампонажного раствора при плюсовой температуре.

В этом и заключается актуальность такого технологического приема, поскольку бóльшая часть буровых работ в настоящее время сосредоточена в районах, где многолетняя мерзлота распространяется на глубины до 600 м.

Нарушение температурного баланса в интервалах распространения многолетней мерзлоты в процессе бурения приводит к необратимым последствиям, налагающим проблемы на последующее цементирование спущенных в эти интервалы первых обсадных колонн. Известно, что тампонажный раствор, претерпевший стадию замерзания, а в последующем твердеющий при возобновлении плюсовой температуры, набирает только 20–30 % той прочности, которую приобретает тампонажный раствор, не претерпевший стадию замерзания [25, 47, 51].

Проблема цементирования в этих условиях остается до конца нерешенной. С 1966 г. в Красноярском крае было взято за правило башмак кондуктора устанавливать на 50–100 м ниже подошвы многолетнемерзлых пород, т. е. против пород, имеющих плюсовую температуру. Это требование соблюдается и сейчас и включено в правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. Однако одного этого мероприятия недостаточно, чтобы обеспечить надлежащее качество крепления кондуктора: тампонажный раствор замерзал до окончания процесса твердения, а последующее его оттаивание не приводит к набору им прочности, которая обеспечивается при непрерывной плюсовой температуре. Поэтому с того же времени с целью поддержания теплового режима твердения тампонажного раствора в затрубном пространстве начали практиковать спуск бурильных колонн в спущенный и зацементированный кондуктор и осуществлять

во время ОЗЦ промывку внутри кондуктора промывочной жидкостью с плюсовой температурой. Впервые режим твердения тампонажного раствора с внутренней промывкой кондуктора был осуществлен в скважинах Гремячинской, Болгохтохской и Больше-Лайдинской площадей на севере Красноярского края.

С другой стороны, чрезмерный прогрев тампонажного раствора и тем более подача и продавка в затрубное пространство тампонажного раствора, имеющего относительно высокую температуру, приводят к отрицательному результату – к растеплению мерзлых пород, слагающих стенки скважины. Явление продолжается и даже ускоряется, когда начинается выделение тепла твердеющим цементом. Это приводит к разрушению линз и прослоек льда, к разрушению песчано-глинистых пород, сцементированных только льдом.



Рис. 45. Комплект УЦК-324,
изготовленный по заказу «РУСИА-Петролеум»

Поэтому внутреннюю промывку обсадных колонн следует осуществлять не только с целью обеспечения процессов твердения при плюсовой температуре, но и для предотвращения интенсификации процесса растепления стенок скважины в мерзлых породах [23–25, 51]. Таким образом, режим твердения тампонажного раствора сводится к поддержанию в затрубном пространстве плюсовой температуры по возможности на низком уровне. Это означает, что когда протекает экзотермическая реакция, то промывкой кондуктора обеспечивается не прогрев тампонажного раствора, а удаление излишнего тепла. Критерием, которым следует руководствоваться в этом случае, является

поддержание в процессе твердения тампонажного раствора в затрубном пространстве температуры, не превышающей ту, которая была при промывке скважины в процессе завершения проходки интервала ммп.

9. Заключительные работы

При цементировании обсадных колонн обратной циркуляцией заключительные работы также имеют свои особенности.

Как правило, вначале заготавливают и сосредоточивают в осреднительных емкостях весь расчетный объем тампонажного раствора. Такой «осредненный», тщательно перемешанный тампонажный раствор имеет практически одинаковые показатели в любой части объема (консистенция, растекаемость, плотность, фильтратоотдачу, начало и конец схватывания). Поэтому первые порции тампонажного раствора, достигая наибольших глубин и температур, раньше начинают схватываться.

Это обстоятельство также является фактором положительным, так как контракция различных по высоте положения порций тампонажного раствора происходит последовательно снизу вверх. Тем самым сохраняется постоянство гидростатического давления на пласты.

С другой стороны, например при ступенчатом цементировании, оператор, ориентируясь на данные результатов анализа тампонажного раствора на приборе КЦ-3, имеет свободу в принятии решения на открытие циркуляционных окон цементировочной муфты немедленно после наступления сроков схватывания первых нижних порций тампонажного раствора.

Другой особенностью заключительных работ является натяжение колонн.

Верхние порции тампонажного раствора, расположенные ближе к устью или у устья, наименее перемешаны с остатками бурового раствора. Они обладают наибольшей механической прочностью, наименее поддаются деформации при натяжении колонн, а часто не поддаются. Поэтому механики по оборудованию устьев скважин, особенно имеющие большие практические навыки в проведении таких работ после цементирования колонн прямой циркуляцией, должны учитывать этот фактор и быть предельно внимательными при создании подъемной нагрузки на обсадную колонну: в практике имели место случаи «страгивания» верхних резьб обсадных труб и нарушение герметичности колонн.

10. Анализ практики крепления разведочных скважин на ЮТЗ

Анализ практики крепления разведочных скважин 1980–1990-х гг. на площадях ЮТЗ показывает, что более чем в 40 % крепления скважин обсадными колоннами крепление завершилось некачественно. Главные недостатки в креплении скважин связаны с некачественным цементированием:

- недоподъем тампонажного раствора до заданного верхнего уровня цементного кольца;
- разрывы сплошности цементного кольца;
- низкое качество цементного камня за колоннами по данным АКЦ.

Другим отрицательным фактором является недохождение обсадных колонн до забоя, в частности промежуточных колонн.

Так, только по Куюмбинской площади показатель недоподъема тампонажного раствора до устья достигал в среднем 640 м, что недопустимо велико, так как водоносные горизонты с пресной водой остаются открытыми с возможностью взаимообмена с минерализованной водой в нижних горизонтах.

Анализ, проведенный по выборке из 42 обсадных колонн, пробуренных на площадях ЮТЗ, показывает, что коэффициент качества, определенный как отношение фактической высоты подъема тампонажного раствора к запланированной, составляет по ним 85,6 %, в том числе при цементировании кондукторов 94 %, при цементировании промежуточных колонн 74 % и при цементировании эксплуатационных колонн 60 %. Качество цементирования, проведенное АКЦ, по всем анализируемым колоннам, по которым имеется информация, составляет всего 45,2 %.

Основными причинами такого низкого качества цементирования являются:

1. Недостаточное качество подготовки стволов скважин к цементированию. В процессе бурения в интервалах соледержащих толщ вследствие недонасыщения промывочной жидкостью солями происходит мощное кавернообразование. С одной стороны, недоподъем тампо-

нажного раствора связан с недостаточным учетом объема каверн и недостаточными объемами тампонажного раствора. Предельно насыщенные рассолами промывочные жидкости не исключают полностью возможности кавернообразования вследствие разности коэффициентов насыщения для верхних и нижних температурных интервалов.

Что касается оценки качества по АКЦ, то необходимо учесть, что в большинстве случаев из-за необходимости подъема тампонажного раствора на большую высоту верхняя часть промежуточных, а иногда и эксплуатационных колонн цементировалась тампонажным раствором пониженной до $1,56 \text{ г/см}^3$ плотности за счет ввода в цемент 20–25 % глинопорошка (гельцемент). Такой тампонажный раствор образует цементное кольцо, не фиксируемое методом АКЦ, особенно в первые двое суток, когда и производятся исследования.

С другой стороны, в интервалах каверн происходит ранняя седиментация цемента в тампонажном растворе, что исключает образование цементного кольца на всем интервале каверн, а по АКЦ цементное кольцо отсутствует.

В процессе подготовки уже пробуренного ствола к цементированию не определяется несущая способность стенок скважины. Большинство стволов под промежуточные колонны проходились с промывкой жидкостями, не образующими корки на проницаемых участках. Вследствие этого наблюдается фильтрация тампонажного раствора в пласты с концентрацией нефилтующейся его части в кольцевом пространстве. Образующийся гель создает препятствие восходящему потоку цементного раствора из нижних интервалов. Часто это приводит к раскрытию трещин и уходу в них части тампонажного раствора.

С целью повышения качества подготовки стволов скважин к креплению был разработан регламент повышения несущей способности стенок скважин, отвечающий ожидаемым давлениям при цементировании. Это значительно повысило качество крепления, но привело к увеличению времени на крепление и по этой причине техническим руководством ВСНК, а в последующем и другими НК, работающими на ЮТЗ, было исключено из проектов.

2. Недостаточное применение технологических приемов, обеспечивающих должную высоту цементирования: ступенчатое цементирование или секционный спуск колонн, комбинированный и обратный способы цементирования (см. ниже), облегченные тампонажные растворы. В проектах предусматривается опрессовка открытого ствола скважин на ожидаемое давление при последующем цементировании, а на практике это требование выполнялось крайне редко.

Таблица 8

К оценке качества крепления скважин Куymbинской площади промежуточными колоннами

Условное обозначение	Глубина, м		Величина недопуска колонны до забоя, м	Величина недоподъема тампонажного раствора за колонной, м
	забоя	башмака		
1	2	3	4	5
К-1	2075,0	2008,5	66,9	1654
К-2	2098,0	2082,0	0	1600
К-5	2174,0	2138,0	36	810
К-6	2168,0	2094,0	74	640
К-7	2213,0	2210,0	3	0
К-8	1829,0	1828,0	1	14
К-9	2060,0	2038,0	29	630
К-10	2079,0	2079,0	0	778
К-11	1966,0	1440,0	26	200
К-12	2052,0	2040,0	12	1040
К-13	2112,0	2108,0	4	300
К-14	2117,0	2051,0	66	635
К-15	2050,0	2048,0	8	125
Юр-102	2179,0	2179,0	0	0
Юр-103	2253,0	2151,0	2	0
Юр-116	2164,0	2150,0	14	0

3. Недоиспользование комплекса технологической оснастки и гидравлических методов, обеспечивающих высокое качество цементирования. В частности, весьма ограниченно оснащаются обсадные колонны центраторами, турбулизаторами. Не учитывается соотношение реологических показателей тампонажного раствора, промывочной и буферной жидкостей.

4. Организация цементирования. Длительные сроки схватывания применяемых, часто лежалых цементов используются для длительных сроков затворения и закачки тампонажного раствора без кондиционирования, продавливание выполняется в режиме, не обеспечивающем турбулентный, а ламинарный превышает общепринятую рекомендацию – скорость восходящего потока должна быть не выше 0,46 м/с.

Приведенные выше замечания подтверждаются опытом комбинированного цементирования промежуточных колонн на примере Собинской площади (табл. 10). Здесь обеспечен самый низкий коэффициент качества – 55 %. Кроме того, в скважинах не получено схождения восходящего и нисходящего потоков тампонажного раствора.

Это является очагом активной коррозии обсадной колонны под влиянием агрессивных пластовых вод. Только в 8 случаях цементирования промежуточных колонн схождение потоков подтверждено.

Особо следует отметить длительное время закачивания и продавки тампонажного раствора в первую ступень прямой циркуляцией. Среднее время на закачку и продавку составило 3 часа. Объясняется это не только неудовлетворительной организацией работ, но и фактически большими объемами тампонажного раствора, превышающими нормативные в 1,5–2,0 раза, что вызывалось высокой степенью каверности стволов.

Нисходящим потоком обратной циркуляцией во вторую ступень обеспечивался более высокий темп цементирования. Среднее время, затрачиваемое на цементирование интервалов во вторую ступень, составило 50 мин, что также много. Так, например, при хорошей организации технологического процесса на эту операцию достаточно 20–30 мин, чтобы обеспечить скорость нисходящего потока более 1 м/с, что и подтверждено в 6 случаях из 17.

Исходя из опыта комбинированного цементирования промежуточных колонн, его не следует рекомендовать на поглощение и задавку промывочной жидкости в интервал схождения, который трудно, а в разведочном бурении невозможно прогнозировать. Комбинированный способ можно применять только при наличии соответствующей муфты ступенчатого цементирования. В связи с этим интересен

Таблица 9

Показатели цементирования прямой циркуляцией

№ № п/п	Площадь	Скв. №	Назначение колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Интервал цементирования		Высота столба тампонажного р-ра, м	Средняя плотность, г/см ³	Качество	
						по плану	фактич.			К _ц , %	АКЦ
1.	Юрубченская	5	пром.	245	1398	0-1398	390- 1398	1008	1,82	72	0,568
2.	Юрубченская	2	конд.	324	310	0-310	0-310	310	1,85	100	-
3.	Юрубченская	4	пром.	245	1445	0-1445	314- 1445	1131	1,85	78	-
4.	Юрубченская	4	эксплуатац.	146	2226	0-2226	-	-	1,80- 1,86	-	-
5.	Юрубченская	1	конд.	299	313	0-313	0-313	313	1,85	100	-
6.	Юрубченская	1	пром.	219	2152	0-2152	826- 2152	1326	1,82	61	-
7.	Юрубченская	13	конд.	324	351	0-351	0-351	351	1,76	100	-
8.	Юрубченская	13	эксплуатац.	14	2537	0-2537	2046- 2537	491	1,81	19	0,69
9.	Юрубченская	6	конд.	324	311	0-311	0-311	311	1,83	100	-
10.	Юрубченская	6	эксплуатац.	146	2317	0-2317	2192- 2215	-	-	-	-
11.	Оморинская	3	конд.	299	296	0-296	0-296	296	1,86	100	-
12.	Оморинская	4	конд.	324	339	0-339	0-339	339	1,8	100	1,0

Окончание табл. 9

№ № п/п	Площадь	Скв. №	Назначение колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Интервал цементирования		Высота стола тампонажного р-ра, м	Средняя плотность, г/см ³	Качество	
						по плану	фактич.			Кп, %	АКЦ
13.	Оморинская	5	пром.	219	1503	0-1503	470- 1503	1033	1,83	68	0,35
14.	Оморинская	5	конд.	299	339	0-339	0-339	339	1,73	100	0,56
15.	Оморинская	5	пром.	219	2343	0-2343	0-2343	2343	1,64	100	0,48
16.	Оморинская	6	напр.	324	85	0-85	0-85	85	1,8	100	-
17.	Оморинская	7	пром.	219	1513	-	-	-	1,83	-	-
18.	Оморинская	1	конд.	299	301	0-301	0-301	-	-	-	-
19.	Оморинская	1	пром.	219	2304	0-2304	280- 2304	2024	-	87	-
20.	Оморинская	2	конд.	324	320	0-320	80-320	240	-	75	-
21.	Куюмбинская	7	конд.	299	452	0-452	0-452	452	1,85	100	0,64
22.	Куюмбинская	8	конд.	324	370	-370	62-370	308	1,70	83	0,2
23.	Куюмбинская	8	пром.	219	1829	0-1829	437- 1829	1392	1,93	76	0,2
24.	Куюмбинская	11	конд.	299	319	0-319	25-319	294	1,65	92	0,2
25.	Куюмбинская	11	пром.	219	1140	0-140	0-1140	1140	1,64	100	1,0
26.	Куюмбинская	12	пром.	219	2040	0-2040	1040- 2040	1000	1,73	49	-
27.	Куюмбинская	12	эксплуатац.	146	2888	1900- 2888	1950- 2888	938	1,62	94	0,42

28.	Куюмбинская	6	конд.	299	258	0-258	0-258	258	1,82	100	-
29.	Куюмбинская	6	эксплуатац.	146	2433	0-2433	1680-2433	753	-	31	-
30.	Куюмбинская	14	конд.	299	261	0-261	0-261	-	-	100	-
31.	Куюмбинская	14	пром.	219	2051	0-2051	635-2051	1416	-	69	-
32.	Куюмбинская	14	эксплуатац.	146	2370	0-2370	1910-2370	460	-	20	-
33.	Верхне-Тайгинская	1	пром.	219	2219	0-2219	470-2219	1749	1,64	79	0,38
34.	Верхне-Тайгинская	2	конд.	299	390	0-390	0-390	390	1,84	100	-
35.	Оленчмин-ская	152	конд.	299	295	0-295	0-295	295	1,7	100	-
36.	Манкурская	1	конд.	324	260	0-260	0-260	260	1,83	100	-
37.	Манкурская	1	пром.	219	1559	0-1559	-	-	1,81	-	0,3
38.	Петиморская	1	пром.	219	1525	0-1525	510-1525	1015	1,7	60	0,46
39.	Хорчакская	1	конд.	299	273	0-273	0-273	273	1,8	100	-
40.	Хорчакская	1	пром.	219	1982	0-1982	791-1982	1191	1,65	60	0,34
41.	Косвинская	1	конд.	299	314	0-314	168-314	146	1,8	46	0,27
42.	Косвинская	1	пром.	219	1957	0-1957	494-1957	1463	1,68	74	0,08

Таблица 10

Показатели цементирования промежуточных колонн комбинированным способом на Собинской площади

№ п/п	Скв. №	Глубина спуска колонны, м	Номинальный диаметр скважины, мм	Диаметр обсадной колонны, мм	Прямая циркуляция		Нисходящий поток		Схождение или разрыв сплошности цем. кольца, м	Качество как $\frac{h_{ц.факт}}{h_{ц.план}}, 100\%$
					Время закачивания и продавки, мин	Плотность т/см ³	Время закачивания, мин	Плотность т/см ³		
1.	7	1054	295	245	1,83	25	1,83	-	-	-
2.	11	1249	295	245	1,75-1,93	123	1,75-1,8	180	67	67
3.	12	1549	269	219	1,85	20	1,85	+	+	93
4.	13	1061	295	245	1,67-1,85	30	1,95	+	+	90
5.	15	1050	295	245	1,56-1,9	193	1,9	-	-	30
6.	18	1495	295	245	1,65-1,82	60	1,85	+	+	75
7.	19	1143	245	219	1,66-1,91	20	1,84	+	+	41
8.	21	1353	269	219	1,65-1,82	205	1,85	+	+	37
9.	22	1111	295	245	1,62-1,82	88	1,85	277	277	75
10.	23	1147	269	219	1,82	22	1,85	807	807	30
11.	25	1202	295	245	1,61-1,87	135	1,85	+	+	61
12.	26	1118	295	245	1,62-1,8	152	1,9	-	-	-
13.	27	1093	295	245	1,6-1,85	232	1,8 1,9	51	51	33

14.	28	1152	295	245	188	1,65-1,85	70	1,84	+	42
15.	29	1179	295	245	85	1,65-1,85	23	1,8	+	47
16.	32	1222	295	245	204	1,65-1,86	40	1,8	170	43
17.	33	1409	295	245	183	1,62-1,86	1-24 2-20	1,84 1,86	18	63

Примечание. Знак (-) означает отсутствие данных. Знак (+) означает, что схождение цементного кольца за колонной есть. Два значения плотности означают, что тампонажный раствор готовился двумя порциями с соответствующей плотностью.

Таблица 11

Показатели цементирования по способу обратной циркуляции

№ № п/п	Площадь	Скв. №	Назначение колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска колонны, м	Интервал цементирования		Высота столба тампонажного р-ра, м	Средняя плотность, г/см ³	Качество цементирования	
						по плану	фактич.			К _{цп} , %	По АКЦ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Володинская	2	Пром.	219	1260	0-1260	412- 1260	848	1,68	67	-
2.	Тутончанская	1	Пром.	219	2160	1500- 2160	1500- 2160	660	1,60	30	-
3.	Сухо- Тунгусская	4	Пром.	219	770	0-770	0-770	770	1,57	100	-
4.	Сухо- Тунгусская	8	Конд.	324	740	0-740	0-740	740	1,56	100	-
5.	Куломбинская	1	Эксплуатац.	146	2007	0-2007	0-2007	2007	1,65	100	-
6.	Куломбинская	2	Эксплуатац.	146	2400	0-2400	0-2400	2400	1,70	100	--
7.	Куломбинская	5	Пром.	245	2174	0-2174	0-2174	2174	-	100	-
8.	Куломбинская	5	Эксплуатац.	146	2174	0-2285	0-2285	2285	-	100	-
9.	Куломбинская	6	Пром.	219	2168	0-2094	0-2094	2094	-	100	-
10.	Куломбинская	13	Пром.	219	2112	0-2108	0-2108	2108	1,75	100	0,1
11.	Куломбинская	9	Эксплуатац.	146	2038	600-2500	60-2500	1900	1,71	76	-
12.	Оморинская	2	Пром.	219	2300	0-2300	670- 2300	1630	1,66	71	-

13.	Оморинская	3	Пром.	219	2258	0-2258	279- 2258	1979	1,62	88	-
14.	Оморинская	5	Эксплуатац.	146	2706	0-2706	0-2684	2664	1,71	99	0,57
15.	Манкурская	1	Эксплуатац.	146	2421	0-2421	0-2421	2421	1,60	100	0,69
16.	Оленчимин- ская	152	Пром.	219	2030	0-2030	0-2030	2030	1,65	100	0,32
17.	Юрубченская	2	Эксплуатац.	146	2210	700-2210	700- 2210	1510	1,8	68	0,58
18.	Юрубченская	5	Эксплуатац.	146	2285	500-2285	540- 2285	1745	1,65	76	0,57
19.	Юрубченская	6	Пром.	219	2217	70-2217	67-2217	1150	1,67	52	0,62
20.	Юрубченская	13	Пром.	219	2225	0-2225	30-2225	2195	1,66	98	0,31
21.	Оморинская	2	Эксплуатац.	146	2640	0-2640	670- 2640	1970	1,68	74	-

положительный опыт цементирования обсадных колонн обратной циркуляцией. В табл. 11 приведены результаты цементирования различных колонн обратной циркуляцией на некоторых площадях ЮТЗ и на Сибирской платформе в других районах. 21 обсадная колонна была зацементирована обратной циркуляцией, обеспечившей качество 85,7 %, т. е. выше, чем прямой циркуляцией и комбинированным способом. По колоннам, где было проведено АКЦ, качество составило 47 %, что объясняется недостатками, общими для любого применявшегося здесь способа цементирования (см. п. 1, 3, 4). Отмеченные в столбце 8 интервалы недоподъема объясняются тем, что оператор целенаправленно уменьшал объем закачиваемого тампонажного раствора, чтобы после начала схватывания тампонажного раствора заполнить верхнюю часть, что не всегда удавалось. В большинстве же случаев недоподъем объясняется перепуском излишнего количества тампонажного раствора в обсадную колонну. В этом сказались недостатки разработанного способа цементирования: отсутствовал надежный способ контроля момента входа первых порций тампонажного раствора внутрь цементируемой колонны и четких рекомендаций по режиму цементирования.

Достаточно высокое качество цементирования обратной циркуляцией связано с его преимуществами перед другими способами, главными из которых является возможность обеспечения турбулентного нисходящего потока тампонажного раствора в кольцевом пространстве вследствие превышения плотности его над плотностью промывочной жидкости. Этим обеспечивается наиболее полная степень замещения промывочной жидкости тампонажным раствором. При этом следует иметь в виду, что чем выше скорость потока, тем меньше гидродинамическое давление передается на нижние интервалы в скважине и на забой.

Ограничения на применимость обратной циркуляции при цементировании касаются случаев, когда открытый ствол имеет высокую кавернозность.

В настоящее время имевшие место и указанные выше недостатки в применении обратной циркуляции в основном устранены.

Качество цементирования кондукторов было достаточно высоким (94 %) за счет, прежде всего, небольших интервалов цементирования и обязательного контроля высоты подъема за счет выхода тампонажного раствора на устье. Поскольку наибольшая плотность зон поглощения встречается в верхней части разреза, в том числе в интервале, перекрываемом кондукторами, то цементирование кондукторов

часто выполняется тоже комбинированным способом: прямой циркуляцией нижней части кондуктора в первую ступень до подошвы зоны поглощения промывочной жидкости и нисходящим потоком на за- давливание промывочной жидкости в поглощающий пласт. Практика цементирования кондукторов таким способом применяется повсе- мстно и до настоящего времени отвечает требованиям качества крепле- ния, если имеется подтверждение о схождении противоположно на- правленных потоков тампонажного раствора за колонной.

Тем не менее следует учитывать, что неудовлетворительная ор- ганизация цементирования обсадных колонн, в том числе кондукто- ров, выражающаяся в длительных сроках закачки и продавки тампо- нажного раствора, иногда приводила к авариям, связанным с отрывом нескольких труб кондуктора в процессе цементирования. Причем факт отрыва обнаруживался тогда, когда закачивалось ОЗЦ. Причина таких аварий, по нашему мнению, состоит в том, что при медленной закачке тампонажного раствора происходит разрыв сплошности по- токов тампонажного раствора: значительные порции тампонажного раствора «догоняют» одна другую. Это сопровождается мощными гидравлическими ударами, превышающими прочность резьбовых со- единений. Иногда разрушения происходят по телу трубы.

Вышеперечисленное еще раз подтверждает требование: подачу тампонажного раствора в цементируемую обсадную колонну необхо- димо осуществлять в темпе, исключаящем разрыв сплошности пото- ков.

Вследствие небольшой глубины, на которую спускаются кон- дукторы, следует применять технологию цементирования через бу- рильные трубы с использованием устройства типа УЦК, разработан- ного в НПП «Сиброн». Опыт применения этой технологии приведён в предыдущих главах.

Качество цементирования обсадных колонн на разведочных площадях по анализируемой выборке достаточно высокое. Особенно это касается цементирования промежуточных и эксплуатационных колонн.

Низкое качество цементирования имело место при комбиниро- ванном способе вследствие отсутствия схождения встречных потоков тампонажного раствора.

Наиболее высокое качество цементирования достигнуто при креплении скважин кондукторами.

Высокое качество обеспечивалось при применении обратной циркуляции при цементировании обсадных колонн различного назна-

чения. Ограничения в применении этой технологии были связаны, главным образом, с недоработанностью способов контроля момента окончания цементирования и гидравлического режима. К настоящему времени многие из этих проблем решены.

В настоящей работе мы использовали только ту информацию, которой располагали лично. Современные данные практически не доступны по коммерческим соображениям. Количество скважин, по которым могла бы быть выполнена выборка, более 150. Очень важно, что совершенно не рассмотрены скважины, пробуренные в 90-е и последующие годы. Между тем после периода общей стагнации буровых работ наступил новый период, в котором буровые предприятия, с опорой на опыт прошлых лет, начали активно применять и новые технологии, и новую технику. Так, в промывке скважин все большее применение начали получать промывочные жидкости низкой плотности. Вошло в практику цементирование в две ступени, применение высокопроизводительных не только лицензионных, но и импортных долот, новые конструкции керноотборочных снарядов, облегченные тампонажные растворы и многое другое. Естественно, это отражается на ТЭП по законченным скважинам. Наряду с этим следует отметить, что часть передового опыта прошлых лет не известна специалистам, впервые начавшим свою деятельность в последние 10–15 лет. Так, не стали выполняться регламенты по подготовке скважин к креплению, обеспечивавшие высокое качество работ на ЮТЗ, все реже применяется гидроимпульсный метод изоляции зон поглощения, обратный способ цементирования. К сожалению, еще не наступило время, когда при бурении скважин на Сибирской платформе стала бы применяться технология, полностью исключая геологические осложнения. Нет сомнения в том, что техника и наука в самое ближайшее время одолеют эту проблему.

Заключение

Современная практика применения двух способов цементирования обсадных колонн показывает следующее: для того чтобы зацементировать затрубное пространство обсадной колонны, тампонажный раствор сначала прокачивают по всей внутренней ее полости, а потом, сосредоточив на технологической операции огромное количество специальной техники, поднимают его первую порцию до устья, преодолевая огромные гидравлические сопротивления, вместо того чтобы закачивать тампонажный раствор сразу с устья до забоя.

Развёрнутый анализ практики цементирования обсадных колонн обратной циркуляцией показал: если возможно сопоставление результатов цементирования, положительный результат принадлежит способу обратного цементирования.

Главной причиной недостаточного распространения технологии цементирования обратной циркуляцией является ограниченная практика.

Установлено, что энергоёмкость технологии цементирования обратной циркуляцией почти в 8 раз меньше, чем при прямой циркуляции (ВНИИКРнефть). Технология цементирования обратной циркуляцией является энергосберегающей.

Выявлено, что математическая модель конструкции скважины подчиняется закону корреляционной связи между диаметрами обсадной колонны d_2 и долота d_1

$$d_1 = 1,185 d_2 + 15 \text{ (мм)}.$$

Допустимый коэффициент расширения цемента при твердении его за колонной подчиняется закону, выраженному полиномом третьей степени

$$K = 0,031 + 0,951d + 0,844 d_2 - 4,047d_3.$$

Обнаружено, что гидродинамическое давление тампонажного раствора на забой скважины при нисходящем потоке за обсадной

колонной p_2 всегда меньше гидростатического и в два раза меньше, чем при прямой циркуляции p_1

$$p_1 - p_2 = 2 p_{\text{кшц.}}$$

На экспериментальной установке подтверждено, что коэффициент замещения бурового раствора тампонажным в зависимости от скорости потока v тампонажного раствора за колонной при прямой циркуляции подчиняется закону (А. И. Булатов)

$$K_3 = 0,05 v^3 + 0,21v^2 - 0,24 v + 0,99.$$

Экспериментально установлено, что в зависимости от скорости нисходящего потока за колонной и разницы в плотностях тампонажного и бурового растворов коэффициент замещения подчиняется закону

$$K_3 = 0,51 + 0,61V - 0,43 \Delta\rho - 0,82 V \Delta\rho.$$

Наиболее полное замещение бурового раствора тампонажным в нисходящем потоке достигается при турбулентном режиме течения последнего.

При обратной циркуляции твердение тампонажного раствора начинается на забое и заканчивается на устье, что исключает активное влияние контракции твердеющего цемента на давление на забой, при этом повышается возможность управлять сроками схватывания и твердения цемента как за счёт применения химических реагентов, так и дополнительных технологических приёмов.

Для контроля момента окончания цементирования обратной циркуляцией предлагается наиболее простое и надёжное запорное устройство поплавкового типа веретенообразной формы, имеющего наименьший коэффициент обтекания (0,026), внешние размеры которого выражены соотношением

$$h \geq 4d_{\text{п}},$$

а допустимая скорость потока v к моменту вхождения тампонажного раствора в обсадную колонну определяется зависимостью

$$v^2 = Vg(\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ж}}) / (C_d S \rho_{\text{ж}}); \text{ при } \rho_{\text{п}} \approx \rho_{\text{тр.}}$$

Для развития описанной технологии нужно создать, испытать и утвердить к применению схему и оборудование любых диаметров обсадных колонн, предназначенных к цементированию обратной цир-

куляцией, как на устье, так и на забое. Необходимо разработать испытательный стенд, на котором не только проверяется работоспособность и надежность имитируемой скважины, но и зарегистрированы все технические параметры испытания с долговременной памятью хранения. Эти задачи могут быть решены при взаимодействии Всероссийского научно-исследовательского и проектного института по креплению скважин и буровым растворам (ВНИИКРнефть) и кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Сибирского федерального университета.

Список литературы

1. Абдинов М. А. О влиянии скорости подъема цементного раствора на качество цементирования скважин // Вопросы производства тампонажных цементов и технологии цементирования скважин. М., 1961.
2. Адлер Ю. П., Маркова Е. В., Грановский Ю. В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. М., 1971.
3. Ашрафьян М. О., Булатов А. И. Влияние соотношения режимов течения вытесняемой и вытесняющей жидкостей на изменение коэффициента вытеснения бурового раствора из кольцевого пространства скважины // Труды Краснодарского филиала ВНИИнефть. 1970. Вып. 23.
4. Бабаян Э. В. Буровые технологии. Краснодар, 2005.
5. Бабаян Э. В. Некоторые технологические особенности способа обратного цементирования скважин // Труды ВНИИКРнефть. 1977. № 13.
6. Бабаян Э. В., Матвиенко Б. Н., Проселков Ю. М. Особенности температурных условий при прямом и обратном способах цементирования скважин // РНТС. ВНИИОЭНГ. Сер. «Бурение». 1975. Вып. 10.
7. Булатов А. И. Состояние и перспективы научно-исследовательских работ в области крепления скважин // НХ. 1978. № 4.
8. Булатов А. И., Кружилин Б. И., Обабко Г. А. Выбор способа цементирования для скважин различных конструкций // Труды конференции по вопросам техники цементирования скважин. М., 1970.
9. Булатов А. И., Обабко Г. А., Рутберг Э. Л. К вопросу об оценке размеров зон смешения глинистых и цементных растворов // Труды Краснодарского филиала ВНИИнефть. 1970. Вып. 23.
10. Булатов А. И., Обабко Г. А., Рутберг Э. Л. Определение зоны смешения глинистого и цементного растворов в процессе цементирования скважин при различных режимах течения // Труды конференции по вопросам техники цементирования скважин. М., 1970.

11. Булатов А. И., Сибирко А. И. О причинах возникновения газопроявлений при креплении скважин // Газ и нефть. 1968. № 3.
12. Булатов А. И., Уханов Р. Ф. Проектирование режима цементирования в глубоких скважинах // Промывка и техника крепления скважин. М., 1973.
13. Булатов А. И., Уханов Р. Ф. Совершенствование гидравлических методов цементирования скважин. М., 1978.
14. Булатов А. И., Уханов Р. Ф., Давыдов И. М. О влиянии удельных весов вытесняющей и вытесняемой жидкости на степень удаления последней из эксцентричного пространства // Труды Краснодарского филиала ВНИИнефть. 1970. Вып. 23.
15. Булатов А. И., Уханов Р. Ф., Динмухамедов Д. Х. О влиянии соотношения вязкостей вытесняющей и вытесняемой ньютоновских жидкостей на степень удаления последней из эксцентричного зазора // Труды ВНИИКРнефть. 1971.
16. Булатов А. И., Ягоденко В. В., Бабаян Э. В. Обратное цементирование скважин. М., 1987.
17. Влияние гидравлического давления и температуры на реологические свойства тампонажного раствора / В. А. Волошин, А. И. Булатов, М. О. Ашрафьян, А. В. Пальчиков // НХ. 1972. № 9.
18. Влияние режима течения цементного раствора на изменение коэффициента вытеснения жидкости из кольцевого пространства скважин / А. И. Булатов, М. О. Ашрафьян, Р. Ф. Уханов, П. И. Колесников // Труды Краснодарского филиала ВНИИКРнефть. 1970. Вып. 23.
19. Влияние течения растворов на полноту вытеснения жидкостей из кольцевого пространства при цементировании скважин / М. О. Ашрафьян, А. И. Булатов, А. Л. Волик, О. А. Лебедев, В. И. Бондарев // Труды Краснодарского филиала ВНИИ. 1970. Вып. 23.
20. Воларович М. П., Гуткин А. М. К вопросу о течении вязкопластичных дисперсных систем в зазоре между двумя соосными трубами // Коллоидный журнал. 1963. Т. XXV. № 6.
21. Волжин А. К. Цементирование обратной прокачкой с радиоактивным контролем // Нефтяник. 1961. № 7.
22. Гайворонский А. А. Расчёт и технология крепления нефтяных и газовых скважин. М., 1969.
23. Горский А. Т. Цементирование обсадных колонн в многолетнемёрзлых породах // Проблемы развития нефтегазодобывающей промышленности в Западной Сибири. М., 1967.

24. Горский А. Т., Швецов В. Д. Цементирование скважин в районах Крайнего Севера Тюменской области // Труды ЗапСибНИГНИ. 1968. Вып. 6.
25. Грязнов Г. С. Особенности глубокого бурения скважин в районах вечной мерзлоты. М., 1969.
26. Гурджиев А. Г., Рахимов А. К. Спуск и цементирование хвостовика 5 1/2 с установкой клапана для обратной промывки // РНТС. Сер. «Бурение». 1963. № 6.
27. Добротин К. А. Цементирование скважин при высокой проницаемости продуктивного горизонта Мессояхского месторождения // Природный газ Сибири. 1971. Вып. 2.
28. Ерёменко Т. Е. Крепление нефтяных и газовых скважин. М., 1966.
29. Ерёменко Т. Е., Мочернюк Д. Ю. Вытеснение глинистого раствора цементным при креплении скважин // Крепление скважин и разобщение пластов. М., 1963.
30. Ерёменко Т. Е., Мочернюк Д. Ю., Гелетий Н. Г. Влияние реологических свойств и режимов потока на процесс замещения жидкостей при цементировании скважин // Ученые записки. УкрНИИпроект. 1962. Вып. 9.
31. Завацкий М. А. Крепление нефтяных скважин. Баку, 1948.
32. Захидов М. З. Об одной разработке в области обратного цементирования // Труды СредАзНИИ геологии и минерального сырья. 1975. Вып. 19.
33. Зельцер П. Я., Черныш В. Ф. Экспериментальные работы с тампонажными растворами для условий цементирования при прямой и обратной схемах циркуляции // ЭИ ВИЭМС. 1977. Вып. 17.
34. Зильберман И. Э., Захидов М. З., Соколов А. С. Усовершенствование технологии цементирования глубоких скважин и выявление причин осложнений при креплении. Ташкент, 1970.
35. Злобин В. М., Мошкина Л. А., Обрезков Е. П. Опыт обратного цементирования на площадях Новосибирского геологического управления. М., 1969.
36. Злобин В. М., Мошкина М. А., Обрезков Е. П. Разработка и промышленное испытание метода определения окончания процесса обратного цементирования // ОНТИ ВИЭМС. 1965.
37. Измайлов Л. И., Булатов А. И. Крепление нефтяных и газовых скважин. М., 1976.
38. Использование резистивиметрии при обратном цементировании / В. В. Беспалов, В. Х. Дулаев, В. Д. Кравченко [и др.] // НХ. 1987. № 7.

39. К вопросу о вытеснении цементным раствором глинистого при цементировании обсадных колонн в наклонных скважинах / М. П. Гулизаде [и др.] // Нефть и газ. 1965. № 12.
40. К вопросу обратного способа цементирования скважин / А. И. Булатов [и др.] // Нефть и газ. 1969. № 1.
41. К вопросу повышения степени вытеснения глинистого раствора в процессе цементирования / Р. Ф. Уханов, А. И. Булатов, А. Д. Красюк, В. А. Шишов // Буровые растворы и крепление скважин. Краснодар, 1971.
42. К вопросу расчёта процесса цементирования скважин способом обратной циркуляции / Г. А. Обабко, В. Н. Кружилин, Г. К. Мишучкин, А. И. Булатов // Труды Северо-Кавказского филиала ВНИИ природного газа. 1971. Вып. 3.
43. Карпов В. М., Шевалдин И. Е. О заполнении затрубного пространства скважин цементным раствором // НХ. 1967. № 7.
44. Кудряшов Б. Б. Теоретические и экспериментальные основы регулирования температурного режима баровых скважин: автореф. ... канд. техн. наук. Л., 1972.
45. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Новая технология бурения скважин в мерзлых породах. Л., 1973.
46. Латыпов Э. К. Эмпирические зависимости реологических параметров глинистых растворов от удельного веса // Труды БашНИПИнефть. 1972. Вып. 32.
47. Липовецкий А. Я. Цементирование скважин в зоне вечной мерзлоты // Труды НИИГА Главсевморпути. Т. 52. Л., 1952.
48. Логвиенко С. В., Аветисов А. Г. Обоснование целесообразности применения осреднительных ёмкостей при цементировании скважин // РНТС. Сер. «Бурение». 1974. № 8.
49. Макаров М. В., Балгинбаев С. Б., Детков В. П. Влияние буферной жидкости на высоту подъёма цементных растворов при креплении скважин // РНТС. Сер. «Бурение». 1967. Вып. 10.
50. Малачиханов Т. В., Матаев Г. А., Падва Н. И. Предотвращение проникновения цементного раствора в пласт при креплении глубоких газовых скважин // Газовая промышленность. 1969. № 9.
51. Марамзин А. В. Бурение скважин в условиях Крайнего Севера. М., 1963.
52. Махмудов М. Н. Влияние некоторых факторов на процесс цементирования скважин. Баку, 1962.
53. Махмудов М. Н. О возможности применения эффекта Сегре – Зильбергера к описанию движения цементных растворов // Нефть и газ. 1970. № 11.

54. Мачинский Е. К., Коган Э. В. Цементирование скважин через затрубное пространство // НХ. 1966. № 12.

55. Минигазимов М. Г. Экспериментальные исследования турбулентного движения жидкости в кольцевом пространстве // НХ. 1971. № 4.

56. Мирзаджанзадэ А. Х., Шварц А. Я., Аббасов А. А. О вытеснении глинистого раствора цементным в затрубном пространстве скважины // Доклады АН АзССР. Т. XI. 1955. № 12.

57. Налимов В. В., Чернова Н. А. Статистические методы экстремальных экспериментов. М., 1965.

58. Новиков Ю. М., Фесенко Н. Н., Снитка А. А. Новый метод контроля поступления тампонажного раствора в обсадную колонну при обратном цементировании // Вопросы глубокого бурения на нефть и газ. 1971. Вып. 3. № 11.

59. Новый способ обратного цементирования скважин / Э. В. Бабаян, В. В. Ягоденко, Р. Г. Кочикян, В. В. Байгозин // РНТС. Сер. «Бурение». 1978. № 6.

60. О влиянии способа цементирования на качество крепления скважин / А. И. Булатов, Б. И. Кружилин, А. К. Куксов, М. Н. Махмудов, Г. А. Обабко, В. А. Шишов, М. Г. Алиев // Материалы научно-метод. симпозиума нефт. вузов СССР. Вып. 2. Баку, 1970.

61. Оптимальные реологические параметры тампонажных растворов для обратного способа цементирования / Б. М. Блинов, А. В. Архипов и др. // Труды ЗапСибНИГНИ. 1985. Вып. 65.

62. Опыт крепления скважин способом обратного цементирования / А. И. Булатов [и др.] // НХ. 1966. № 11.

63. Пути совершенствования качества цементирования скважин / А. И. Булатов, А. К. Рахимов, Ш. М. Рахимбаев, Г. Г. Галиев, И. Р. Ибрагимов. Ташкент, 1974.

64. Разработка технологии цементирования при больших интервалах подъёма цемента за колоннами в условиях разреза западной части Сибирской платформы и Енисей-Хатангского прогиба: отчет / В. Ф. Черныш [и др.]. Красноярск, 1974.

65. Расчёт цементирования скважин обратной циркуляцией / В. В. Ягоденко, Э. В. Бабаян, Ю. Д. Комнатных, Д. Х. Динмухамедов // НХ. 1987. № 9.

66. Регламент на обратное цементирование промежуточной колонны диаметром 177,8 мм в скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения / С. М. Ахумов, М. С. Мавлютов, Н. Р. Сидоров [и др.] // РНТС. Сер. «Бурение». М., 1987.

67. Решетников Н. П. Разработка метода и технологии крепления скважин в условиях газовых месторождений с большим пластовым давлением типа Шебелинки: отчёт УкрНИГРИ. Львов, 1980.
68. Романович И. С. Цементирование эксплуатационных колонн в условиях Шебелинского месторождения // Нефтяная и газовая промышленность. 1961. № 4.
69. Рустамбеков И. Ф., Рустамбеков Т. Ф., Шварц Я. А. О способе цементирования скважин через затрубное пространство // Тем. сб. по гидр. промыв. и цем. растворов. 1969. Вып. 3.
70. Седов А. И. Методы подобия и размерности в механике. М., 1967.
71. Сибирко И. А. Контракционный эффект цемента и каналообразования в кольцевом пространстве после его цементирования // Труды Краснодарского филиала ВНИИнефть. 1967. Вып. 18.
72. Справочник инженера по бурению: в 2 т. М., 1973.
73. Целесообразность использования буферной жидкости при цементировании скважин и установке мостов / А. И. Булатов, М. О. Ашрафьян, Г. А. Обабко, Д. Ф. Новохатский // Труды ВНИИКР-нефть. 1967. Вып. 18.
74. Черныш В. Ф. Анализ корреляционных связей между диаметрами долот и обсадных труб // НХ. 1993. № 5.
75. Черныш В. Ф. Временное руководство по цементированию обсадных колонн обратной циркуляцией. М., 1978.
76. Черныш В. Ф. Новый способ кавернометрии скважин // РНТС. Сер. «Бурение». 1978. Вып. 2.
77. Черныш В. Ф. Новый способ цементирования обсадных колонн. Красноярск, 1977.
78. Черныш В. Ф. Определение объёма глубоких скважин. Красноярск, 1977.
79. Черныш В. Ф. Определение седиментационной устойчивости буровых и цементных растворов. Красноярск, 1977.
80. Черныш В. Ф. Опыт цементирования обсадных колонн способом обратной циркуляции // Пути совершенствования технологии бурения, крепления и испытания скважин. Красноярск, 1978.
81. Черныш В. Ф. Особенности технологии цементирования обсадных колонн в условиях Красноярского края // ВНИИОЭНГ, ЭИ. Сер. «Бурение». 1977. № 17.
82. Черныш В. Ф. Разработка технологии цементирования способом обратной циркуляции в разведочных глубоких скважинах // Обмен опытом по совершенствованию технологии бурения и испытания скважин в Восточной Сибири и Якутии. Иркутск, 1976.

83. Черныш В. Ф. Технологическая оценка конструкций скважин. Красноярск, 1977.
84. Черныш В. Ф. Цилиндрический клапан для цементированья обсадных колонн обратной циркуляцией. Красноярск, 1977.
85. Черныш В. Ф. Шаровой клапан для цементированья обсадных колонн обратной циркуляцией. Красноярск, 1977.
86. Шадрин Л. Н. Технология и организация крепления скважин. М., 1975.
87. Шахбазбеков К. Б., Минчук В. А., Кауфман Л. Я. О моделировании процесса вытеснения глинистого раствора цементным в наклонном стволе // Нефть и газ. 1972. № 2.
88. Шахмаев Э., Асулин Ш. Цементирование скважин через затрубное пространство // Нефтяник. 1972. № 3.
89. Шацов Н. И. Бурение нефтяных и газовых скважин. М., 1961.
90. Шацов Н. И. Бурение нефтяных скважин. М., 1944.
91. Шварц Я. А. О моделировании вытеснения цементным раствором глинистого в процессе цементированья вертикальных скважин // ДАН АзССР. 1956. № 10.
92. Шихалиев Ф. А. К оценке влияния кратности прокаченного объёма вытесняющей жидкости на полноту вытеснения // Ученые записки Азербайджанского института нефти и химии. 1972. Сер. 9. № 4.
93. Шумилов В. В. О способе обратного цементированья колонного пространства в нефтяных и нагнетательных скважинах // Исследователи – производству. Вып. 7. Альметьевск, 1970.
94. Эффективность вытеснения бурового раствора из каверн / Е. П. Ильясов, В. Г. Смолянинов, Ю. И. Терентьев, В. И. Капралов // НХ. 1972. № 8.
95. Ягоденко В. В. О возможности сокращения энергетических затрат при цементированьи скважин // Труды ВНИИКРнефть. 1979. Вып. 16.
96. Ягоденко В. В., Бабаян Э. В. О гидравлических особенностях обратного цементированья скважин // Труды ВНИИКРнефть. 1979. Вып. 16.
97. Ягоденко В. В., Бабаян Э. В. О режиме подачи тампонажного раствора при цементированьи скважин // РНТС. Сер. «Бурение». 1978. Вып. 11.
98. Adams N. Drilling engineering. Penn Well Publishing Company. Tulsa, Oklahoma 74101, 1985.
99. Bukingam E. Proc. Amer.Soc.Test. Mather 21. 1154. 1921.
100. Howard G. C., Clark J. B. Factors to be Considered in obtaining Proper Cementing of Casing. The Oil and Gas J. Vol. 11. 1948.

101. Mazquaire R., Brisac J. Primary by reverse circulation solves critical problem in the Hassi – Messaoud Field, Algeria. JPT, February, Vol. 146. 1966.

102. McLean R. N., Manry C. W., Whitaker W. Displacement mechanics in primary cementing. P.T., Vol. 19. № 2. 1967.

103. Ross W. M. Low rate displacement solves tough cementing jobs. J.P.T., November, 1965.

ПАТЕНТНАЯ ЛИТЕРАТУРА **по технике и технологии обратного цементирования**

1. А. с. 248589. Способ обратного цементирования обсадных колонн в скважинах / Гайворонский А. А., Кокорин Н. В., Наричина К. В., Булатов А. И., Назаров В. Б., Мордвинов Ф. В.; заявл. 25.04.66; опубл. 18.07.69, Бюл. № 24.

2. А. с. 261313. Устройство для обратного цементирования скважин / Зильберман И. Э., Лыков Е. А., Миллер Р. В., Герасимов В. А., Селихович А. Н., Ляпин Н. В., Довбыш Л. Г.; заявл. 22.06.68; опубл. 01.01.70, Бюл. № 5.

3. А. с. 327317. Способ приготовления цементного раствора при цементировании обсадных колонн через затрубное пространство / Злобин В. М., Филимонов С. В., Мошкина Л. А., Обрезков Е. П.; заявл. 24.03.66; опубл. 26.01.72, Бюл. № 5.

4. А. с. 571584. Способ обратного цементирования обсадных колонн / Обозин О. Н., Крылов В. И., Бондарев В. И., Пушкарев В. С., Рогожина М. В.; заявл. 08.10.74; опубл. 06.10.77, Бюл. № 33.

5. А. с. 594300. Способ цементирования обсадной колонны в скважине / Черныш В. Ф.; заявл. 17.03.76; опубл. 25.02.78, Бюл. № 7.

6. А. с. 595490. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Ягоденко В. В., Сухенко Н. И., Бабаян Э. В., Игнатов С. М.; заявл. 14.01.74; опубл. 28.02.78, Бюл. № 8.

7. А. с. 604967. Устройство для цементирования секций обсадных колонн / Серобаба Е. Ф.; заявл. 04.10.74; опубл. 30.04.78, Бюл. № 16.

8. А. с. 609872. Клапан для обратного цементирования обсадных колонн / Черныш В. Ф.; заявл. 13.08.76; опубл. 05.06.78, Бюл. № 16.

9. А. с. 646034. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Бабаян Э. В., Булатов А. И., Ягоденко В. В.; заявл. 04.04.73; опубл. 05.02.79, Бюл. № 5.

10. А. с. 662694. Муфта для обратного цементирования верхней ступени обсадных колонн / Бабаян Э. В., Ягоденко В. В., Кочекян Р. Г., Решетников В. Г.; заявл. 05.07.77; опубл. 15.05.79, Бюл. № 18.

11. А. с. 727840. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Черныш В. Ф.; заявл. 06.09.78; опубл. 15.04.80, Бюл. № 14.

12. А. с. 751963. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Черныш В. Ф.; заявл. 26.09.77; опубл. 30.07.80, Бюл. № 28.

13. А. с. 825865. Устройство для цементирования хвостовиков обсадных колонн / Черныш В. Ф.; заявл. 19.09.75; опубл. 30.04.81, Бюл. № 16.

14. А. с. 891892. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Абдулзаде А. М., Караш Э. Б., Зейналов Ф. Ю., Алиев Р. К., Загорулько В. В.; заявл. 21.04.80; опубл. 23.12.81, Бюл. № 47.

15. А. с. 899859. Клапан для обратного цементирования обсадных колонн / Вертинский Ф. С., Гаджиев Н. С.; заявл. 06.11.79; опубл. 23.01.82, Бюл. № 3.

16. А. с. 907223. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Гнездов В. П., Пупков В. С.; заявл. 05.05.80; опубл. 23.02.82, Бюл. № 17.

17. А. с. 907224. Устройство для цементирования скважин / Черныш В. Ф.; заявл. 07.05.80; опубл. 23.02.82, Бюл. № 7.

18. А. с. 927974. Устройство для цементирования хвостовиков обсадных колонн / Абдулзаде А. М., Караш Э. Б., Ибрагимов А. А., Мамедов Т. Р., Загорулько В. В.; заявл. 07.07.80; опубл. 15.05.82, Бюл. № 18.

19. А. с. 950902. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Рубинштейн О. И., Саранцев В. Н., Анопин А. Г., Зазнобин Н. Н.; заявл. 06.01.81; опубл. 15.08.82, Бюл. № 30.

20. А. с. 979620. Устройство для обратного цементирования скважин / Кулигин Н. А., Базаров В. Б., Зобс В. Ю.; заявл. 07.01.81; опубл. 07.12.82, Бюл. № 45.

21. А. с. 1004614. Устройство для обратного цементирования верхней ступени обсадной колонны / Абдулзаде А. М., Зильберман А. Б., Абдулзаде Р. А., Караш Э. Б., Мамедов Т. Р.; заявл. 01.06.81; опубл. 15.03.83, Бюл. № 10.

22. А. с. 1004616. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Черныш В. Ф.; заявл. 31.08.81; опубл. 15.03.83, Бюл. № 10.

23. А. с. 1070300. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Абдулзаде А. М., Гошовский С. В., Абдулзаде Р. А.,

Лищук Л. И., Джанмамедов Ш. Х.; заявл. 01.10.82; опубл. 30.01.84, Бюл. № 4.

24. А. с. 1074988. Способ обратного цементирования скважин / Михайлишин Б. В., Лесовой Г. А., Костур И. Н., Гринь В. А., Юрчишин Д. И., Томашек Л. Т., Куртов В. Д.; заявл. 29.06.82; опубл. 23.02.84, Бюл. № 7.

25. А. с. 1113518. Устройство для обратного цементирования скважин / Абдулзаде А. М., Абдулзаде Р. А., Джанмамедов Ш. Х., Абдулзаде Ф. А.; заявл. 03.06.83; опубл. 15.09.84, Бюл. № 34.

26. А. с. 1121441. Способ цементирования обсадных колонн большого диаметра / Добровольский Г. Б., Петриченко В. П.; заявл. 08.04.83; опубл. 30.10.84, Бюл. № 40.

27. А. с. 1148976. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Минеев Б. П., Торро В. Г.; заявл. 07.09.82; опубл. 07.04.85, Бюл. № 13.

28. А. с. 1180488. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Черныш В. Ф.; заявл. 07.05.84; опубл. 23.09.85, Бюл. № 35.

29. А. с. 1218075. Устройство для обратного цементирования скважин / Абдулзаде А. М., Джанмамедов Ш. Х., Абдулзаде Р. А., Абдулзаде Ф. А., Яныков М. Х.; заявл. 27.08.74, опубл. 15.03.86, Бюл. № 10.

30. А. с. 1263816. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Осипов Ю. А., Кудрявцев М. А.; заявл. 05.02.85; опубл. 15.10.86, Бюл. № 38.

31. А. с. 1276802. Способ цементирования скважин / Михайлишин Б. В., Лесовой Г. А., Костур И. Н., Гринь В. А., Юрчишин Д. И., Томашек Л. Т., Куртов В. Д.; заявл. 29.06.82; опубл. 15.12.86, Бюл. № 46.

32. А. с. 1286736. Способ цементирования скважин / Джабаров К. А., Ангелопуло О. К., Мнацаканов А. В., Стариков В. Ф., Шурьгина С. Н.; заявл. 23.01.85; опубл. 30.01.87, Бюл. № 7.

33. А. с. 1303701. Способ цементирования скважин / Лышко Г. Н., Мироненко О. Н., Куксов А. К.; заявл. 17.12.84; опубл. 15.04.87, Бюл. № 14.

34. А. с. 1308756. Способ определения глубины раздела цементного и бурового раствора в колонне с обратной циркуляцией / Мовсумов И. А., Загорулько В. В.; заявл. 12.12.82; опубл. 07.05.87, Бюл. № 17.

35. А. с. 1357546. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Белоусов Г. А., Скориков Б. М.; заявл. 18.10.85; опубл. 07.12.87, Бюл. № 45.

36. А. с. 1384727. Способ цементирования скважин / Матвиенко Л. М., Абдуллаев Р. М., Аббасов С. С.; заявл. 23.05.85; опубл. 30.03.88, Бюл. № 12.

37. А. с. 1404638. Способ цементирования обсадной колонны / Матвиенко Л. М., Аливердизаде Т. К., Абдуллаев Р. М., Сулейманов Э. М.; заявл. 13.03.85; опубл. 23.06.88, Бюл. № 23.

38. А. с. 1420139. Способ обратного цементирования обсадных колонн / Минеев Б. П., Спасков М. С., Ширяев С. Д.; заявл. 29.07.86; опубл. 30.08.88, Бюл. № 32.

39. А. с. 1425302. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Геймаш Г. И., Казаров Г. К., Гордиенко С. Ю., Ванифатьев В. И., Цирин Ю. З., Домальчук А. А., Федоров В. В., Волошко Г. Н.; заявл. 04.07.86; опубл. 23.09.88, Бюл. № 35.

40. А. с. 1432197. Способ цементирования скважин / Бикбулатов И. Х., Мусский А. Я., Пьянзин Г. И., Бикинеев А. А., Бикбулатов И. И., Бурдаков Б. А., Шаяхметов Ш. К., Медведков В. И.; заявл. 30.07.85; опубл. 23.10.88, Бюл. № 39.

41. А. с. 1435758. Способ цементирования эксплуатационных колонн газовых скважин / Зубков Е. Ф., Филь В. Г., Исаев Л. Б., Назаренко В. Л., Серенко П. М., Езлова Л. А.; заявл. 12.06.86; опубл. 07.11.85, Бюл. № 41.

42. А. с. 1460199. Способ обратного цементирования скважин / Свиталка П. И., Харив И. Ю., Рыбин Ю. С.; заявл. 16.09.85; опубл. 23.02.89, Бюл. № 7.

43. А. с. 1472646. Устройство для ступенчатого цементирования обсадных колонн / Соболевский В. В., Казаков А. А., Мельник С. В.; заявл. 24.04.87; опубл. 15.04.89, Бюл. № 14.

44. А. с. 1476108. Устройство для цементирования обсадных колонн / Евчук Л. В., Короп И. В.; заявл. 08.05.87; опубл. 30.04.89, Бюл. № 16.

45. А. с. 1490254. Способ цементирования скважин / Панченко Г. Г., Кагальников А. Я., Яников М. Х.; заявл. 06.10.87; опубл. 30.06.89, Бюл. № 24.

46. А. с. 1490225. Устройство для обратного цементирования скважин / Еременко В. В., Гагин В. М., Денискин А. В., Комнатный Ю. Д., Малхазов Н. А., Ягоденко В. В.; заявл. 01.09.87; опубл. 30.06.89, Бюл. № 24.

47. А. с. 1534183. Способ обратного цементирования обсадных колонн / Беспалов В. В., Делаев В. Х.-М., Куксов А. К., Петреску В. И., Сучак В. М.; заявл. 07.01.88; опубл. 07.01.90, Бюл. № 1.

48. А. с. 1542143. Способ контроля и регулирования процесса закачки цементного раствора при обратном цементировании / Берн-

штейн Д. А., Барский И. М., Напольский В. А., Бернштейн А. Д., Макаров В. Н., Галиев К. З.; заявл. 21.10.87; опубл. 15.12.94, Бюл. № 23.

49. А. с. 1544953. Способ обратного цементирования скважин / Абдулзаде Р. А., Шевчук З. Ш., Гасумов Р. А., Чорненька Л. В.; заявл. 11.04.88; опубл. 23.02.90, Бюл. № 7.

50. А. с. 1546614. Устройство для цементирования скважин / Казаров Г. К., Гордиенко С. Ю., Геймаш Г. И., Волошко Г. Н., Тартышный Г. А., Еременко В. В., Куксов А. К., Коган Э. В.; заявл. 01.04.87; опубл. 28.02.90, Бюл. № 8.

51. А. с. 1555466. Устройство для обратного цементирования скважин / Абдулзаде Р. А., Шевчук З. И., Чорненька Л. В., Сулейманов Э. Н.; заявл. 25.02.88; опубл. 07.04.90, Бюл. № 13.

52. А. с. 1557314. Устройство для цементирования потайной обсадной колонны обратным способом / Петров Н. А., Левинсон Л. М., Агзамов Ф. А.; заявл. 12.05.87; опубл. 15.04.90, Бюл. № 14.

53. А. с. 1566009. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Черныш В.Ф.; заявл. 15.06.88; опубл. 23.05.90, Бюл. № 19.

54. А. с. 1596076. Устройство для цементирования обсадной колонны / Абдуллаев Р. М., Матвеев Л. М., Сулейманов Э. М., Аливердизаде Т. К., Ханкишиев Ф. А.; заявл. 17.06.88; опубл. 30.09.90, Бюл. № 36.

55. А. с. 1599523. Устройство для цементирования обсадной колонны / Евчук Л. В., Лях М. М., Марик В. Б., Романишин Л. И.; заявл. 11.01.88; опубл. 15.10.90, Бюл. № 38.

56. А. с. 1615331. Способ цементирования обсадных колонн / Бережной А. И., Кочулин А. П., Керн В. А.; заявл. 23.08.88; опубл. 23.12.90, Бюл. № 47.

57. А. с. 1627670. Устройство для цементирования обсадных колонн / Черныш В.Ф.; заявл. 30.05.88; опубл. 15.02.91, Бюл. № 6.

58. А. с. 1665025. Устройство для цементирования потайной обсадной колонны обратным способом / Петров Н. А., Левинсон Л. М., Петрова Л. А.; заявл. 10.07.89; опубл. 23.07.91, Бюл. № 27.

59. А. с. 1670100. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн / Черныш В. Ф.; заявл. 30. 01.89; опубл. 15.08.91, Бюл. № 30.

60. А. с. 1677261. Устройство для цементирования скважин / Черныш В. Ф., Шикунова С. Т.; заявл. 15.08.88; опубл. 15.09.91, Бюл. № 34.

61. А. с. 1716096. Способ обратного цементирования и устройство для его осуществления / Сидоров М. Р., Ахунов С. М., Вахитов Р. Ж.; заявл. 29.09.88; опубл. 29.02.92, Бюл. № 8.

Научное издание

Черныш Василий Федорович

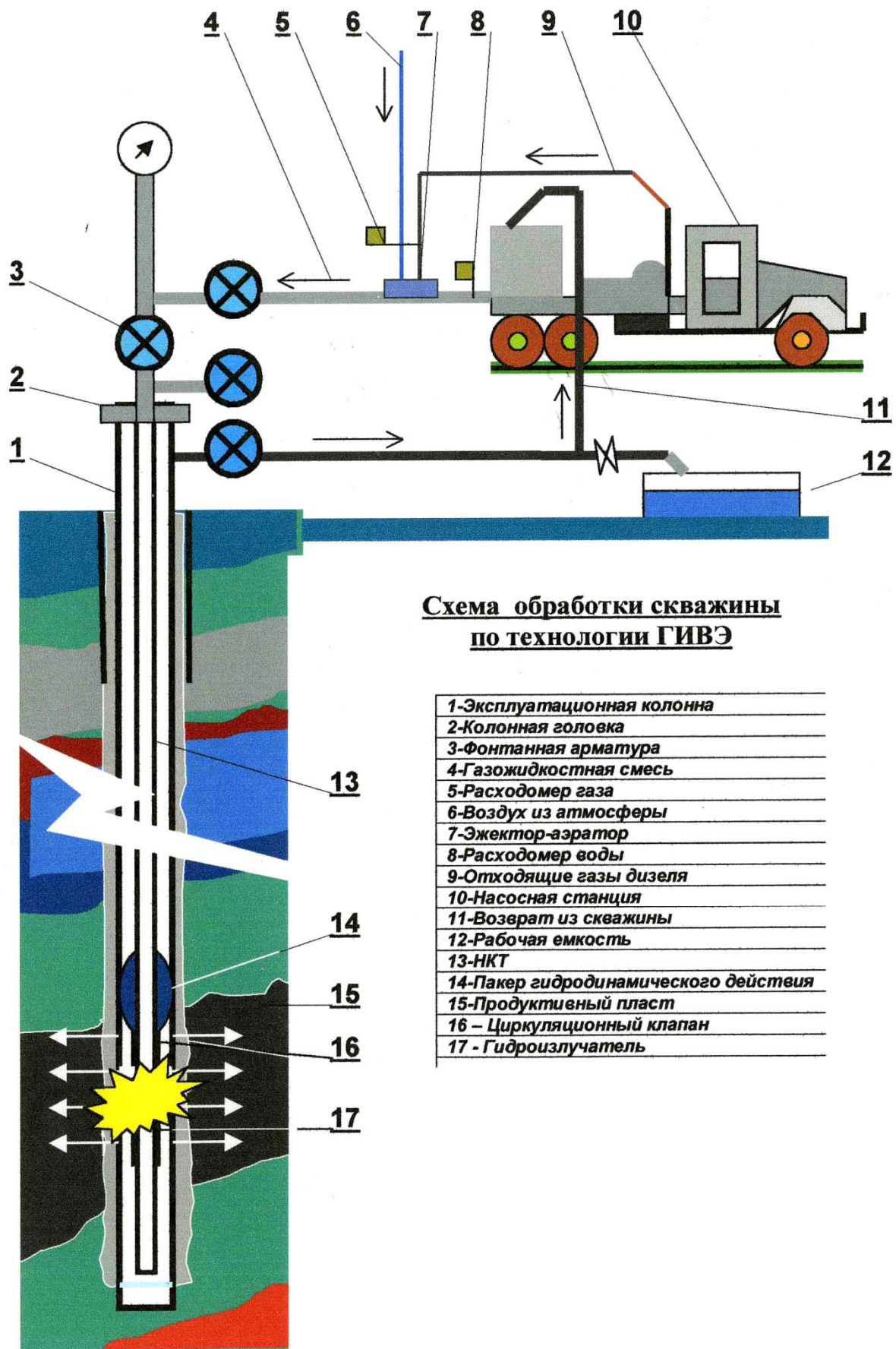
**ТЕХНОЛОГИЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ
ОБСАДНЫХ КОЛОНН
ОБРАТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ**

Монография

Редактор *Ю. И. Молокова*
Компьютерная верстка *И. В. Гревцовой*

Подписано в печать 30.05.2016. Печать плоская
Формат 60×84/16. Бумага офсетная. Усл. печ. л. 10,44
Тираж 500 экз. Заказ № 759

Библиотечно-издательский комплекс
Сибирского федерального университета
660041, Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел. (391) 206-26-67; <http://bik.sfu-kras.ru>
E-mail: publishing_house@sfu-kras.ru



**Схема обработки скважины
по технологии ГИВЭ**

1-Эксплуатационная колонна
2-Колонная головка
3-Фонтанная арматура
4-Газожидкостная смесь
5-Расходомер газа
6-Воздух из атмосферы
7-Эжектор-аэрактор
8-Расходомер воды
9-Отходящие газы дизеля
10-Насосная станция
11-Возврат из скважины
12-Рабочая емкость
13-НКТ
14-Пакер гидродинамического действия
15-Продуктивный пласт
16 - Циркуляционный клапан
17 - Гидроизлучатель

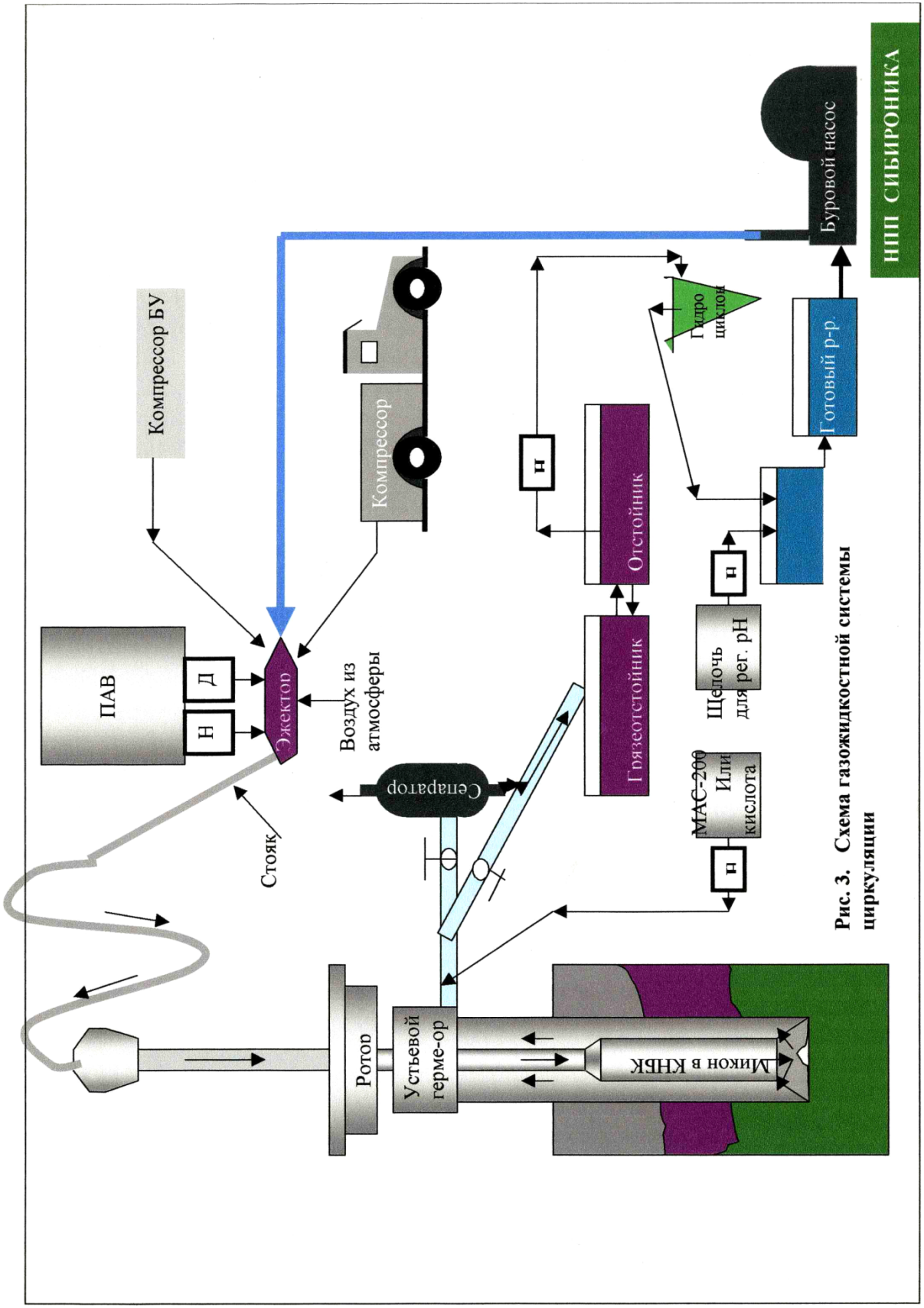
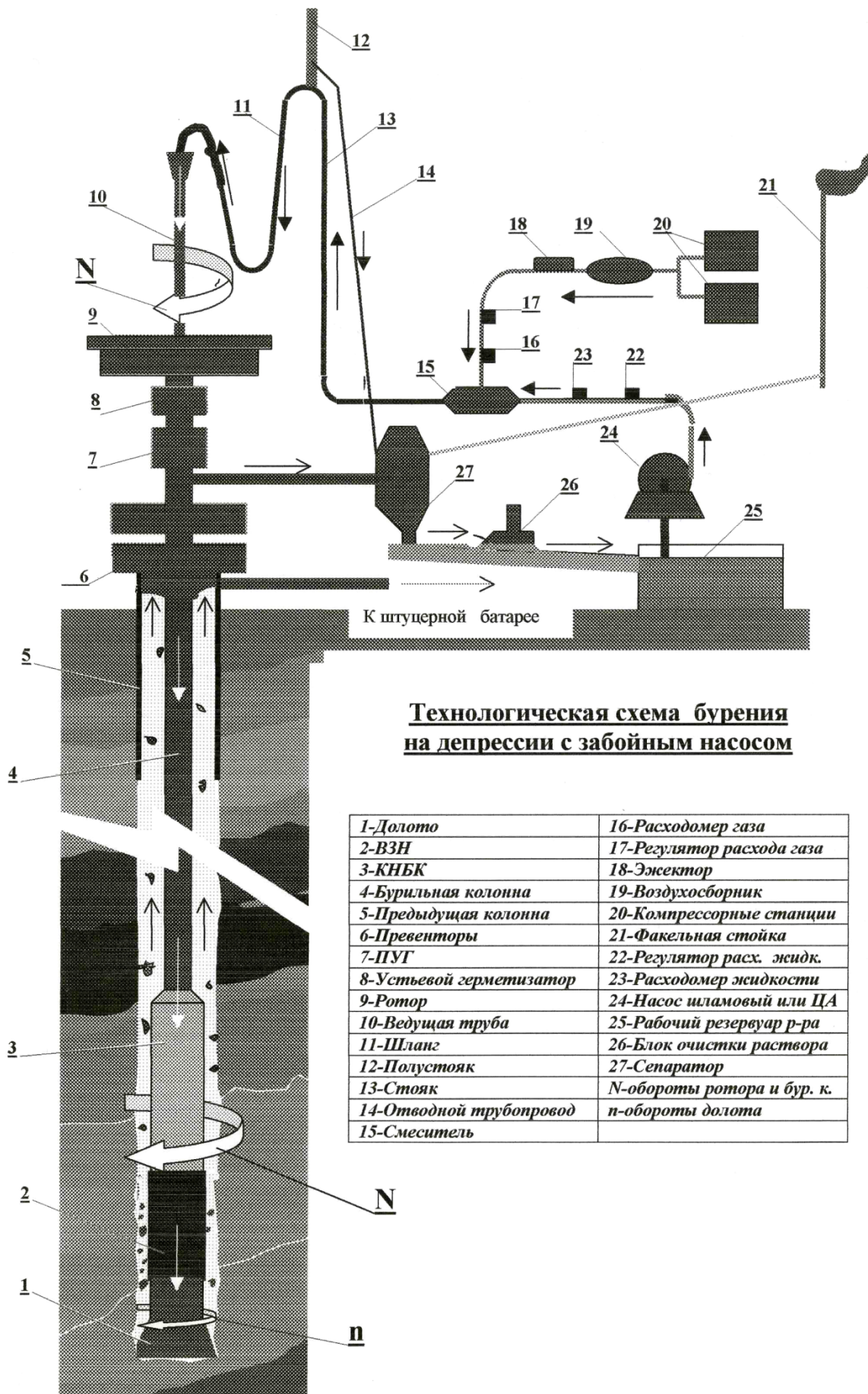


Рис. 3. Схема газожидкостной системы циркуляции



Технологическая схема бурения на депрессии с забойным насосом

1-Долото	16-Расходомер газа
2-ВЗН	17-Регулятор расхода газа
3-КНБК	18-Эжектор
4-Бурильная колонна	19-Воздухосборник
5-Предыдущая колонна	20-Компрессорные станции
6-Превенторы	21-Факельная стойка
7-ПУГ	22-Регулятор расх. жидк.
8-Устьевой герметизатор	23-Расходомер жидкости
9-Ротор	24-Насос иламовый или ЦА
10-Ведущая труба	25-Рабочий резервуар р-ра
11-Шланг	26-Блок очистки раствора
12-Полустояк	27-Сепаратор
13-Стойка	N-обороты ротора и бур. к.
14-Отводной трубопровод	n-обороты долота
15-Смеситель	