

Глава 6



ИЗОЛЯЦИЯ ПЛАСТОВ

В процессе сооружения высокодебитных скважин различного назначения повышаются требования к изоляции пластов. Проницаемые пласты сложены обычно трещиноватыми или обломочными породами, песками, цементирование которых традиционными методами затруднительно. В процессе бурения ствол скважины соединяет различные пласты, содержащие кондиционную воду и воду с повышенными концентрациями вредных элементов. Через скважину пласты сообщаются, что часто приводит к попаданию в чистый горизонт некондиционных примесей из соседних пластов и его загрязнению.

С целью устранения межпластовых перетоков предусматривается крепление скважины обсадными трубами с их последующим цементированием. Как показала практика, применение традиционных методов крепления скважин не обеспечивает надежного разобщения пластов для различных горно-геологических условий. Наибольшая опасность возникновения межпластовых перетоков характерна для высокодебитных скважин, вскрывающих наиболее обильные продуктивные интервалы пласта при минимуме кольматации.

Отсутствие удовлетворительной технологии разобщения пластов привело к загрязнению месторождений подземных вод и целых бассейнов, которые приурочены к промышленным регионам. Отличительная особенность настоящего момента – постоянно ускоряющиеся темпы загрязнения окружающей среды. Поэтому наиболее актуальные проблемы – разработка надежной техники и технологии разобщения пластов, крепление скважин, ликвидация межпластовых перетоков, оценка качества изоляции тампонируемых интервалов.

Вопросами технологии крепления скважин, изоляции горизонтов и ликвидации внутри- и окоскважинных перетоков занимались многие исследователи. Наиболее фундаментальные работы сводятся к усовершенствованию рецептур тампонажных растворов с целью придания им свойств наиболее герметичного

контакта с обсадными трубами и породой. Вопросам разработки рациональных схем крепления скважин и технологии изоляции пластов в различных горно-геологических условиях внимания почти не уделялось.

Применяемые традиционные методы цементирования через башмак с помощью разделительных пробок, через заливочные трубки и манжетное цементирование – единственные методы изоляции пластов. В неоднородных по фильтрационным свойствам разрезам и значительной протяженности интервала изоляции применение традиционных методов не обеспечивает положительного результата. Тампонажный раствор уходит в зоны повышенной проницаемости, исключая возможность надежного заполнения расчетного межтрубного зазора и его проникновения в породу с целью создания прочного контакта и исключения возникновения фильтрационных каналов и заколонных грифонов. Неравномерная изоляция скважины наблюдается в однородных по фильтрационным свойствам породах при существенной длине интервала тампонирувания.

Депрессия на пласт при цементации через башмак колонны увеличивается с глубиной скважины, что приводит к преобладающему поглощению раствора нижними интервалами пластов и некачественной изоляции верхних горизонтов друг от друга. Применение рекомендуемого для этих целей метода манжетного цементирования осложняется обычно неудовлетворительной изоляцией заколонного пространства скважины в открытом стволе, характеризующемся кавернозностью.

В интервалах скважины, характеризующихся изменчивостью фильтрационных свойств или значительной протяженностью, целесообразно использовать технологию избирательного или поинтервального тампонирувания. В некоторых случаях (например, при отсутствии кавернозности ствола и применении специального инструмента) избирательная изоляция интервалов может обеспечиваться при манжетном цементировании. На практике обеспечить надежную установку манжеты в открытом стволе сложно, а часто невозможно. При наличии каверн в стволе через манжету осуществляется переток раствора, что сводит к нулю преимущества этого метода. Кроме того, в процессе спуска целостность манжеты часто нарушается, что исключает возможность поинтервального и качественного тампонирувания заданного интервала.

Решение проблемы сохранения экологии подземных горизонтов и безаварийной проходки скважин вызывает необходимость применения новых нетрадиционных методов изоляции пластов. Проблему загрязнения подземных горизонтов условно можно подразделить на следующие этапы:

оценка экологической обстановки горизонтов, преимущественно вмещающих подземные воды, так как они в первую очередь подвержены необратимому загрязнению при бурении скважин на воду, нефть, газ и другие полезные ископаемые;

борьба с положениями промывочной жидкости при бурении по причине загрязнения горизонтов фильтратом и реагентами; надежная изоляция пластов специальными методами.

6.1. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД И ПИТЬЕВОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

В настоящее время более 75 % потребности в питьевой воде на территории быв. СССР удовлетворяется за счет запасов подземных вод. На открытии 4-й Международной конференции «Новые идеи в науках о Земле» В.П. Орлов акцентировал внимание на том, что в 3-м тысячелетии водоснабжение будет осуществляться из подземных питьевых источников. Ряд регионов России уже сейчас обеспечивается питьевой водой только из подземных источников. Роль подземных вод, по всей видимости, будет только возрастать, о чем свидетельствуют последние события на реке Дунай, приведшие к экологической катастрофе на территории ряда европейских государств. Самое опасное, что выявленные на данный момент масштабы загрязнения являются только «верхушкой» айсберга, основные последствия которого проявятся спустя определенное время и весьма существенно.

Наряду с серьезным подходом к загрязнению поверхностных вод, почв, атмосферного воздуха, экологическому состоянию подземных вод уделяется неоправданно малое значение. Это объясняется отсутствием комплексного эффективного подхода к оценке загрязнений, прогнозу, контролю элементарных параметров ареала распространения, большой растянутостью процесса во времени, влиянием целого ряда факторов, и, прежде всего, таких как эксплуатационные режимы отработки месторождений подземных вод.

Загрязнение подземных вод является одним из наиболее опасных процессов по своей необратимости для будущих поколений, так как проявляется не сразу, а по мере распространения от очагов загрязнения при эксплуатации месторождения.

Основная проблема экологии подземных вод заключается в том, что с определенной степенью точности выявить и контролировать процесс распространения загрязнения возможно только тогда, когда процесс становится неуправляемым и необратимым, а роль экологов сводится к констатации неутешительных факторов.

Подземные воды, имеющие стабильные запасы и представляющие интерес для организации питьевого водоснабжения, имеют пластовый характер и приурочены к породам определенного состава и геологического возраста. Преимущественно водоносные горизонты представлены песками различного гранулометрического состава, гравийно-галечниковыми отложениями, трещиноватыми известняками, простирающимися и распространяющимися на значительные площади, захватывающие не только территорию района или области, а зачастую выходят за их границы.

Другой важной особенностью подземных вод является ограниченность их запасов. Промышленные запасы обычно имеют 2–3 водоносных горизонта.

Первые от поверхности водоносные горизонты, вследствие наличия гидравлической связи с поверхностными водами, не имеют промышленных запасов и преимущественно загрязнены по целому ряду компонентов, по которым превышаются установленные нормы ПДК. Более глубокие горизонты не используются для питьевого водоснабжения по причине повышенной минерализации, или используются в ограниченном объеме как столовые или минеральные воды. Рассолы, залегающие еще глубже, находят ограниченное применение в лечебных целях.

Подземные воды пластового залегания, имеют хорошую гидравлическую связь и при наличии загрязнителя возможно его свободное распространение по площади в пределах радиуса влияния скважины. С увеличением интенсивности водозабора влияние скважины распространяется на все более отдаленные области за счет роста депрессионной воронки, скважины начинают взаимодействовать друг с другом. В связи с этим при попадании загрязнения в тот или иной интервал пласта, при эксплуатации, оно может распространяться неограниченно по пласту, захватывая все новые области. Если пласт не эксплуатируется, либо заданной зоны не достигла постоянно распространяющаяся по площади депрессионная воронка, очаг загрязнения может не давать о себе знать значительное время и быть законсервированным, выполняя функцию «мины замедленного действия».

Загрязнения в подземных водах могут распространяться не только по площади простираения пласта, но и проникать на другой горизонт. Такое загрязнение является прямым следствием воздействия человека на окружающую среду и передается преимущественно через скважину. При бурении скважин гидравлическая связь пластов проявляется в следующих основных случаях: вследствие некачественного цементирования обсадных колонн, соединяющих два и более горизонта; по причине старения

или размыва цементного камня со временем; из-за экономии обсадных труб, диаметра бурения и ряда других факторов. Массоперенос загрязнителя возможен и до момента установки обсадных труб и цементировочных работ в процессе бурения. Это относится, прежде всего, для разрезов, представленных водоносными комплексами с различными пластовыми давлениями. Например, имеют место внутрискважинные перетоки из напорного пласта в слабонапорный при бурении или остановке циркуляции.

Негативные явления загрязнения подземных вод дают о себе знать уже сейчас. В катастрофическом состоянии находится Московский артезианский бассейн. Если ранее питьевые воды добывали из трещиноватых известняков с глубин 70–80 м, затем 100–140 м, то теперь с 240–260 м. По пробуренным скважинам загрязнения распространяются с поверхности и вышележащих пластов на эксплуатируемый горизонт. При его загрязнении резерва больше нет, так как глубже залегают минерализованные воды, не пригодные к употреблению без предварительной очистки. В аналогичном бедственном состоянии находится большая часть артезианских бассейнов крупных городов и промышленных регионов России.

Аналогичную обеспокоенность относительно загрязнения бассейна подземных вод вызывает Ханты-Мансийский автономный округ, где за более чем 40 лет интенсивной промышленной эксплуатации ресурсов нанесен тяжелый ущерб окружающей среде. Это привело к процессам деградации экосистемы территории. Для обеспечения добычи 1 млн т нефти и 1 млрд м³ газа в сутки было пробурено более 60 тыс. эксплуатационных и более 100 тыс. геологоразведочных скважин, сооружено около 10 тыс. пусковых площадок, построено более 60 тыс. км внутри- и межпромысловых трубопроводов. Проложено около 9 тыс. км магистральных нефте- и газопроводов, построены десятки компрессорных станций.

Интенсивное техногенное воздействие на окружающую среду проявилось по всей территории деятельности нефтегазодобывающего округа и прочих промышленных объектов, трубопроводов, дорог, других коммуникаций, а также вследствие разработки месторождений карьерами, нарушения почвенно-растительного покрова.

Экологическое состояние территорий и его динамика зависят как от типа и интенсивности антропогенного воздействия, так и от естественных природных особенностей региона. Устойчивость геосистем к техногенному воздействию определяется скоростью протекания важнейших химических и биологических превращений, таких как: гидролиз, окисление, разложение, восстановление

ние, минерализация; а также интенсивностью выноса продуктов процесса техногенеза за пределы рассматриваемого региона.

Основным техногенным центром воздействия на экосистему в Ханты-Мансийском автономном округе являются разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа. Только в Нефтеюганском регионе эксплуатируются 27 месторождений. Источниками наиболее сильных поверхностных загрязнений и, как следствие, загрязнения месторождений подземных вод являются прорывы трубопроводов. Ежегодно происходит более 500 прорывов с зафиксированными экологическими последствиями.

Подавляющее большинство зафиксированных прорывов является следствием коррозии. Всего в результате прорывов трубопроводов на территории Нефтеюганского района разлито около 640 т нефти, площадь загрязнений превысила 13 га. На конец года было 380 нерекультивируемых шламовых амбаров, в которых содержалось порядка 52 т отходов бурения IV класса токсичности и 36 тыс. т нефтешламов III класса токсичности, 10 свалок отходов потребления и полигон утилизации бытовых отходов, на котором ежегодно захоранивается 70–80 тыс. м³ твердых бытовых отходов.

Особую опасность приобретает процесс загрязнения подземных вод с поверхностных очагов в регионах, характеризующихся высокопроницаемостью почвенных близлежащих к поверхности пород.

Загрязнение распространяется первоначально на поверхностные воды, а лишь затем через скважины на подземные водоносные горизонты. Для поверхностных вод региона характерны повышенное содержание гуминовых кислот, ионов аммония, железа, марганца, фенолов, а также пониженная минерализация и жесткость.

Водоемы региона подвергаются следующим антропогенным загрязнениям:

- нефтью и нефтепродуктами, поступающими в водоемы, и на площадь водосбора при авариях нефтепроводов, горении факелов, разливах содержимого шламовых амбаров;

- тяжелыми металлами, полиакрилатами и другими компонентами буровых растворов;

- минеральными солями, входящими в состав подземных вод, а также жидкой фазой буровых растворов.

По данным экспертизы от общего объема нефти, попадающей в водоемы, 53 % приходится на аварии трубопроводов, 35 % – на размывы шламовых амбаров, 9 % – на сточные воды предприятий, 2,5 % – на распыление частичек нефти при горении факелов и прочее. В реальных условиях колоссальное количество

нефтепродуктов смывается в водоемы внешними и паводочными водами с многочисленных участков рекультивируемых земель на водосборах, загрязненных нефтью в предыдущие годы.

Масштабы загрязнения поверхностных вод, а также верховодки, находящейся на первом от поверхности водоупоре, могут быть различными. Например в районе Ейска, Грозного и других промышленных районах на первом экране скопилось столько нефтепродуктов, что эти явления можно классифицировать как отдельное месторождение.

В местах, где поверхностные воды загрязнены, буровые скважины являются каналом для проникновения загрязнения вглубь водоносных комплексов и распространения вглубь пласта.

Распространение загрязнения через буровые скважины вглубь водоносных пластов является наиболее опасным и необратимым видом загрязнения, контролировать которое, оценивать размеры, прогнозировать развитие и бороться с которым чрезвычайно сложно. Загрязнения попадают в скважину не только при некачественном цементировании, но и нарушении герметизации обсадных колонн. Гидравлическая связь различных пластов имеет место при бурении под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну. При бурении возникают поглощение промывочной жидкости, кольматация околоскважинной зоны. Если промывочная жидкость обогащена загрязнителем, а она практически всегда его содержит, то он проникает вглубь пласта и оседает там с частицами шлама и глины. Особенно опасно загрязнение в слабонапорных водоносных пластах, где глубина проникновения раствора или его фильтра вглубь составляет десятки, а при наличии вблизи эксплуатационных скважин – сотни метров. Процессу загрязнения подземных вод способствуют практически всегда сооруженные вблизи разрабатываемых или разведываемых месторождений нефти и газа технические скважины на воду. Эксплуатация таких скважин связана с созданием депрессионной воронки, в которую естественным путем подсасываются загрязнители через бурящиеся или эксплуатируемые скважины на нефть и газ. Огромную роль в загрязнении подземных вод играют скважины, в которых либо неверно выбрана конструкция (без учета перекрытия и изоляции водоносных пластов), либо нарушена целостность обсадных колонн. Со временем, по ряду природных и технологических факторов, в цементном камне образуются открытые каналы или пустоты, по которым осуществляются перетоки из одного пропластка в другой, грифоны. Оценивать процесс загрязнения подземных вод через скважины традиционными методами сложно вследствие нестандартности ситуации и самого процесса. Возможность процесса оценки, кон-

троля, а следовательно, и управления загрязнением подземных вод осложняется изменчивостью и непостоянством данного явления во времени. Для начала эксплуатации даже при громадных очаговых распространениях загрязнителя превышения ПДК в подземных водах наблюдаться не будет. Только по мере эксплуатации при возникновении возмущений в пластах, движении потока и создании скоростей потока, реальных для массопереноса загрязнителя, процесс может контролироваться. Как правило, такой запоздалый контроль позволяет констатировать экологическую катастрофу, но не предотвратить, либо локализовать ее.

Для решения проблемы загрязнения подземных вод через скважины должен быть выбран комплексный подход, который применительно к природным условиям с учетом характера загрязняющего объекта, расположения и конструкции скважин, технологии цементирования и изоляции пластов, промывки скважин, фильтрационных свойств водоносных горизонтов и отделяющих их от поверхностных вод экранов или водоупоров позволил бы оценить характер проникновения загрязнителя в пласт. При этом необходимо в основу такого комплексного подхода взять аксиому о том, что ликвидировать загрязнения подземных вод, когда в пласте имеются зараженные области и очаги – нельзя. Их можно только предупредить. Только таким путем можно обеспечить последующие поколения чистой питьевой водой, а ресурсы для этого есть. Необходимо понимание сложности и важности данного процесса, его необратимости при допущении ошибок, промедлении, погоне за неоправданным увеличением показателей.

6.2. ОЧИСТНЫЕ АГЕНТЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН И ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Промывочная жидкость для бурения скважин должна обеспечивать безаварийную проходку скважины при максимально упрощенной конструкции скважины, гарантирующей надежное разобщение пластов и предотвращение экологического загрязнения горизонтов. В последнее время все большее развитие находят технологии бурения на сбалансированном давлении, которое регулируется удельным весом очистного агента и режимами промывки. Для пластов с аномально низкими пластовыми давлениями в качестве основы целесообразно принимать газожидкостные смеси и пены. С увеличением пластового давления плотность очистного агента должна увеличиваться. Баланс давления в

системе скважина – пласт позволяет минимизировать поглощения. Кроме того, необходимо создать определенное противодействие на пласт и кольматацию стенок в целях предотвращения их обрушения. Промывочная жидкость должна обладать следующими основными свойствами:

- обеспечивать достаточно надежную кольматацию горизонта в процессе бурения для снижения фильтрационного расхода и повышения устойчивости стенок скважин;

- не препятствовать быстрой и эффективной декольматации водоносного горизонта с целью получения достоверной геолого-гидрогеологической информации, позволяющей четко прогнозировать количество и качество отбираемого из скважины продуктивного раствора;

- содержать минимальное количество твердой фазы для уменьшения абразивного износа инструмента и улучшения буримости пород;

- обладать хорошими несущими свойствами для обеспечения эффективности выноса шлама с забоя и уменьшения осложнений в виде прихватов бурового инструмента;

- быть нетоксичной, экологически безопасной, дешевой и доступной для широкого применения.

Для проходки стволов скважин в условиях низких пластовых давлений в качестве базового очистного агента могут быть рекомендованы пены, а при повышенных – промывочные жидкости на полимерной основе.

6.2.1. ПЕНЫ И ГАЗОЖИДКОСТНЫЕ СМЕСИ

Бурение скважин в разрушенных и трещиноватых скальных породах связано со значительными сложностями:

- большие поглощения промывочной жидкости (вплоть до катастрофических) и связанные с этим значительные затраты на дополнительную доставку воды, химических реагентов, приготовление буровых растворов, проведение тампонажных работ, установку обсадных колонн и т.д.;

- размыв промывочной жидкостью слабых разностей пород, что затрудняет получение кондиционного выхода керна и ухудшает достоверность геологической информации;

- возникновение в процессе бурения скважин осложнений, связанных с размывом стенок скважин, кавернообразованием, накоплением на забое шлама, прихватами бурового снаряда и др.

Как показала практика работ, эти осложнения можно предотвратить применением в качестве циркулирующей среды газожид-

костных смесей (ГЖС), обладающих целым рядом преимуществ по сравнению с промывочными жидкостями:

значительно уменьшаются (вплоть до полной ликвидации) поглощения и связанные с этим затраты;

сокращаются загрязнение и кольматация водоносных горизонтов, что упрощает освоение скважин и повышает их дебиты;

уменьшаются загрязнение, размывание и растворение керна циркулирующим агентом;

устраняются размыв стенок скважин, образование каверн;

упрощаются конструкции скважин;

улучшается вынос шлама, сокращается аварийность, повышаются механическая скорость бурения и проходка на породоразрушающий инструмент.

Характеристика газожидкостных смесей

ГЖС являются дисперсными системами, состоящими из двух компонентов: газообразного и жидкого. В качестве газообразного в основном используется воздух, а жидкий компонент, как правило, представляет собой смесь воды и различных химических реагентов (поверхностно-активные вещества, ингибиторы, стабилизаторы и др.).

Одним из параметров, характеризующих качество ГЖС, является степень аэрации a , отражающая соотношение расходов газообразного Q_v и жидкого $Q_{ж}$ компонентов:

$$a = Q_v / Q_{ж}.$$

По этому критерию все ГЖС можно разделить на три основных вида:

туманы – двухкомпонентные системы, состоящие из воздуха (дисперсионная среда), в котором взвешены жидкие частицы с радиусом 3–10 мкм (дисперсная фаза). Плотность системы 0,018–0,12 г/см³, $a = 250 \div 3000$;

пены – ячеисто-пленочные многокомпонентные дисперсные системы, состоящие из жидкости (дисперсионная среда) и пузырьков воздуха (дисперсная фаза). Плотность системы 0,03–0,12 г/см³, $a = 50 \div 250$;

аэрированные жидкости – многокомпонентные низкоконцентрированные дисперсные системы, состоящие из жидкости (дисперсионная среда) и пузырьков воздуха (дисперсная фаза). Плотность системы 0,12–0,7 г/см³, $a = 5 \div 50$.

Из перечисленных трех видов ГЖС наибольший интерес вызывают пены, объединяющие положительные качества как туманов, так и аэрированных жидкостей и обладающие по сравнению

с ними рядом преимуществ, что подтверждается накопленным в различных организациях отрасли опытом применения пен в качестве циркулирующей среды при бурении скважин разного назначения.

Основные требования к пенам

Пены как циркулирующая среда при бурении и освоении скважин в сложных геологических условиях должны обладать:

- хорошей пенообразующей способностью;
- необходимой степенью аэрации;
- достаточной стабильностью, устойчивостью к воздействию различных внешних факторов в процессе циркуляции по скважине (характер бурового шлама, качество пластовых вод, режимы бурения и др.);
- необходимой устойчивой вязкостью;
- способностью эффективно выносить из скважины буровой шлам (несущая способность);
- достаточной механической прочностью;
- определенной кольматирующей способностью;
- способностью быстрого и полного гашения (разрушения) на выходе из скважины, т.е. выделения воздуха и очистки от шлама для повторного использования при работе по замкнутому циклу;
- нетоксичностью и экологической безопасностью.

Основные свойства пен

При приготовлении пен в качестве жидкости используют воду, а также различные суспензии и эмульсии, через которые пропускается сжатый воздух. В указанные жидкости добавляются поверхностно-активные вещества (ПАВ) – пенообразователи, в результате чего пены из свобододисперсных систем, когда происходит оседание или слияние дисперсной фазы, превращаются в связнодисперсные (структурированные): между частичками дисперсной фазы, а также пузырьками воздуха устанавливаются молекулярные связи и образуются пространственные структуры, обладающие определенной прочностью, упругостью, пластичностью и вязкостью, что приближает их к твердым телам в отличие от туманов (которые ближе к газам) и аэрированных растворов (которые ближе к жидкостям). Это придает пенам как циркулирующей среде целый ряд положительных свойств.

Вязкость. Пены имеют достаточно высокую вязкость благодаря наличию в них молекулярных сил сцепления, превращающих ГЖС в вязкопластичные системы. Вязкость пены зависит

также от вида и концентрации ПАВ в растворе, степени аэрации, наличия различных добавок (реагенты-стабилизаторы, понизители жесткости и др.).

Вязкость пен можно регулировать в довольно широких пределах, что крайне важно при бурении скважин в интервалах интенсивных поглощений.

Несущая способность. Пены обладают хорошей несущей способностью, чему способствуют:

наличие в системе достаточно прочных молекулярных связей, объединяющих частицы шлама и пузырьки воздуха в общую структурированную систему (эффект флотации шлама);

наличие в системе адсорбционных связей;

высокая вязкость и стабильность;

гидродинамические силы потока пен;

структурно-механические свойства, способствующие длительному сохранению потенциальной энергии сжатого воздуха, когда движение потока пен продолжается какое-то время и после отключения циркуляции, а частицы шлама удерживаются во взвешенном состоянии при остановках циркуляции. Поэтому пены являются достаточно эффективным средством очистки скважины от шлама и предупреждения прихватов бурового снаряда.

Плотность. Малая плотность пен обеспечивает значительное уменьшение гидростатического давления в скважине, что создает благоприятные условия как для эффективного разрушения пород, так и для качественного освоения водоносных горизонтов:

не происходит уплотнение шлама на забое;

резко снижается поступление в продуктивный пласт бурового шлама и других закупоривающих материалов, тем самым сохраняются естественные коллекторские свойства пород водоносных горизонтов.

Кроме того, значительно снижается поглощение промывочного агента в порово-трещиноватых интервалах.

Фильтрационный расход. Вышеперечисленные свойства пен позволяют значительно снизить их поглощение (фильтрационный расход) вплоть до полной его ликвидации. Этому же способствуют и определенные когматизирующие свойства пен за счет образования на стенках скважин, а также в порах и трещинах адсорбционных пленок, препятствующих непосредственному контакту жидкости с породой. Все это позволяет значительно сократить затраты на дополнительные приготовления и обработку очистного агента.

Водоотдача. Этот параметр очень незначителен в связи с малой плотностью пен, наличием в них молекулярных связей и практически не влияет на процесс бурения.

Назначение и характеристика ПАВ

ПАВ являются одним из основных компонентов, определяющих свойства пен.

Основные требования к ПАВ:

хорошая растворимость в воде, в том числе жесткой;
способность образовывать стабильную и устойчивую пену;
высокая активность (содержание достаточного количества активного вещества);
малая стоимость, недефицитность, нетоксичность и экологическая безопасность.

Назначение ПАВ:

стабилизация дисперсии газа в воде;
придание пенам необходимых структурно-механических свойств: вязкости, упругости, пластичности, прочности и устойчивости. Это достигается благодаря способности ПАВ адсорбироваться на поверхностях раздела фаз (вода – пузырьки воздуха, вода – частицы породы) с понижением поверхностного натяжения и образованием молекулярных связей внутри пен;
придание пенам моющих свойств, в результате чего они приобретают способность хорошо отмывать и удалять со стенок скважин остатки глинистой корки, ила и шлама (декольтирующие свойства пен);

придание пенам смазывающих свойств за счет способности адсорбироваться на стенках скважин, обсадных труб, буровом снаряде, что значительно улучшает условия его работы в скважине;

содействие снижению прочностных свойств пород за счет способности адсорбироваться на стенках микропор и микротрещин пород, образуя на их поверхностях адсорбционные пленки, препятствующие смыканию трещин.

Это позволяет увеличивать механические скорости бурения в твердых и крепких породах до 4–5 раз.

Характеристика ПАВ. По указанным свойствам ПАВ подразделяются на анионактивные, катионактивные и неионогенные в зависимости от того, какими частицами обуславливается их активность.

Как показывает практика, наиболее эффективными являются анионактивные и неионогенные ПАВ – сульфаты, сульфонаты, сульфонолы, мыла, пенол, ОП-1, ОП-7, ОП-10, привацел и другие, которые обеспечивают более высокую пенообразующую способность, механическую прочность и стабильность пен, их моющие свойства и др.

Кроме того, для повышения качества пен в них могут добав-

Таблица 6.1

| ПАВ | Внешний вид | Содержание активного вещества в продукте, % (по массе) |
|--------------------------------------|---|--|
| Паста ДНС-А (ТУ 6-14-113–75) | Желтая паста | 35 |
| ДР-РАС | Вязкая коричневая масса | 45 |
| Сульфонат | Чешуйки (или расплав) белого и светло-желтого цвета | 90 |
| Сульфонол (ТУ 6-01-1001–75) | Белый или светло-желтый порошок | 80 |
| Сульфонол НП-3 | Кремовый или светло-желтый порошок | 30 |
| Сульфонол | Густая однородная жидкость | 40–45 |
| ОП-10 | Светло-желтая (до коричневого) паста | 99 |
| Синтанол АПСЭ-12 (ТУ 6-14-19-473–83) | Белая или желтоватая паста | 99 |
| Пенол (ТУ 38-4.01109–83) | Вязкая коричневая жидкость | 50 |
| Пенообразователь ПО-6К | Темно-коричневая жидкость | 34 |
| Моноэтаноламиды СЖК | Светлая воскообразная масса | 85 |

ляться, кроме ПАВ, и другие реагенты, что особенно важно при бурении в сложных геологических условиях, когда к ГЖС предъявляются более жесткие требования:

стабилизаторы пен – гипан, КМЦ, ПАА, поливиниловый спирт и др.;

понижители жесткости (в случае приготовления ГЖС на жесткой воде) – кальцинированная сода, триполифосфат натрия и др.

Концентрация таких добавок в пенах – до 1,0 %.

Характеристика ПАВ, рекомендуемых к применению, приведена в табл. 6.1.

Рецептуру пенообразующего раствора выбирают в соответствии с характером разбуриваемых пород и гидрогеологическими условиями в скважине. В среднем концентрация ПАВ в растворе поддерживается в пределах 0,2–0,4 % (по активному веществу). При наличии водопроявлений она увеличивается до 0,6 %.

Необходимое количество ПАВ в зависимости от содержания в нем активного вещества для приготовления 1 м³ раствора заданной концентрации приведено в табл. 6.2.

Геолого-гидрогеологические условия применения пен. Пены благодаря особым специфическим свойствам находят широкое применение в самых различных геолого-гидрогеологических условиях.

Таблица 6.2

| Содержание активных веществ, % | Расход пенообразователя (в кг/м ³) при его концентрации в рабочем растворе, % | | | | | | | | | |
|--------------------------------|---|-----|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| | 0,05 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 0,8 | 1,0 | 1,2 | 1,5 | 2,0 |
| 20 | 2,5 | 5,0 | 10,0 | 15,0 | 25,0 | 40,0 | 50,0 | 60,0 | 75,0 | 100,0 |
| 30 | 1,7 | 3,3 | 6,7 | 10,0 | 16,7 | 26,7 | 33,3 | 40,0 | 50,0 | 66,7 |
| 40 | 1,3 | 2,5 | 5,0 | 7,5 | 12,5 | 20,0 | 25,0 | 30,0 | 37,5 | 50,0 |
| 50 | 1,0 | 2,0 | 4,0 | 6,0 | 10,0 | 16,0 | 20,0 | 24,0 | 30,0 | 40,0 |
| 60 | 0,8 | 1,7 | 3,3 | 5,0 | 8,3 | 13,3 | 16,7 | 20,0 | 25,0 | 33,3 |
| 70 | 0,7 | 1,4 | 2,9 | 4,5 | 7,1 | 11,4 | 14,3 | 17,1 | 21,4 | 28,6 |
| 80 | 0,6 | 1,3 | 2,5 | 3,8 | 6,3 | 10,0 | 12,5 | 15,0 | 18,8 | 25,0 |
| 90 | 0,6 | 1,1 | 2,2 | 3,3 | 5,6 | 8,9 | 11,1 | 13,3 | 16,7 | 22,2 |
| 100 | 0,5 | 1,0 | 2,0 | 3,0 | 5,0 | 8,0 | 10,0 | 12,0 | 15,0 | 20,0 |

Бурение скважин в сильнотрещиноватых скальных породах со значительным (до катастрофических) поглощением промывочной жидкости. Применение пен в этих условиях наиболее эффективно, поскольку позволяет полностью ликвидировать поглощения и связанные с этим осложнения, а также сократить расход воды и реагентов.

Бурение по скальным трещиноватым породам перемежающейся твердости.

Применение пен позволяет:

значительно сократить размыв слабых разностей пород, кавернообразование;

повысить устойчивость стенок скважин;

повысить эффективность выноса шлама вплоть до крупнообломочного материала.

Вскрытие водоносных горизонтов с небольшими водопритоками (до 3,0 л/мин) и слабо развитой сетью пор и трещин, когда применение промывочных жидкостей приводит к проникновению в пласт фильтра бурового раствора со шламом и закупориванию порового пространства.

Применение в этих условиях пен позволяет полностью сохранить естественные коллекторские свойства горных пород, их проницаемость, обеспечивая тем самым получение максимально возможных водопритоков, сокращение сроков освоения скважин, предупреждение возможных пропусков небольших водоносных горизонтов.

Бурение по твердым и крепким сухим и обводненным (с относительно небольшими водопритоками) породам.

В этих условиях применение пен позволяет значительно повысить механическую скорость бурения за счет:

улучшения условий работы бурового снаряда благодаря смазывающим свойствам пен;

предупреждения образования на забое плотных шламовых подушек, чему способствуют малые гидростатические давления пен;

более эффективной очистки забоя от шлама благодаря флотации шлама и хорошей несущей способности пен.

Организационно-технические условия

Для бурения с пенами применяются стандартные серийно выпускаемые буровые установки, оборудование и инструмент.

Приготовление пены, подача ее в скважину и гашение на выходе из скважины для повторного использования (работа по замкнутому циклу) проводятся с помощью специализированной установки – модуля пенообразующего передвижного (МПП). Модуль представляет собой агрегат, смонтированный на двухосном автоприцепе и включающий в себя следующие стандартные и нестандартные узлы:

дизель Д-21 для привода всех узлов модуля;

компрессор ВУ1,5/9-1450 для аэрации раствора ПАВ (производительность 1,5 м³/мин, давление 0,9 МПа);

насос НБ-1-25/16 для дозированной подачи раствора ПАВ в нагнетательную линию (подача 25 л/мин, максимальное давление 1,6 МПа);

емкость для приготовления раствора ПАВ (1,4 м³);

герметизатор устья для организации движения пены по замкнутому циклу;

пеногаситель термоциклонного типа для гашения пены, очистки ее от шлама и повторного использования раствора.

Принципиальная схема циркуляции пены по замкнутому циклу приведена на рис. 6.1 и осуществляется в следующем порядке:

приготовление в емкости 1 раствора ПАВ, концентрация которого обычно составляет 0,5–1,0 %;

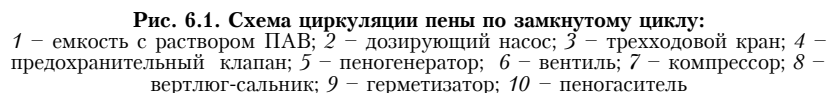
перемешивание раствора с помощью дозирующего насоса 2 при закрытой нагнетательной линии и открытой линии в емкость 1;

подача раствора ПАВ с помощью дозирующего насоса в пеногенератор 5 при открытой нагнетательной линии и закрытой линии в емкость;

включение компрессора 7 и подача воздуха в пеногенератор;

подача образующейся в пеногенераторе пены с помощью дозирующего насоса по нагнетательной линии в скважину;

поступление выходящего из скважин раствора через герметизатор устья 9 в пеногаситель 10 циклонного типа, где происходят



Непрерывный замкнутый процесс циркуляции пены исключает попадание ее в окружающую среду, что очень важно с точки зрения экологии.

Более подробно устройство модуля, конструкция его основных узлов и принцип работы изложены в «Инструкции по эксплуатации модуля пенообразующего передвижного МПП».

Продолжение углубки скважины до интервала, где возникнут условия и необходимость перехода на бурение с использованием ГЖС.

Установка на кондуктор герметизатора устья, обвязка его с системой модуля и переход на бурение с подачей ГЖС по вышеописанной схеме.

При этом необходимо учитывать следующие основные факторы:

свойства ГЖС; они выбираются исходя из фактических геолого-гидрогеологических условий бурения, состояния скважины, поставленных задач;

рекомендуемые режимы работы дозирующего насоса и компрессора: подача насоса 3,0–5,0 л/мин при давлении 0,3–0,4 МПа, производительность компрессора 1,5–3,0 м/мин при давлении 0,25–0,3 МПа;

параметры технологического режима бурения; частота вращения бурового снаряда и осевая нагрузка устанавливаются практически такими же, как и при бурении с промывкой;

конструкция бурового снаряда; так как пены обладают структурно-механическими свойствами, способствующими длительному сохранению потенциальной энергии сжатого воздуха, это может привести к значительным выбросам пены через буровой снаряд во время его наращивания или проведения спускоподъемных операций, во избежание этого над колонковой трубой или долотом устанавливается обратный клапан;

наращивание бурового снаряда и проведение спускоподъемных операций, перед проведением которых необходимо отключить дозирующий насос и компрессор, а также перевести трехходовый кран на нагнетательной линии в положение «на выброс».

Возможные осложнения и мероприятия по их предупреждению

При обрушении стенок скважин и значительном шламообразовании в процессе бурения неустойчивых пород, признаком чего является резкое повышение давления в нагнетательной линии (до 0,6 МПа и более), рекомендуется применять модифицированные многокомпонентные пены, обработанные высокомолекулярными реагентами-стабилизаторами (гипан, КМЦ, ПАА и др.) в количестве 0,05–0,1 % (не более 1 % от массы раствора). Это позволяет стабилизировать стенки скважин от обрушения, повысить несущую способность пен, предупредить размыв слабых разностей пород и образование каверн.

Дополнительно, в качестве предупреждающей меры, рекомендуется провести расхаживание бурового снаряда и при восстановлении нормальной циркуляции пены осуществить промывку скважины от шлама без углубки в течение 10–15 мин.

При интенсивных поглощениях, при которых пена выходит с перерывами или не выходит совсем, необходимо увеличить концентрацию ПАВ в растворе до 3,0 %, а также добавить реагенты-

стабилизаторы до 1,0 % для повышения структурно-механических свойств раствора и его вязкости.

При больших водопроявлениях пена на поверхность не выходит, а разжижается и вместе с водой уходит в трещины пород.

При незначительных водопритоках на поверхность может выходить тонкая разжиженная пена. При этом необходимо:

увеличить подачу жидкой смеси до 7–10 л/мин;

увеличить расход воздуха до 6,0 м³/мин;

несколько увеличить концентрацию ПАВ и реагентов-стабилизаторов.

6.2.2. ВОДОГИПАНОВЫЕ РАСТВОРЫ (ПО А.Н. КОЛОМЕЙЦУ)

Водогипановые растворы (ВГР) представляют собой безглинистые растворы, содержащие до 5–6 % гипана, растворенного в технической воде.

Промышленностью выпускаются две разновидности гипана: гипан-1 и гипан-0,7.

Гипан-1 получают омылением полиакрилонитрила эквимолекулярным количеством каустика, гипан-0,7 – омылением 1 моля полиакрилонитрила 0,7 моля NaOH.

Гипан поставляется в виде 10%-ного водного раствора в бочках или цистернах. В связи с тем, что гипан-0,7 представляет собой более трудно растворимую жидкость и менее устойчивую к температурному режиму (пониженным температурам) и срокам хранения, в бурении в основном применяется гипан-1.

В последнее время стал выпускаться сухой гипан в виде зернистого порошка, упакованного в полиэтиленовые мешки.

Гипан хорошо растворяется в воде, удовлетворительно сохраняет свои свойства во времени, нетоксичен, дешев и доступен, придает водогипановым растворам необходимые технологические свойства: вязкость, несущую способность, кольматирующие свойства и др.

Вязкость раствора должна быть достаточно высокой для обеспечения эффективного выноса из скважины шлама и уменьшения поглощения промывочной жидкости (фильтрационного расхода). Вязкость ВГР зависит от содержания в нем гипана:

| | | | | | | | | | |
|---|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|
| Содержание гипана, %..... | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 10 | 20 | 30 |
| Вязкость при температуре воздуха 10 °С по прибору СПВ-5, с..... | 15 | 17 | 20 | 23 | 26 | 30 | 50 | 108 | 256 |

Вязкости ВГР выбирают в зависимости от геолого-гидрогеологических условий сооружения скважин и ее конструкции.

Таблица 6.3

| Содержание гипана, % | Вязкость ВГР по прибору СПВ-5, с | Температура замерзания ВГР, °С |
|----------------------|----------------------------------|--------------------------------|
| 0 | 15 | 0 |
| 1 | 17 | -1,5 |
| 2 | 20 | -2,5 |
| 3 | 23 | -3,5 |
| 4 | 26 | -4 |
| 5 | 30 | -4,5 |
| 10 | 50 | -6,5 |
| 20 | 108 | -7,8 |

При хранении жидкого гипана в течение 90–100 дней его вязкость снижается на 16–17 %. В этом случае эффективнее применять сухой гипан, обладающий большей устойчивостью как к температурному режиму, так и к срокам хранения. При понижении температуры от 0 до –30 °С вязкость ВГР уменьшается на 15–16 %.

Температура замерзания ВГР приведена в табл. 6.3.

Для работы в условиях более низких температур в водогипановый раствор рекомендуется вводить небольшое количество соли NaCl (4,5–6,0 %). В этом случае температура замерзания ВГР при содержании гипана 4–5 % снижается до –9 °С.

Несущая способность ВГР представляет собой отношение скорости оседания песчаных частиц различных фракций в воде к скорости оседания их в растворе. При изменении вязкости ВГР от 17 до 30 с, его несущая способность увеличивается от 3 до 14 раз.

При минимальной скорости восходящего потока промывочной жидкости 0,026 м/с, частоте вращения бурового снаряда 100 об/мин и вязкости ВГР 26 с с забоя скважины выносятся частицы шлама размером 1,5–2,0 мм.

В табл. 6.4 приведены значения несущей способности ВГР в зависимости от его вязкости.

Кольматирующие свойства. Опытными лабораторными и

Таблица 6.4

| Содержание гипана, % | Вязкость ВГР, с | Несущая способность ВГР для песчаных смесей различных фракций, мм | | | |
|----------------------|-----------------|---|----------|---------|---------|
| | | 0,25 | 0,25–0,5 | 0,5–1,0 | 1,0–2,0 |
| 0 | 15 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 1 | 117 | 2,45 | 2,61 | 3,35 | 3,68 |
| 2 | 20 | 3,94 | 4,33 | 3,94 | 4,84 |
| 3 | 23 | 6,5 | 6,17 | 5,58 | 6,09 |
| 4 | 26 | 9,5 | 10,0 | 9,57 | 8,75 |
| 5 | 30 | 14,7 | 15,3 | 13,4 | 12,73 |

стендовыми исследованиями, а также в производственных условиях установлено, что гипан активно реагирует с ионами поливалентных металлов. При фильтрации ВГР в пласт на контакте подземных вод происходит коагуляция гипана с образованием эластичного геля, механически закупоривающего поровые каналы разбуриваемых пород. При этом гель-коагулянт не проникает значительно вглубь песчаной стенки и не связан с породой никакой другой связью, кроме механической, в то же время закрепляет стенки скважин за счет образования достаточно прочной тонкой корки. Таким образом, коагуляция гипана является существенным фактором кольматации околоствольной зоны.

Другим существенным фактором, повышающим устойчивость стенок скважин, является механическая кольматация мелкими и тонкозернистыми частицами, содержащимися в ВГР. Глубина проникновения этих частиц вглубь пласта с увеличением вязкости раствора уменьшается.

Особенность кольматирующих свойств ВГР заключается в том, что при соблюдении технологии бурения, промывки и прокачки скважин, пройденных с ВГР, декольматация их происходит быстро и эффективно. При этом декольматацию необходимо проводить в течение первых 2–3 ч после окончания бурения. В этом случае полученные удельные дебиты скважин, водоносные горизонты в которых вскрыты с прямой промывкой ВГР того же порядка, что и удельные дебиты скважин, пробуренных с прямой промывкой водой или ударно-канатным способом.

Фильтрационный расход. Одним из основных условий успешного безаварийного бурения скважин в песчано-гравийных отложениях является избыточное гидростатическое давление и связанный с ним фильтрационный расход для обеспечения устойчивости стенок скважин. Кроме того, фильтрационный расход зависит от степени кольматации пласта и вязкости раствора. Поскольку ВГР обладает хорошими кольматирующими свойствами и значительной вязкостью, его фильтрационный расход при бурении в рыхлых песчаных породах существенно снижается по сравнению с водой:

| | | | | | |
|--|-----|-----|-----|------|------|
| Условная вязкость ВГР, с..... | 17 | 20 | 23 | 26 | 30 |
| Ориентировочное снижение фильтрационного расхода ВГР по сравнению с водой, раз | 2,0 | 5,0 | 7,5 | 10,0 | 14,0 |

Ориентировочный расход ВГР указан в табл. 6.5.

Практически при бурении скважин с промывкой ВГР обеспечивается устойчивость песчаных стенок при положении статиче-

Таблица 6.5

| Коэффициент фильтрации K_f , м/сут | Условная вязкость (в с) при бурении скважин диамет- ром, мм | | Расход ВГР (в м ³) на 1 м уг- лубки при бурении скважин диаметром, мм | |
|--|---|-----------|---|-----------|
| | до 190 | более 190 | До 190 | Более 190 |
| Менее 5 | 20–21 | 2–23 | 0,02 | 0,03 |
| 5–10 | 22–24 | 24–26 | 0,03 | 0,04 |
| 10–20 | 24–26 | 27–29 | 0,04 | 0,05 |
| Более 20 | 27–29 | 28–30 | 0,05 | 0,1 |

ского уровня водоносного горизонта на глубине 0,1–3,0 м и выше.

Геолого-гидрогеологические условия применения ВГР

ВГР в настоящее время находит широкое применение при сооружении скважин на воду в рыхлых песчаных и песчано-гравийных отложениях благодаря его положительным технологическим и другим свойствам: хорошая кольматация водоносных горизонтов, повышенная устойчивость стенок скважин, снижение фильтрационного расхода, улучшение выноса шлама, обеспечение быстрой декольматации горизонтов, дешевизна, недефицитность, химическая и бактериологическая безопасность.

Представляется целесообразным использовать ВГР и при скважинном подземном выщелачивании.

Указанные технологические свойства определяют условия его применения:

коэффициент фильтрации водовмещающих пород K_f до 35 м/сут;

статический уровень водоносного горизонта 1–5 м и более;
диаметр скважин до 450 мм.

ВГР также рекомендуется применять для вскрытия маловодообильных горизонтов, залегающих под толщами глинистых пород или среди них. При вскрытии этих горизонтов с промывкой технической водой происходит интенсивное образование естественных глинистых растворов, кольматирующих водоносные горизонты, а при вскрытии с промывкой ВГР явления кольматации существенно меньше в связи с ингибирующими свойствами гипана по отношению к глинистому шламу. При этом необходимо строго соблюдать технологические рекомендации по применению ВГР для вскрытия водоносных горизонтов в многослойных толщах.

Ориентировочные исходные параметры ВГР приведены в табл. 6.6.

Таблица 6.6

| Порода | Коэффициент фильтрации, м/сут | Диаметр скважины, мм | Статический уровень водоносного горизонта, м | Рекомендуемые параметры | |
|--|-------------------------------|----------------------|--|-------------------------|-----------------|
| | | | | Вязкость ВГР, с | Концентрация, % |
| Пески мелкозернистые, разнотернистые | До 5 | До 151 | До 10 | 19–20 | 2,0 |
| | | Более 151 | Более 10 | 20–21 | 2,2 |
| | | | До 10 | 21–22 | 2,7 |
| | | | Более 10 | 22–23 | 3,0 |
| Пески среднезернистые, крупнозернистые | 5–15 | До 190 | До 10 | 21–23 | 3,0 |
| | | Более 190 | Более 10 | 23–24 | 3,2 |
| | | | До 10 | 24–25 | 3,5 |
| | | | Более 10 | 25–26 | 4,0 |
| Пески крупнозернистые, гравелистые | 15–25 | До 190 | До 10 | 24–26 | 4,0 |
| | | Более 190 | Более 10 | 25–27 | 4,2 |
| | | | До 10 | 26–28 | 4,5 |
| | | | Более 10 | 27–28 | 4,7 |
| Песчано-гравелистая порода с галькой | Более 25 | До 190 | До 10 | 27–29 | 4,7 |
| | | Более 190 | Более 10 | 28–30 | 5,0 |
| | | | До 10 | 28–30 | 5,0 |
| | | | Более 10 | 28–32 | 5,55 |

В процессе бурения проводится корректировка параметров в зависимости от конкретных геолого-гидрогеологических условий.

Организационно-технические условия

При бурении с прямой промывкой ВГР необходимо обеспечить достаточно надежное снабжение скважин водой и реагентами, заранее сделав необходимые расчеты в соответствии с рекомендациями (см. табл. 6.5). Следует иметь в виду, что при повышении частоты вращения бурового инструмента от 110 до 190 об/мин расход ВГР на 1 м бурения возрастает до двух раз и более. При остановках процесса бурения фильтрационный расход ВГР снижается в 2–3 раза.

При значительных глубинах скважин (более 50 м) и их диаметрах (свыше 190 мм) на буровых подготавливается не менее двух отстойников объемом 6–8 м³ каждый, а также устраивается желобная система глубиной до 0,5 м для эффективной очистки от шлама выходящей из скважины промывочной жидкости. Кроме того, необходимо обеспечить каждую буровую емкость объемом 1–3,5 м³.

Способы приготовления ВГР. Наиболее удобный способ – в глиномешалке; время приготовления ВГР на основе жидкого гипана 5–10 мин (зимой до 15 мин), на основе сухого – до полного растворения твердой фазы. Рекомендуется предварительно замочить сухой гипан в воде в течение 2–3 ч в емкости до получения сметанообразного раствора, что значительно улучшит качество получаемого в дальнейшем ВГР.

При отсутствии глиномешалки возможно приготовление ВГР в гидросмесителе (на основе жидкого гипана), в том числе и в холодное время с применением повторного перемешивания.

Способ приготовления ВГР с помощью бурового насоса заключается в следующем:

жидкий гипан подливают тонкой струйкой или под сильную струю воды, истекающую из нагнетательного шланга насоса, или на несколько приподнятый хвосток насоса, пропуская ВГР через насос и снова в емкость;

сухой гипан после предварительной замочки также многократно перекачивают буровым насосом в емкости до полного растворения гипана и получения однородного ВГР.

В зимних условиях, когда налив гипана из бочки затруднен, для его разогрева можно рекомендовать применение стержневых нагревателей типа ТЭНов напряжением до 36 В, вставляемых в горловину бочки.

Технологические особенности вскрытия водоносных горизонтов с промывкой ВГР

При глубинах скважин до 50 м и диаметрах бурения до 190 мм забуривание скважин можно производить с промывкой ВГР. Причем при значительных мощностях необводненных песков (более 15–20 м) вязкость ВГР нужно принимать на 3–4 с выше рекомендуемой, так как в сухих песках фильтрационный расход выше, а устойчивость стенок ниже, чем в обводненных.

При глубинах скважин более 50–60 м, диаметрах бурения свыше 190 мм и глубине статического уровня свыше 20 м бурение до кровли водоносного горизонта рекомендуется осуществлять с промывкой глинистым раствором нормальных параметров с последующим перекрытием этого интервала обсадной колонной.

Особое внимание следует уделять контролю параметров ВГР (вязкости и плотности) и фильтрационного расхода. Значительное повышение вязкости ВГР свидетельствует об излишнем обогащении его глинистыми частицами разбуриваемых пород и необходимости замены раствора. Значительное повышение плотности ВГР при небольшом увеличении вязкости указывает на переобогащение раствора песчаным шламом. В этом случае необходимо также заменить ВГР и провести тщательную промывку скважины до полного удаления шлама.

При бурении с отбором керна вязкость ВГР следует повысить на 1–3 с против рекомендуемой.

Частота вращения бурового снаряда: 300–320 об/мин при

диаметре бурения до 152 мм, 180–200 об/мин при диаметре 152–243 мм, 100–120 об/мин при диаметре свыше 243 мм.

Оптимальная скорость проведения спускоподъемных операций 0,8–0,9 м/с. При большей скорости возможны местные перепады гидростатического давления (в результате возникновения эффекта «свабирования»), что может привести к обвалообразованию.

По окончании рейса перед подъемом и наращиванием инструмента необходимо провести тщательную промывку скважины от шлама в течение 5–10 мин.

Перед спуском фильтровых колонн также рекомендуется провести тщательную промывку скважин. Спуск колонны проводится плавно, без рывков. При недохождении фильтра до требуемой глубины из-за наличия в скважине шламовой пробки можно осуществить ее размыв через обратный клапан с насадкой, навинчиваемый на низ отстойника фильтровой колонны. При этом вокруг фильтра образуется обсыпка более крупнозернистым материалом, которым, как правило, представлена шламовая пробка, что способствует лучшему водоотбору из скважин при последующем проведении откачек.

Применение ВГР для вскрытия песчаных водоносных горизонтов в многослойных толщах

Нередко встречаются условия, когда водоносные горизонты залегают в многослойных толщах, представленных чередованием песков и слабосцементированных песчаников с глинистыми породами (глины, алевролиты, аргиллиты и др.) при незначительной мощности песков и песчаников и небольшой их водообильности.

Вскрытие и освоение таких водоносных горизонтов представляет особые трудности в связи с высокой степенью их колюматации естественным глинистым раствором и шламом глинистых пород.

Учитывая, что взаимодействие различных глинистых пород с полимерными реагентами различно, в частности неодинаково влияние полимерных реагентов на скорость диспергирования и набухания в растворе частиц глинистых пород, необходимо при применении ВГР в условиях многослойных толщ проводить лабораторные работы по установлению характера влияния гипана на скорость диспергирования и набухания в растворе частиц шлама разбуриваемых глинистых пород или глинопорошка и комовой глины, применяемых при приготовлении глинистого раствора.

С учетом ингибирующих свойств гипана в конкретных условиях в процессе вскрытия водоносного горизонта бурение осуществляется с циркуляцией ВГР по обычной схеме; при существенном повышении вязкости ВГР (на 25–30 % против исходной) производится его замена.

Поскольку гипан способствует усилению диспергирования и набухания глинистых частиц, вскрытие водоносного горизонта рекомендуется осуществлять с циркуляцией ВГР по схеме «на выброс» с приемом выходящей из скважины промывочной жидкости в оборудованную для этого дополнительную приемную емкость.

При незначительном повышении вязкости выходящего из скважины раствора его можно использовать повторно для бурения по водоносному горизонту. В противном случае он отводится в отстойник и в дальнейшем может быть использован для бурения по вскрышным породам на других скважинах.

По окончании установки фильтровой колонны в заданный интервал необходимо провести его промывку водой (от 2 до 24 ч):

- к верхней части фильтровой колонны присоединяется переходник, через который буровым насосом закачивается вода и промывается сетчатая часть фильтра;

- в фильтровую колонну опускается буровой снаряд, соединяется с обратным клапаном, через который закачивается вода и промывается зафильтровая зона. Продолжительность промывки принимается в зависимости от диаметра и глубины скважин. Затем производится прокачка скважины в течение, как правило, не более 2–3 ч.

Особые технологические требования при применении ВГР

Широкое применение ВГР позволило накопить богатый опыт и сформировать особые технологические требования к их использованию.

Необходимо тщательно следить, чтобы гипан растворялся полностью и не было нерастворенных сгустков его в растворе, особенно в зимнее время. Нерастворенные сгустки налипают на стенки скважин и поверхность фильтров, и удалить их довольно затруднительно.

Свойства ВГР должны постоянно контролироваться в зависимости от конкретных условий, что позволит избежать различных осложнений, получить достоверную геолого-гидрогеологическую информацию, исключить излишний расход гипана. Для этого на

каждой буровой установке необходимо иметь вискозиметр СПВ-5 и ареометр АГ-2.

Категорически запрещается введение в ВГР глинопорошка или комовой глины, так как это резко повышает степень кольматации водоносных горизонтов и снижает геологическую информативность скважин.

Необходимо знать, что при значительных перерывах между окончанием бурения с ВГР, посадкой фильтров и прокачкой (более 7–10 сут) гель-коагулянт (продукт взаимодействия гипана с полиэлектролитами) постепенно затвердевает и превращается в гель-камень, что может при последующем освоении скважин существенно препятствовать их декольматации.

Технико-экономическая оценка применения ВГР

Технико-экономическую эффективность вскрытия водоносных горизонтов с промывкой ВГР следует рассматривать в следующих аспектах:

- сокращение сроков сооружения и освоения скважин за счет снижения затрат времени на приготовление глинистого раствора и другие вспомогательные операции, уменьшение продолжительности работ по декольматации водоносных горизонтов и продолжительности опытно-фильтрационных работ, упрощение методики гидрогеологических работ;

- сокращение материальных и других затрат, транспортных расходов;

- получение высокой гидрогеологической информации, что дает возможность с достаточной достоверностью оценить ресурсы подземных вод, прогнозировать режим грунтовых вод при инженерно-мелиоративных съемках, давать точные рекомендации по выбору водоподъемных средств и др.;

- обеспечение достаточной надежности с точки зрения требований экологии.

Трехкомпонентные полимерные промывочные жидкости

В практике работ встречаются условия, где ВГР не всегда дает требуемые результаты (коэффициент фильтрации более 30–40 м/сут, глубина статического уровня менее 3,0 м, диаметр бурения 400–450 мм). Здесь необходимы более высокая вязкость раствора, его несущая способность и кольматирующие свойства при сохранении всех положительных качеств, присущих ВГР.

С этой целью были разработаны и успешно применены на практике трехкомпонентные полимерные жидкости на основе

гипана и карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) – водокарбоксиметилцеллюлозогипановый раствор (ВКГР).

Гипан подробно охарактеризован в предыдущих разделах. КМЦ представляет собой волокнистый белый порошок светло-серого, кремового цвета, получаемый путем взаимодействия щелочной целлюлозы с натриевой солью монохлоруксусной кислоты. Поставляется в бумажных мешках. Реагент эффективно повышает вязкость растворов. На мешках указывается марка КМЦ – от 250 и выше (чем выше марка КМЦ, тем больше вязкость ее водного раствора). Продукт очень гигроскопичен.

ВКГР обладает высокой вязкостью, которая может изменяться в широких пределах в зависимости от концентрации реагентов вплоть до состояния «не течет» (табл. 6.7).

При понижении температуры раствора от 17 до 5 °С его вязкость увеличивается в 1,5 раза.

Трехкомпонентные промывочные жидкости позволяют за счет более высокой вязкости по сравнению с ВГР, небольшого фильтрационного расхода, хороших кольматирующих свойств осуществлять успешное сооружение скважин в самых сложных геолого-гидрогеологических условиях, не снижая при этом ни геологическую информативность скважин, ни других достоинств ВГР. Основное требование – строго соблюдать технологические рекомендации.

В связи с тем, что сооружение скважин с промывкой трехкомпонентными промывочными жидкостями проводится в сложных геолого-гидрогеологических условиях, необходимо обеспечить надежное снабжение скважин водой и химреагентами, так как возникающие перебои в снабжении могут привести к серьезным осложнениям.

При приготовлении ВКГР в первую очередь готовят водный раствор КМЦ, для чего реагент тщательно размельчают и на 2–3 ч замачивают в теплой воде. Способы приготовления аналогичны описанным выше: в глиномешалке в течение 40–60 мин, гидросмесителе или с помощью бурового насоса. Расчетное ко-

Таблица 6.7

| Содержание гипана, % | Вязкость раствора (в с) при расходе КМЦ, % | | | |
|----------------------|--|------|-----|-----|
| | 0 | 0,25 | 1,0 | 1,5 |
| 0 | 15 | – | – | – |
| 1 | 17 | 21,5 | 34 | 65 |
| 2 | 20 | 25 | 41 | 77 |
| 3 | 23 | 29,5 | 47 | 90 |
| 4 | 26 | 33 | 50 | 105 |
| 5 | 30 | 40 | 66 | 122 |
| 6 | 35 | 45 | 78 | – |

личество гипана можно вводить в раствор КМЦ тонкой струйкой под струю жидкости из насадки бурового насоса, не ожидая полного растворения комков КМЦ (они растворятся в процессе дальнейшего перемешивания гипана в течение 10–15 мин).

При возникновении осложнений в процессе бурения скважин произвольное добавление реагентов в раствор не рекомендуется. Необходимо проверить параметры раствора и с помощью реагентов довести вязкость, водоотдачу и плотность до требуемых значений.

Особые технологические требования и технико-экономическая оценка применения ВКГР и ВГР аналогичны.

Кроме того, вышеописанные свойства ВКГР позволяют осуществлять бурение скважин на форсированных режимах (частота вращения бурового снаряда 180–320 об/мин) при диаметре породоразрушающего инструмента более 400 мм, статических уровнях жидкости в скважинах вплоть до устья и выше (+1,5 – +3,0 м), более крупных фракциях пород водоносных горизонтов (гравийно-галечные отложения). Основное правило такое же, как и для ВГР: четкий контроль за параметрами раствора и фильтрационным расходом.

6.2.3. ПОЛИМЕРНЫЕ ИНГИБИРУЮЩИЕ РАСТВОРЫ (ПО А.Д. ПОЛИКАРПОВУ И А.Н. АНАНЬЕВУ)

Технология первичного вскрытия пластов существенно влияет на последующую продуктивность скважин. В первую очередь, это связано с составом и свойствами бурового раствора, все компоненты которого участвуют в этом процессе.

Существует множество систем на нефтяной и водной основе, в разной степени решающих проблему качественного вскрытия продуктивных пластов.

Однако в последние годы на основе глубоких исследований и обширного международного опыта разработано семейство ингибирующих полимерных систем, обеспечивающих успешную проводку скважин с высокими технико-экономическими показателями работы долот и качественное вскрытие продуктивных пластов с сохранением естественной проницаемости на 80–90 %.

Этот раствор принципиально отличается от традиционных глинистых растворов по составу твердой фазы, составу фильтра и применяемым реагентам – регуляторам свойств бурового раствора.

Основой системы является биополимер, который при опти-

мальном содержании в растворе ($3-6 \text{ кг/м}^3$) создает псевдопластические структурно-механические свойства системы. Другие полисахаридные реагенты (крахмал, PAC-R/L), входящие в систему, регулируют водоотдачу и структурно-механические свойства.

Для качественного вскрытия продуктивных пластов в буровой раствор вводится мраморная крошка в количестве не менее 5 %, которая в сочетании с полисахаридными реагентами обеспечивает надежную кольматацию пристволенной зоны ствола и позволяет сохранить естественную проницаемость коллектора на 80–90 %.

Фильтрат раствора содержит хлористый калий, который необратимо подавляет процесс набухания глинистых частиц, находящихся в порах пласта.

Полисахаридные полимеры, присутствующие в фильтрате раствора, проникшего в пласт, довольно быстро разрушаются (2–3 недели), и в результате этого вязкость фильтрата снижается практически до вязкости воды. Кроме того, в фильтрате раствора содержится специальное поверхностно-активное вещество, которое эффективно гидрофобизирует стенки каналов пласта, повышая их проводимость по нефти.

При бурении происходит загрязнение этих растворов, поэтому важно знать содержание карбонатной части твердой фазы в целях определения необходимости дополнительных обработок раствора этим материалом или частичного освежения системы. Содержание карбонатного утяжелителя в твердой фазе свежеприготовленного раствора колеблется в пределах 92–95 % от общего содержания твердой фазы.

Независимо от степени загрязнения раствора выбуренной породой абсолютная концентрация карбоната кальция в этом растворе должна быть не ниже 50 кг/м^3 .

Проводились исследования по влиянию ингибирующих полимерных растворов различного состава на степень загрязнения продуктивных пластов в скважинах на шельфе Каспийского моря. Опыты велись на кернах, отобранных из нижнемеловых отложений в скв. 2 Широтной площади. Керна представляет собой песчаник проницаемостью 180–200 мД, его пористость 20 %, карбонатность 0–2 %. Глинистая составляющая керна содержит склонные к набуханию минералы в количестве ~30 %.

Исследования проводились на специальной установке, в кернадержателе которой помещались два одинаковых образца керна высотой по 20 мм каждый и диаметром 27 мм. Такой метод в определенной степени позволяет оценить эффект пристволенной кольматации пласта и ожидаемую продуктивность после перфо-

рации путем сравнения остаточной суммарной проницаемости с проницаемостью второго образца.

Опыты проводились при температуре 90 °С. Давление обжима образца составляло 12 МПа, перепад давления фильтрации растворов через керн 10 МПа.

Составы исследуемых растворов приведены в табл. 6.8. После приготовления все растворы термостатировались при температуре 90 °С в течение 6 ч.

Результаты опытов на кернах приведены в табл. 6.9.

Из этих данных видно, что полимерные ингибирующие растворы без твердой фазы (№ 1 и № 2) мало влияют на проницаемость кернов. В определенной степени эти растворы можно считать фильтрадами буровых растворов. Входящие в состав этих систем полимеры почти полностью вытесняются керосином, а ингибиторы глин (КСГ, гликоль) предупреждают их набухание, которое могло привести к существенному снижению проницаемости, так как содержание водочувствительных глин в исследуемых кернах достаточно высокое (~30 %).

Приведенные данные свидетельствуют о высокой эффективности мраморной крошки, которая надежно кольматирует первый образец (приствольную зону) и сохраняет достаточно высокую проницаемость последующих по глубине. При этом обнаружена очень низкая и затухающая скорость фильтрации через образец керна фильтрата исследуемых растворов.

Загрязнение ингибирующих полимерных растворов (№ 5 и № 6) несколько снижает эффективность систем с мраморной крошкой. Это может быть связано с малой глубиной исследуемых кернов (25–50 мм). Известно, что при более глубокой кольматации кернов (75–100 мм) эффект от применения мраморной крошки значительно выше.

Наиболее отрицательное воздействие на пласт оказывает полимерный ингибирующий глинистый раствор, не содержащий мраморной крошки (раствор № 7). Проницаемость этих образцов керна резко снижается. Более того, через керн фильтруется сам раствор, а не фильтрат, как в опытах с мраморной крошкой.

Влияние мраморной крошки как реагента, способствующего сохранению коллекторских свойств, наиболее наглядно видно на рис. 6.2.

Полученные результаты показывают весьма высокую эффективность нового направления в обеспечении качественного вскрытия продуктивных пластов – применение биополимерных систем с мраморной крошкой.

Стоимость биополимерной системы выше по сравнению со стоимостью обычных буровых растворов. Однако в силу указан-

Таблица 6.8

Состав и свойства полимерных буровых растворов, исследуемых на проницаемость пласта

| Номер п/п | Состав раствора, % | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|--------------------|---------------------------------|--------------|--------------|-----------|-----------|-----|------------------------------|--------------|-------|-----------------|--------------|-------------------------------|-----------|----------------|
| | NaOH | Na ₂ CO ₃ | Bara- zan | Dext- rid | PAC- R | PAC- L | KCl | Фор- миат- нат- рия | Гли- коль | ИКБАК | Ther- machek | Bara- nex | Май- копс- кая глина | ИККАРБ-75 | ИККАРБ- 150 |
| 1 | 0,1 | 0,1 | 0,4 | 1,2 | 0,2 | 0,2 | 5 | 5 | 5 | 0,1 | – | 1,0 | – | – | – |
| 2 | 0,1 | 0,1 | 0,4 | 1,2 | 0,2 | 0,2 | 5 | 5 | 5 | 0,1 | 1,5 | 1,0 | – | – | – |
| 3 | 0,1 | 0,1 | 0,4 | 1,2 | 0,2 | 0,2 | 10 | 5 | 5 | 0,1 | – | 1,0 | – | 5 | – |
| 4 | 0,1 | 0,1 | 0,4 | 1,2 | 0,2 | 0,2 | 10 | 5 | 5 | 0,1 | – | 1,0 | – | 5 | 5 |
| 5 | 0,1 | 0,1 | 0,4 | 1,2 | 0,2 | 0,2 | 10 | 5 | 5 | 0,1 | – | 1,0 | 10 | 5 | – |
| 6 | 0,1 | 0,1 | 0,4 | 1,2 | 0,2 | 0,2 | 10 | 5 | 5 | 0,1 | – | 1,0 | 10 | 5 | 5 |
| 7 | 0,1 | 0,1 | 0,4 | 1,2 | 0,2 | 0,2 | 10 | 5 | 5 | 0,1 | – | 1,0 | 10 | – | – |

Продолжение табл. 6.8

| Номер п/п | Температура прогрева, °C | Свойства раствора | | | | | | | | |
|-----------|-----------------------------|-------------------|------|--------|----------|---------------------------|---------|----------------------------|---------|------|
| | | ρ, г/см³ | T, c | Φ, см³ | СНС, дПа | η, сПз | τ₀, дПа | η, сПз | τ₀, дПа | рН |
| | | | | | | при темпера- туре 20 ° | | при темпера- туре 90 °C | | |
| 1 | 90 | 1,07 | 34 | 5,2 | 2/3 | 13 | 60 | 7 | 40 | 10,1 |
| 2 | 90 | 1,08 | 38 | 2,5 | 3/5 | 18 | 65 | 9 | 40 | 9,85 |
| 3 | 90 | 1,10 | 32 | 4,1 | 5/5 | 12 | 90 | 6 | 70 | 9,60 |
| 4 | 90 | 1,14 | 63 | 3,8 | 11/15 | 20 | 140 | 11 | 75 | 10 |
| 5 | 90 | 1,15 | 75 | 4,8 | 24/29 | 24 | 160 | 11 | 90 | 9,35 |
| 6 | 90 | 1,19 | 64 | 3,0 | 14/15 | 22 | 145 | 12 | 100 | 9,3 |
| 7 | 90 | 1,14 | 58 | 4,2 | 12/15 | 17 | 135 | 10 | 90 | 9,3 |

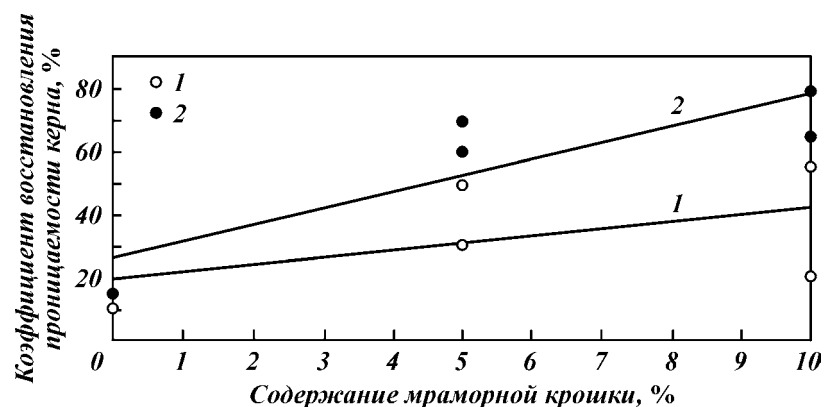


Рис. 6.2. Зависимость коэффициента восстановления проницаемости ядра от содержания мраморной крошки:
1 – суммарный с первым образцом; 2 – без первого образца

Таблица 6.9

Коэффициенты восстановления проницаемости кернов

| Номер п/п | Исследуемый раствор | Исходная проницаемость ядра по керосину, мД | Коэффициент восстановления проницаемости ядра, % | |
|-----------|---------------------|---|--|---------------------|
| | | | Суммарный с первым образцом | Без первого образца |
| 1 | Раствор № 1 | 200 | 95 | – |
| 2 | Раствор № 2 | 180 | 90 | – |
| 3 | Раствор № 3 | 190 | 50 | 70 |
| 4 | Раствор № 4 | 210 | 55 | 80 |
| 5 | Раствор № 5 | 200 | 30 | 60 |
| 6 | Раствор № 6 | 180 | 20 | 65 |
| 7 | Раствор № 7 | 200 | 10 | 15 |

ных достоинств эта система является эффективной, и в настоящее время в определенных условиях такой раствор не имеет альтернативы.

6.3. БОРЬБА С ПОГЛОЩЕНИЯМИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

При бурении скважин одним из самых распространенных геологических осложнений является поглощение промывочной жидкости. Удельный вес непроизводительных затрат времени и средств на предупреждение и борьбу с поглощениями в общем

балансе рабочего времени достаточно велик и составляет 20–30 %.

Наибольшие трудности в процессе проводки скважины вызывают полные потери циркуляции промывочной жидкости в пластах, имеющих большие трещины, пустоты и каверны.

Приведем некоторые известные классификации и методы профилактики и ликвидации поглощений промывочной жидкости (табл. 6.10–6.12).

Таблица 6.10

Классификация поглощений, методы профилактики и ликвидации поглощений промывочной жидкости (Б.Б. Кудряшов, А.М. Яковлев)

| Группа поглощения | Поглощение | | Мероприятия |
|-------------------|---|--------------------|--|
| | Удельные потери раствора, м ³ /ч | % от подачи насоса | |
| I | <0,1 | Умеренное <5 | Замена воды глинистым раствором, закачивание воды (раствора) в скважину до восстановления циркуляции Регулирование свойств раствора (снижение плотности, повышение динамической вязкости, увеличение водоотдачи); ограничение скорости спуска бурового инструмента, плавное восстановление циркуляции после остановки процесса промывки; ограничение предельно статического напряжения сдвига; применение растворов с недиспергированной твердой фазой, отверждаемых растворов; аэрация растворов, применение сжатого воздуха, пен |
| II | 0,1–0,2 | Частичное 5–30 | |
| III | 0,2–0,3 | Среднее 30–60 | Применение растворов с повышенными структурными свойствами, высокой водоотдачей, недиспергированной твердой фазой, аэрированных с наполнителями (волокнистыми, пластинчатыми, чешуйчатыми, зернистыми, гранулярными и т.п.); задавливание соляробентонитовых растворов; применение сжатого воздуха, пен, эжекторных и эрлифтных снарядов |
| IV | 0,3–0,4 | Полное 60–100 | Применение растворов с наполнителями, закачивание |

Продолжение табл. 6.10

| Группа поглощения | Поглощение | | Мероприятия |
|-------------------|---|--------------------------------|---|
| | Удельные потери раствора, м ³ /ч | % от подачи насоса | |
| V | >0,4 | Полное и катастрофическое >100 | гипсовых и цементно-гипсовых растворов, использование различных паст, БСС, затирка БСС в стенки скважины Задавливание различных паст, БСС с наполнителями и без них; тампонирующее, задавливание и затирка смесей различных вяжущих материалов (естественных и искусственных), доставляемых в зону поглощения в разрушаемых капсулах; смолизация; битумизация, торпедирование; замораживание; намывание песка; установка в скважине специальных эластичных оболочек (сетчатых или тканевых из синтетических материалов) с последующим цементированием; установка труб «впотай», обход осложненной зоны новым стволом скважины; бурение скважины без выхода промывочной жидкости на поверхность и др. |

Таблица 6.11

Классификация зон поглощения по ТатНИИ

| Категория скважин | Удельное поглощение, м ³ /ч м | Рекомендации о ликвидации поглощения | Расход тампонирующего материала, кг/м | Количество тампонажей |
|-------------------|---|--|---------------------------------------|---|
| 1 | ≤1 | Возможна замена промывки забоя естественными водными суспензиями на промывку буровым раствором удельного веса $\gamma = 1,12 \div 1,28$ гс/см ³ без проведения изоляционных работ | 6–8 10–12 28–35 | 1 1–2 |
| 2 | 1–3 | Применить быстросхватывающиеся гипсоцементные, полимергипсовые смеси или раствор тампонажного цемента с добавлением 5–8 % хлористого кальция от веса цемента или другие ускорители | | Если после 3–4 заливок интенсивность поглощения не снижается, то рекомендуется поглощающие пластины перекрывать обсадной колонной |

Продолжение табл. 6.11

| Категория скважин | Удельное поглощение, $\frac{\text{м}^3/\text{ч}}{\text{м}}$ | Рекомендации о ликвидации поглощения | Рахсод таъминкунии материал, кг/м | Количество тампонажей |
|-------------------|---|--|-----------------------------------|---|
| 3 4 | 3-6 7-10 | То же Снизить удельное поглощение до $q_5 = 3 \div 5 \frac{\text{м}^3/\text{ч}}{\text{м}}$ намывом наполнителей в зону поглощения. Изоляция производится с установкой пакера над зоной поглощения на 30-50 м Применяются: гипсцементные смеси (50 % цемента и 50 % строительного или высокопрочного гипса с добавлением в воду затворения замедлителей сроков схватывания); полимергипсовые смеси; на основе полимерных материалов; смесь, состоящая из равных объемов гипса и минерализованного глинистого раствора (10-15 % CaCl_2) с добавлением наполнителей; смеси на основе тампонажного цемента с добавлением 6-8 % хлористого кальция или других ускорителей, а также солярогипсобентонитовые и солярогипсобентонитовые смеси | 6-8 10-12 28-35 | 1 1-2 Если после 3-4 заливок интенсивность поглощения не снижается, то рекомендуются поглощающие пластины перекрывать обсадной колонной |
| | >10 | Снизить интенсивность поглощения до 5-6 $\frac{\text{м}^3/\text{ч}}{\text{м}}$ намывом наполнителей слоями: щебень, гравий, песок, кордное волокно, песок, древесные опилки, хлопковая лузга Целесообразно применять при намыве одновременно волокнистые, хлопьевидные и гранулярные наполнители БСС те же, что и категории 4 | | |

Таблица 6.12

Классификация поглощающих горизонтов по УФНИИ

| Коэффициент удельной установившейся продуктивности (удельное поглощение) q_1 , л/(с·м ²) при $\Delta p = 1$ кгс/см ² | Способ ликвидации поглощения | Объем смеси на 1 м ² начальной поверхности фильтрации a_5 , л/м ² |
|---|---|---|
| ≤0,3 | Переход на глинистый раствор | — |
| 0,3–1 | Заливка зоны поглощения цементным, гипсовым раствором | 50–100 |
| 1–5 | Заливка зоны поглощения гипсовым, цементным раствором максимальной возможной консистенции | 100–500 |
| 5–10 | Заливка зоны поглощения густыми облегченными перлит-гипсовыми, перлит-цементными смесями с волокнистыми наполнителями типа кордного волокна | 100–1000 |
| >10 | То же | >1000 |

Рассмотрим возможные пути борьбы с поглощениями промывочной жидкости, когда традиционные методы подбора рецептур очистного агента, в том числе газожидкостных смесей и пен, не позволяют добиться положительного результата. Прежде всего это следующие направления:

технологии с применением перекрывающих устройств, предотвращающих распространение тампонирующих смесей вглубь поглощающих каналов;

технологии перекрытия трещин и полостей с применением высокопрочных тканевых оболочек;

технологии ликвидации каверн и трещин с доставкой крупнокускового материала в зону поглощения;

технологии бурения скважин в условиях катастрофического поглощения без выхода промывочной жидкости на поверхность;

технологии изоляции зон поглощений «потайной» колонной.

Перед выбором конкретной технологии и технических средств проходки зон интенсивного поглощения промывочной жидкости следует провести типизацию горно-геологических факторов конкретного ответа (табл. 6.13).

Для восстановления циркуляции в пластах, имеющих большие трещины, пустоты и каверны, могут быть использованы перекрывающие устройства удерживающие цементный раствор в зоне циркуляции до его затворения.

Приспособление для перекрытия трещин (рис. 6.3) состоит из колоколовидной цилиндрической стальной защитной трубы 1, внутри которой расположены верхний 2 и нижний 12 уплотняю-

Таблица 6.13

Типизация горно-геологических факторов района работ

| Номер п/п | Горно-геологические факторы | Характеристика горно-геологических факторов | Основные причины и виды осложнений | | |
|--------------|--|--|--|---|--|
| | | | Поглощения промывочной жидкости | Устойчивость стенок скважин | Прочее |
| 1 | Геологическая характеристика пород, тип коллектора | 1. Рыхлые песчаные, песчано-гравийные, гравийно-щебнистые отложения, супеси, суглинки с дресвой и щебнем | Степень поглощения зависит от гранулометрического состава фракций, наличия глинистой составляющей, количества и мощности прослоев и линз глин Частичное – до 1–5 м ³ /ч; сильное – до 5–10 м ³ /ч | Неустойчивые: из-за горного давления пород, недостаточного гидростатического давления промывочной жидкости, увлажнения пород фильтратом, набухания и снижения прочности глинистых пород | Образование сальников: прихваты бурового снаряда, скапливание шлама на забое, применение растворов с большой водоотдачей и образование на стенках скважины толстой глинистой корки |
| 2 | | 2. Разрушенные трещиноватые, кавернозные и закарстованные скальные породы | Степень поглощения зависит от характера трещиноватости, кавернозности, размеров полостей, наличия и состава заполнителя. Полное – до 15 м ³ /ч; катастрофическое – 15–20 м ³ /ч и более | Неустойчивые: из-за горного давления вышележащих пород, сильной трещиноватости | Кавернообразование, вывалы кусков породы, прихваты бурового снаряда |
| | Гидродинамические параметры пластов | Наличие водоносных горизонтов в различных типах коллекторов с разной степенью обводненности (дебиты водоносных горизонтов) | | Обрушение стенок скважин из-за некачественной промывочной жидкости и возникающих при этом водопроявлений | Водопроявления: недостаточное противодавление столба жидкости в скважине, высокая проницаемость пород |

| | | | | | |
|---|------------------------------------|---|--|---|--|
| 3 | Взаимодействие пластов | Наличие водоносных горизонтов с различными пьезометрическими уровнями | Возникновение поглощений при вскрытии нижележащих водоносных горизонтов и взаимодействии их с вышележащими | Обрушение стенок скважин из-за некачественной промывочной жидкости и возникающих при этом сообщений водоносных горизонтов | Внутрискважинные перетоки из водоносных горизонтов с более высоким гидростатическим давлением в слон с более низким давлением |
| 4 | Механические свойства горных пород | Сыпучие, плавучие, неустойчивые, пластичные, легкоразрушаемые породы | Возникновение поглощений при обрушении стенок скважин | Обрушение стенок скважин из-за некачественной промывочной жидкости и высоких скоростей спускоподъемных операций | Набухание, снижение прочности глинистых пород, ползучесть породы и сужение ствола скважин, затяжки и прихваты бурового инструмента |
| 5 | Структурные свойства горных пород | Слоистые, трещиноватые, пористые, кавернозные, закарстованные породы | Мощные поглощения промывочной жидкости: от полных до катастрофических | Обвалы стенок скважин. Вывалы кусков породы | Кавернообразование и обильный вынос породы, непрохождение бурового снаряда до забоя, прихваты снаряда |

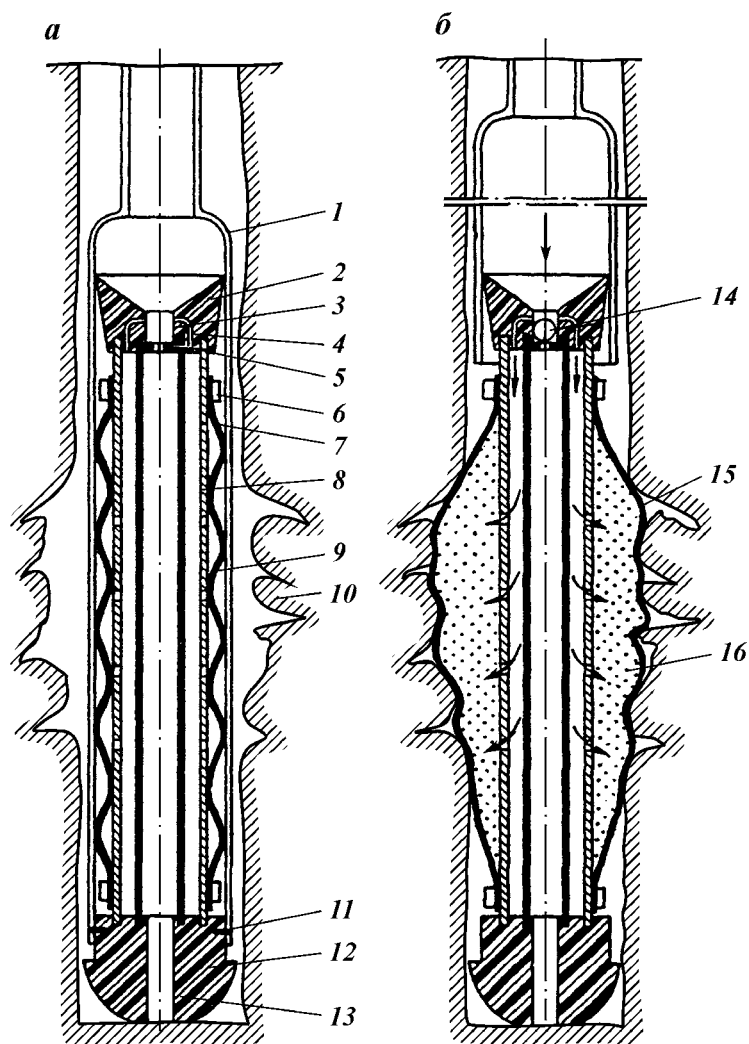


Рис. 6.3. Приспособление для перекрытия трещин:
a – исходное положение приспособления; *б* – рабочее положение в зоне поглощения; 1 – защитная труба; 2 – верхний уплотняющий элемент; 3, 13 – центральные отверстия пробки; 4 – канал; 5 – кольцо; 6 – муфта; 7 – центральная трубка; 8 – перфорированная трубка; 9 – эластичный мешок; 10 – поглощающий пласт; 11 – срезаемые штифты; 12 – нижняя уплотняющая сферическая пробка; 14 – шар; 15 – мешок в растянутом положении; 16 – тампонирующая смесь

щие элементы, изготовленные на смеси цемента, резины и волокна. Верхняя и нижняя пробки имеют центральные отверстия для прохода жидкости при спуске инструмента в скважину. Пробки соединены между собой трубками 7 и 8, выполненными из пластического материала. Снаружи трубки 8 расположен пластичный деформирующийся мешок, прикрепленный своими концами к верхней и нижней пробкам. Трубка 8 имеет ряд отверстий, через которые мешок присоединяется к защитной трубке при помощи срезаемых штифтов 11, верхняя пробка имеет коническое седло и ряд каналов 4, соединяющих центральное отверстие пробки с полостью между трубками 7 и 8, снизу пробка имеет кольцо, являющееся седлом для шара 14.

При спуске инструмента в скважину жидкость беспрепятственно проходит во внутрь колонны бурильных труб, через центральные отверстия.

Для установки данного приспособления забой скважины должен не более чем на 2–3 м быть ниже зоны поглощения. Если забой расположен значительно ниже, то устанавливается цементный мост.

После того, как инструмент спустят до необходимого интервала, и нижняя пробка упрется в забой скважины, на защитную трубу передают часть веса колонны бурильных труб, под действием которого разрушаются штифты. Затем инструмент поднимается, и защитная труба перемещается в верхнее положение, освобождая эластичный мешок.

Чтобы заполнить мешок тампонирующей смесью, в бурильные трубы опускается шар 14 и закачивается цементный раствор. Шар перекрывает центральный канал и направляет цементную смесь через каналы 4 в пространство между трубками 7 и 8, откуда она попадает в мешок, растягивая и прижимая его к стенкам скважины. Чтобы предотвратить обратное движение смеси из мешка в бурильные трубы, над отверстиями трубки 8 помещают клапаны створчатого типа.

Диаметр и длина мешка подбираются в зависимости от мощности и глубины каверны или трещины.

После окончания операции по цементированию трещины защитная труба извлекается на поверхность, а затвердевший цементный раствор и детали приспособления разбуриваются обычными долотами.

Известны перекрывающие устройства, которые спускаются в зону перекрытия поглощающих каналов вместе с тампонирующей смесью, которая выдавливается в скважину вместе с перекрывающей оболочкой. На рис. 6.4 показан тампонажный снаряд, в котором в качестве вяжущего вещества 8 исполь-

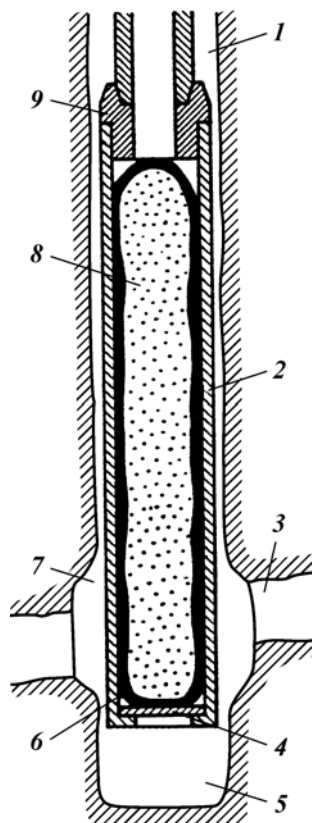


Рис. 6.4. Талональный снаряд:

1 – скважина; 2 – желонка; 3 – трещина;
4 – днище; 5 – забой; 6 – эластичная оболочка;
7 – расширенный участок ствола скважины;
8 – талонирующий материал;
9 – переводник

зуется синтетическая смола, помещенная в эластичную оболочку 6.

Перед спуском устройства участок ствола скважины 7 против изолируемой трещины 3 увеличивается в диаметре до необходимого размера. В желонку 2, закрытую снизу днищем 4, выполненным из разбуиваемого материала, закладывается эластичная оболочка с талонирующим материалом. Под действием давления промывочной жидкости, закачиваемой в буровые трубы, днище 4 разрушается, и оболочка выдавливается в скважину.

При подъеме буровых труб оболочка под действием тяжести содержимого разворачивается на забое и заполняет расширенный участок ствола, перекрывая поглощающие каналы. После затвердения вяжущего вещества образовавшаяся пробка разбуивается обычным способом.

Эффективно и быстро, с минимальными затратами средств можно перекрыть зону полного поглощения, представленную большими трещинами или кавернами, если использовать приспособление, показанное на рис. 6.5. Сущность способа изоляции с использованием этого приспособления состоит в том, что в скважине в интервале расположения трещин и каверн размещаются твердые тела различного размера для частичного перекрытия поглощающих каналов с последующим цементированием пространства между телами талонирующими смесями.

Если в процессе бурения скважины провал инструмента сопровождается потерей циркуляции промывочного раствора, то сразу же поднимают буровые трубы и в скважину на канате 1 (см. рис. 6.5, а) спускается контейнер 3, заполненный твердыми

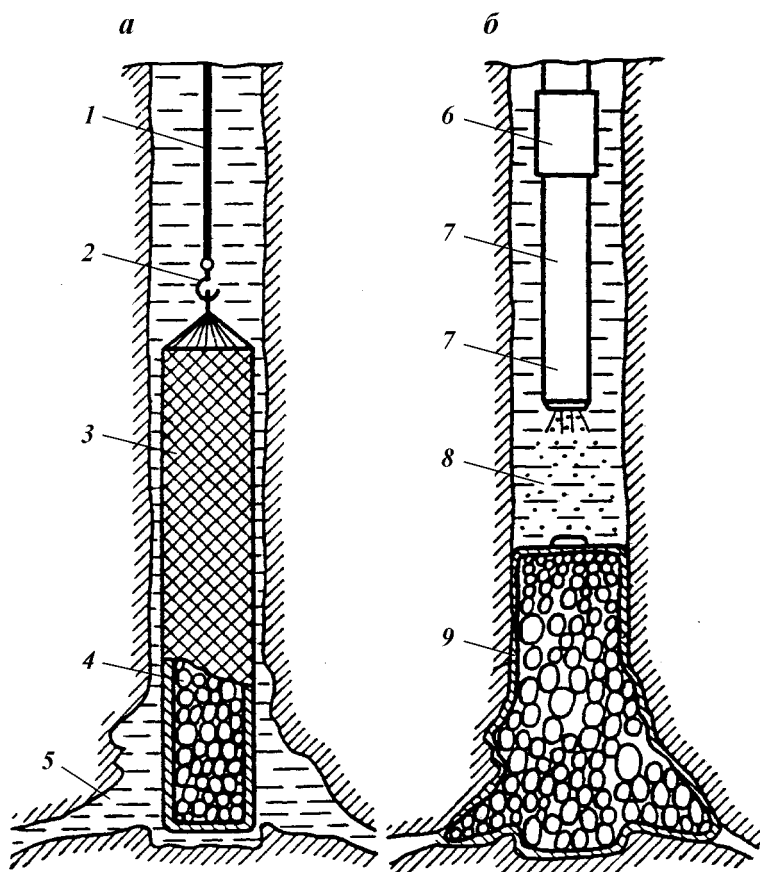


Рис. 6.5. Гибкий контейнер для перекрытия больших трещин:
а – исходное положение; *б* – контейнер на забое скважины; 1 – канат; 2 – крючок; 3 – гибкий пористый контейнер; 4 – твердые тела; 5 – трещина; 6 – наконечник буровой колонны; 7 – переводник; 8 – тампонирующая смесь; 9 – контейнер в растянутом положении

телами, имеющими преимущественно сферическую форму и отсортированными по размеру. Контейнер изготовлен из сетчатого материала, способного пропускать через себя тампонирующие растворы.

Когда контейнер достигает поглощающего интервала и свободно ложится на забой скважины, твердые частицы под собственным весом будут заполнять неровности и трещины ствола скважины, перекрывая частично пути ухода промывочной жид-

кости. Затем в скважину спускают бурильные трубы с наконечником 6, по которым закачивается соответствующий раствор, который проникает через контейнер и заполняет пространство между твердыми частицами, образуя после твердения монолитный барьер, полностью предотвращающий поглощение промывочной жидкости в скважине.

При разбуливании разрушается центральная часть пробки, а трещины остаются перекрытыми цементным камнем, что позволяет в дальнейшем бурить скважину без поглощений.

Если с помощью наполнителей можно изолировать трещины не более 6 мм, то с помощью перекрывающих устройств можно изолировать поглощающие участки, представленные большими кавернами, трещинами и высокопроницаемыми породами.

Однако в этом случае необходимо точно знать местоположение и мощность зоны поглощения, что требует дополнительных затрат времени и средств на проведение исследовательских работ.

Поэтому был предложен способ предотвращения потери циркуляции и водопроявления без тампонирования зоны осложнения (рис. 6.6).

На долото 5 и нижнюю часть инструмента надевается непроницаемая оболочка 3, длина которой должна быть в два раза больше мощности зоны поглощения. Верхний конец мешка герметично присоединен к колонне бурильных труб с помощью металлического или резинового зажима 2.

Бурильный инструмент с оболочкой спускается в скважину и по колонне труб закачивается глинистый раствор, который заполняет мешок и прижимает его к стенкам скважины. Бурение осуществляется через дно мешка, а существующий перепад давления между зоной поглощения и стволом скважины удерживает оболочку в необходимом положении. По всей длине мешка желательно располагать резиновые кольца или металлические зажимы, с тем, чтобы мешок плотно облегал колонну труб.

Диаметр мешка зависит от его качества. При использовании твердого материала диаметр мешка должен быть равен или несколько больше диаметра скважины в зоне поглощения. При использовании растягивающегося материала (например, резины) допускаются меньшие размеры. Глубина скважины ниже зоны поглощения не должна превышать половины мощности этой зоны.

Мешок может выполняться из брезента, нейлона или лучше из пластика, изготовленного в виде пленки (из полиэтилена, полипропилена, полимеров и т.д.). Для предохранения нижней части мешка, расположенной под долотом, при спуске инструмента

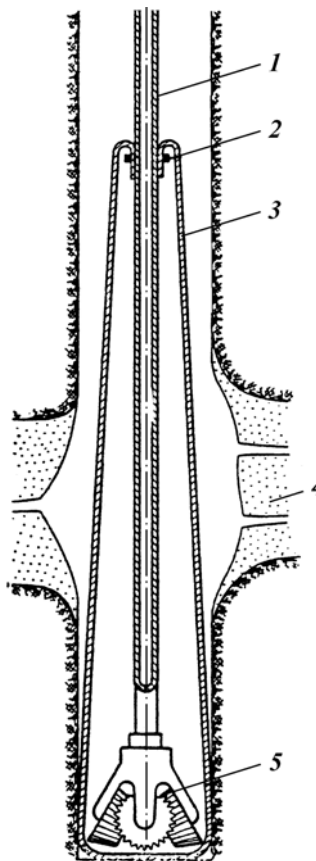
Рис. 6.6. Оболочка для перекрытия зоны поглощения в процессе бурения скважины:
 1 – бурильная колонна; 2 – зажим; 3 – водо-
 непроницаемая оболочка; 4 – поглощающий
 пласт; 5 – долото

в скважину применяются различные защитные приспособления, изготовленные из разбуриваемого материала. После бурения скважины через мешок можно спустить обсадную колонну. В таком положении мешок предотвратит уход цемента в процессе цементирования скважины.

Если после установки оболочки требуется спустить долото, то его размер выбирается на 6–13 мм меньше основного ствола. Долото снабжается специальным направляющим устройством, поддающимся разбуриванию, чтобы не повредить перекрывающую оболочку при прохождении через нее долота.

Устройство ДАУ для доставки брезентового мешка (оболочки) в зону поглощения (рис. 6.7) состоит из направляющих цилиндров 4 и 8, трубы 6 и предохранительной трубы 12, внутри которых передвигаются соединенные между собой направляющий поршень 3, перепускное устройство 5, проводящая труба 7 и перфорированная труба 10, на которой с помощью крючьев 9 укреплен брезентовый мешок 11. Устройство через переходник 1 соединяется с колонной бурильных труб, направляющий поршень 3 удерживается в исходном положении с помощью шпилек 2. Диаметр перфорационных отверстий в мешке составляет 1–1,5 мм.

Устройство опускают в скважину с таким расчетом, чтобы нижний конец предохранительной трубы 12 находился на 0,3–0,5 м выше кровли каверны. Через бурильные трубы в скважину закачивают расчетное количество тампонажной смеси и продавочную жидкость, что сопровождается повышением давления на поршень 3. Шпильки 2 срезаются, и поршень вместе с перепускным устройством 5 и проводящей трубой 7 перемещаются вниз,



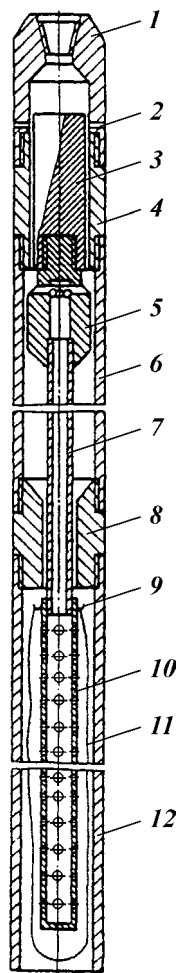


Рис. 6.7. Устройство ДАУ для доставки брезентового мешка в зону поглощения

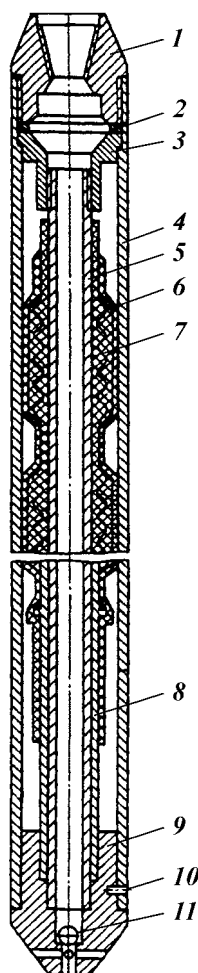


Рис. 6.8. Устройство УПП-4М

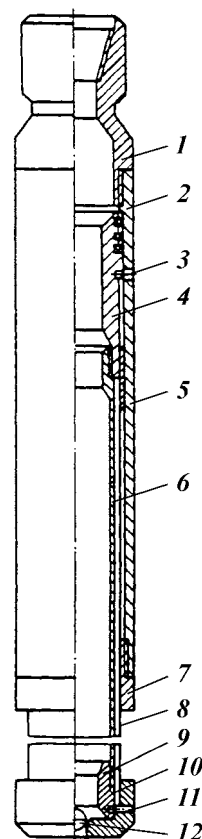


Рис. 6.9. Кассетный перекрыватель

выдвигая перфорированную трубу 10 с брезентовым мешком из предохранительной трубы 12. Перепускное устройство 5, попадая в конусное гнездо направляющего цилиндра 8, фиксирует подвижную часть устройства в нижнем положении. Тампонажный раствор через переходник 1, направляющий цилиндр 4, кольцевой зазор между направляющими поршнем 3 и трубой 6 по-

дает в отверстие перепускного устройства, а оттуда по проводящей 7 и перфорированной 10 трубам в брезентовый мешок. Брезентовый мешок расправляется и принимает форму каверны. По окончании закачки и некоторой выдержки устройство поднимают, и мешок срывается с крючьев 9.

В устройстве можно использовать упругие сетчатые оболочки.

Устройства для перекрытия пластов упругой сетчатой оболочкой (УПП) широко применяются в практике бурения нефтяных и газовых скважин. Они разработаны во ВНИИБТ. Имеется несколько их модификаций, из которых для условий разведочного бурения наиболее приемлема УПП-4М.

Устройство УПП-4М (рис. 6.8) опускают в скважину на бурильных трубах, к которым оно подсоединяется с помощью переходника 1 с прокладкой 2. На переходник навинчивают защитную трубу 4, к которой снизу на трех шпильках 10 крепят дюралюминиевый башмак 9. Между фиксирующей муфтой 3 и башмаком монтируется направляющая труба 5. На трубе укреплен сшитая в виде цилиндра сетчатая оболочка 7, собранная в складки. Для предохранения ее от повреждения при выходе из защитной трубы она дополнительно защищена эластичным чехлом 6. Кроме того, чехол облегчает сборку устройства. Снизу на центральной направляющей трубе свободно посажен перфорированный патрубок 8, изготовленный из дюралюминия. Патрубок навинчен на башмак. На верхней части патрубка крепится нижняя часть сетчатой оболочки, верхний конец сетки закрепляется на центральной направляющей трубе под фиксирующей муфтой.

Собранное устройство опускают в скважину, устанавливают на расстоянии 0,5 м от забоя и промывают. Затем через бурильные трубы забрасывают шарик 11, включают насос и давлением бурового раствора срезают шпильки. После этого УПП приподнимают над забоем на длину сетчатой оболочки за вычетом длины центральной трубы и закачивают тампонажный раствор. Размеры сетчатой оболочки зависят от размера каверны и могут достигать в диаметре до 2000 мм, а в длину до 25 м.

Кассетные перекрыватели – приспособления, предотвращающие распространение тампонирующей смеси в глубь пласта. Кассетный перекрыватель (рис. 6.9) состоит из корпуса 2, в который вставляется труба 6 с поршнем 4. Предварительно на трубу надевается свернутый в рулон стальной лист 8, который удерживается в таком положении кольцом 5 и пробкой 9. Башмак 10 закрепляется на пробке 9 с помощью шпилек 11. Поршень фиксируется в неподвижном положении шпильками 3.

Собранный перекрыватель соединяется с колонной бурильных труб через переходник 1 и спускается в скважину к месту уста-

новки. После промывки скважины в бурильные трубы бросают шар 12 и создают давление, под действием которого срезаются шпильки 3, и поршень вместе с трубой и кассетой 8 перемещается до упора в гайку 7. Дальнейшее повышение давления вызывает срез шпилек 11 и освобождение нижнего конца кассеты. При подъеме инструмента кольцо 5 полностью освобождает кассету, которая под действием упругих сил прижимается к стенкам скважины. После установки кассеты проводится тампонирующее. Кассетный переключатель за один спуск может перекрыть интервал скважины длиной до 15–20 м.

Такие конструкции переключателей устройств, как профильный переключатель, устройство с сеткой, ограничивающие растекание тампонажной смеси по крупным поглощающим каналам и удерживающие смесь возле ствола скважины до твердения, используются в скважинах диаметром 190–215 мм.

Для проведения изоляционных работ в поглощающих скважинах может быть использовано устройство для создания пробки в каверне (трещине) скважины (рис. 6.10). Оно служит для установки разбуриваемых цементных мостов в интервале крупной каверны или трещины.

Устройство включает в себя полый перфорированный патрубок (хвостовик) 4 (может быть использована легкосплавная бурильная труба диаметром 34 мм). Центрирующая направляющая пробка 9 изготовлена из дерева. На патрубок 4 надевается оболочка – водонепроницаемый тканевый мешок 6, выполненный из парашютного шелка или синтетических материалов (капрона, нейлона, лавсана).

Концы оболочки герметично закрепляются на патрубке с помощью хомута 5 и пробки 9. В транспортном положении мешок по всей длине облегают полиэтиленовая пленка 8, размеры мешка выбираются из расчета перекрытия тампонируемой зоны.

Устройство подвешивается к стальной бурильной колонне 1 диаметром 50 мм с помощью болта (шпильки) 2 диаметром 5 мм (из стали 45). Внутренний диаметр бурильной трубы несколько больше наружного диаметра патрубка 4. Небольшой зазор между бурильной трубой и патрубком уплотняется с помощью сальника 3. После спуска устройства и установки его против каверны (поглощающего интервала) бурильная колонна во избежание среза болта 2 не разгружается. Затем в бурильные трубы закачивается цементный раствор (или при необходимости тампонажная быстросхватывающаяся смесь), который через каналы 7 заполняет мешок, растягивая его в стороны и прижимая к стенкам скважины (рис. 6.11). Бурильная колонна затем освобождается путем разгрузки.

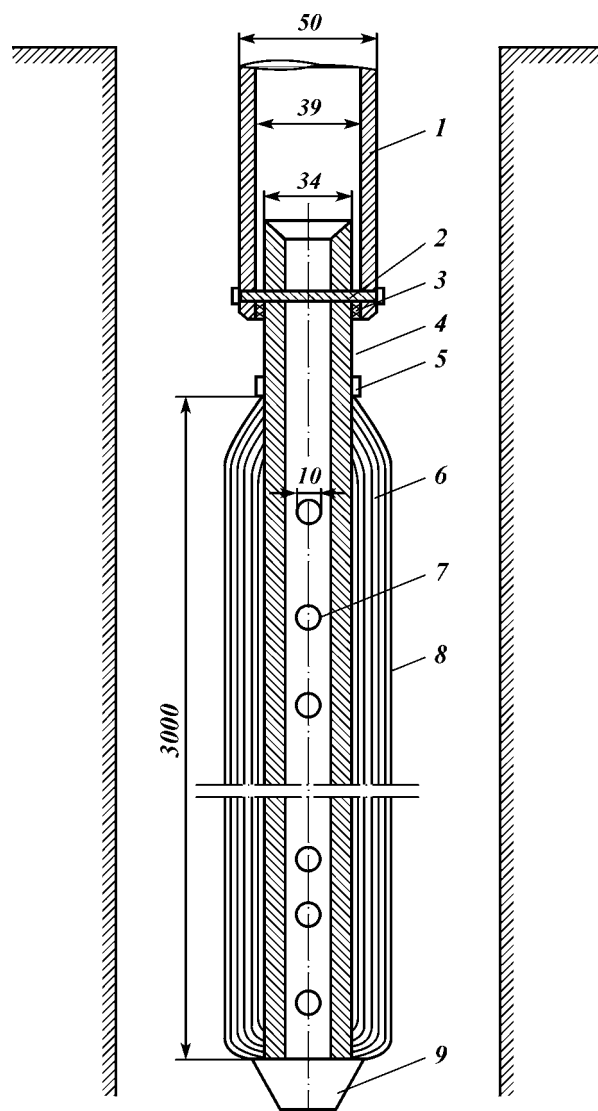


Рис. 6.10. Устройство для создания пробки в каверне (трещине) скважины

После затвердения цементного раствора тампонажный камень вместе с алюминиевой трубой разбуриваются, и скважина углубляется без поглощения промывочной жидкости.

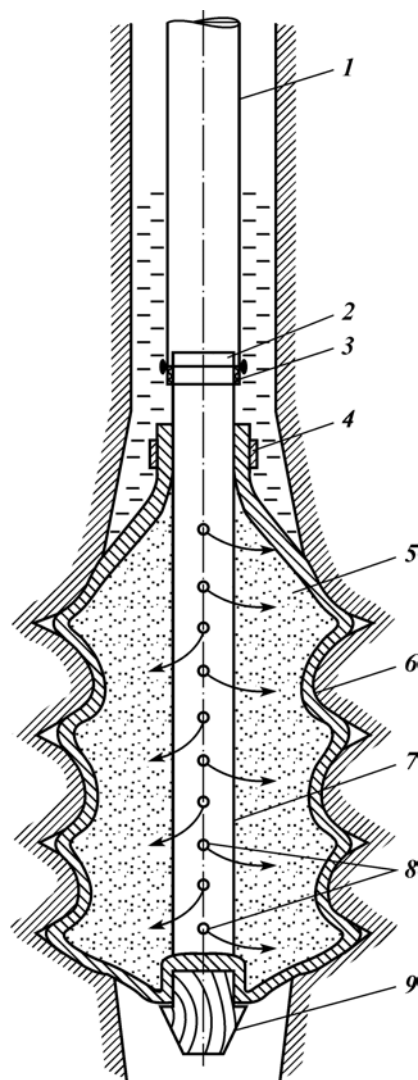


Рис. 6.11. Раздутие оболочки цементным раствором:

1 – бурильная колонна; 2 – болт (шпилька); 3 – сальник; 4 – хомут; 5 – полиэтиленовая пленка; 6 – непроницаемый тканевый мешок; 7 – полный перфорированный патрубок (хвостовик); 8 – каналы; 9 – центрирующая направляющая пробка

Значительно эффективнее применение в качестве патрубка перфорированной бурильной трубы. В этом случае после закачки цементного раствора перфорированная часть патрубка извлекается вместе с колонной, а мешок под действием силы тяжести отрывается в районе крепления его к патрубку хомутом.

Расчеты показывают, что время на ликвидацию каверны глубиной 2 м составит 5 ч. Для достижения времени схватывания раствора, приблизительно 2 ч, применяется поваренная или кальцинированная соль в количестве 1,5–2 %. При этом прочность цементного камня в этом случае несколько ниже, что также важно для снижения усилий по разбурированию пробки.

При полном поглощении промывочной жидкости обычные методы оказываются ма-

лоэффективными или требуют значительных затрат средств и времени. Восстановить циркуляции будет возможно после предварительной закупорки трещин и пор поглощающего пласта путем размещения в интервале трещин и каверн инертного наполнителя – гравия или щебня различного размера (от 1 до 100 мм) с последующим цементированием пространства между телами

тампонирующими смесями. Эта операция должна проводиться сразу после обнаружения провала инструмента, сопровождающегося потерей циркуляции после вскрытия всей зоны поглощения.

С помощью заштыбовочной машины обеспечивается подача крупнокускового легко разбуриваемого материала и цемента в зону поглощения. После схватывания производится разбуривание интервала.

Заштыбовочная машина размещена на мобильной платформе и может быть оперативно доставлена по месту требования.

Предлагаемая технология универсальна, экономична, может быть использована в любых горно-геологических условиях.

При отсутствии возможности восстановить циркуляцию, как исключение можно бурить с промывкой без выхода ПЖ на поверхность при весьма пониженной производительности насосов, достаточной только для охлаждения долота и выноса выбуренных частиц в поглощающую зону. Технология бурения без выхода промывочной жидкости на поверхность в практике используется достаточно часто, правда интервалы таких углубок редко достигают 6–10 м.

Вся сложность этой технологии заключается в повышенной опасности скапливания бурового шлама в межтрубном пространстве ствола скважины и возможном прихвате бурового инструмента.

Такая технология требует от бурильщика большого внимания и практикуется обычно опытным персоналом.

Практикой бурения нефтяных скважин в сильно кавернозных и трещиноватых породах восточных районов России установлено, что при углублении скважины в условиях поглощения коэффициент поглощающей способности снижается. Очевидно, поднимающийся с забоя шлам попадает вместе с водой в поглощающий пласт и закупоривает каналы, по которым происходит поглощение.

Наиболее целесообразным способом изоляции зоны поглощения является обсаживание скважины полностью, т.е. когда верх обсадной колонны выводится на поверхность.

В целях экономии металла обсадная колонна может быть спущена «впотай». Потайная колонна спускается на переходнике с левой резьбой, который затем вывинчивается, а верх колонны развальцовывается грушевидной оправкой. Однако здесь возникает проблема изоляции зазора между обсадными трубами и стенками скважины. Надежных уплотнительных систем для таких случаев не создано, и зазоры изолируют тампонированием одним из существующих составов.

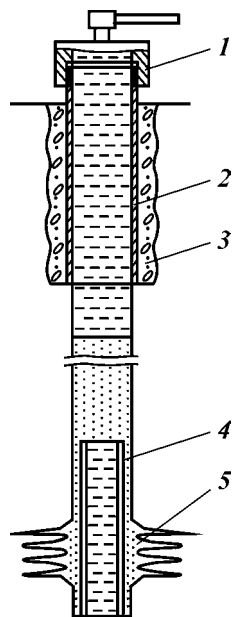


Рис. 6.12. Схема изоляции затрубного пространства «потайной» колонны глиноцементным раствором:
 1 — цементирующая головка; 2 — направление; 3 — цементный камень; 4 — «потайная» колонна; 5 — зона поглощения

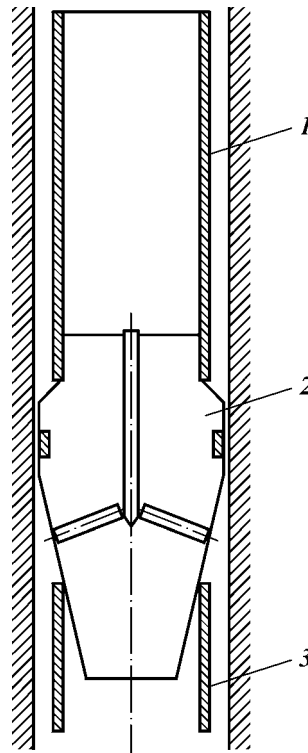


Рис. 6.13. Схема тампонирующего зазора между «потайной» колонной и скважиной:
 1 — колонковая труба; 2 — центровочная пробка; 3 — «потайная» колонна

Возможные схемы тампонирующего зазора между «потайной» колонной и скважиной приводятся на рис. 6.12 и 6.13.

Затрубное пространство «потайной» колонны может быть заполнено глиноцементным раствором. В этом случае длина колонны над кровлей каверны должна быть не менее 30 м. Раствор нагнетается в зазор по известным технологическим схемам. При этом, если в скважине имеется столб промывочной (или пластовой) жидкости, тампонажный раствор внутрь «потайной» колонны, как правило, не попадает. Для изоляции «потайной» колонны рекомендуется глиноцементный раствор с наполнителем и максимально возможными структурно-механическими парамет-

рами. Объем тампонажного раствора подсчитывается исходя из длины колонны.

При использовании дорогих тампонажных составов такая система заполнения зазоров существенно удорожает работы. Поэтому целесообразно сверху «потайную» колонну перекрыть центровочной пробкой, жестко соединенной с бурильными трубами, и зазор заполнить быстросхватывающейся смесью. Последняя доставляется в колонковой трубе и выдавливается промывочной жидкостью. Большое значение для надежного тампонирования имеет равномерность зазора между стенками скважины и «потайной» колонной. Соосность «потайной» колонны и скважины может быть достигнута использованием утолщенного башмака на колонковой трубе и центральной пробке.

Для предупреждения прихвата снаряд извлекается сразу же после завершения изоляционных работ.

6.4. ПОИНТЕРВАЛЬНОЕ ТАМПОНИРОВАНИЕ

6.4.1. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ТАМПОНИРОВАНИЯ

Поинтервальное тампонирование может осуществляться при поочередной изоляции выделенных зон в интервал скважины. Опыт применения пакеров различных конструкций испытательного инструмента, опробователей различного назначения показал, что попытки обеспечения надежной изоляции заданного интервала в открытом стволе скважины механическими способами не увенчались успехом.

Используем с целью изоляции заданных интервалов открытого ствола скважины гидродинамические методы, основанные на исключении межинтервальных перетоков за счет принудительного воздействия на статический или естественный характер распределения давления.

Рационально использовать технологию поинтервального тампонирования скважин в следующих условиях.

1. Интервалы изоляции превышают 20–30 м. При увеличении протяженности изолируемого интервала репрессия на пласт увеличивается с глубиной, а значит и приемистость нижних интервалов при постоянном пластовом давлении выше, чем верхних. В верхних интервалах тампонирования могут образовываться открытые каналы и пустоты, приводящие впоследствии к заколонным перетокам. Гидравлический расчет фильтрационной приеми-

стости скважин в типовых горно-геологических условиях показывает, что при разнице репрессий на пласт на верхнем и нижнем интервалах 0,3–0,4 МПа проникновения раствора в верхние участки зоны тампонирования не происходит и им можно пренебречь, а следовательно, отсутствует надежный контакт раствора с породой, и это не предотвратит заколонных перетоков и загрязнения окружающей среды.

2. Фильтрационная неоднородность интервала тампонирования. При наличии в разрезе более и менее проницаемых пород в процессе изоляционных работ наиболее приемистый участок может поглощать основную часть раствора, а следующий – остаток. Интервалы, расположенные выше одного-двух наиболее приемистых интервалов, как правило, не закрепляются тампонажным раствором. Поэтому рационально изолировать такие интервалы последовательной закачкой тампонажного раствора в зоны расчетной протяженности, ограниченной одним или двумя наиболее приемистыми пропластками.

3. Существование интервалов, характеризующихся катастрофическими поглощениями. В этом случае возможный расход поглощения раствора пластом может превышать реальный расход цементирующего агрегата и часть интервала изоляции не будет заполнена цементным или другим раствором. Задача поинтервальной изоляции в данном случае сводится к выбору и изоляции зоны, приемистость которой ниже возможного расхода закачки смеси.

4. Объемы закачки в наиболее проницаемые зоны ограничены. При поинтегральном тампонировании может быть получена существенная экономия из-за снижения потерь тампонажного раствора.

5. Дефицит труб. При поинтегральном нагнетании тампонажного раствора в пласт под большим давлением равномерно по всей длине ствола обеспечивается качественное закрепление пород в околоскважинной зоне, что в некоторых случаях исключит необходимость спуска обсадных труб и приведет к упрощению конструкции и удешевлению скважины.

Гидродинамические способы поинтервального тампонирования скважины основаны на создании в изолируемом интервале перепада давления на пласт существенно большего, чем на соседних (гидродинамический барьер). Предполагаются четыре схемы поинтегрального тампонирования скважины на основе различных способов интервала закачки раствора от соседних. Первый способ (рис. 6.14, *a*) – инерционный, заключается в спуске в интервал тампонирования специального инструмента, состоящего из нагнетательного узла, снабженного лопастями,

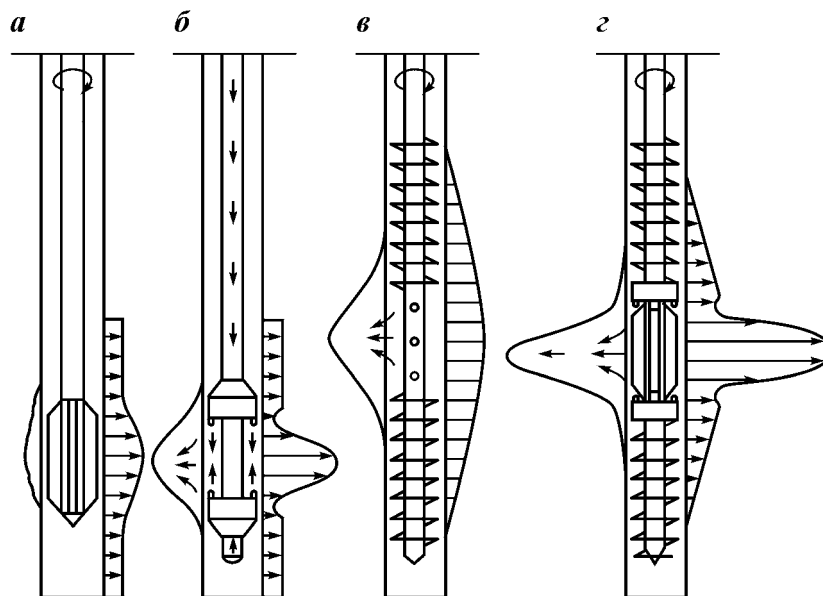


Рис. 6.14. Принципиальная схема поинтервального тампонирования скважин:
a – инерционный способ; *б* – струйный способ; *в* – шнековый (винтовой) способ;
г – комбинированный способ

закрепленными по радиусу параллельно оси скважины. При вращении инструмента в интервале установки узла нагнетания под воздействием центробежных сил репрессия на пласт увеличивается, что приводит к преобладающему проникновению тампонажного раствора в заданном интервале. Центробежная сила

$$F_{ц} = m \omega^2 r, \quad (6.1)$$

где m – масса тампонажного раствора, находящегося в центробежном поле; ω – угловая скорость вращения инструмента; r – радиус от оси скважины до середины лопасти узла нагнетания.

Массу тампонажного раствора в центробежном поле можно выразить через объем полости между лопастями узла нагнетания:

$$m = 0,785(D_n^2 - d^2)l_n\rho,$$

где D_n – диаметр узла нагнетания; d – диаметр труб узла нагнетания; l_n – длина узла нагнетания; ρ – плотность тампонажного раствора.

Центробежная сила воздействия тампонажного раствора на пласт с учетом этого

$$F_{\text{ц}} = 0,785(D_{\text{н}}^2 - d^2)l_{\text{н}}\rho\omega^2r. \quad (6.2)$$

Дополнительный перепад давления на пласт в интервале работы инструмента

$$\Delta p = 0,25\rho\omega^2r\left(\frac{D_{\text{н}}^2 - d^2}{D_{\text{с}}}\right), \quad (6.3)$$

где $D_{\text{с}}$ – диаметр скважины.

Учитывая, что диаметр инструмента близок к диаметру скважины, упрощаем выражение (6.3):

$$\Delta p = 0,25\rho\omega^2r\left(D_{\text{с}} - \frac{d^2}{D_{\text{с}}}\right). \quad (6.4)$$

Дополнительная репрессия на пласт приводит к увеличению расхода поглощения на изолируемом интервале. При ламинарном режиме фильтрации тампонажного раствора в околоскважинной зоне величина избыточного поглощения на расчетном интервале

$$\Delta Q = 0,785D_{\text{с}}(D_{\text{с}}^2 - d_{\text{т}}^2)\rho^2\omega^2rk\frac{l_{\text{н}}}{\mu}g, \quad (6.5)$$

где k – коэффициент проницаемости пород в интервале тампонирувания; μ – динамический коэффициент вязкости тампонажного раствора.

В случае турбулентного режима фильтрации раствора в околоскважинной зоне избыточный расход поглощения

$$\Delta Q = \frac{\pi^2\rho^2\omega^2r^2l^2kg\left(D_{\text{с}} - \frac{d_{\text{т}}^2}{D_{\text{с}}}\right)}{\mu}. \quad (6.6)$$

Сопоставляя выражения (6.5) и (6.6), делаем вывод, что при ламинарном режиме фильтрации избыточный расход на заданном интервале тампонирувания выше, чем при турбулентном, а следовательно, выше избирательная способность способа.

Важно оценить приемистость интервала тампонирувания при инерционном способе в сопоставлении с соседними. Расход поглощения на соседних интервалах

$$Q = \frac{k}{\mu}\rho g D_{\text{с}} l_{\text{н}} p, \quad (6.7)$$

где p – репрессия на пласт, т.е. перепад давления на зоне тампонирующего, равный разнице давления в стволе скважины и пласте.

Общий расход поглощения на интервале тампонирующего с учетом уравнений (6.5) и (6.7)

$$Q_{\tau} = \frac{\pi k \rho g}{\mu} D_c l_n (p + \Delta p). \quad (6.8)$$

Отношение общего расхода поглощения на интервале тампонирующего и соседних интервалах характеризуется коэффициентом избирательной способности способа

$$g = Q_{\tau} / Q = 1 + \frac{\Delta p}{p}. \quad (6.9)$$

Иногда вместо коэффициента избирательной способности удобно использовать отношение избыточного расхода поглощения на интервале тампонирующего к расходу поглощения на соседних интервалах или к расходу поглощения на заданном интервале без вращения узла нагнетания:

$$g' = \Delta Q / Q = \frac{\rho \mu^2 r \left(1 - \frac{d^2}{D_c^2} \right)}{p}. \quad (6.10)$$

Величину g' можно исчислять в процентном выражении, по которому определяют эффективность поинтервального тампонирующего.

Выражения (6.7)–(6.10) справедливы только для ламинарного режима фильтрации тампонажного раствора в околоскважинной зоне. В случае турбулентного режима выражения для определения Q , Q_{τ} , g и g' примут вид

$$Q = \frac{\pi k}{\mu} \rho g D_c l_n \sqrt{p}; \quad (6.11)$$

$$Q_{\tau} = \frac{\pi k}{\mu} \rho g D_c l_n \sqrt{p + \Delta p}; \quad (6.12)$$

$$g = \frac{Q_{\tau}}{Q} = 1 + \sqrt{\frac{\Delta p}{p}}; \quad (6.13)$$

$$g' = \sqrt{\frac{\Delta p}{p}}. \quad (6.14)$$

Реальные значения параметров тампонирующего по формулам (6.11)–(6.14) для типовых условий проведения изоляционных

работ; $D_c = 0,19$ м; $d = 0,06$ м; $r = 0,062$; $\rho = 1400$ кг/м³; $\omega = 3$ с⁻¹;
 $p = 0,25 \cdot 1400 \cdot 3^2 \cdot 0,062(0,19 - 4) = \frac{36 \cdot 10^{-4}}{0,19} = 2 \cdot 10^{-4} = 36$ Па.

Если предположить, что при традиционной схеме тампониرو-
 вания, т.е. без вращения инструмента, раствор поглощается с
 расходом при репрессии на пласт 0,03 МПа, то коэффициент из-
 бирательной способности способа

$$g = 1 + \sqrt{\frac{\Delta p}{p}} = 1 + 0,0012 = 1,0012. \quad (6.15)$$

В процентном отношении расход поглощения при данной
 схеме тампонирования на заданном интервале будет больше на
 0,12 %, что свидетельствует о низкой избирательной способности
 инерционного способа тампонирования. Интенсифицировать рас-
 ход поглощения в заданной зоне можно увеличением частоты
 вращения инструмента. Однако такой путь не всегда возможен
 вследствие ограниченной мощности бурового агрегата.

Второй способ создания в интервалах ствола скважины до-
 полнительной репрессии на заданном интервале основан на эф-
 фекте истечения струи из гидромониторных насадок (рис. 6.14,
 б). В скважину опускают инструмент, состоящий из двух блоков
 гидромониторных насадок, направленных друг к другу и разне-
 сенных на длину интервала тампонирования. К гидромонитор-
 ным насадкам тампонажный раствор подводят через бурильные
 трубы под давлением. При истечении струй тампонажного рас-
 твора из насадок в зоне тампонирования создается давление,
 обусловленное гидравлической составляющей, пропорциональной
 квадрату скорости истечения.

Напротив границ зоны тампонирования, где устанавливаются
 блоки насадок, создается вакуум, обусловленный снижением ста-
 тической составляющей напора при увеличении гидродинамиче-
 ской в случае истечения с высокими скоростями. Оценим воз-
 можности струйного метода поинтервального тампонирования.
 Дополнительная репрессия на пласт в интервале зоны поглоще-
 ния определяется динамической составляющей уравнения Бер-
 нулли

$$\Delta p = \rho \frac{v^2}{2},$$

где v – скорость истечения струи из насадки.

Определим величину разряжения у границ зоны тампони-
 рования:

$$\Delta p' = \rho \frac{v^2}{2} - \rho g h. \quad (6.16)$$

В случае ламинарного режима фильтрации тампонажного раствора в околоскважинной зоне избыточный расход поглощения в интервале тампонирувания

$$Q = \frac{\pi k}{2\mu} \rho^2 g D_c l_n v^2. \quad (6.17)$$

У границ интервала тампонирувания расход поглощения уменьшается на величину

$$Q' = \frac{\pi k}{\mu} \rho g D_c l_n \left(\frac{\rho v^2}{2} - \rho g h \right). \quad (6.18)$$

где h – превышение уровня тампонажного раствора в скважине над статическим уровнем, соответствующее репрессии на пласт при традиционной схеме тампонажа.

Увеличение общего расхода поглощения тампонажного раствора в заданной зоне

$$Q_{\text{т}} = \frac{\pi k \rho g}{\mu} D_c l_n \left(\frac{\rho v^2}{2} + p \right). \quad (6.19)$$

Уменьшение общего расхода поглощения тампонажного раствора в соседних интервалах

$$Q'_{\text{т}} = \frac{\pi k \rho g}{\mu} D_c l_n \left(\frac{\rho v^2}{2} - p \right). \quad (6.20)$$

Увеличение расхода поглощения при струйном методе тампонирувания в заданной зоне по сравнению с соседними

$$Q = \frac{\pi k \rho^2 g}{\mu} D_c l_n v^2. \quad (6.21)$$

Поглощение при традиционной схеме тампонирувания на заданном интервале протяженностью l_n и репрессии $p = \rho g h$ составит

$$Q_0 = \frac{\pi k \rho g}{\mu} D_c l_n p. \quad (6.22)$$

Определим избирательную способность струйного метода тампонирувания. Отношение общего расхода поглощения в интервале тампонирувания и соседних интервалах выразим через коэффициент избирательной способности:

$$q = \frac{Q + Q_0}{Q_0} = 1 + \frac{\rho v^2}{2}; \quad q' = \frac{\rho v^2}{p}. \quad (6.23)$$

Для турбулентного режима фильтрации в околоскважинной зоне справедлива квадратичная зависимость расхода поглощения от перепада давления на пласт. В случае турбулизации потока уравнения (6.17)–(6.23) примут вид

$$\Delta Q = \frac{\pi k}{\mu} \rho g D_c l_n \sqrt{\frac{p}{2}}; \quad (6.24)$$

$$\Delta Q' = \frac{\pi k}{\mu} \rho g D_c l_n \sqrt{\frac{\rho v^2}{2} - \rho g h}; \quad (6.25)$$

$$Q_{\tau} = \frac{\pi k \rho g}{\mu} D_c l_n \sqrt{\frac{\rho v^2}{2} + p}; \quad (6.26)$$

$$Q'_{\tau} = \frac{\pi k \rho g}{\mu} D_c l_n \sqrt{\frac{\rho v^2}{2} - p}; \quad (6.27)$$

$$Q_0 = \frac{\pi k \rho g}{\mu} D_c l \sqrt{p}; \quad (6.28)$$

$$q = \sqrt{1 - \frac{\rho v^2}{2}}; \quad (6.29)$$

$$q' = \sqrt{\frac{\rho v^2}{p}}; \quad (6.30)$$

$$Q = \frac{\pi k \rho g}{\mu} D_c l_n v. \quad (6.31)$$

Оценим реальную возможность существенного увеличения расхода поглощения тампонажного раствора в заданной зоне при струйном методе поинтервального тампонирувания. С учетом типовых условий и традиционного оборудования

$$\Delta p = 1400 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \left(\frac{15 \text{ м/с}^2}{2} \right) = 700 \cdot 225 = 157\,500 = 0,157 \text{ МПа};$$

$$\Delta p = 0,157 - 0,05 = 0,107 \text{ МПа}.$$

Перепад давления между интервалом тампонирувания и соседними интервалами составит $\Delta p + \Delta p' = 0,264 \text{ МПа}$. При ламинарном режиме фильтрации тампонажного раствора в околоскважинной зоне избирательная способность струйного метода составит

$$q \left(1 + \frac{\rho v^2}{p} \right) = 1 + \frac{0,304}{0,05} = 7; \quad q' = 600 \text{ \%}.$$

Таким образом, использование струйного метода позволяет увеличить расход поглощения при ламинарной фильтрации в 7 раз. Если в околоскважинной зоне наблюдается турбулентный режим фильтрации, то избирательная способность метода

$$q = \sqrt{1 + \frac{\rho v^2}{p}} = 2,8; \quad q' = 180 \text{ \%}.$$

Интенсивность поглощения в заданной зоне в 2,8 раза выше, чем в соседних зонах, а расход превышает обычный на 180 %.

Избирательная способность, а следовательно, и эффективность струйного метода поинтервального тампонирования, как показали расчеты, существенно выше, чем у инерционного метода. Однако в некоторых случаях струйные аппараты не в состоянии создать заданный перепад давления на пласт, уменьшить практически до нуля поглощение в окружающих заданную зону интервалах пласта.

Третий способ поинтервального тампонирования при изоляции расчетного интервала от соседних получил название винтового и заключается в спуске в интервал изоляции узла нагнетания, с обоих торцов которого устанавливаются шнеки, турбулизаторы или винты, навитые в противоположную по отношению друг к другу сторону. При вращении инструмента шнеки, винты или турбулизаторы создают подпор на выбранный интервал тампонирования, обеспечивая тем самым повышенную репрессию на пласт и интенсификацию поглощения раствора в заданной зоне (рис. 6.14, в). Учитывая, что в процессе изоляционных работ целесообразно обеспечить правое вращение инструмента, выше узла нагнетания устанавливаются шнеки, винты или турбулизаторы левой навивки, а ниже – правой.

Рассчитаем величину дополнительного подпора, развиваемого при вращении шнека, турбулизатора или винта. Характерный элемент конструкции – кольцо с приваренными к нему винтовыми лопатками. Рассмотрим силы, действующие на лопатку. При вращении инструмента на лопатку набежит струя жидкости, характеризующаяся определенной силой гидродинамического давления, вызывающая реакцию R , нормальную для поверхности контакта лопасти и потока. Поток расходится по поверхности лопатки с различными скоростями, т.е. в направлении узла нагнетания существенно превышают скорости вверх, к устью скважины. Разница сил гидродинамического давления вниз – вверх по лопатке равна разнице сил трения вверх – вниз по лопатке

$$F_{\text{гд1}} = F_{\text{гд}} \cos \alpha, \quad (6.32)$$

где $F_{\text{гд1}}$ – гидродинамическая сила, направленная вниз по поверхности лопатки; α – угол между реакцией R и горизонталью.

Сила подпора, создаваемого одним элементом.

$$F_x = F_{\text{гд1}} \sin \alpha = F_{\text{гд}} \sin \alpha \cos \alpha. \quad (6.33)$$

Сила гидродинамического давления на лопатку

$$F_{\text{гд}} = \rho S_x v^2 = \rho l f \left(d_{\text{тр}} + \frac{f}{2} \right)^2 \omega^2 \sin \beta, \quad (6.34)$$

где S_x – площадь проекции поверхности лопатки на вертикаль; l – высота элемента; f – толщина лопатки; $d_{\text{тр}}$ – диаметр труб; ω – осевая скорость вращения.

С учетом уравнения (6.34) сила подпора, создаваемая одной лопаткой,

$$F_x = \rho l f \sin^2 \beta \cos \beta \omega^2 \left(d_{\text{тр}} + \frac{f}{2} \right)^2. \quad (6.35)$$

Давление, создаваемое одной лопаткой элемента,

$$P_x = F_x / S_y = \rho \omega^2 \sin^2 \beta \left(d_{\text{тр}} + \frac{f}{2} \right)^2, \quad (6.36)$$

где S_y – проекция площади поверхности лопатки на горизонталь.

Элемент, состоящий из n лопаток, будет создавать дополнительный подпор на интервал цементирования

$$\Delta p = \rho \omega^2 n \left(d_{\text{тр}} + \frac{f}{2} \right)^2 \sin^2 \beta. \quad (6.37)$$

В случае необходимости дополнительная репрессия может создаваться несколькими элементами, установленными как снизу, так и сверху узла нагнетания:

$$\Delta p = \rho \omega^2 m n \left(d_{\text{тр}} + \frac{f}{2} \right)^2 \sin^2 \beta, \quad (6.38)$$

где m – число ступеней инструмента или элементов.

Из выражения (6.38) легко найти требуемое число ступеней инструмента, если известен необходимый дополнительный подпор на интервал тампонирувания.

Дополнительный расход поглощения тампонажного раствора в интервале изоляции определим из выражения

$$\Delta Q = \frac{\pi k}{\mu} l \rho^2 g \omega^2 m n D_c \left(d_{\text{тр}} + \frac{f}{2} \right)^2 \sin^2 \beta. \quad (6.39)$$

Общий расход поглощения в интервале изоляции

$$Q_{\text{т}} = \frac{\pi k}{\mu} l \rho g D_c \left(p + \rho \omega^2 m n \left(d_{\text{тр}} + \frac{f}{2} \right)^2 \sin^2 \beta \right), \quad (6.40)$$

где p – репрессия на пласт при отсутствии вращения инструмента.

У границ интервала расширения за счет разрежения, создаваемого шнековыми и винтовыми элементами, расход поглощения уменьшится на величину

$$Q'_{\text{т}} = \frac{\pi k}{\mu} l \rho g D_c \left(p - \rho \omega^2 m n \left(d_{\text{тр}} + \frac{f}{2} \right)^2 \sin^2 \beta \right). \quad (6.41)$$

Увеличение расхода поглощения при винтовом методе тампонирования в заданной зоне по сравнению с соседними

$$Q = \frac{2\pi k \rho^2 g D_c}{\mu} \omega^2 m n l \left(d_{\text{тр}} + \frac{f}{2} \right)^2 \sin^2 \beta. \quad (6.42)$$

Поглощение без вращения инструмента

$$Q_0 = \frac{\pi k g \rho}{\mu} D_c l \rho. \quad (6.43)$$

Определим избирательную способность винтового метода тампонирования

$$q = (Q + Q_0) / Q_0 = 1 + \frac{\rho \omega^2 m n \left(d_{\text{тр}} + \frac{f}{2} \right)^2 \sin^2 \beta}{p}; \quad (6.44)$$

$$q' = Q / Q_0 = \frac{\rho \omega^2 m n \left(d_{\text{тр}} + \frac{f}{2} \right)^2 \sin^2 \beta}{p}. \quad (6.45)$$

Приведенные формулы справедливы для ламинарного режима фильтрации в околоскважинной зоне. Для турбулентного режима формулы (6.44) и (6.45) преобразуются так:

$$q = \sqrt{1 + \frac{\rho \omega^2 m n \left(d_{\text{тр}} + \frac{f}{2} \right)^2 \sin^2 \beta}{p}}; \quad (6.46)$$

$$q' = \omega^2 \left(d_{\text{тп}} + \frac{f}{2} \right) \sin \beta \sqrt{\frac{\rho m n}{p}}. \quad (6.47)$$

Подпор, создаваемый одним элементом, $\Delta p = 420$ Па.

Величину подпора можно регулировать изменением числа ступеней инструмента.

В разных горно-геологических условиях использование каждого из вышеперечисленных способов поинтегрального тампонирувания в отдельности не обеспечивает необходимой разницы перепада давления на пласт в зоне тампонирувания и в соседних интервалах, исключающей межинтервальные перетоки, а следовательно, и высокую избирательную способность метода. В таких случаях рекомендуется применять комбинированный метод поинтервального тампонирувания, основанный на различном сочетании инерционного, струйного и шнекового (винтового) способов (рис. 6.14, з).

Дополнительный перепад давления на пласт в интервале тампонирувания при комбинированном методе

$$\Delta p = 0,25 \rho \omega^2 r \left(D_c - \frac{d_{\text{т}}}{D_c} \right) + \frac{\rho v^2}{2} + \rho \omega^2 m n \left(d_{\text{т}} + \frac{f}{2} \right)^2 \sin^2 \beta. \quad (6.48)$$

Увеличение репрессии на пласт в интервале тампонирувания приводит к интенсификации поглощения, избыточная величина которого в случае ламинарной фильтрации определяется выражением

$$\begin{aligned} \Delta Q = \frac{\pi k}{\mu} \rho^2 g D_c l \left(0,25 \omega^2 r \left(D_c - \frac{d_{\text{т}}}{D_c} \right)^2 \right) + \frac{v^2}{2} + \\ + \omega^2 m n \left(d_{\text{т}} + \frac{f}{2} \right)^2 \sin^2 \beta. \end{aligned} \quad (6.49)$$

Общий расход поглощения в интервале тампонирувания с учетом статической составляющей репрессии на пласт

$$Q_{\text{т}} = \frac{\pi k}{\mu} \rho g D_c l (p + \Delta p). \quad (6.50)$$

В соседних с тампонируемым интервалах создается разрежение, соответствующее Δp .

Дифференциальный или абсолютный расход при комбинированном способе между тампонируемым и соседним интервалами

$$Q = \frac{2\pi k}{\mu} \rho g D_c l \Delta p. \quad (6.51)$$

Избирательная способность метода определяется отношением избыточного расхода поглощения ΔQ к общему Q :

$$q = 1 + \frac{\Delta Q}{Q} = 1 + \frac{\Delta p}{p} \quad (6.52)$$

или

$$q' = \Delta Q/Q = \Delta p/p.$$

Исходя из условий проведения изоляционных работ, требуемая избирательная способность метода, задаваемая заранее, может регулироваться технологически изменением Δp в широких пределах.

6.4.2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА С ПЛАСТОМ

Физико-химические основы контакта раствора с пластом и влияние на его количество химического состава применяемого изолятора исследовались многими учеными, а вопросы проникновения тампонажного раствора в неоднородный по фильтрационным свойствам пласт и эффективность крепления скважины почти не изучались. Без таких исследований эффективная разработка новой технологии не может быть успешной. Рассмотрим простейшую схему неоднородного по фильтрационным свойствам интервала цементирования, состоящего из двух параллельных пропластков различной проницаемости (рис. 6.15). Потери напора при фильтрации тампонажного раствора как функция расхода определяются двучленной формулой Прони

$$J = \frac{\Delta p}{L} = \frac{\mu Q}{k \rho g \omega} + \frac{\mu Q}{k \rho g \omega^2}, \quad (6.53)$$

где J – удельные потери напора на 1 м пути фильтрации; Δp – перепад давления на пути фильтрации длиной 1 м; k – коэффициент фильтрации; ω – площадь фильтрационного потока.

Предположим, что первый пропласток характеризуется коэффициентом фильтрации k_1 и площадью потока ω_1 , а второй – k_2 и ω_2 соответственно. Для ламинарного режима второй член уравнения (6.53) равен нулю и справедливы равенства:

для первого пропластка

$$\Delta p/L_1 = \frac{\mu Q_1}{k_1 \rho g \omega_1}; \quad (6.54)$$

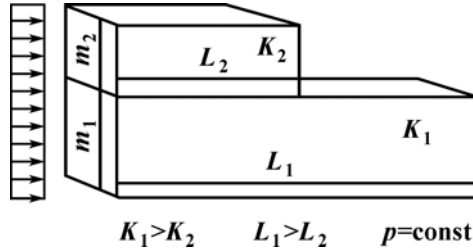


Рис. 6.15. Схема неоднородного пласта

для второго пропластка

$$\Delta p / L_2 = \frac{\mu Q_2}{k_2 \rho g \omega_2}. \quad (6.55)$$

Учитывая, что перепад давления на общем пути фильтрации для первого и второго пропластка одинаков, записываем

$$\frac{\mu Q_1 L_1}{k_1 \rho g \omega_1} = \frac{\mu Q_2 L_2}{k_2 \rho g \omega_2}. \quad (6.56)$$

Но общий расход поглощения равен произведению площади фильтрации на глубину проникновения, т.е.

$$Q_1 = \omega_1 L_1; \quad Q_2 = \omega_2 L_2. \quad (6.57)$$

С учетом уравнения (6.57) запишем

$$L_1^2 / k_1 = L_2^2 / k_2; \quad L_1 / L_2 = \sqrt{k_1 / k_2}. \quad (6.58)$$

Глубина проникновения тампонажного раствора в пропласток с определенными фильтрационными свойствами пропорциональна корню квадратному из коэффициента фильтрации.

В случае турбулентного потока решающую роль в уравнении (6.53) играет второй член и справедливо равенство соответственно для первого и второго пропластков:

$$\frac{\Delta p}{L_1} = \mu \frac{\rho Q_1^2}{\sqrt{k_1} \omega_1^2} = \mu \frac{\rho L_1^2}{\sqrt{k_1}}; \quad (6.59)$$

$$\frac{\Delta p}{L_2} = \mu \frac{\rho Q_2^2}{\sqrt{k_2} \omega_2^2} = \mu \frac{\rho L_2^2}{\sqrt{k_2}}. \quad (6.60)$$

Решая уравнения (6.59) и (6.60), получаем

$$L_1 / L_2 = \left(\frac{k_1}{k_2} \right)^{\frac{1}{6}}. \quad (6.61)$$

Глубина проникновения тампонажного раствора в пласт прямо пропорциональна корню шестой степени из коэффициента его фильтрации.

Сопоставляя выражения (6.58) и (6.61), можно сделать вывод о том, что на неравномерность проникновения тампонажного раствора в пласт фильтрационная неоднородность изолируемого интервала в большей степени влияет при ламинарном режиме, чем при турбулентном. Задача, рассмотренная выше, решена для плоскопараллельного потока. Однако принципиальные выводы о более равномерном проникновении в неоднородный по фильтрационным свойствам пласт потока, движущегося в турбулентном режиме, сохраняется и при расчетах притока к скважине.

Рассмотрим задачу притока к скважине. Потери напора в зоне тампонирувания при фильтрации к скважине или от скважины определяются уравнением

$$\Delta p = \frac{\mu Q}{2\pi k m} \ln \frac{R}{r_0} + \frac{\mu Q^2}{4\pi^2 k m^2} \left(\frac{1}{r_0} - \frac{1}{R} \right), \quad (6.62)$$

где m – мощность интервала фильтрации; R – радиус влияния скважины; r_0 – радиус скважины.

В случае ламинарного режима фильтрации второй член уравнения (6.62) обращается в ноль, а радиус влияния соответствует глубине проникновения тампонажного раствора в пласт L :

$$\Delta p = \frac{\mu Q}{2\pi k m} \ln \frac{L}{r_0}. \quad (6.63)$$

Рассмотрим модель неоднородного по фильтрационным свойствам пласта, состоящего из двух пропластков мощностью m_1 и m_2 , характеризующихся коэффициентами проницаемости k_1 и k_2 . Очевидно, что при одинаковом перепаде давления на зоне тампонирувания Δp для обоих пропластков глубина проникновения тампонажного раствора будет разной. Обозначим глубину проникновения тампонажного раствора в первый пропласток L_1 , а во второй – L_2 . Перепад давления для первого и второго пропластков соответственно

$$\Delta p = \frac{\mu Q_1}{2\pi k_1 m_1} \ln \frac{L_1}{r_0}; \quad (6.64)$$

$$\Delta p = \frac{\mu Q_2}{2\pi k_2 m_2} \ln \frac{L_2}{r_0}. \quad (6.65)$$

Расход Q_1 и Q_2 для этих пропластков можно выразить через объем поглощенного тампонажного раствора:

$$Q_1 = \pi(L_1^2 - r_0^2)m_1; \quad (6.66)$$

$$Q_2 = \pi(L_2^2 - r_0^2)m_2. \quad (6.67)$$

Подставляя уравнения (6.66) и (6.67) в равенства (6.64) и (6.65), получаем

$$\frac{L_1^2 - r_0^2}{k_1} \ln \frac{L_1}{r_0} = \frac{L_2^2 - r_0^2}{k_2} \ln \frac{L_2}{r_0}. \quad (6.68)$$

Решая уравнение (6.68) относительно $\delta_1 = k_1/k_2$, получаем

$$\delta_1 = \frac{k_1}{k_2} = \frac{(L_1^2 - r_0^2) \ln(L_1/r_0)}{(L_2^2 - r_0^2) \ln(L_2/r_0)}. \quad (6.69)$$

Это уравнение устанавливает связь между фильтрационной неоднородностью пласта и глубиной проникновения тампонажного раствора в пропластки различной проницаемости. Для двух пропластков различной проницаемости уравнения фильтрации запишутся соответственно следующим образом:

$$\Delta p = \frac{\mu Q_1^2}{4\pi^2 k_1 m_1^2} \left(\frac{1}{r_0} - \frac{1}{L_1} \right); \quad (6.70)$$

$$\Delta p = \frac{\mu Q_2^2}{4\pi^2 k_2 m_2^2} \left(\frac{1}{r_0} - \frac{1}{L_2} \right); \quad (6.71)$$

Подставляя в равенства (6.70) и (6.71) значения Q_1 и Q_2 [см. формулы (6.66) и (6.67)] и приравнявая их, получаем

$$\frac{(L_1^2 - r_0^2)}{k_1} \left(\frac{1}{r_0} - \frac{1}{L_1} \right) = \frac{(L_2^2 - r_0^2)}{k_2} \left(\frac{1}{r_0} - \frac{1}{L_2} \right). \quad (6.72)$$

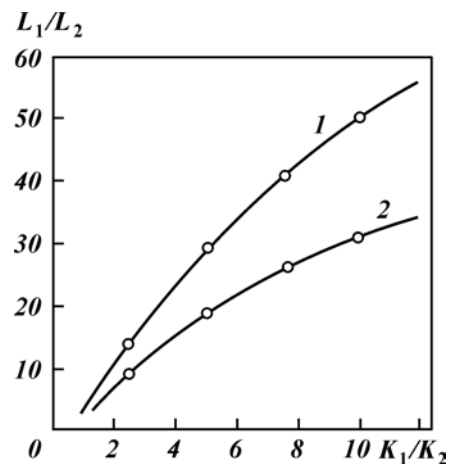
Решая это уравнение относительно $\delta_\tau = k_1/k_2$, имеем

$$\delta_\tau = \frac{(L_1^2 - r_0^2)^2 \left(\frac{1}{r_0} - \frac{1}{L_1} \right)}{(L_2^2 - r_0^2)^2 \left(\frac{1}{r_0} - \frac{1}{L_2} \right)}. \quad (6.73)$$

Уравнение (6.73) устанавливает связь между глубиной проникновения тампонажного раствора и фильтрационной неоднородностью пласта.

Сопоставление равенств (6.73) и (6.69) позволяет установить рациональный режим фильтрации тампонажного раствора в интервале изоляции, при котором обеспечивается более равномер-

Рис. 6.16. Графики относительного проникновения тампонажного раствора в пласт при различных режимах фильтрации:
1 – ламинарный; 2 – турбулентный режимы



ное или наоборот, более неравномерное проникновение изолирующего материала в неоднородный по фильтрационным параметрам пласт.

На рис. 6.16 представлена графическая интерпретация формул (6.69) и (6.73) в координатах относительной глубины проникновения тампонажного раствора L_2/L_1 и относительной проницаемости пропластков k_2/k_1 . С увеличением проницаемости пропластка в сравнении с проницаемостью соседних интервалов глубина проникновения тампонажного раствора для различных

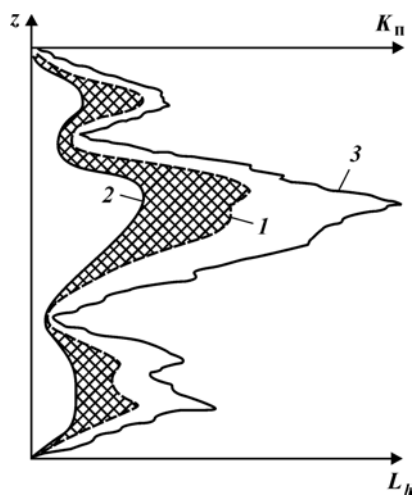


Рис. 6.17. Глубина проникновения тампонажного раствора в пласт при ламинарном (1) и турбулентном (2) режимах фильтрации при заданном изменении фильтрационных свойств пласта (3) по интервалу тампонирования

режимов фильтрации растет с неодинаковой интенсивностью. Одинаковое увеличение проницаемости интервала вызывает при ламинарном режиме фильтрации более резкий рост глубины проникновения тампонажного раствора, чем при турбулентном. Таким образом, фильтрационная неоднородность пласта при ламинарном режиме фильтрации вызывает более неравномерное распределение тампонажного раствора в интервале цементированния, чем при турбулентном. Увеличение проницаемости пропластка в 2 раза при переходе на турбулентный режим приводит к увеличению глубины проникновения раствора более чем в 2 раза.

На рис. 6.17 представлен типовой график изменения проницаемости пластов трещиноватого типа по длине изолируемого интервала. При перепаде давления на пласт Δp тампонажный раствор проникает на глубину, ограниченную для ламинарного режима фильтрации эпюрой 1, а для турбулентного – эпюрой 2. Заштрихованная область между эпюрами 1–2 показывает избыточную величину проникновения раствора в пласт в ламинарном режиме в сравнении с турбулентным, т.е. нерациональные потери материала. Потери тампонажного раствора

$$\Pi = \int_a^b [L_2^2(H) - L_1^2(H)] dH, \quad (6.74)$$

где a, b – верхние и нижние границы интервала цементирования; $L_2(H)$ – функция глубины проникновения тампонажного раствора в пласт L_2 по длине интервала изоляции H при ламинарном режиме фильтрации; $L_1(H)$ – функция глубины проникновения тампонажного раствора в пласт L_1 по длине интервала изоляции H при турбулентном режиме фильтрации.

Дополнительные иррациональные затраты (в руб.) на потерю раствора в случае ламинарного режима фильтрации в околоскважинной зоне

$$\mathcal{E} = C\Pi, \quad (6.75)$$

где C – себестоимость единицы объема тампонажного раствора.

При тампонировании скважины целесообразно создавать турбулентный режим фильтрации раствора, который способствует более равномерной и плотной изоляции заданного интервала.

Режим фильтрации может изменяться при увеличении или уменьшении перепада давления на пласт, расхода закачки, глубины проникновения от скважины, площади изолируемой поверхности, изменении фильтрационных свойств интервала изоляции или тампонажного раствора. Определим основные реальные пути регулирования режима фильтрации тампонажного раствора в околоскважинной зоне.

Режим фильтрации в околоскважинной зоне определяется критическим значением числа Рейнольдса $Re_{кр}$. Наиболее фундаментальным исследованием по определению критических значений числа Рейнольдса для различных сред считается работа А.И. Абдулвагабова, в которой на основании обработки большого числа экспериментальных данных была предложена следующая зависимость:

$$Re = \frac{12(1-a)v\rho\sqrt{k}}{a^2\mu}, \quad (6.76)$$

где a – пористость породы; ρ – плотность тампонажного раствора; k – коэффициент проницаемости; μ – динамическая вязкость тампонажного раствора.

Скорость фильтрации уменьшается с удалением от скважины, т.е.

$$v = \frac{Q}{\pi r^2 H}, \quad (6.77)$$

где r – расстояние от скважины; H – мощность интервала тампонирувания.

Скорость фильтрации, определенную из выражения (6.77), подставим в равенство (6.76) и определим удельный расход $q = Q/m$, который необходимо обеспечить для турбулентной фильтрации тампонажного раствора в пределах зоны от скважины до радиуса r :

$$Re_{кр} = \frac{12(1-a)\sqrt{k}Q}{a^2\mu r^2 H},$$

$$q = Q/H = \frac{\pi Re_{кр} a^2 \mu r^2}{12(1-a)\sqrt{k}}. \quad (6.78)$$

С целью обеспечения заданного удельного расхода поглощения q необходимо создать определенный перепад давления на пласт

$$\Delta p = \frac{\mu Q^2 r}{k \rho g \pi^2 r^4 H^2}. \quad (6.79)$$

Выразим Q через Δp :

$$Q = \pi H r^2 \sqrt{\frac{k \rho g \Delta p}{\mu r}}. \quad (6.80)$$

Подставим уравнение (6.80) в равенство (6.78):

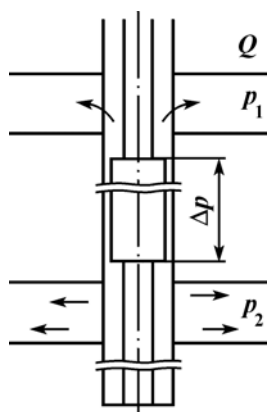
$$\sqrt{\frac{k \rho g \Delta p}{\mu r}} = \frac{Re_{кр} a^2 \mu}{12(1-a)\sqrt{k}}. \quad (6.81)$$

$$\begin{aligned} \frac{k_{\text{pg}} \Delta p}{\mu r} &= \frac{\text{Re}_{\text{kp}}^2 a^4 \mu^2}{144(1-a)^2 k}; \\ \Delta p &= \frac{\text{Re}_{\text{kp}}^2 a^4 \mu^3 r}{144(1-a)^2 k^2 \rho g}, \end{aligned} \quad (6.82)$$

Давление, создаваемое специализированным инструментом при изоляции заданного интервала, выбирается не только для обеспечения турбулентного режима течения тампонажного раствора, но и с учетом предотвращения перетока раствора из тампонируемого интервала в соседние. Рассмотрим принципиальную схему тампонирования скважины с учетом проницаемого пласта, находящегося выше или ниже интервала изоляции и инструмента (рис. 6.18).

$$p_1 = \frac{\mu Q}{2\pi k_1 m_1} \ln \frac{L_1}{r_0} + \frac{\mu Q^2}{4\pi k_1 m_1^2} \left(\frac{1}{r_0} - \frac{1}{L_1} \right), \quad (6.83)$$

Верхний (или нижний) поглощающий пласт, находящийся за



346

пределами зоны изоляции, будет поглощать аналогичный расход Q при следующем перепаде давления:

$$p_2 = \frac{\mu Q}{2\pi k_2 m_2} \ln \frac{L_2}{r_0} + \frac{\mu Q}{4\pi^2 k_2 m_2^2} \left(\frac{1}{r_0} - \frac{1}{L_2} \right), \quad (6.84)$$

где $m_2 k_2$ – проницаемость соседнего с интервалом изоляции пропластка.

На основании сопоставления выражений (6.83) и (6.84) можно определить относительный расход поглощения в интервале изоляции Q_1 и в соседних интервалах Q_2 , принимая во внимание, что репрессия пропорциональна квадрату расхода:

$$Q_1 / Q_2 = \sqrt{\frac{p_2}{p_1 + \Delta p}}, \quad (6.85)$$

где Δp – подпор, создаваемый инструментом для поинтервального тампонирувания скважин.

Обозначим отношение $Q_1 / Q_2 = \eta$ с учетом того, что суммарный расход $Q = Q_1 + Q_2$.

Решая уравнение (6.85) относительно величины подпора, создаваемого инструментом, получаем

$$\Delta p = p_1 - p_2 \eta^2. \quad (6.86)$$

Величина η задается исходя из условий проведения работ и составляет обычно от 1 до 5 %.

Подставляя в равенство (6.86) значения p_1 и p_2 , найденные из уравнений (6.83) и (6.84), получаем после упрощения

$$\Delta p = \frac{\mu Q}{2\pi} \left(\frac{\ln \frac{L_1}{r_0}}{k_1 m_1} - \eta^2 \frac{\ln \frac{L_2}{r_0}}{k_2 m_2} \right). \quad (6.87)$$

Выражение (6.87) позволяет определить величину напора, развиваемого инструментом для поинтервального тампонирувания скважин с учетом заданной минимально допустимой величины утечек раствора из заданного интервала, определяемой η .

Анализ уравнения (6.87) приводит к выводу о необходимости начала тампонирувания от пропластков с большей проницаемостью km к пропласткам с меньшей проницаемостью. В этом случае уменьшаются потери раствора, повышается качество работ.

6.4.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТОВ ПРИ ПОИНТЕРВАЛЬНОМ ТАМПОНИРОВАНИИ

В процессе изоляционных работ с целью исключения гидравлической связи пластов, вскрытых скважиной, необходимо следующее:

избирательное нагнетание тампонажного раствора в заданный интервал изоляции независимо от его мощности, свойств и т.д.;

исключение поглощения тампонажного раствора в соседних с изолируемым интервалах;

равномерное проникновение тампонажного раствора в интервале изоляции на расчетную глубину, исключение вероятности образования в околоскважинной зоне открытых каналов и пустот, не заполненных изолирующим материалом;

обеспечение равномерного нагнетания тампонажного раствора в заданный промежуток времени в период с затворения до момента начала схватывания;

использование в качестве тампонажного раствора разных смесей с широким спектром добавок и наполнителей.

Для выполнения вышеупомянутых условий следует выполнять определенные технологические операции, а именно:

создать в интервале изоляции избыточную репрессию на пласт, обеспечивающую преимущественное проникновение тампонажного раствора в заданной зоне;

тампонирование проводить последовательно, начиная с наиболее проницаемого интервала к наименее проницаемому;

изолировать интервал тампонирования с приемистостью не ниже производительности насосного оборудования, закачивающего раствор в скважину;

нагнетать тампонажный раствор в пласт под давлением, обеспечивающим турбулентный режим фильтрации в околоскважинной зоне;

равномерно перемешивать и диспергировать тампонажный раствор в интервале тампонирования;

обеспечивать извлечение инструмента из скважины после начала схватывания раствора в интервале изоляции;

доставлять вовремя добавки и наполнители различного состава в интервал изоляции, исключать возможность образования застойных зон выше интервала тампонирования.

6.4.4. ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ТАМПОНИРОВАНИЯ

Инструмент для поинтервального тампонирования скважин содержит узлы (рис. 6.19) нагнетания тампонажного раствора, перемешивания тампонажного раствора в интервале изоляции, изоляции интервала тампонирования от соседних интервалов, ликвидации застойных зон выше и ниже интервала тампонирования, а также транспортер раствора и добавок.

Узел нагнетания включает колонну труб, соединенную с одной стороны с насосом цементировочного агрегата, а с другой –

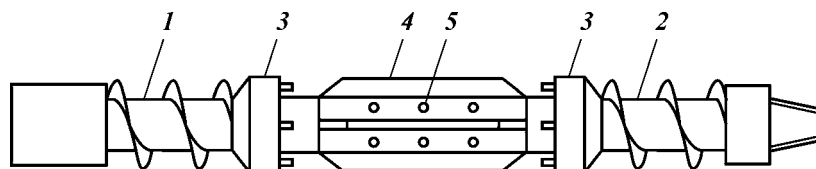


Рис. 6.19. Инструмент для поинтервального тампонирования:
 1 – левый шнек; 2 – правый шнек; 3 – узел гидромониторных насадок; 4 – инерционные лопасти; 5 – отверстия нагнетания тампонажного раствора

либо с нагнетательным патрубком с отверстиями, либо с блоком гидромониторных насадок.

Узел перемешивания тампонажного раствора в интервале изоляции представлен перемешивающими лопатками, жестко закрепленными на трубке, соединяющем два узла изоляции, которые установлены по периферии интервала тампонирования.

Узел изоляции может быть представлен в двух модификациях: блоками гидромониторных насадок, установленными по периферии интервала изоляции и направленными к центру изолируемой зоны;

двумя блоками шнеков, турбулизаторов или винтов, установленными на колонне труб по периферии интервала изоляции и имеющими навивку в противоположные друг другу стороны.

Узел транспортирования раствора и добавок включает насос, колонну труб, узел нагнетания; кольцевое пространство скважины, шнековый, турбулизаторный или винтовой транспортер.

Узел ликвидации застойных зон выполняется в виде вращающихся с приводом от колонны труб лопаток турбулизаторов, шнеков или винтов, установленных выше и ниже интервала изоляции.

Инструмент должен иметь следующие размеры и параметры: наружный диаметр на 5–6 мм меньше диаметра тампонируемого интервала скважины;

расстояние между узлами изоляции не ограничено;

диаметр труб не менее 50 мм;

диаметр насадок от 4 до 10 мм;

возможность работы при частоте вращения инструмента более 50 об/мин.

Инструмент устойчив к износу в течение всего цикла изоляционных работ при вращении в условиях абразивной среды с содержанием твердой фазы до 10 %,

6.4.5. ТЕХНОЛОГИЯ ТАМПОНИРОВАНИЯ

Подготовка скважины к изоляционным работам. В скважине проводят комплекс геофизических исследований и определяют характер распределения фильтрационных свойств интервала тампонирувания. Определяют наиболее и наименее проницаемые участки разреза и ранжируют их по мере ухудшения фильтрационных свойств. Оценивают производительность насосного оборудования, используемого при тампонирувании или цементирования. Проводят экспресс-опробование скважины и определяют коэффициенты проницаемости и фильтрации пород в интервале тампонирувания. Определяют приемистость наиболее проницаемого интервала и максимально допустимый интервал тампонирувания m с учетом заданной производительности насосного оборудования:

$$m = \frac{Q}{2\pi} \sqrt{\frac{\mu}{k_{\max} p} \left(\frac{1}{r_0} - \frac{1}{L} \right)}, \quad (6.88)$$

где Q – производительность насосного оборудования; μ – динамическая вязкость тампонажного раствора; k_{\max} – максимальный коэффициент проницаемости пород в интервале тампонирувания; p – репрессия на пласт для разработанного инструмента, принимаемая равной 0,8–1 МПа; r_0 – радиус скважины; L – заданная глубина проникновения тампонажного раствора, выбираемая с учетом конструкции скважины, требований к экологической безопасности и надежному разобщению горизонтов, принимаемая не менее 0,2–0,3 м.

Затем распределяют интервал тампонирувания на участки с определенной мощностью и ранжируют их в порядке ухудшения фильтрационных свойств пород по порядковому номеру начиная с единицы.

Сборка инструмента. Нагнетательный патрубок, снабженный лопатками и отверстиями для выхода тампонажного раствора, соединяется с обоих торцов с бурильными трубами так, чтобы общая длина соответствовала длине интервала тампонирувания $l = m$, а нагнетательный патрубок располагался в середине инструмента. Как правило, $l = 5 \div 7$ м.

С обоих торцов труб навинчивают секции гидромониторных насадок, направленных друг к другу, в сторону нагнетательного патрубка. К секциям гидромониторных насадок подсоединяют секции шнеков или турбулизаторов, причем к нижней секции – с правой навивкой, а к верхней – с левой.

Общая длина секций, устанавливаемых шнеков или турбули-

затов рассчитывается в околоскважинной зоне, исходя из необходимости создания турбулентного режима фильтрации тампонажного раствора:

$$\Delta p = \frac{Re_{кр}^2 a^2 \mu^3 L}{144(1-a)^2 k^2 \rho g}, \quad (6.89)$$

где $Re_{кр}$ – критические значения числа Рейнольдса ($Re_{кр} = 0,1$); a – пористость; L – заданная глубина проникновения раствора в пласт; k – коэффициент проницаемости тампонируемых пород; ρ – плотность раствора; g – ускорение свободного падения.

Учитывая, что гидромониторные насадки создают в среднем перепад давления на пласт 0,5–0,6 МПа, длина секций шнеков или турбулизаторов

$$l = \frac{[\Delta p - (0,5 \div 0,6) \text{ МПа}] b}{\rho \omega^2 n \left(d_{тр} + \frac{f}{2} \right)^2 \sin^2 \beta m}, \quad (6.90)$$

где l – длина секций шнеков или турбулизаторов; b – длина одной ступени шнека или турбулизатора; ω – частота вращения инструмента; n – количество лопастей турбулизатора или спиралей шнека; $d_{тр}$ – диаметр труб нагнетательного патрубка; выход лопастей турбулизатора или спирали шнека; β – угол наклона шнековой спирали к горизонтали.

С целью снижения громоздкости инструмента частоту вращения принимают максимально возможной, исходя из мощности бурового оборудования при заданной глубине интервала тампонирования.

Спуск инструмента в скважину и нагнетание раствора. Инструмент спускают в скважину на бурильных трубах и фиксируют против наиболее проницаемого интервала. На поверхности готовят тампонажный раствор, который затем закачивают насосом в бурильные трубы и через узлы гидромониторных насадок – в интервал изоляции. Одновременно инструмент вращают на максимально возможной частоте.

Время закачки

$$t = c \frac{W}{Q}, \quad (6.91)$$

где c – коэффициент надежности ($c = 1,3 \div 1,5$); W – объем тампонируемой зоны, $W = 0,785(L^2 - r_0^2)4l$; Q – производительность насосного оборудования.

После закачки расчетного объема тампонажного раствора в пласт подачу насоса прекращают.

Инструмент перемещают, не прекращая вращения в следующий интервал тампонирования, характеризующийся худшими фильтрационными свойствами. Раствор закачивают и изолируют следующий интервал в вышеописанной последовательности. Через бурильные трубы возможна закачка хорошо перемешанных растворов насосом с насадкой, размер которой не превышает половины диаметра сопла гидромониторных насадок, что обычно составляет 2–3 мм. Более крупные добавки засыпают в кольцевое пространство скважины и далее транспортируются левым шнеком или турбулизатором в интервал изоляции.

В сильно поглощающих породах рациональна попеременная закачка тампонажного раствора с порциями воздуха. Для этого в нагнетательной магистрали после насоса устанавливают аэратор или дозирующее устройство. Последующие интервалы оборудуют по аналогии с вышеописанной технологией.

Заключительные работы. После закачки тампонажного раствора в заданный интервал насос выключают и калибруют ствол инструментом при вращении и перемещении вверх-вниз вдоль интервала изоляции. Инструмент перемещают до тех пор, когда затвердевший раствор станет предотвращать обрушение стенок скважины и оплывание полужастывшей массы изолятора. Затем инструмент поднимают на поверхность.

Перед спуском обсадной колонны проводят кавернометрию, определяют диаметр ствола скважины в интервале изоляции. При необходимости ствол прорабатывают долотом. В некоторых случаях обсадная колонна может не устанавливаться. Качество изоляционных работ контролируется при опрессовке ствола (следят за поглощением жидкости). Если скважина поглощает жидкость в интервале тампонирования, то качество работ неудовлетворительное и необходимы ремонтные работы.

При неудовлетворительном качестве проведения первичного цементирования повторно проводят экспресс-опробование скважины, определяют интервалы поглощения раствора, коэффициенты фильтрации пород в околоскважинной зоне после первичного тампонирования. Проводят повторное тампонирование и изолируют оставшиеся проницаемые интервалы в последовательности, аналогичной описанной выше.

После окончания работ проводят повторный контроль качества изоляции экспресс-методом и в случае неудовлетворительного результата меняют состав тампонажного раствора и наполнителя. При необходимости в интервал опускают обсадную колонну, которую затем цементируют.