

УДК 628.112.4

ББК 33.131

Б 33

Башкатов А.Д.

Б 33

Прогрессивные технологии сооружения скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 554 с.: ил.

ISBN 5-8365-0153-X

Рассмотрены прогрессивные технологии, которые эффективно могут применяться при сооружении эксплуатационных скважин на воду, нефть, газ и другие полезные ископаемые. Уделено основное внимание методам повышения производительности скважины, предотвращения выноса песка и изоляции пластов в процессе бурения нетрадиционными методами. Разработаны принципиальные подходы к выбору рациональной конструкции забоя, диаметра скважины, длины фильтра и других важнейших технологических параметров на основании нового подхода к гидродинамическим процессам в пласте и околоскважинной зоне. Обоснованы оптимальные режимы эксплуатации для конкретных горно-геологических и технологических условий. Приведены конструкции инструмента для создания каверн заданного диаметра и профиля в интервале продуктивного пласта в сочетании с технологией промывки забоя. Рекомендованы рациональные схемы намыва гравийных фильтров для различных условий проведения работ. Разработан подход к модернизации известных конструкций проволочных фильтров с треугольным и трапециевидальными сечениями. Описан опыт применения прогрессивных технологий, позволяющих получить положительные результаты в снижении себестоимости добытого полезного ископаемого на конкретных производственных объектах.

Для специалистов, занимающихся буровыми работами на различные полезные ископаемые, а также полезна студентам вузов.

Bashkatov A.D.

Modern Technologies in Well Construction.

The modern technologies, which can be efficiently used for constructing field wells for water, oil, gas, and other mineral resources are discussed. The main attention is given to the methods of increasing well productivity, preventing stoughing of sand and layer isolation during well drilling using unconventional methods. The principle approaches to selection of bottom's optimal construction, well diameter, filter length and other important technological parameters are developed on the base of a new approach to hydrodynamic processes in a layer and near-well area. Optimal exploitation regimes are substantiated for specific mining and geological and technological conditions. Constructions of tools for making caverns with the required diameter and profile in the interval of production layer are described in connection with the bottom washing technology. Recommendations are given for the optimal methods of gravel filter washing up for various operational conditions. The approach is developed for modernization of conventional constructions of wire filters with triangular and trapezoidal sections. Also discussed is the experience in application of modern technologies that help to obtain positive results in reducing net cost of mineral resources production at the specific production facilities.

Advisable for specialists engaged in well drilling for various mineral resources production, as well as student.

ISBN 5-8365-0153-X

© А.Д. Башкатов, 2003

© Оформление.

ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003

ВВЕДЕНИЕ

●

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН

При сооружении эксплуатационных скважин на воду, нефть, газ и другие полезные ископаемые возникают проблемы, важнейшими из которых являются снижение себестоимости добычи, предотвращение экологического загрязнения и нарушения структуры подземных горизонтов, а также наиболее полное и равномерное освоение месторождения.

Снижение себестоимости добычи полезного ископаемого возможно в основном за счет сооружения высокодебитных скважин, наиболее полно использующих потенциал продуктивного пласта.

Существенный резерв снижения себестоимости добычи заключается в минимизации эксплуатационных затрат, которые зависят от наличия в добываемом полезном ископаемом песка и других инородных примесей и энергетических затрат на откачу. Сравнительно незначительное снижение себестоимости в общем балансе достигается минимизацией капитальных затрат на сооружение скважины в основном за счет упрощения конструкции в комбинации с последующим комплексом работ на стадии заканчивания по повышению дебита и предотвращению выноса песка.

Проблема сохранения структуры продуктивного пласта, а следовательно стабильности дебита во времени зависит от успеха мероприятий по предотвращению выноса песка или других обломочных фракций. Кроме этого, вынос песка резко увеличивает расходы на эксплуатацию месторождения.

Загрязнение горизонтов наблюдается в процессе бурения при значительном проникновении фильтрата и реагентов в глубь пласта при поглощении, а также в процессе эксплуатации при соединении горизонтов различного пластового давления, возникно-

вании заколонных перетоков, некачественном цементировании и тампонировании.

Исходя из ранее изложенного и значимости технологических процессов при сооружении скважин по их влиянию на конечный результат в данной книге будут описаны физические основы:

повышения производительности скважины;

предотвращения выноса песка;

надежности изоляции пластов.

Сопоставляя отечественный и зарубежный опыт решения поставленных проблем, становится очевидным, что большинство прогрессивных технических и технологических решений было разработано в России, а затем, в силу несовершенства авторского права, эти решения были подхвачены и развиты на Западе.

Так, в прошлом столетии в 60-х годах Д.Н. Башкатовым были предложены вопросы вскрытия водоносных пластов с промывкой чистой водой при минимальной репрессии на пласт, в 20-х годах инженером М. Капелюшниковым – технология расширения скважины в интервале продуктивного пласта и первые конструкции расширителей, в 50-х годах инженером Ф. Бояринцевым – конструкции проволочных фильтров, в 40-х годах инженером С. Комиссаровым был разработан механизм подбора гравийных обсыпок. Кроме того, технологии гидроразрыва, турбинного бурения и многое другое было разработано и описано в технической литературе у нас задолго до осмысления этих проблем на Западе. Однако, надо отдать должное зарубежному опыту, который позволил довести принципиальные решения до широкого промышленного применения и культуры производства.

Аналогичная ситуация сложилась в отношении оборудования и инструмента, используемого при сооружении скважин различного назначения.

В последнее время в нашей стране с завидной периодичностью поднимается вопрос о низком качестве отечественного оборудования и целесообразности его замены на импортное. Сторонники этой идеи выступают на самых различных уровнях, надеясь таким путем решить проблемы геологической отрасли. Однако у нас достаточно негативного опыта таких решений, с которым целесообразно ознакомить проводников «новых» идей.

До начала 90-х годов прошлого столетия вопрос замены оборудования и инструмента отечественного производства, используемого в геологоразведочном производстве, на аналогичное импортное не поднимался. Это было обусловлено высоким научно-техническим потенциалом, накопленным в отрасли к этому времени. По целому ряду технологических направлений мы превосходили, да и сейчас превосходим мировой уровень. К таким про-

агрессивным направлениям следует отнести бурение с гидро-транспортом керна, съемными керноприемниками, бурение турбобурами и забойными двигателями, направленное бурение, бурение алмазным и твердосплавным инструментом, технологию отбора керна и проб, методики непрерывного получения геологической информации по беспроводному каналу связи при пенетрационном каротаже и целый ряд других. Объективным показателем высокого уровня бурового оборудования, изготавливаемого в быв. СССР, является то, что оно поставлялось более чем в 50 стран мира. До настоящего времени роторные буровые установки типов БА-15 и УРБ производства Кунгурского машзавода работают в Египте, Иране, Ираке, Тунисе, Марокко, Сирии, Иордании, Арабских Эмиратах и многих других странах. Срок эксплуатации оборудования нередко составляет 10–15 лет и более. Не уменьшается спрос на запасные части к таким установкам, производство которых успешно наладили наши бывшие партнеры по СЭВ, частично захватившие рынки сбыта.

Такой интерес объясняется просто. Наши установки просты, технологичны, неприхотливы. Не требуют специального обслуживания, использования дорогостоящих материалов. Если рассмотреть вопрос технологических параметров бурения и, прежде всего, скорости проходки и рейсовой скорости, то они практически не уступают или уступают весьма незначительно дорогостоящим импортным аналогам, главным образом, не за счет параметров установки, а в силу менее производительного насосного оборудования и отсутствия механизма принудительного усилия на забой. Эти недостатки легко устраняются дополнительной комплектацией насосом НБ-125 на автономном блоке НП-15 и механизмом принудительной подачи, актуальность которого, как и в импортных установках, прослеживается только при малой глубине скважины и соответственно небольшой массе инструмента.

На протяжении многих лет велась и ведется сейчас дискуссия относительно целесообразности комплектации установки ротором или подвижным вращателем. По всей видимости, эта дискуссия не имеет конца, так как каждый из способов имеет свои преимущества, недостатки и рациональные области применения. Сторонникам комплектации установок подвижным вращателем следует обратить внимание на то, что еще задолго до перестройки Щигровским АО «Геомаш» изготавливались установки ПБУ-50 и ПБУ-200 грузоподъемностью до 50 т с подвижным вращателем, используемые в основном при комплектации полевого водоснабжения.

Установки для геологоразведочного бурения типов СКБ и УКБ практически полностью удовлетворяли потребности отрас-

ли и по технико-экономическим показателям превосходили импортные аналоги. У нас впервые были созданы станки с плавно-регулируемым электроприводом постоянного тока, что позволило поднять на новую ступень технологию алмазного бурения. Контрольно-измерительная аппаратура обеспечивала заданные режимы бурения скважин и получение геологической информации.

Выпускаемый в России буровой инструмент и, прежде всего, шарошечные долота, бурильные трубы, твердосплавные и алмазные коронки, удовлетворял потребности не только нашей страны, но и стран – членов СЭВ, Ближнего и Среднего Востока, Северной Африки и ряд других регионов.

Таким образом, к 90-м годам прошлого века в нашей стране и отрасли был накоплен громадный научно-технический потенциал, создан необходимый задел для успешного развития геологоразведочного производства. Следует заметить, что не все прогрессивные идеи были воплощены в металл и давали сиюминутную отдачу. Многие пионерские разработки прекратили свое развитие на стадии НИОКР или испытания опытных образцов по причине недостаточного финансирования, лоббирования отдельными руководителями заведомо устаревших, нереальных или отвлеченных от нужд отрасли направлений и, как следствие, распыления сил и средств.

В 90-х годах прошлого века вследствие резкого снижения либо отсутствия финансирования был отмечен резкий спад производства, характерный для всех без исключения заводов – производителей геологоразведочного оборудования и приборов. Рассмотрим динамику спада производства основных изготовителей буровых станков на примере ОАО «Кунгурский машиностроительный завод» и ОАО «Геомаш», представленную в табл. 1 и 2.

Из представленных данных четко прослеживаются две основных тенденции, характерные для заводов – производителей геологоразведочного оборудования. Первая, показанная на примере ОАО «Кунгурский машиностроительный завод», заключается в переходе заводов-изготовителей на другую номенклатуру продукции, пользующуюся спросом и подтвержденную финансированием. Производство буровых установок типов 1БА-15 и УРБ-ЗАЗ, используемых в геологоразведочном бурении, уменьшилось от 525 в 1990 г. до 5 в 1996 г. Вместе с тем, завод освоил выпуск ремонтных агрегатов для нефтегазодобывающего комплекса, что и составляет сегодня основной объем производства. Выйти сейчас на прежний объем выпуска буровых станков проблематично вследствие необходимости расширения производства, частичного перепрофилирования и, самое главное, стабильного финансирования от геологов.

Таблица 1

Динамика изменения номенклатуры выпуска оборудования ОАО «Кунгурский машиностроительный завод» за 1990–2000 гг.

Оборудование	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
Установки буровые	525	472	256	137	18	34	5	32	29	18	29
Ремонтные агрегаты	–	–	–	32	42	20	13	34	33	66	185
Турбобуры (секции)	7088	4434	3618	1475	573	975	325	634	1051	569	2016
Шпиндели	778	1030	858	603	198	81	27	83	124	68	474

Таблица 2

Динамика изменения основных показателей работы Щигровского ОАО «Геомаш» за 1995–2000 гг.

Показатели	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
Использование производственных мощностей, %	45,6	13,6	31,6	23,6	32,0	54,0
Объем производства в сопоставимых ценах, млн руб.	95,9	23,9	42	35,5	58,0	116,8
Число выпускаемых буровых установок	193	40	105	97	131	226
Уровень рентабельности производства, %	20,1	–8,5	32,0	10,5	12,2	23,0
Среднегодовая численность работающих	1008	926	860	922	904	997
Производство новой техники, буровые установки	УБЛ, ПБУ-3	–	УБР	А-60 СТД	УБМ	УБГ

Вторая тенденция, показанная на примере ОАО «Геомаш», заключается в резком снижении объема производства при параллельном поиске новых технических решений и освоении выпуска принципиально новых для завода установок. Так, в 1997 г. заводом собственными силами выпущен буровой агрегат типа УБР, снабженный подвижным вращателем и позволяющий использовать прогрессивные методы бурения, такие как гидро- и пневмотранспорт керна. В результате резко повысились технико-экономические показатели проходки скважин. Путем кооперации с известной западной фирмой «WIRTH» в 2000 г. освоено производство установки типа УБГ, соответствующей лучшим мировым аналогам.

Характерно, что в обоих случаях разработка новой техники и оборудования осуществлялась за счет средств самих заводов-изготовителей по самостоятельно выбранному ими направлению без привлечения средств от геологоразведочной отрасли. Следует отметить, что в неблагоприятных условиях российского рынка специалисты заводов смогли правильно сориентироваться и найти свою нишу в производстве оборудования, пользующегося устойчивым спросом.

Вместе с тем, отраслевое финансирование новой техники, хотя и в резко сокращенных объемах, было традиционно использовано на нереальные, устаревшие проекты или просто было израсходовано без каких-либо положительных результатов или идей.

Существует и третий путь преобразования заводов-изготовителей геологоразведочного производства. В период 90-х годов прошлого столетия сравнительно незначительная часть производителей, не выдержав конкуренции в условиях становления рынка, не смогла найти свое место, пережила процедуру акционирования, банкротства, поменяла владельцев и потеряла интерес для геологоразведочной отрасли в целом. При отсутствии финансирования парк буровых станков, основного оборудования и инструмента в геологоразведочной отрасли не обновлялся. Специалисты отрасли потеряли связи и деловые контакты с соответствующими службами заводов-изготовителей. Результатом стало постепенное отторжение производителей от геологов.

Новое тысячелетие геологи встретили на устаревшем, выработавшем амортизационный срок оборудовании, аппаратуре и инструменте. С улучшением экономической ситуации в стране и геологоразведочной отрасли, увеличением финансирования на техническое перевооружение появилась необходимость возобновления прямых контактов с заводами-изготовителями, заключения

долгосрочных контрактов на поставку оборудования, инструмента и аппаратуры. Однако предложения о возобновлении более тесного сотрудничества и финансирования работ не были восприняты производителями с энтузиазмом вследствие нехватки производственных мощностей и наличия портфеля оплаченных заказов на многие месяцы вперед. В этой связи при подписании контракта заводы-изготовители устанавливают для заказчиков-геологоразведчиков длительные сроки изготовления оборудования.

Заказчики хотят в кратчайшие сроки переоснастить отрасль новым оборудованием, инструментом и аппаратурой, а производители не имеют возможности и большого желания перестроить производство под «нового» потребителя.

Данная ситуация таит в себе скрытую опасность в переориентации, пусть даже частичной, на импортное оборудование и инструмент. Хотя эту опасность уже скрытой назвать нельзя. На протяжении ряда последних лет все слышней раздаются голоса в поддержку перехода геологоразведочной отрасли на импортное оборудование. Известны случаи закупки отдельных экземпляров, ограниченных партий оборудования и инструмента.

Проанализируем сложившееся положение.

Во-первых, и ранее в ограниченном объеме в страну поставлялись импортное оборудование и инструмент.

Во-вторых, наше оборудование широко экспортировалось в различные страны мира, где показало высокую конкурентоспособность. Имеется достаточная база для сопоставления его по важнейшим технико-экономическим показателям, таким как стоимость бурения 1 м скважины, единицы полученной информации или добычи полезного ископаемого, с зарубежными аналогами.

В-третьих, в технической литературе имеются данные по практическому использованию различного оборудования, инструментов и приборов в разных горно-геологических, гидро-геологических и других условиях, которых для специалистов вполне достаточно для обоснованного выбора в ту или иную сторону.

Остановимся на некоторых примерах. Навоийский горно-металлургический комбинат (НГМК) приобрел в 1995–1996 гг. вместо буровых установок УРБ-3АЗ и 1БА-15В, установки ВИРТ В4 (Германия), «Аквадрилл-1600», «Аквадрилл-1000» (США – Швеция). Стоимость установки ВИРТ была выше стоимости отечественных аналогов примерно в 6 раз, а установок «Аквадрилл-1600», «Аквадрилл-1000» выше в 4–5 раз. Необхо-

димо отметить, что при сравнении цен учитывалась экспортная цена буровых агрегатов УРБ-3АЗ и БА-15В, которая существенно выше цен отечественного рынка. Реально стоимость импортного оборудования выше в 6–8 раз.

Испытания импортных буровых установок в производственных условиях комбината показали, что механическая скорость бурения возросла приблизительно на 20–30 % благодаря наличию в комплекте более мощного бурового насоса и механизма принудительного давления на забой. При этом рейсовая скорость практически не изменилась из-за дополнительных затрат на спускоподъемные операции. Эксплуатационные затраты на импортных установках значительно выше по причине применения масел только западных фирм, которые в несколько раз дороже отечественных. Расходные запасные части, как правило, продаются по завышенным ценам. Втулка на насос «Гарднер-Денвер» дороже аналогичной втулки на НБ-125 в 4–5 раз. Проведение ремонтных работ на установках затруднено отсутствием или нехваткой запасных частей, которые необходимо доставлять от производителей, что приводит к длительным простоям.

Следует отметить, что во многих случаях уровень подготовки наших рабочих не соответствует требованиям работы на импортном оборудовании.

Затраты на проведение буровых работ при использовании станков ВИРТ и «Аквадрилл» в 6–10 раз выше, чем при бурении установками 1БА-15В и УРБ-3АЗ. В итоге после годичных испытаний тендер выиграло ОАО «Кунгурский машиностроительный завод», и было принято решение вернуться к традиционной программе закупок бурового оборудования с некоторыми дополнениями, которые были внесены конструкторским бюро завода по рекомендациям ЗАО «Русбурмаш».

Для повышения мощности насосного оборудования специально был разработан буровой агрегат УРБ-3АЗ051, имеющий один палубный насос НБ-125 либо два насоса НБ-50 с приводом от двигателя ЯМЗ-238. Грузоподъемность установки была увеличена до 20 т при условии обязательной комплектации механизмом принудительного давления на забой и вспомогательной лебедкой. Указанные доработки за счет обеспечения оптимальной осевой нагрузки на инструмент и хорошей очистки забоя и ствола скважины от шлама свели на нет преимущества импортных установок по механической скорости бурения.

Существенное увеличение технико-экономических показателей бурения можно обеспечить только путем использования прогрессивных технологий. Буровой агрегат в этом случае является всего лишь инструментом для возможного применения в данных

условиях той или иной технологии. Безальтернативное применение западными фирмами прогрессивных технологий бурения с продувкой газожидкостными смесями и воздухом в Кызылкумах привели к срыву плана производства работ. Обеспечить проходку в условиях чередования поглощающих карстовых пород с напорными водоносными пластами по единой технологии не удалось.

Для расширения области применения прогрессивных технологий бурения скважин с продувкой воздухом пневмо- и гидротранспортом керна в пустынных условиях при сложности обеспечения производства работ технической водой НГМК были закуплены и сегодня успешно применяются буровые установки с подвижным вращателем УБР12 производства ОАО «Геомаш».

Справедливости ради следует отметить, что традиционно принимаемое за аксиому качество импортного оборудования не всегда подтверждается на практике. Так, в одном поставленном импортном агрегате в насосе «Гарднер-Денвер» была обнаружена трещина в корпусе, а в другом – дефекты подвижного вращателя. Были обнаружены и другие недоделки и дефекты. Бракованные детали были заменены по гарантии, на что ушло значительное время.

Аналогичные сравнительные результаты работы импортного оборудования и отечественных буровых установок получены в Египте, Тунисе, Иране и других странах. Отечественные буровые установки комплектуются универсальными бурильными трубами, что обеспечивает их взаимозаменяемость и облегчает работу. Импортные буровые установки предусматривают комплектацию особенной бурильной колонной, имеющей оригинальные соединения. Использование таких труб на других установках требует изменения конструкции элеватора.

Сравнительные испытания импортных бурильных труб с отечественными показали близкую наработку на отказ при том, что стоимость первых на 50 % выше. По данным Л.А. Лачиняна отечественные бурильные трубы производства Оренбургского завода превосходят импортные по прочности и долговечности на 40–80 %. Высокое качество бурильных труб диаметром 73 и 89 мм с приварными по специальной технологии замками с прорезями под элеватор, выпуск которых освоен ОАО «Кунгурский машиностроительный завод», обусловило постановку вопроса о комплектации некоторых зарубежных установок (например, ВИРТ) отечественными бурильными трубами. Сопоставление работоспособности шарошечных долот отечественного и импортного производства для различных условий применения на территории СНГ приведено в табл. 3.

Таблица 3

Результаты сравнительных испытаний шарошечных долот

Шифр долота, изготовитель	Категория пород по бу- римости	Средняя про- ходка на до- лото, м	Стоимость долота, дол. США	Стоимость 1 м бурения, дол. США
<i>Северный ГОК, Украина, 1994–1996 гг.</i>				
ОК-ПВ-5	19–20	130	900	6,92
СКБ «Доломит» Q9JSMITH	19–20	241	4000	16,59
<i>Лебединский ГОК, Россия, 1994–1996 гг.</i>				
ОК-ПВ-5	17–18	132	900	6,82
СКБ «Доломит» Q7JSMITH	17–18	238	4000	16,81
ОК-ПВ-5	19–20	63,5	900	14,17
СКБ «Доломит» Q9JSMITH	19–20	140	4000	28,57
<i>Рудник Мурунтау, Узбекистан, 1994–1997 гг.</i>				
ОК-ПВ-5	13–17	328	900	2,74
СКБ «Доломит» ОК-ПВ1Р Пова- ровский механи- ческий завод	13–17	227	650	2,86
244,5ОКПВ ОАО «Уралбурмаш»	13–17	320	650	2,03
244,5ОКПВ W17 ОАО «Уралбур- маш»	13–17	386	650	1,68
Q7JSMITH	13–17	596	4000	6,71
Q9JSMITH	13–17	624	4000	6,41

Представленные результаты показывают, что приведенные затраты на бурение 1 м в твердых породах импортными долотами в 2,5–3 раза выше, чем отечественными. В табл. 3 отсутствуют данные сопоставления с долотами производства ОАО «Волгабурмаш», которые традиционно отличаются высоким качеством.

При уменьшении твердости пород эффективность использования отечественного породоразрушающего инструмента увеличивается. Аналогичные пропорции характерны для бурения твердосплавными и алмазными коронками.

Заказы импортного оборудования и переход, пуск

ный, на обеспечение им геологоразведочной отрасли таят в себе и ряд «подводных камней».

Во-первых, закупка дорогостоящего оборудования повлечет за собой резкое увеличение его амортизации, размер ежегодных отчислений на которую будет сопоставим со стоимостью отечественных аналогов. К этому предприятия пока не готовы.

Во-вторых, покупая импортную продукцию, мы впадаем в длительную зависимость от технической и экономической политики поставщика. Как правило, после закупки оборудования цены на запасные части и материалы резко возрастают.

В-третьих, вкладывая деньги в развитие импортного производства, мы обрекаем на не востребованность огромный научно-технический потенциал, накопленный в стране. Пройдет ряд лет и те разработки, которые и сейчас не потеряли своей актуальности и превосходят импортные аналоги, устареют, и геологи будут обречены перейти на импортные технологии, а соответственно и на обслуживающие их технические средства.

Важнейшим является и социальный аспект. Поддерживая отечественного производителя, мы вкладываем средства в развитие промышленности, обеспечиваем рабочие места и закладываем базу для повышения научно-технического потенциала отрасли.

В этой связи напрашивается вывод о том, что принятие решений по закупке импортного оборудования является либо следствием незнания существа вопроса отдельными чиновниками, либо лоббированием интересов западных фирм. Объективности ради следует отметить, что существуют некоторые сферы производства оборудования, инструмента и аппаратуры, где импортные производители существенно обогнали отечественных, и наладить в России производство аналогов либо заменителей в ближайшее время не представляется возможным.

К таким областям следует отнести высокопроизводительное мобильное компрессорное оборудование, некоторые виды станков для бурения из разведочных выработок, опробователи пластов, отдельные виды пакеров и ряд других. Однако в общем объеме геологоразведочного производства процент использования этого оборудования ничтожно мал, что усугубляется ориентацией на отечественного производителя еще на стадии проектирования работ.

Во многих странах запрещено импортировать товары, выпускаемые на внутреннем рынке, даже имеющие предпочтительные технико-экономические показатели. Будем надеяться, что руководство России со временем примет аналогичные законы, а тенденции в этом направлении явно прослеживаются. Выход

из сложившейся ситуации один: геологоразведочная отрасль и отечественные производители должны наладить тесное длительное сотрудничество, разработать совместные программы финансирования и выпуска готовой продукции. За 10 последних лет появились прогрессивные разработки, которые с учетом требования нашей отрасли должны быть доработаны и освоены производством, а затем успешно применены в практике работ.

Глава 1



ГИДРАВЛИКА СКВАЖИНЫ

1.1. ХАРАКТЕР ПРИТОКА К СКВАЖИНЕ И ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЕЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ

Производительность скважины определяется гидравлическими потерями напора на всех участках движения потока. Обобщенный закон гидравлического сопротивления определяется формулой, включающей слагаемые, пропорциональные первой и второй степеням скорости фильтрации или движения потока

$$J = av + bv^2, \quad (1.1)$$

где J – потери напора; a , b – обобщенные коэффициенты соответственно ламинарного и турбулентного гидравлического сопротивления; v – скорость движения потока.

Обобщенные коэффициенты ламинарного и турбулентного гидравлического трения в формуле (1.1) носят обобщенный характер и имеют размерность соответственно метр в минус второй степени на секунду и метр в минус пятой степени. Выражая производительность скважины Q через потери напора J и площадь движения потока S , получаем общее уравнение потока

$$Q = \sqrt{\frac{aS}{2b} + \frac{JS^2}{b}} - \frac{aS}{2b} \quad (1.2)$$

(Q , J , a и b – положительные величины).

Выражение (1.2) определяет обобщенную зависимость между производительностью скважины и создаваемым понижением, соответствующим потерям напора в системе скважина – пласт. Коэффициенты сопротивления a и b носят обобщенный характер и считаются функцией суммы ламинарных и турбулентных сопротивлений каждого элемента системы. Рассмотрим гидравлическую систему скважина – пласт и разобьем ее на характерные участки движения потока (рис. 1.1). В общем виде поток фильтруется в пласте, закольматированной околоскважинной зоне, че-

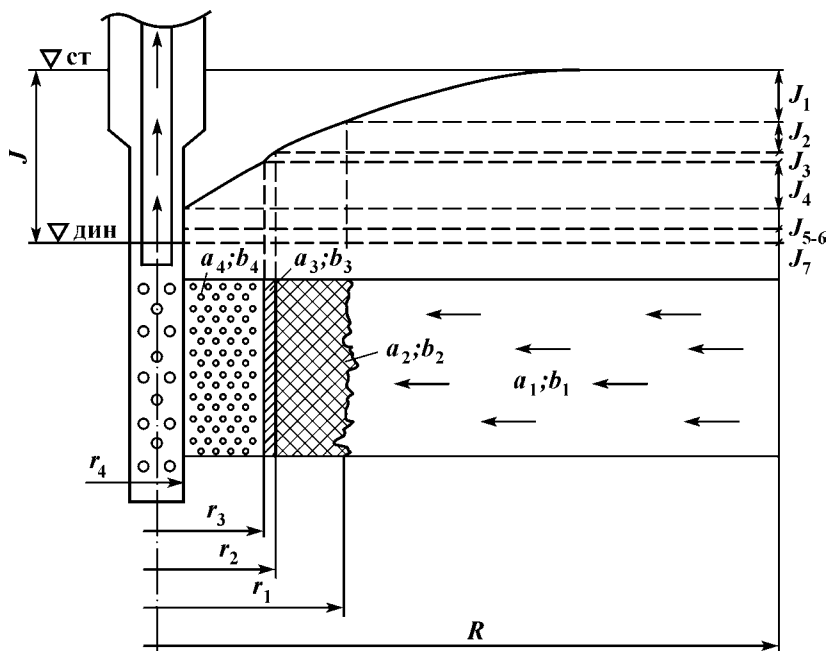


Рис. 1.1. Гидравлическая система скважина – пласт:

r_1, r_2, r_3, r_4 – радиус соответственно зоны кольятации, глинистой корки, гравийной обсыпки, фильтра; R – радиус влияния скважины

рез слабопроницаемую корку на стенках скважины, преимущественно глинистую, гравийную обсыпку и фильтр, движется внутри фильтровых труб, водоподъемной к эксплуатационной колонне. Общие потери напора в системе скважина – пласт

$$J = J_1 + J_2 + J_3 + J_4 + J_5 + J_6 + J_7, \quad (1.3)$$

где $J_1, J_2, J_3, J_4, J_5, J_6, J_7$ – потери соответственно в пласте, зоне кольятации, глинистой корке, обсыпке, контактные в системе фильтр – порода, фильтре, трубах.

Каждый элемент системы характеризуется определенными гидравлическими сопротивлениями a и b с индексом, соответствующим порядковому номеру элемента, начиная от пласта. Решая уравнение (1.3), получаем выражение для общей производительности системы скважина – пласт как функцию понижения J и коэффициентов гидравлического сопротивления каждого элемента движения потока, т. е.

$$Q = \sqrt{\frac{a_1 S_1 + \dots + a_n S_n}{2(b_1 + \dots + b_n)}} + J \left(\frac{S_1^2}{b_1} + \dots + \frac{S_n^2}{b_n} \right) + \frac{a_1 S_1 + \dots + a_n S_n}{2(b_1 + \dots + b_n)}. \quad (1.4)$$

Анализ уравнения (1.4) позволяет установить, что наиболее оптимальные режимы эксплуатации должны обеспечивать ламинарный режим фильтрации во всех элементах гидравлической системы. В этом случае дополнительные потери напора, обусловленные турбулизацией потока и характеризующиеся вторым членом уравнения (1.1), обращаются в ноль. В таком случае дебит скважины

$$Q = J \left(\frac{a_1}{S_1} + \dots + \frac{a_n}{S_n} \right)^{-1}. \quad (1.5)$$

В случае ламинарного режима фильтрации увеличение понижения J сопровождается прямо пропорциональным ростом производительности Q . При турбулизации потока на одном и более элементах движения увеличение понижения начинает сопровождаться все более медленным ростом производительности. В случае перехода системы на турбулентный режим эксплуатации увеличение понижения не приводит к существенному увеличению дебита и эксплуатация становится экономически невыгодной. Зависимость производительности скважины от понижения для турбулентного режима эксплуатации определяется выражением

$$Q = \sqrt{J \left(\frac{b_1}{S_1^2} + \dots + \frac{b_n}{S_n^2} \right)^{-1}}. \quad (1.6)$$

Зависимость между производительностью скважины и понижением носит постоянный характер только в случае установившегося режима эксплуатации. В реальных условиях в начальный момент эксплуатации или опробования откачкой, сработке уровней, подключения и выключения соседних скважин и других зависимостей понижения и дебита начинает изменяться во времени. Это объясняется инерционностью системы скважина – пласт. При создании понижения (при откачке) возмущение сначала воспринимается скважиной, фильтром, обсыпкой и только потом закольцованной зоной и пластом. При возмущении в начальный период происходит саморегуляция системы на заданную величину воздействия, при которой потери напора перераспреде-

ляются между элементами системы до момента, когда возникает ее гидродинамическое равновесие или установившийся режим эксплуатации. В случае изменения возмущения происходит перераспределение потерь напора между элементами системы, обусловленное ее саморегуляцией до вновь установившегося равновесия.

При откачке в скважине создается понижение величиной J (рис. 1.2). В соответствии с величинами гидравлических сопротивлений каждого элемента системы распределения потерь напора на каждом этапе движения могут быть различными. Диаграммой 1 показана типовая кривая потерь напора в скважине. Потери напора в трубах J_7 складываются из потерь напора в эксплуатационной и фильтровой колонне. Учитывая, что обычно диаметр эксплуатационной колонны больше диаметра фильтровой и фильтра длиной L_ϕ , интенсивность роста потерь напора на единицу $L_{эк}$ и $L_{фк}$ внутри скважины различна. Существенные потери напора приходятся на фильтр J_5, J_6 , глинистую корку J_3 и закольматированную зону J_2 . Проницаемость гравийной обсыпки

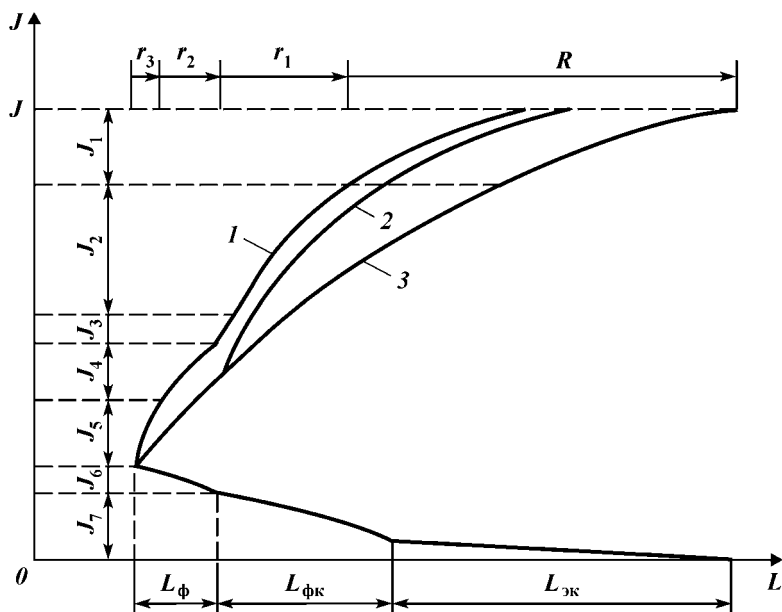


Рис. 1.2. Диаграммы потерь напора в элементах системы скважина – пласт

Увеличение производительности скважины может быть достигнуто снижением гидравлического сопротивления движению потока на одном из элементов системы скважина – пласт (рис. 1.3). Поэтому интересно рассмотреть отдельно каждый элемент гидродинамической системы с целью определения возможных перспектив снижения в них гидравлического сопротивления, выработки требований к применяемой технике и технологии сооружения и эксплуатации скважин.

1.1.1. ДВИЖЕНИЕ ПОТОКА В ПЛАСТЕ

Уравнение потерь напора в пласте может быть получено при интегрировании выражения (1.1) с учетом предположения о ламинарном режиме фильтрации на всем интервале притока и равенстве второго слагаемого, пропорционального квадрату скорости, нулю. В большинстве реальных условий такое предположение вполне справедливо. Зависимость потерь напора в пласте J от расхода Q в таком случае имеет вид

$$J_1 = \frac{\mu Q}{2\pi k m_1} \ln \frac{R}{r_1}, \quad (1.7)$$

где μ – вязкость воды или другого флюида; k – коэффициент проницаемости пласта в естественном состоянии; m_1 – мощность пласта; R – радиус влияния скважины; r_1 – минимальный радиус пласта с ненарушенными фильтрационными свойствами.

Известно, что на удаленных участках пласта наблюдается плоскорадиальный поток, а в околоскважинной зоне линии тока деформируются в сторону верхних интервалов (рис. 1.3). Из-за искривления линий тока возникают дополнительные потери напора, которые принято учитывать в специально вводимой формуле (1.7) поправкой на несовершенство скважины по степени вскрытия ζ_1 [2, 23]

$$J_1 = \frac{\mu Q}{2\pi k m_1} \left(\ln \frac{R}{r_1} + \zeta_1 \right). \quad (1.8)$$

Обычно под значениями ζ_1 понимают отношение длины фильтра к мощности водоносного пласта.

Существующие представления о направлении движения потока в пласте и околоскважинной зоне не согласуется с практическими результатами опробования. Многочисленные экспериментальные и теоретические исследования свидетельствуют о том, что характер входных скоростей по мощности пласта хорошо описывается законом гиперболических синусов [13]. Скорости притока возрастают от нижней к верхней границе продук-

тивного интервала, причем и интенсивность роста скоростей притока увеличивается в том же направлении. По всей видимости, заданному характеру распределения скоростей притока соответствует типовая функция распределения давления по мощности пласта, которая также согласуется с законом гиперболических синусов или тангенсов в степени от единицы до двух. Учитывая, что поток в пласте ламинарный и скорость пропорциональна перепаду давления в первой степени, преимущественная степень функции гиперболических синусов или тангенсов принимается равной единице. Если знать типовой характер распределения скорости потока и перепада давления по мощности пласта, то можно построить изогипсы постоянного давления в пласте и околоскважинной зоне (см. рис. 1.3).

Направление линий тока всегда перпендикулярно поверхности, полученной при вращении изогипсы постоянного давления вокруг оси скважины. Сопоставляя реальную поверхность постоянного давления и типовые линии тока (см. рис. 1.3), можно сделать вывод о том, что они не перпендикулярны. Кроме этого, если в верхней части пласта (см. рис. 1.3) искривления линий тока не происходит, то и приток на единицу длины этого интервала должен быть постоянным. Сгущение линий тока в нижнем интервале водопритока должно сопровождаться интенсификацией дебита на единицу мощности пласта и ростом скоростей потока к нижней границе продуктивного интервала. В реальных условиях этого не происходит. Установившиеся представления о механизме движения потока в пласте не соответствуют данным опробования, поэтому необходимо вновь рассмотреть характер движения потока в пласте.

Движущийся в пласте поток ведет себя как саморегулируемая система, выбирающая наиболее энергетически выгодные формы и направления фильтрации. Поэтому направление движения потока в любой точке пласта будет обусловлено минимальными затратами энергии или потерями напора на перемещение к конечной точке движения.

Рассмотрим два возможных типовых варианта движения потока в пласте: плоскорадиальный и радиально-сферичный. При установившемся движении в пласте зависимость потерь напора от расхода выражается уравнением (1.8). В случае радиально-сферичного потока уравнение притока находится интегрированием выражения

$$dJ = \frac{\mu Q}{2\pi k a r^2} dr,$$

где $\alpha = m_1/R$.

В результате интегрирования с учетом граничных условий получаем конечную формулу

$$J_1 = \frac{\mu Q}{2\pi k} \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{R} \right). \quad (1.9)$$

Проанализируем выражения (1.8) и (1.9). Предположим, что энергетические потенциалы того и другого потока равны. Тогда, приравняв правые части уравнений (1.8) и (1.9), получим

$$\frac{\mu Q}{2\pi k m_1} \ln \frac{R}{r_1} = \frac{\mu Q}{2\pi k} \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{R} \right).$$

Проведя необходимые сокращения, получим

$$\ln \frac{R}{r_1} = m_1 \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R} \right) = \frac{R}{r} - 1. \quad (1.10)$$

Левая часть уравнения (1.10) характерна для плоскорадиального потока, а правая для радиально-сферического. На рис. 1.4 представлены графики зависимости $y_1 = \ln \frac{R}{r_1}$ (1) и $y_2 = m \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R} \right)$ (2). На удаленных участках пласта $y_1 > y_2$, а вблизи скважины наоборот $y_1 < y_2$ (см. рис. 1.4). Итак, для отдаленных интервалов пласта более энергетически выгодным считается радиально-сфе-

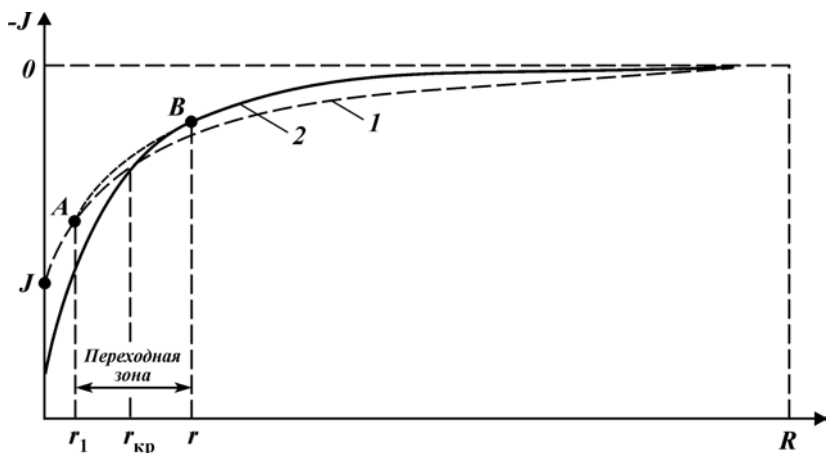


Рис. 1.4. Зависимость потерь напора с удалением для радиально-сферического (2) и плоскорадиального (1) потоков

ричная форма движения потока, а для околоскважинной зоны – плоскорадиальная. Между ними существует переходная зона, в которой происходит искривление линий тока и перераспределение потока (AB – кривая саморегулирования). Интервал потока, на котором происходит переход с радиально-сферической к плоскопараллельной форме движения, получил название переходной зоны. В табл. 1.1 представлены типовые размеры переходной зоны и критического радиуса удаления от скважины $r_{кр}$, при котором $y_1 = y_2$ и обе формы движения с энергетической точки зрения равноценны.

Физический смысл характера движения потока (рис. 1.5) легко объясняется следующим образом. Проинтегрировав эпюру давления по мощности пласта, можно определить точку в пласте на равном удалении от скважины, к которой направлен градиент давления движущегося потока в любом интервале. Расположение исковой точки будет значительно смещено от верхней границы эксплуатируемого интервала. Поэтому потоку на удаленных участках, характеризующихся малыми скоростями движения v , будет целесообразно двигаться в направлении градиента давления, т.е. в радиально-сферичном потоке. По мере продвижения потока к скважине его сечение уменьшается и существенно возрастают скорости потока, а значит и гидравлические потери напора. На определенном расстоянии от скважины поток начинает выполаживаться, увеличивается «живое» сечение, что способствует снижению скоростей фильтрации и переходу в более энергетически выгодную форму движения. Несмотря на то, что увеличива-

Таблица 1.1

Типовые размеры переходной зоны и критического радиуса удаления от скважины, на котором происходит перераспределение потока

Мощность пласта, м	Радиус влияния скважины, м	Размер переходной зоны, м	Критический радиус $r_{кр}$, м
10	10	Только радиально-сферичный поток	
	20	8–14	6,0
	50		4,6
	100		2,8
	1000		1,54
	3000		1,29
20	20	Только радиально-сферичный поток	
	40	14–32	12,0
	100		9,2
	200		5,6
	2000		3,08
	100	32–60	30,0
50	250		23,0
	500		14,0
	5000		7,6

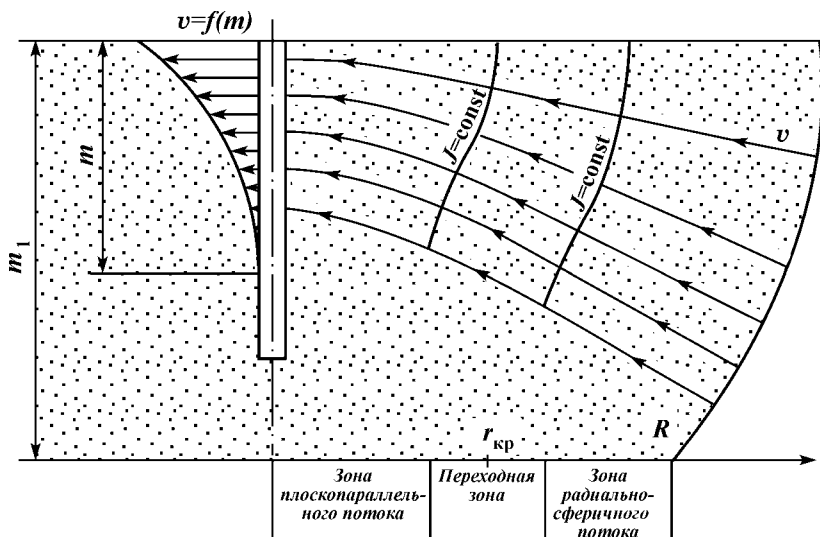


Рис. 1.5. Характер фильтрации в скважине с учетом минимума энергетических затрат

ется длина линий тока, возможное увеличение потерь напора за счет этого компенсируется их уменьшением из-за снижения скоростей фильтрации.

Итак, принимая во внимание один из основных законов гидравлики, предполагающий движение потока по пути наименьшего сопротивления с минимальными энергетическими затратами, в пласте на отдаленных участках образуется радиально-сферичный поток, который на некотором участке начинает выполаживаться и постепенно переходит в плоскорадиальный. Реальные расходограммы подтверждают предложенную схему движения потока. Наибольшая интенсивность потока наблюдается в верхних интервалах пласта, где сгущение линий тока максимальное. В нижних интервалах пласта частота линий тока существенно снижается из-за несовпадения направления движения с градиентом давления, что свидетельствует о меньшей интенсивности притока, чем в верхних интервалах.

Одним из наиболее важных выводов, следующих из представленной схемы притока к скважине, — возможность определения той части пласта, которая интенсивно нагружена. Наибольшую нагрузку принимают верхние интервалы пласта, отстоящие от верхней границы на расстоянии

$$m = r_{\text{кр}} m_1 / R. \quad (1.11)$$

При оценке потерь напора в пласте следует учитывать изменение характера движения потока. На отдаленных участках будет справедлива зависимость (1.9) для радиально-сферического потока, а для околоскважинной зоны формула (1.7) для плоскорадиального потока. Формула (1.9) для радиально-сферического потока справедлива в интервале от $r_{\text{кр}}$ до радиуса влияния скважины R , а зависимость (1.7) в интервале от радиуса пласта с нарушенной структурой r_1 до критического радиуса $r_{\text{кр}}$, при котором происходит изменение характера движения потока. Необходимо отметить, что при определении потерь напора в зоне плоскорадиального потока следует учитывать не номинальную мощность пласта m_1 , а реальный интервал фильтрационного потока, определяемый по формуле (1.11).

Потери напора в пласте

$$J_1 = \frac{\mu Q}{2\pi k m} \left[\ln \frac{r_{\text{кр}}}{r_1} + \left(\frac{m}{r_{\text{кр}}} - \frac{m}{R} \right) \right]. \quad (1.12)$$

Сопоставляя уравнение (1.12) с традиционной формулой (1.7) и (1.8), можно определить реальные значения коэффициента дополнительного сопротивления на несовершенство скважины по степени вскрытия пласта

$$\zeta_1 = \frac{m}{R} - \frac{m}{r_{\text{кр}}}. \quad (1.13)$$

Из формулы (1.13) следует, что истинное несовершенство скважины по степени вскрытия не зависит от отношения глубины вскрытия пласта скважиной. Это положение подтверждается практикой. Многие скважины, вскрывшие пласт на полную мощность, характеризуются либо отсутствием, либо незначительным притоком в нижних интервалах, которые оказываются неработающими. В этой связи, несмотря на совершенство вскрытия при бурении пласта на всю мощность в реальных условиях, такого совершенства не обеспечивается из-за отсутствия притока через нижние интервалы.

В начальный период откачки при малом радиусе влияния скважины несовершенство по степени вскрытия пласта меньше и нижние интервалы нагружены более интенсивно. С течением времени радиус влияния скважины увеличивается и возрастает дифференциация скоростей потока по мощности пласта, в результате которой приток через нижние интервалы уменьшается. При установившемся режиме фильтрации несовершенство по степени вскрытия пласта достигает максимальных значений.

Характер движения потока к скважине рассмотрен для установившегося режима фильтрации, но полученные выводы можно легко распространить и на неустановившийся режим, предположив изменяющийся во времени радиус влияния постоянным на определенном промежутке времени. Характер движения при этом не изменится.

1.1.2. ДВИЖЕНИЕ ПОТОКА В ЗОНЕ КОЛЬМАТАЦИИ

При вскрытии продуктивного пласта в него попадают инородные примеси и фильтрат раствора промывочной жидкости, что снижает естественную проницаемость в околоскважинной зоне. Для определения потерь напора или сопротивления зоны кольматации важно знать ее размеры и характер снижения проницаемости по мере приближения к стенкам скважины.

Глубина проникновения фильтрата раствора в пласт изменяется в широких пределах и зависит от фильтрационных свойств пород и технологии промывки при вскрытии. Наиболее существенное влияние на глубину проникновения фильтрата раствора оказывает глинистая корка и характер закупоривания стенок скважины шламом.

Наиболее опасна кольматация естественными растворами с низкими структурными свойствами, параметры которых сложно контролировать и регулировать в процессе бурения. Естественные растворы имеют условную вязкость в пределах 15,5–18 с и при контакте со стенками скважины не образуют слабопроницаемой корки. Поэтому глубина проникновения естественных растворов в пласт максимальна.

Данные глубины проникновения довольно вязких жидкостей (табл. 1.2) с достаточной точностью нельзя аппроксимировать для естественных растворов. Глубину проникновения раствора любой вязкости можно определить по формуле неустановившейся фильтрации. Расход поглощения пластом при вскрытии

$$Q = \frac{4\pi kmJ}{\mu \left(\ln \frac{4at}{r_1^2} - 0,5772 \right)}, \quad (1.14)$$

где a – коэффициент пьезопроводности пласта, изменяющийся от 0,1 до 5,0 м²/с; t – время контакта породы с раствором.

Объем поглощенной пластом жидкости можно выразить через глубину проникновения раствора

$$Q = \pi m(r_1^2 - r_2^2). \quad (1.15)$$

Таблица 1.2

Глубина проникновения фильтрата в пласт при репрессии 0,01 МПа

Размер зерен песка, мм	Глубина проникновения фильтрата при вязкости по СПВ-5, мм			
	50	45	28	24
3–4	300	300	300	300
2–2,5	300	300	300	300
1–1,25	52	105	157	207
0,5–0,035	5	12	25	42
0,25–0,3	0	0	3	5

Решая уравнения (1.14) и (1.5), получаем

$$r_1 = \sqrt{r_2^2 + \frac{4kJ}{\mu \left(\ln \frac{4at}{r_2^2} - 0,5772 \right)}}. \quad (1.16)$$

Уравнение (1.16) справедливо только в том случае, когда на стенках скважины не образуется корки. В реальных условиях при вскрытии пласта вращающаяся колонна буровых труб постоянно контактирует с породой и нарушает образовавшуюся корку, что не позволяет процессу поглощения стабилизироваться. При использовании маловязких естественных растворов образование корки – процесс длительный, несоизмеримый со временем вскрытия пласта. В этой связи используя выражение (1.16) для наиболее опасного случая кольматации, можно получить точное описание процесса проникновения фильтрата в пласт.

При вязкости раствора, приближающейся к вязкости воды, глубина проникновения не ограничена и зависит от времени контакта раствора с пластом (рис. 1.6). Многие исследователи [6, 13, 19] отмечают, что глубина проникновения фильтрата раствора – величина конечная и находится в пределах 50–300 мм. Это объясняется необратимыми процессами, происходящими в пласте при проникновении в поры глинистых частиц.

Объем глинистых частиц в воде увеличивается более чем на порядок в течение времени. Шлам глинистых пород, образованный при бурении под отстойник, разбуривании глинистых пропластков, кровли, попадает вместе с раствором в пласт, где частицы глины откладываются в порах, а фильтрат проникает вглубь. С течением времени глинистые частицы набухают, естественная пористость пласта уменьшается, увеличивается сопротивление фильтрационному потоку и расход поглощения снижается.

Таким образом, в околоскважинной зоне образуется малопроницаемый экран, мощность которого зависит от глубины про-

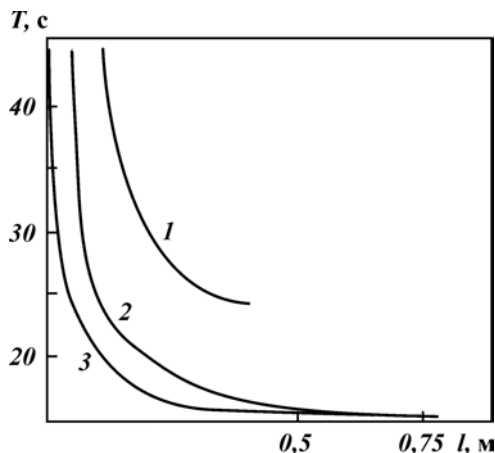


Рис. 1.6. Зависимость условной вязкости раствора от глубины проникновения фильтрата в песок разного фракционного состава: 1 – тонкозернистый; 2 – мелкозернистый; 3 – среднезернистый

никновения глинистых частиц. Эксперименты показали, что при фильтрации естественных растворов, обогащенных глинистым шламом, пески различного состава при определенной толщине обладают способностью задерживать глинистые частицы размером, опасным для необратимого заполнения порового пространства. Данные относительно глубины проникновения глинистых частиц в пески различного состава приведены ниже.

Тип песков.....	Пылевые	Тонкозернистые	Мелкозернистые	Среднезернистые	Крупнозернистые	Гравий
Глубина проникновения глинистых частиц, мм.....	≤50	50–100	100–250	250–350	350–1200	>1200

Обычно глубину проникновения глинистых частиц отождествляют с глубиной проникновения фильтрата раствора, но это неверно. Глубина проникновения фильтрата существенно выше, однако оценить ее величину сложно из-за ограниченного объема моделей. Проникновение в пласт фильтрата, очищенного от глинистых и других видов примесей, не окажет существенного отрицательного влияния на фильтрационные свойства пласта.

В непосредственной близости от стенок скважины откладываются наиболее крупные частицы глинистого шлама, размер которых по мере удаления к пласту уменьшается. С заполнением околоскважинной зоны глинистыми частицами снижается пористость и проницаемость пород поглощения раствора замедляется.

Наиболее интенсивно набухают глинистые частицы в течение первых 30–50 мин с момента их разбуривания. В это время объем набухания увеличивается более чем в 2 раза. Динамика набухания глинистых частиц по данным Г.П. Квашнина иллюстрируется данными, приведенными ниже.

Тип бентонитовых глин	Са-бентонит	Na-бентонит	Естественный бентонит
Время предельного набухания, ч.....	24	42	120
Предельное набухание, %	124	840	252

Естественная пористость пласта в зоне проникновения глинистого шлама может уменьшиться в сотни раз в зависимости от степени заполнения пор кольматантом. Для количественного определения характера снижения проницаемости необходимо знать объем глинистых частиц, поступающих в пласт.

При вскрытии пласта с промывкой чистой водой в пласт могут проникать частицы глины, образованные при разбурировании глинистых пород и наработке естественного раствора. Объем разбуренной глинистой породы, поступающей в раствор,

$$W = \pi r_2^2 \sum_{i=1}^{i=n} m_i, \quad (1.17)$$

где n – число глинистых пропластков; m_i – мощность i -го пропластка.

В случае, когда для вскрытия пласта невозможно применить чистую воду и скважину промывают раствором с начальной вязкостью, объем глинистых частиц.

$$W = W_p \left(\frac{1 - \frac{\rho_p}{\rho_v}}{1 - \frac{\rho_r}{\rho_v}} \right), \quad (1.18)$$

где W_p , – объем промывочной жидкости, выходящей на поверхность в пласт в процессе вскрытия; ρ_p – плотность раствора, выходящего на поверхность; ρ_v – плотность воды; ρ_r – плотность глин.

В процессе вскрытия пласта важно знать объем поглощаемой промывочной жидкости, который легко определяется разницей объемов нагнетаемого в скважину и выходящего из сливной магистралей раствора. В этом случае объем глинистых частиц

$$W = (W_0 - W_p) \frac{(1 - \rho_p / \rho_v)}{(1 - \rho_r / \rho_v)}, \quad (1.19)$$

где W_0 – расход промывочной жидкости.

В типовых разрезах поглощение промывочной жидкости $W_0 - W_p$ составляет 0,15–0,4 м³ на 1 м вскрытого пласта.

Естественная пористость пласта, сложенного песками типового состава, изменяется от 30 до 40 %. В этой связи общий объем пор в околоскважинной зоне до заполнения глинистыми частицами

$$W_{\pi} = \pi m_1 a (r_1^2 - r_2^2), \quad (1.20)$$

где m_1 — мощность пласта; a — пористость пласта; r_1 — радиус зоны кольматации; r_2 — радиус скважины.

Сопоставляя выражения (1.20) и (1.19), можно определить снижение пористости пласта в околоскважинной зоне, за счет проникновения глинистых частиц

$$\Delta a = \pi m a (r_1^2 - r_2^2) - (W_0 - W_p) \frac{(1 - \rho_p / \rho_B)}{(1 - \rho_r / \rho_B)}. \quad (1.21)$$

Кольматация обусловлена проникновением фильтрата и частиц глины (табл. 1.3). Основное снижение проницаемости вызвано проникновением в пласт глинистых частиц. Проникновение фильтрата глинистого раствора приводит к менее существенному снижению проницаемости.

Естественная проницаемость пластового песка при кольматации глинистым раствором снижается в 1,15–6,1 раза. Принимая во внимание набухание глин в порах продуктивного пласта с течением времени после вскрытия, фильтрационные параметры будут ухудшаться.

Учитывая, что глина в околоскважинной зоне в первые 20–120 ч после вскрытия набухает, значения Δa , найденные по формуле (1.21), со временем будут снижаться. С учетом набухания глин действительная пористость пород за счет кольматации глинистыми частицами

$$\Delta a = \pi m a (r_1^2 - r_2^2) - c(W_0 - W_p) \frac{(1 - \rho_p / \rho_B)}{(1 - \rho_r / \rho_B)}, \quad (1.22)$$

где c — коэффициент набухания глин, предельные значения которого для Са-бентонита, На-бентонита и естественного бентонита соответственно равны 124; 840; 252.

Пропорционально снижению пористости во времени опережающими темпами будут ухудшаться фильтрационные параметры песков продуктивного пласта в околоскважинной зоне. Наиболее интенсивно происходит экранизация скважины от пласта при набухании в порах глин в первые часы после вскрытия.

Для установления связи между изменением пористости и проницаемости воспользуемся уравнением Козени — Кармана

$$\frac{k_2}{k_1} = \frac{j_1}{j_2} \left(\frac{S_1}{S_2} \right)^2 \left(\frac{W_{n_2}}{W_{n_1}} \right)^3,$$

где k_1 , k_2 — проницаемость соответственно удаленной части пласта и закольматированности зоны; S_1 , S_2 — удельная поверхность

Таблица 1.3

**Изменение коэффициента фильтрации песка при кольматации
естественным раствором и глинистым шламом**

Исходная характеристика пластового песка			Коэффициент фильтрации песка при кольматации естественным раствором с глинистым шламом фракции				
Фракция	Размер, мм	Коэффициент фильтра- ции, м/сут	0,05–0,1	0,5–1	1–2	2–5	5–8
Песок:							
очень крупный	2–1	3–10	4,5–6,0	2,4–4,0	6,0–8,1	6,0–8,0	5,7–7,8
крупный	1–0,5	5–8	1,6–3,3	3,2–5,6	4,4–6,7	4,4–6,7	4,2–6,8
средний	0,5–0,25	2–5	0,5–1,1	1,4–4,1	1,6–4,8	1,7–4,7	1,4–4,2
мелкий	0,25–0,1	1–2	0,2–0,4	0,8–1,6	0,7–1,7	0,7–1,7	1,6–1,4
тонкий	0,1–0,05	0,5–1	0,08–0,2	0,33–0,8	0,35–0,7	0,36–0,8	0,36–0,8
Пыль:							
крупная	0,05–0,001	0,1–0,5	0,08–0,4	0,08–0,4	0,08–0,4	0,09–0,4	0,08–0,3
тонкая	0,001–0,0005	0,05–0,1	0,03–0,08	0,03–0,08	0,03–0,08	0,04–0,08	0,04–0,09

порового пространства соответственно в удаленной и закольматированной зоне пласта; j_1, j_2 – постоянные Козени – параметры геометрии порового пространства соответственно в удаленной и закольматированной зоне пласта.

Из представленного уравнения следует, что в наибольшей степени на снижение проницаемости пород в околоскважинной зоне влияет снижение пористости и удельной поверхности. Влияние значений постоянной Козени на изменение естественной проницаемости менее существенно.

Характер снижения проницаемости пласта в околоскважинной зоне не носит линейного характера. Эксперименты, проведенные автором, показали, что проницаемость пласта при кольматации от границы зоны к стенкам скважины уменьшается по степенному закону, согласно которому темп снижения проницаемости при кольматации глинистыми частицами увеличивается с приближением к стволу скважины (рис. 1.7).

Снижение проницаемости в околоскважинной зоне может быть обусловлено проникновением в пласт шлама безглинистого состава, находящегося в промывочной жидкости. Безглинистый шлам не склонен к набуханию и поэтому его проникновение в пласт не столь опасно, сколько проникновение частиц глины. Однако, в некоторых случаях (например, при вскрытии неоднородной толщи песков) наиболее проницаемые интервалы, сложенные более крупными частицами, могут кольматироваться на существенную глубину мелкими фракциями. Проникновение шлама в пласт может наблюдаться только при соблюдении определенного геометрического соотношения размеров пор и миграционных частиц.

Если размер частиц шлама в растворе не более чем в 5–6 раз меньше среднего размера частиц продуктивного интервала, то механической кольматации и закупоривания пор пласта не будет. При отношении среднего размера частиц песка продуктивного интервала к размеру шлама от 7 до 12 будет наблюдаться меха-

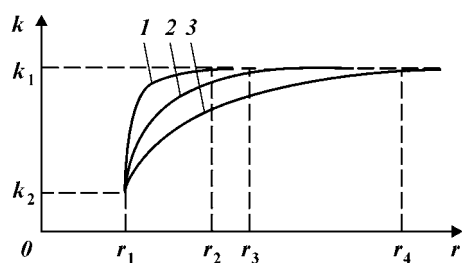


Рис. 1.7. Зависимость проницаемости породы в зоне кольматации от радиуса удаления при различной вязкости фильтра (в с):
1 – 32; 2 – 20; 3 – 15,5

ническая кольматация и закупорка пор на глубину от 50 до 100 мм в зависимости от расхода и режима фильтрации раствора в пласт. Если соотношение размеров песка и шлама более 12, то глубина проникновения частиц резко возрастает. Основным фактором, определяющим глубину проникновения шлама в пласт, в этом случае считается не геометрическое соотношение размеров, а скорость фильтрационного потока, уходящего в пласт и его несущая способность. А.Е. Смолдырев рекомендует для определения скорости фильтрационного потока v , способной транспортировать частицу шлама размером d , формулу

$$v = \sqrt{2 \frac{\rho_t - \rho}{\psi \rho} g d}, \quad (1.23)$$

где ρ_t – плотность транспортируемой частицы; ψ – коэффициент сопротивления обтеканию частицы шлама; g – ускорение свободного падения.

Выражая в уравнении (1.23) скорость фильтрации через расход и площадь живого сечения, получаем уравнение для определения глубины проникновения шлама размером d в пласт

$$r_{\text{ш}} = \frac{Q}{2\pi m \sqrt{2 \frac{\rho_t - \rho}{\psi \rho} g d}}. \quad (1.24)$$

Принимая во внимание типовые расходы поглощения и размеры шлама на основании анализа формулы (1.24), можно сделать вывод о том, что глубина проникновения шлама редко превышает 200–300 мм. При проникновении в пласт мелких фракций песка часть пор закупоривается и существенно снижается проницаемость. При проникновении в пласт мелких фракций его проницаемость может снижаться до значений меньших проницаемости мелких фракций. С.В. Комиссаров установил, что проницаемость разнородных смесей обычно соответствует проницаемости мелкой фракции, составляющей 10 % от общего ситового отсева. Поэтому при заполнении пор мелким шламом на 25–30 % проницаемость околоскважинной зоны будет близка к проницаемости шлама.

Результаты обобщения экспериментальных данных по характеру изменения естественной проницаемости пласта при проникновении в него шлама представлены в табл. 1.4. Коэффициенты фильтрации и проницаемости при частичном заполнении пор шламом уменьшаются преимущественно в 4–10 раз. Наиболее интенсивно проявляется механическая кольматация шламом плас-

Таблица 1.4

Фильтрационные параметры пласта при проникновении в него шлама

Исходная характеристика пород продуктивного пласта			Характеристика проникающего в пласт шлама			Параметры пласта при проникновении шлама в околоскважинной зоне	
Фракции частиц пласта	Размер частиц пласта, мм	Коэффициент фильтрации, м/сут	Размер шлама менее, мм	Фракция шлама	Коэффициент фильтрации, м/сут	Абсолютное изменение фильтрации, м/сут	Относительное снижение фильтрационных параметров
Галька и щебень:							
очень крупная	200–100	>500	32–16	очень крупная	50–80	>450	10
крупная	100–60	300–500	16–10	крупная	40–50	250–450	8–10
средняя	60–40	100–300	10–6	средняя	20–40	30–260	5–15
мелкая	40–20	60–100	6–3	мелкая	14–20	46–80	4–5
Гравий:							
крупный	20–10	40–60	3–1,6	крупная	8–14	32–46	4–5
средний	10–4	20–40	1,6–0,66	средняя	5–8	15–32	4–5
мелкий	4–2	10–20	0,06–0,33	мелкая	3–5	7–15	3,3–6
Песок:							
очень крупный	2–1	8,0–10,0	0,33–0,16	средняя	1,5–3	6,5–7,0	3,3–6
крупный	1–0,5	5,0–8,0	0,16–0,08	мелкая	1,0–1,5	4,0–6,5	4–6
средний	0,5–0,25	2,0–5,0	0,04–0,02	«	0,2–0,4	1,8–4,6	8–10
мелкий	0,25–0,1	1,0–2,0	0,02–0,01	«	0,1–0,2	0,9–1,8	10
тонкий	0,1–0,05	0,5–1,0	0,01–0,008	«	0,05–0,1	0,45–0,9	10
Пыль:							
крупная	0,05–0,001	0,1–0,5	0,008–0,004	«	0,01–0,05	0,09–0,45	10
мелкая	0,05–0,001	0,05–0,1	0,001	«	0,001–0,01	0,049–0,09	10–50
Глинистые фракции:							
грубые	0,005–0,001	0,001–0,05					
тонкие	<0,001	0,001–0,01	<0,09				

тов, сложенных средне-, мелко- и тонкозернистыми песками, пылеватыми фракциями. Минимальное ухудшение фильтрационных параметров наблюдается в очень крупных песках и мелком грави при размерах частиц от 1 до 4 мм.

Наиболее интенсивно заполняются шламом поры, непосредственно контактирующие со скважиной. По мере удаления от стенок скважины объем проникающего шлама резко снижается.

Характерно, что с увеличением неоднородности фракционного состава песков интенсивность механической коьматации пор уменьшается. Проникновению шлама препятствует наличие мелких и средних фракций, присутствующих в естественном составе пластового песка. Наиболее опасна механическая коьматация пластов, сложенных чередующимися относительно однородными пропластками различных фракций. В этом случае при бурении пропластков, содержащих мелкие и тонкие фракции песков, частицы, попадая в промывочную жидкость, будут коьматировать более проницаемые пропластки, которые сложены более крупными и однородными частицами. Таким образом, в неоднородных (в отношении фильтрационных свойств) по мощности пластах при вскрытии за счет механической коьматации шламом происходит их относительное выравнивание.

Данные табл. 1.3 и 1.4 показывают, что фильтрационные параметры при коьматации фильтратом глинистого раствора, глинистым шламом и мелкими фракциями песков снижаются. В начальный момент времени при вскрытии уменьшение коэффициента фильтрации в наиболее неблагоприятных условиях может достигать 0,016–0,25. Необходимо учитывать, что с течением времени значение фильтрационных параметров может ухудшаться до еще меньших значений.

При определении потерь напора в зоне коьматации целесообразно использовать обобщенный закон сопротивления движению потока [см. формулу (1.1)]. В отличие от случая определения потерь напора в пласте в зоне коьматации нельзя пренебрегать турбулизацией потока в околоскважинной зоне. Во-первых, вблизи скважины существенно снижается площадь фильтрации и соответственно увеличивается скорость фильтрации. Во-вторых, за счет коьматации пористость околоскважинной зоны также снижается, что приводит к росту скоростей фильтрации. Критический радиус скважины в реальных условиях либо соответствует, либо превышает радиус зоны существенной коьматации r_1 (см. табл. 1.1). Поэтому движение потока в зоне коьматации носит плоскорадиальный характер. Интегрирование выражения (1.1) с учетом турбулизации потока в околоскважинной зоне и плоскорадиального направления потока позволяет по-

лучить уравнение для определения потерь напора в зоне кольматации

$$J_2 = \frac{\mu Q}{2\pi k_2 m} \left[\ln \frac{r_1}{r_2} + \frac{Q}{2\pi m} \left(\frac{1}{r_2} - \frac{1}{r_1} \right) \right], \quad (1.25)$$

где m – реальная мощность пласта, фильтрующая поток, которая определяется по формуле (1.10).

При выводе уравнения (1.25) принималось, что фильтрационные параметры в зоне кольматации постоянны. Правильнее считать, что проницаемость или коэффициент фильтрации в около-скважинной зоне изменяется, увеличиваясь от стенок скважины к границам зоны кольматации согласно условию

$$k = \sqrt[n]{r/\omega}, \quad (1.26)$$

где n – показатель кольматации, характеризующий темп роста кольматации по радиусу зоны кольматации; r – радиус удаления оси скважины, на котором коэффициент фильтрации принимает значение k ; ω – параметр кольматации.

Дифференциальное уравнение потерь напора по радиусу зоны кольматации с учетом изменения коэффициента фильтрации [см. зависимость (1.26)] имеет вид

$$dJ = \frac{\mu Q}{2\pi m r \sqrt[n]{r/\omega}}. \quad (1.27)$$

Интегрирование равенства (1.27) с учетом граничных условий при изменении проницаемости по радиусу зоны кольматации от r_1 к r_2 позволяет получить выражение

$$J = \frac{\mu Q \sqrt[n]{\omega}}{2\pi m} \left(\frac{1}{\sqrt[n]{r_1}} - \frac{1}{\sqrt[n]{r_2}} \right). \quad (1.28)$$

Потери напора в зоне кольматации за счет турбулизации потока определяются после интегрирования уравнения

$$dJ = \frac{\mu Q^2}{4\pi^2 m^2 r^2 \sqrt[n]{r/\omega}}. \quad (1.29)$$

Тогда имеем

$$J = \frac{\mu Q^2 \sqrt[n]{\omega}}{4\pi^2 m^2} \frac{n}{(1+n)} \left(\frac{1}{r_1 \sqrt[n]{r_1}} - \frac{1}{r_2 \sqrt[n]{r_2}} \right). \quad (1.30)$$

Общие потери напора при фильтрации потока в зоне кольма-

тации определяют линейным и квадратичным членом и находят по формуле

$$J_2 = \frac{\mu Q n \sqrt[n]{\omega}}{2\pi m} \left[\left(\frac{1}{\sqrt[n]{r_1}} - \frac{1}{\sqrt[n]{r_2}} \right) + \right. \\ \left. + \frac{Q}{2\pi m(1+n)} \left(\frac{1}{r_1 \sqrt[n]{r_1}} - \frac{1}{r_2 \sqrt[n]{r_2}} \right) \right]. \quad (1.31)$$

Влияние интенсивности и равномерности проникновения кольматанта в пласт на общие потери напора определяются значениями показателя кольматации n и параметра кольматации ω . С увеличением естественной проницаемости пласта показатель кольматации снижается, что обусловлено равномерным проникновением шлама и кольматантов в пласт и как следствие более плавным снижением фильтрационных параметров в околоскважинной зоне. С ухудшением естественных фильтрационных параметров пласта глубина проникновения кольматантов различных свойств принимает все более разные значения и интенсивность изменения проницаемости и коэффициента фильтрации по радиусу зоны кольматации принимает неравномерный характер. Параметр кольматации ω по данным экспериментальных исследований изменяется в широких пределах от 1 до $1 \cdot 10^7$ (табл. 1.5). Так, с ухудшением естественной проницаемости пласта параметр кольматации резко увеличивается.

Таблица 1.5

Характерные значения показателя и параметра кольматации для песков разного состава

Фракция частиц пласта	Крупность частиц, мм	Размер зоны кольматации			Показатель кольматации	Параметр кольматации
		Глубина проникновения фильтра, м	Глубина проникновения глинистого шлама, м	Глубина проникновения шлама, м		
Песок:						
очень крупный	2,1	>1,5	0,7–1,2	0,35–0,4	2	1–5
крупный	1–0,5	1,2–1,5	0,35–0,7	0,15–0,35	2	5–25
средний	0,5–0,25	0,8–1,2	0,25–0,35	0,1–0,15	2–3	25–150
мелкий	0,25–0,9	0,5–0,8	0,1–0,25	0,06–0,1	3	6906– $3,1 \cdot 10^4$
тонкий	0,2–0,05	0,3–0,5	0,05–0,7	0,03–0,06	3	$36 \cdot 10^4$ – $1,75 \cdot 10^5$
Пыль:						
крупная	0,05–0,001	0,1–0,3	0,03–0,05	–	3–4	$1,8 \cdot 10^5$ – $1,03 \cdot 10^7$
тонкая	0,001–0,005	0,01–0,1	0,01–0,03	–	4	–

Рассмотрим графики зависимости потерь напора от радиуса зоны коьматации (рис. 1.8). График 1 построен по расчетам по типовой формуле, учитывающей ламинарный режим фильтрации в околоскважинной зоне. График 2 построен с учетом потерь напора на турбулизацию потока [см. зависимость (1.24)]. Однако в этом случае проницаемость закольматированной зоны считается постоянной. График 3 иллюстрирует зависимость потерь напора по радиусу зоны коьматации от степенного изменения фильтрационных параметров пласта от границы зоны с естественной проницаемостью к стенкам скважины. Если не учитывать турбулизацию потока в околоскважинной зоне и изменяющегося характера проницаемости по радиусу зоны коьматации, то это может привести к существенной погрешности. Реальные потери напора в зоне коьматации в 130 раз больше расчетных по формуле (1.7) и в 42 раза больше найденных по выражению (1.24) с учетом турбулизации потока.

Полученные выводы хорошо согласуются с практическими результатами, когда величина скин-эффекта, обусловленная в основном коьматацией, достигала значений, которые многократно превышали полученных по зависимости (1.7).

Таким образом, пренебрежение турбулизацией потока в околоскважинной зоне пласта может дать погрешность при определении потерь напора по радиусу интервала коьматации, а при пренебрежении также характером изменения фильтрационных

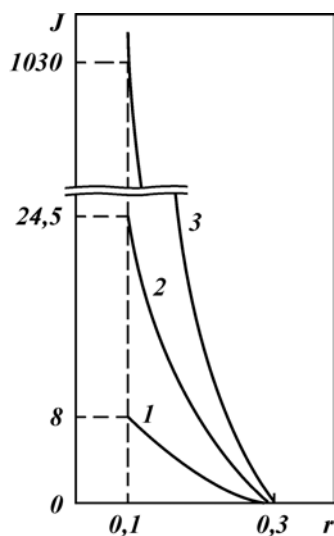


Рис. 1.8. Зависимость потерь напора от радиуса зоны коьматации:
1 – по традиционной методике; 2 – с учетом изменяющейся проницаемости по радиусу зоны коьматации; 3 – с учетом турбулизации потока

параметров в околоскважинной зоне эта погрешность увеличивается. Очевидно, что высокая погрешность определения потерь напора на ограниченном участке фильтрации может оказать существенное влияние на увеличение общих потерь напора в системе скважина – пласт и снижение дебита.

Анализируя практические данные, отметим, что потери напора в зоне кольтматации могут превышать общие потери напора в пласте и других элементах системы. При опробовании скважин на Ялуторовском водозаборе Тюменской области с учетом заданного дебита понижение должно было составить 5–6 м. В реальных условиях эта величина с учетом постоянного дебита составила 20–22 м. Такое увеличение понижения и снижение удельного дебита в 4–4,5 раза обусловлены кольтматационными процессами, и потери напора в околоскважинной зоне в 4–4,5 раза превысили общие расчетные потери напора в системе скважина – пласт.

Для учета кольтматационных процессов, снижения проницаемости, турбулизации потока, сопротивления фильтра, объединенных общим понятием скин-эффект, В.С. Алексеев и другие авторы предлагают в формулу (1.8) вводить коэффициент, учитывающий несовершенство скважины по характеру вскрытия ζ_2 ,

$$J_1 = \frac{\mu Q}{2\pi km} \left(\ln \frac{R}{r_1} + \zeta_1 + \zeta_2 \right). \quad (1.32)$$

Коэффициент несовершенства по характеру вскрытия носит комплексный вид и включает составляющие коэффициенты сопротивления, обусловленные наличием фильтра, изменением проницаемости призабойной зоны и отклонением от линейного режима эксплуатации. Э.А. Грикевич предлагает также учитывать коэффициент сопротивления на потери напора в трубах.

Очевидно, что введением в формулу (1.7) линейного коэффициента можно обосновать завышенное понижение в скважине, обусловленное кольтматацией и состыковать реальные и расчетные данные. Однако по формуле (1.32) нельзя с необходимой степенью точности описать процесс потерь напора на границах околоскважинной зоны и в пласте. С удалением от скважины погрешность расчетов по формуле (1.32) увеличивается. Проверить это положение довольно просто, решив уравнение (1.32) для участков пласта, близких к радиусу влияния $r \rightarrow R$. Как известно из определения радиуса влияния, потери напора на таком удалении от скважины равны нулю. Согласно зависимости (1.32) потери напора на удаленных участках будут пропорциональны сумме $\zeta_1 + \zeta_2$ умноженной на вязкость, дебит и деленной на про-

изведение удвоенного значения n , коэффициента проницаемости и мощности пласта.

Очевидно значение ζ_2 должно иметь сложный характер, зависеть от многих параметров и прежде всего изменяться по мере удаления от скважины. Сопоставляя уравнения (1.32) и (1.31), можно получить выражение для определения реального значения коэффициента ζ_2 . Однако это вычленение не имеет смысла, так как использовать для определения потерь напора в пласте и закольматированной зоне одно уравнение нельзя. Для каждого элемента системы скважина – пласт, существенно отличающегося друг от друга, удобнее использовать отдельные уравнения. Для закольматированной зоны рекомендуется уравнение (1.31), а для оценки потерь напора в пласте выражение (1.12).

1.1.3. ДВИЖЕНИЕ ПОТОКА В ГЛИНИСТОЙ КОРКЕ

При вскрытии пласта на стенках скважины за счет проникновения фильтрата в околоскважинную зону образуется слабопроницаемая корка, которая выполняет двойную роль. С одной стороны, чем быстрее формируется корка и чем сильнее она цементирована, тем меньше интенсивность проникновения фильтрата раствора в пласт, шлама и других коьматантов. С другой стороны, чем меньше проницаемость корки, тем больше сопротивление потоку при эксплуатации и меньше удельный дебит. Необходимо обоснованно подойти к выбору технологии вскрытия и освоения пласта с тем, чтобы обеспечить на начальном этапе формирование корки и предупреждение формирования зоны интенсивной коьматации, а затем разрушение структуры корки и удаление ее остатков из скважины.

Потери напора в глинистой корке определяются ее толщиной и фильтрационными свойствами. Толщина глинистой корки зависит от режимов промывки и изменяется от 1,5 до 10 мм. В редких случаях толщина глинистой корки составляет до 15 мм. Фильтрационные свойства корок зависят от плотности их сложения, которая определяется эффективными напряжениями в структуре корки.

И.Н. Кочина и Н.Н. Михайлов рекомендуют использовать для определения коэффициента проницаемости глинистой корки следующую зависимость:

$$k_3 = k_{30} \tau_{\text{эф}}^{-\alpha}, \quad (1.33)$$

где k_{30} – проницаемость глинистой корки до приложения нагрузки, обусловленной фильтрацией и перепадом давления на

корке: $\tau_{\text{эф}}$ – эффективное напряжение, действующее в скелете пористой среды, которое можно определить как разность между приложенной и равновесной нагрузками; α – коэффициент, учитывающий степень влияния эффективного напряжения на проницаемость и сжимаемость глинистых корок.

В случае вскрытия пласта под эффективными напряжениями, измеряемыми в МПа, следует понимать репрессию на пласт в процессе промывки или спускоподъемных операций. Характерно, что глинистая корка обладает преимущественно пластичными свойствами, поэтому после приложения нагрузки на стенки скважины происходит необратимая деформация структуры корки (ее уплотнение) и снижение фильтрационных параметров. С увеличением толщины корки возрастает ее пористость и фильтрационные параметры сохраняются. При небольшой толщине корки плотность ее структуры выше, что обусловлено хорошими структурными свойствами раствора.

Уравнение для скорости фильтрации через глинистую корку может быть получено интегрированием соотношения А. Шейдгера

$$v = \frac{k_3 J_3}{\sqrt{2\mu(bt + A_1)}}, \quad (1.34)$$

где k_3 – проницаемость корки; J_3 – перепад давления на глинистой корке, равный разнице депрессии на пласт и суммы потерь напора в пласте и закольматированной зоне; μ – вязкость фильтрующего флюида; t – время; b – коэффициент, характеризующий условия перехода твердой фазы у промывочной жидкости в глинистую корку

$$b = (1 - m_s) / (m_s - a_3);$$

m_s – объемное содержание жидкой фазы в фильтрате; a_3 – пористость глинистой корки на границе с фильтратом; A_1 – постоянный коэффициент.

Выражая в уравнении (1.34) скорость фильтрации через расход Q площадь фильтрационного потока после интегрирования по радиусу глинистой корки, получаем уравнение для определения напора в глинистой корке

$$J_3 = \frac{\sqrt{2\mu(A_1 + A_2)Q}}{2\pi k_3 m} \ln \frac{r_3}{r_4}, \quad (1.35)$$

где A_2 – коэффициент, характеризующийся объемом поглощенного в процессе вскрытия и оборудования скважины фильтрата раствора.

Проницаемость глинистых корок при традиционных режимах вскрытия изменяется от 10^{-4} до 10^{-5} мкм². При фильтрации из пласта в типичных режимах эксплуатации возникает значительный перепад давления, многократно превышающий перепад давления до и за глинистой коркой. Следовательно, в процессе откачки из пласта глинистая корка частично разрушается и образуются зоны прорыва потока, в которых скорости фильтрации резко возрастают, возникает развитая турбулизация потока, способствующая интенсификации суффозии через зоны прорыва.

Разрушение сплошности глинистой корки возникает в том случае, если напряжения в ее структуре, вызванные внешней нагрузкой, превышают критические. Кроме этого, разрушение глинистой корки и возникновение локальных прорывов потока возможны только в том случае, если глинистая корка в начальный момент освоения не защемлена между пластом и каркасом фильтра или гравийной обсыпкой.

В начальный момент откачки возмущающая нагрузка на глинистую корку по мощности продуктивного пласта изменяется по закону гиперболических синусов или тангенсов (рис. 1.9). В случае контакта глинистой корки с частицами гравийной обсыпки или каркасом фильтра после пластических деформаций и уплот-

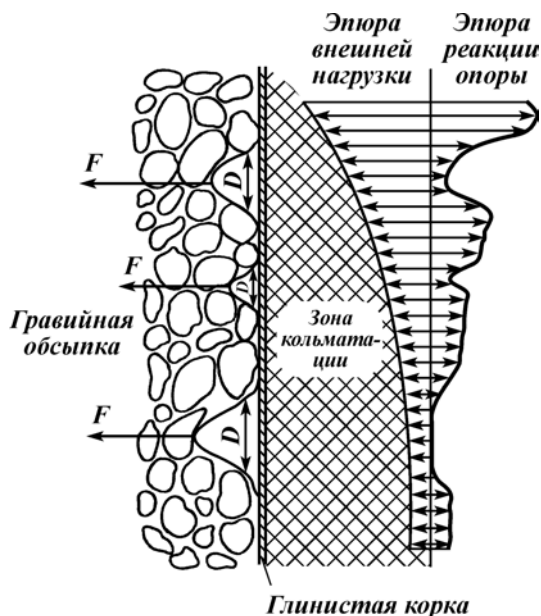


Рис. 1.9. Механизм деформации и разрушения глинистой корки

нения структуры корки возникает реакция опоры, аналогичная по величине приложенной нагрузке. Фильтрации через места опоры или защемления глинистой корки не происходит или почти не происходит. В местах, где корка непосредственно не контактирует с частицами гравия или фильтром (например напротив пор), пустот гравийной обсыпки, открытых каналов и перфорационных отверстий, сначала возникают существенные пластические деформации, приводящие со временем к разрыву глинистой корки и прорыву потока.

Разрушение сплошности структуры корки возможно при выполнении условия

$$[\tau_{\text{эф}}] > [\tau_{\text{доп}}], \quad (1.36)$$

где $[\tau_{\text{эф}}]$ – напряжения, возникающие в глинистой корке под действием внешней нагрузки; $[\tau_{\text{доп}}]$ – допустимые напряжения в корке, не приводящие к ее разрушению.

Напряжения, возникающие в глинистой корке,

$$[\tau_{\text{эф}}] = F/S = J_3 s/S = 2J_3 / \left(1 - \frac{D'^2}{D^2}\right), \quad (1.37)$$

где F – внешняя нагрузка; S – площадь опасного сечения корки; s – площадь сечения ядра прорыва; D – диаметр порового или перфорационного канала прорыва за вычетом удвоенной толщины глинистой корки.

При выводе формулы (1.37) предполагалось, что ядро прорыва имеет круглую форму с диаметром D , что справедливо при моделировании перфорационных и поровых каналов. Решая совместно уравнения (1.36) и (1.37), выводим выражение для определения критической нагрузки, при которой происходит прорыв глинистой корки при условной степени свободы или подвижности ее структуры, характеризующейся размером поровых или перфорационных каналов

$$J_3 = [\tau_{\text{доп}}] \left(1 - \frac{D'^2}{D^2}\right) / 2. \quad (1.38)$$

Из выражения (1.38) следует, что значения критической нагрузки, необходимой для разрыва корки, зависят в основном от размеров пустот, поровых и перфорационных каналов. С уменьшением степени свободы корки возможность ее разрушения резко снижается.

В начальный момент откачки при создании понижения возмущающая нагрузка перераспределяется по мощности продуктивного интервала во времени. На первом этапе максимальный

перепад давления на корке наблюдается вблизи верхних интервалов продуктивного пласта. Затем волна возмущения с верхних интервалов постепенно перераспределяется вниз, захватывая все новые зоны глинистой корки.

При возникновении перепада давления на верхних интервалах корки при ее несущественном защемлении в наиболее крупных порах обсыпки структура корки разрушается и поток устремляется в скважину. Постепенно разрыв структуры корки начинает наблюдаться и на более нижних интервалах. По мере распространения волны возмущения к нижним интервалам пласта интенсивность разрывов глинистой корки снижается.

Это обусловлено двумя причинами. Во-первых, уменьшается перепад давления на корке, подчиняющийся гиперсинусоидальному или гипертангенциальному закону распределения по глубине. Во-вторых, возникшие на первом этапе возмущения скважины прорывы в верхних интервалах глинистой корки выполняют функцию дросселя, сбавляющего давление и уменьшающего общие потери напора в глинистой корке. Поэтому возникновение ядер прорыва корки, ее разрушения благоприятно сказывается на снижении общих потерь напора и способствует увеличению удельного дебита.

При традиционных схемах освоения пласта потенциал разрушения глинистой корки фильтрационным потоком используется далеко не полностью. Нижние интервалы фильтрации в большей степени перекрыты глинистой коркой, разрушить которую после образования прорывов в верхних продуктивных интервалах фильтрационным потоком почти невозможно. С увеличением депрессии на пласт рост возмущающего перепада давления на корке воспринимают преимущественно верхние интервалы через уже образованные ядра прорыва. На нижних участках увеличение возмущающей нагрузки не приводит к заметному росту реальной площади фильтрации.

Неравномерное разрушение глинистой корки по длине продуктивного интервала приводит к усугублению неравномерности эпюры входных скоростей по сечению потока, снижению реальной площади фильтрации за счет уменьшения высоты эксплуатационного интервала до значений, меньших m , определяемых по формуле (1.11). В свою очередь, неравномерность притока к скважине, преимущественная фильтрация потока через ограниченное число каналов и пустот, свободных от глинистой корки, приводит к увеличению гидравлических потерь напора и снижению удельного дебита эксплуатации.

Н.Н. Михайлов провел серию теоретических и экспериментальных исследований по определению реальной величины по-

терь напора в глинистой корке в общем балансе потерь напора в пласте. На рис. 1.10 показана зависимость доли перепада давления, приходящейся на глинистую корку, от проницаемости пласта k и общего перепада давления J для необработанного и обработанного КМЦ глинистого раствора. В реальных условиях под проницаемостью пласта k , контактирующего с глинистой коркой, более правильно принимать проницаемость закольматированной зоны. С увеличением проницаемости околоскважинной зоны от 0 до 1 мкм^2 растет доля потерь напора в глинистой корке, которые при $k = 1 \text{ мкм}^2$ составляют уже 50 % от общего перепада давления на пласт.

Дальнейшее увеличение проницаемости околоскважинной зоны приводит к увеличению доли потерь напора в глинистой корке, хотя интенсивность роста постепенно снижается. При проницаемости околоскважинной зоны $1\text{--}2 \text{ мкм}^2$ доля потерь напора в корке изменяется от 50 до 75 % от общих потерь напора в пласте. Увеличение проницаемости пласта ($k > 2 \text{ мкм}^2$) приводит к постепенному увеличению доли потерь напора в глинистой корке до значений 80–85 %, которые стабилизируются при проницаемости около $4\text{--}4,5 \text{ мкм}^2$.

Увеличение депрессии на пласт также приводит к росту доли потерь напора в глинистой корке в общем балансе потерь напора в пласте. При давлении от 0 до 2 МПа происходит наиболее существенный рост потерь напора в глинистой корке от 0 до 60 %. Рост возмущения более 2 МПа приводит к стабилизации доли потерь напора в глинистой корке на 70–80 % в общем балансе потерь напора в пласте.

Итак, наличие на стенках скважины слабопроницаемой глинистой корки может увеличить сопротивление фильтрации, снизить реальную депрессию на пласт до 20–40 % от возможных значений. В этой связи наличие глинистой корки ненарушенной структуры может привести к снижению удельного дебита на 50 % при понижениях до 1 МПа и на 70–80 % при увеличении воз-

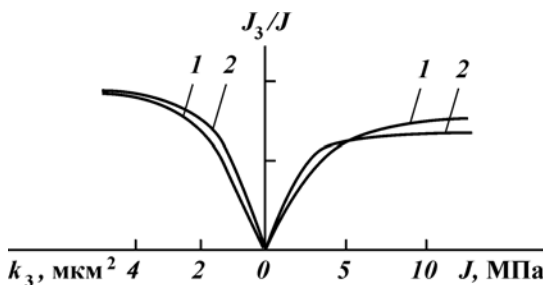


Рис. 1.10. Зависимость отношения J_3/J от проницаемости корки k_3 и перепада давления обработанного (1) и необработанного (2) раствора

мущения до 4–5 МПа. Непропорциональное увеличение доли потерь напора, приходящейся на корку от общего перепада давления на пласт обусловлено нелинейным характером фильтрации в глинистых породах.

1.1.4. ДВИЖЕНИЕ ПОТОКА В ГРАВИЙНОЙ ОБСЫПКЕ

Гравийная обсыпка состоит из частиц, превышающих по размеру частицы песка продуктивного пласта в несколько раз. При этом предполагается, что фильтрационные характеристики гравия существенно лучше, чем пласта и околоскважинной зоны. Потери напора при фильтрации в гравийной обсыпке.

$$J_4 = \frac{\mu Q}{2\pi k_4 m} \left[\ln \frac{r_3}{r_4} + \frac{Q}{2\pi m} \left(\frac{1}{r_4} - \frac{1}{r_2} \right) \right], \quad (1.39)$$

где k_4 – проницаемость гравийной обсыпки; r_3 – радиус гравийной обсыпки; r_4 – радиус фильтра.

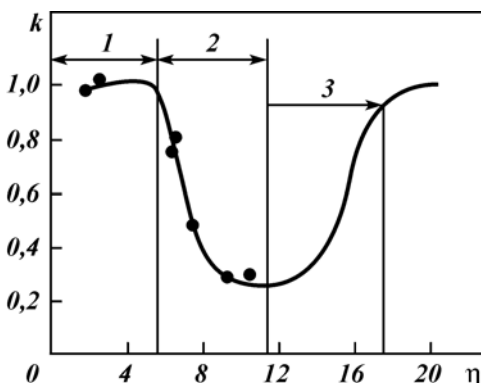
В уравнении (1.39) учтен член, пропорциональный квадрату скорости фильтрации потока, так как предполагается, что в обсыпке в реальных условиях происходит турбулизация потока. Наиболее высокие скорости притока, а значит и турбулизация, наблюдается в верхних сечениях продуктивного интервала.

Потери напора в гравийной обсыпке определяются коэффициентом проницаемости или фильтрации гравия. В практике установлено мнение, что с увеличением фракции гравия проницаемость обсыпки возрастает. На самом деле это не так. Проницаемость обсыпки максимальна только в том случае, если между размерами частиц гравия и песка продуктивного пласта выдерживается определенное соотношение. Размер гравия рекомендуют принимать в 6 раз большим размера частиц песка продуктивного пласта. В случае, если размер частиц гравия составляет от 6 до 12 размеров частиц песка продуктивного пласта, наблюдается закупорка пор фильтра мелкими фракциями. При заполнении пор шламом проницаемость обсыпки резко снижается.

Проницаемость зависит от коэффициента межслойности, равного отношению среднего размера частиц гравия к среднему размеру частиц песка продуктивного пласта (рис. 1.11). По Н. Стейну, если коэффициент межслойности более 6, то поры обсыпки заполняются песком и коэффициент проницаемости постепенно снижается до 0,2 от первоначальных. Проницаемость гравийной обсыпки может снижаться до значений проницаемости пластового песка или даже ниже.

Многими исследователями установлено, что смеси неоднород-

Рис. 1.11. Зависимость проницаемости обсыпки от коэффициента межслойности:
 1 – гравийный фильтр задерживает песок по внешнему контуру; 2 – песок проникает в поры гравийного фильтра, но в скважину не выносится; 3 – пескование



ных по фракционному составу переуплотнены и могут иметь проницаемость, близкую к проницаемости фракции, составляющей 10 % от фракционного отсева. Зависимость изменения проницаемости гравийной обсыпки, подобранной в соответствии с определенными коэффициентами межслойности, во времени по Р. Сеусье, показана на рис. 1.12. В течение первых 3–4 мин с начала откачки проницаемость обсыпки ухудшается для коэффициента межслойности 9,4 в 5–6 раз. Дальнейшего существенного изменения проницаемости гравийного фильтра во времени не происходит. Проницаемость обсыпки снижается с начальных значений 600 до 80–110 Д. Максимальную проницаемость сохраняет гравийная обсыпка, подобранная в соответствии с коэффициентом межслойности, равным 6,7. Проницаемость изменяется с исходных значений 300 до 150–170 Д, т.е. уменьшается в 2–2,5 раза.

Уменьшение проницаемости гравийной обсыпки обусловлено тем, что даже при коэффициентах межслойности 6,7 размер пор в сравнении с размером частиц песка продуктивного пласта оказывается завышенным и мелкие фракции закупоривают поры, а это приводит к росту гидравлического сопротивления и снижению дебита. Если коэффициент межслойности более 12, то проницаемость обсыпки снова начинает увеличиваться и достигает максимальных значений, близких к исходным при коэффициентах межслойности 18–20 (рис. 1.13). Допускать проникновение песка в скважину нельзя, чтобы предотвратить образование песчаной пробки, снижение дебита, быстрый износ водоподъемного оборудования.

Для различной степени неоднородности гравия и песка проницаемость гравийной обсыпки может в 30–50 раз превышать проницаемость пластового песка. Необходимо отметить, что гра-

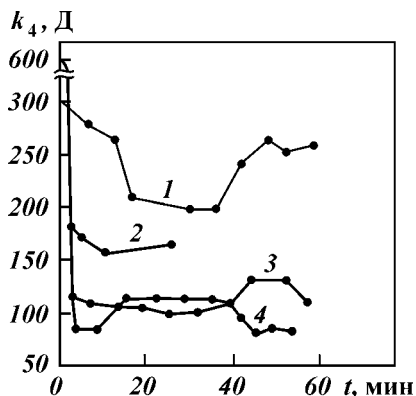


Рис. 1.12. Зависимость проницаемости обсыпки от времени при разных коэффициентах межслойности:
1 – 6,7; 2, 3, 4 – 9,4

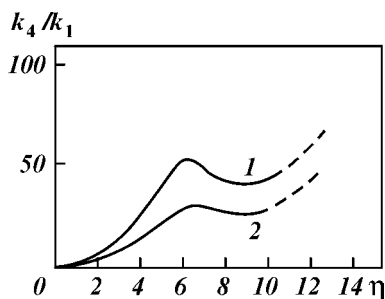


Рис. 1.13. Зависимость отношения проницаемости обсыпки k_4 к проницаемости пласта k_1 от коэффициента межслойности для коэффициентов неоднородности:
1 – 2; 2 – 5

фики на рис. 1.13 были построены без учета кольматационных явлений в околоскважинной зоне. В сравнении с проницаемостью закольматированной зоны проницаемость обсыпки может возрастать до еще больших значений. В начальный период откачки кольматант из околоскважинной зоны выносится в гравийную обсыпку. В порах обсыпки кольматант не задерживается из-за высоких коэффициентов межслойности гравия и кольматанта.

Внутри пластового песка могут проникать кольматирующие частицы в 6 и более раз меньшие среднего размера частиц песка. Поэтому в сравнении с гравийной обсыпкой коэффициент межслойности шлама и гравия будет более 30. При таких высоких коэффициентах межслойности шлам и кольматанты свободно выносятся сквозь гравийную обсыпку, практически не снижая ее проницаемость (см. рис. 1.12). Затруднительной становится раскольматация в том случае, если на определенном интервале размер песка практически соответствует размеру гравийной засыпки. В реальных условиях такая ситуация может сложиться при обрушении стенок скважины в процессе ее оборудования, а также при определенной технологии гравийной засыпки.

При преимущественной кольматации глинистыми частицами эффективной раскольматации осуществить не удастся из-за переменного коэффициента межслойности, обусловленного набуханием глинистого шлама, его защемлением в порах и экранирова-

нием продуктивного пласта от обсыпки. Защемленный глинистый шлам препятствует также выносу мелких фракций песка и шлама из околоскважинной зоны. Таким образом, наиболее опасно снижение проницаемости обсыпки за счет проникновения в нее пластового песка.

Теоретически и экспериментально установлено, что обсыпка толщиной в 3–8 диаметров частиц гравия способна предупредить пескование. В реальных условиях обеспечить постоянную толщину обсыпки сложно. Поэтому обычно на практике рекомендуют принимать толщину гравийной обсыпки в пределах 50–200 мм.

Если увеличивать толщину обсыпки (для предупреждения выноса песка из скважины) более 50 мм нет смысла, то с учетом возможности повышения дебита толщину гравийной обсыпки целесообразно увеличивать до существенно больших значений. Замена в околоскважинной зоне песка продуктивного пласта, а особенно закольматированной зоны, на более проницаемый гравий позволяет снизить гидравлическое сопротивление фильтрационному потоку и повысить удельный дебит скважины.

На потери напора в гравийной обсыпке оказывает влияние окатанность частиц. С увеличением окатанности гравия падение напора в гравийном фильтре уменьшается (табл. 1.6).

Можно сделать вывод, что за счет использования окатанного гравия можно снизить потери напора в обсыпке в 2–4 раза.

В сравнении с естественными фильтрационными характеристиками песка продуктивного пласта проницаемость околоскважинной зоны можно увеличить в 30–50 раз. Если учитывать наиболее опасный вид кольматации естественным глинистым раствором, то в сравнении с закольматированной зоной за счет создания гравийной обсыпки при правильной методике подбора гравия и намыва фильтра проницаемость околоскважинной зоны может быть увеличена на несколько порядков.

Снизить сопротивление гравийного фильтра можно внедрением многослойных конструкций. При создании фильтров из нескольких слоев перепад давления на обсыпке можно опреде-

Таблица 1.6
Потери напора (в КПа) в гравийном фильтре

Гравий	Расход, м ³ /ч					
	2,5	5	7,5	10	12,5	15
Плохо окатанный	6,4	7,1	12,0	22,0	30,0	40,0
Окатанный	0,25	5,0	10,0	19,0	24,0	30,0
Стеклянные шарики	0,1	3,0	7,0	14,0	17,0	20,0

лить из выражения, полученного из модели фильтрации с цилиндрическим характером изменения проницаемости

$$J_4 = \frac{\mu Q}{2\pi m} \left\{ \left(\frac{\ln(r_n / r_{n-1})}{k_{4n}} + \dots + \frac{\ln(r_2 / r_1)}{k_{42}} \right) + \frac{Q}{2\pi m} \times \right. \\ \left. \times \left[\frac{1}{k_{4n}} \left(\frac{1}{r_n} - \frac{1}{r_{n-1}} \right) + \dots + \frac{1}{k_4} \left(\frac{1}{r_2} - \frac{1}{r_1} \right) \right] \right\}, \quad (1.40)$$

где r_n , r_{n-1} , r_1 — радиус гравийной обсыпки соответственно n , $n - 1$ и 1 слоя; k_{4n} , k_{42} , k_{41} — проницаемость соответственно n , 2 и 1 слоя гравийного фильтра. Фракция каждого удаляющегося от стенок скважины слоя гравийного фильтра увеличивается в соответствии с выбранными коэффициентами межслойности, которые рекомендуется принимать несколько меньшими, чем для однослойного фильтра. Поэтому проницаемость каждого слоя гравийной обсыпки при приближении к каркасу фильтра увеличивается, что позволяет снизить общее сопротивление фильтрационному потоку и соответственно повысить дебит скважины.

Автором была предложена технология намыва гравийного фильтра, при которой частицы гравия в процессе намыва автоматически укладываются в поперечном сечении обсыпки с уменьшением размера от каркаса фильтра к стенкам скважины. Анализ уравнения (1.40) при предположении, что число слоев увеличивается до бесконечности, позволяет установить следующее: только для ламинарной составляющей потери напора гидравлическое сопротивление притоку при плавном уменьшении размера частиц от каркаса фильтра к стенкам скважины падают на 4–5 %. С учетом турбулентной составляющей, пропорциональной квадрату расхода, потери напора в обсыпке за счет внедрения новой технологии могут быть существенно уменьшены.

При выводе уравнений (1.39) и (1.40) традиционно предполагается, что скорость фильтрации по мощности продуктивного интервала остается постоянной величиной. В реальных условиях скорости фильтрации возрастают от нижних интервалов к верхним по закону гиперболических синусов или тангенсов. Увеличение скоростей от нижнего к верхнему интервалу подтверждается многочисленными данными расходограмм и поинтервального опробования.

Определим потери напора в гравийной обсыпке с учетом изменяющейся по высоте продуктивного интервала скорости фильтрации. Э.А. Грикевич отмечает, что характер распределения

входных скоростей по длине фильтра хорошо описывается законом гиперболических синусов или тангенсов

$$Q(z) = Q_0 \frac{\operatorname{sh}\left(\alpha \frac{z}{m}\right)}{\operatorname{sh} \alpha}; \quad (1.41)$$

$$Q(z) = Q_0 \frac{\operatorname{tg}\left(\gamma \frac{z}{m}\right)}{\operatorname{tg} \gamma}. \quad (1.42)$$

где Q_0 – расход притока в фильтр на высоте z ; α, γ – параметры неравномерности притока.

Принимая в выражении (1.39) переменный расход по длине, получаем

$$J_4 = \frac{g(z)}{2\pi r_4} \left(\ln \frac{r_3}{r_4} + \alpha \frac{g(z)}{2\pi} \left(\frac{1}{r_4} - \frac{1}{r_3} \right) \right). \quad (1.43)$$

Так же справедливо положение $g(z) = dQ/dz$. Принимая гиперсинусоидальный закон распределения скоростей притока, получаем

$$g(z) = \frac{Q_0}{m} \frac{\alpha}{\operatorname{sh} \alpha} \operatorname{ch}\left(\alpha \frac{z}{m}\right). \quad (1.44)$$

Для тангенциального распределения скоростей притока

$$g(z) = \frac{Q_0}{m} \frac{\gamma}{\operatorname{tg} \gamma \cos^2\left(\gamma \frac{z}{m}\right)}. \quad (1.45)$$

Подставляя выражения (1.44) и (1.45) в равенство (1.41), имеем следующие выражения для определения потерь напора в гравийной обсыпке с учетом изменяющихся по длине фильтра скоростей притока

$$J_4 = \frac{\alpha Q_0}{2\pi r_4 m} \frac{\operatorname{ch}\left(\alpha \frac{z}{m}\right)}{\operatorname{sh} \alpha} \left[\ln \frac{r_3}{r_4} + \frac{\alpha^2 Q_0}{2\pi m} \frac{\operatorname{ch}\left(\alpha \frac{z}{m}\right)}{\operatorname{sh} \alpha} \left(\frac{1}{r_4} - \frac{1}{r_3} \right) \right]. \quad (1.46)$$

$$J_4 = \frac{\gamma Q_0}{2\pi r_4 m} \frac{1}{\operatorname{tg} \gamma \cos^2\left(\gamma \frac{z}{m}\right)} \left[\ln \frac{r_3}{r_4} + \frac{\gamma^2 Q_0}{2\pi m} \frac{\left(\frac{1}{r_4} - \frac{1}{r_3} \right)}{\operatorname{tg} \gamma \cos^2\left(\gamma \frac{z}{m}\right)} \right]. \quad (1.47)$$

Анализируя выражения (1.46) и (1.47) и сопоставляя их с традиционной формулой расчета (1.43), делаем вывод, что если пренебрегать влиянием неравномерности входных скоростей по длине фильтра в обсыпке, то погрешность составляет до 40 %.

1.1.5. ДВИЖЕНИЕ ПОТОКА В ФИЛЬТРЕ

Фильтры устанавливают в скважину с целью очистки добываемого из пласта флюида от песка и других инородных примесей. Фильтр должен пропускать флюид и иметь при этом минимальное гидравлическое сопротивление, надежно предохранять скважину от проникновения твердой фазы, образования пробок и существенного снижения дебита.

В нашей стране и за рубежом разработано огромное число фильтров, что осложняет выработку единого подхода к гидравлике движения потока в каждой конструкции. Большинство зависимостей базируется на известной формуле истечения из затопленного отверстия

$$v = \mu n \sqrt{\frac{J_5}{\rho}}, \quad (1.48)$$

где v – скорость истечения из отверстия; μ – коэффициент расхода; n – скважность фильтра; J_5 – перепад давления на фильтре; ρ – плотность флюида.

И. Петерсен, С. Ровер, М. Альбертсон предложили для описания перепада давления на фильтре использовать закон гиперболических косинусов

$$J_5 = \frac{\operatorname{ch}\left(\frac{\chi m}{D_\Phi} + 1\right)}{\operatorname{ch}\left(\frac{\chi m}{D_\Phi} - 1\right)} \frac{v^2}{g}, \quad (1.49)$$

где m , D_Φ – соответственно длина и диаметр фильтра; χ – гидравлический параметр фильтра, характеризующий его конструктивные особенности.

По данным В.С. Алексеева параметр χ равен произведению коэффициента расхода на скважность фильтра μn .

Определение μn по формуле (1.49) может дать удовлетворительные результаты только для одного отдельно взятого отверстия. В случае оценки гидравлического параметра фильтра влияние отверстий друг на друга весьма существенно, что вносит в расчеты погрешность. Э.А. Грикевич рекомендует определять

гидравлический параметр фильтра в лабораторных условиях по следующей формуле:

$$\mu n = \frac{D_{\Phi}}{566m} \operatorname{arcth} \left(0,246 \frac{D_{\Phi}^2 \sqrt{J_5}}{Q} \right). \quad (1.50)$$

В представленной формуле предполагается, что расход Q через фильтр по его длине m остается постоянным. На самом деле это может быть справедливо только для оценки притока в фильтры малой длины. Входные скорости притока в фильтр и расход через фильтр увеличиваются от нижних к верхним отверстиям согласно формуле Э. А. Грикевича

$$v = v_0 \operatorname{ch} \frac{566 \mu n m}{D_{\Phi}}, \quad (1.51)$$

где v_0 – скорость притока в фильтр ниже рассматриваемого сечения.

С увеличением гидравлического параметра сопротивление фильтра уменьшается. Как показывают многочисленные эксперименты, параметр χ изменяется от 0,19 до 0,88. Такой широкий разброс данных для фильтров однотипной конструкции объясняется разнообразием условий работы фильтров в реальных условиях и сложностью их классификации и типизации.

Поэтому прогнозировать реальное значение χ в скважинных условиях с достаточной достоверностью сложно. Существенно изменяются гидравлические характеристики фильтра в контакте с породой. В.С. Алексеев получил данные разброса значений гидравлического параметра для фильтров одинаковой конструкции при контакте с породой различного гранулометрического состава (табл. 1.7).

Степень ухудшения гидравлического параметра фильтра при наложении частиц породы на отверстия определяется формой частиц и отверстия, соотношением их размеров. Установлено, что с увеличением окатанности и сферичности частиц плотность их

Таблица 1.7

Тип фильтра	Скважность n , %	Гидравлический параметр χ	Тип фильтра	Скважность n , %	Гидравлический параметр χ
Проволочный	18,2	0,32–0,51	Щелевой с выступающими кромками	4,8	0,88–0,57
Сетчатый	14,8	0,68–0,40			
Штампованный	3,5	0,82–0,26			
со щелями типа «мост»	7,2	0,64–0,30			
	11,2	0,56–0,30			
	14,6	0,53–0,27			

сложения уменьшается и соответственно обеспечиваются улучшенные фильтрационные свойства слоя песка, контактирующего с фильтром. При вытянутой, продолговатой форме частиц происходит необратимая закупорка отверстий, уменьшение эффективной скважности фильтра и резкое увеличение его гидравлического сопротивления. Интенсивность закупорки зависит от формы отверстия фильтра, находящегося в контакте с породой. Наиболее сильно эффект закупорки проявляется в сетчатых и проволочных фильтрах, а также некоторых других конструкциях, предусматривающих расширение отверстий в направлении песка.

После установки фильтра в заданный интервал при подъеме инструмента возникает депрессия и порода продуктивного пласта обжимает фильтр; вокруг отверстий образуются своды естественного равновесия. При освоении скважины и стимуляции притока на частицы, которые непосредственно прилегают к отверстиям, действует гидродинамическая сила, способствующая уплотнению частиц и частичной суффозии. Вследствие расширяющейся к породе формы отверстий при уплотнении породы возникает эффект «клина», приводящий к интенсификации снижения пористости и проницаемости прифильтрового слоя породы. Часть частиц породы выносятся через отверстие, а другая часть закупоривает поры и цементирует естественный скелет породы, контактирующей с отверстием.

Степень уплотнения породы и цементации отверстия зависит от количества расклинивающих граней. В случае проволочного фильтра таких граней две, а в случае сетчатого покрытия – четыре. Функцию расклинивающих граней может выполнять не только фильтрующее покрытие, но и поверхность уже заклинившихся в отверстиях частиц. При застревании частиц в отверстиях расклинивающий эффект в существенной степени ухудшает гидравлические параметры фильтра.

При каптировании продуктивных пластов, сложенных разнозернистыми песками, избежать расклинивания породы в отверстиях фильтра очень сложно из-за самых разнообразных соотношений размеров отверстий и частиц. Крупные фракции застревают в отверстиях, мелкие в процессе откачки цементируют пористое пространство, снижая проницаемость контактной зоны. Некоторые конструкции фильтров предусматривают работу отверстий без контакта с породой. Это фильтры с коническими отверстиями, гравитационные и тарельчатые конструкции. Указанные типы фильтров предусматривают образование сводов равновесия из частиц в процессе устойчивой работы. В реальных условиях своды равновесия при изменении режимов эксплуатации периодически разрушаются, что приводит к проникновению

внутрь фильтра песка или гравия и заклиниванию отверстий. В этой связи избежать закупорки отверстий породой сложно, хотя расклинивающий эффект, снижающий проницаемость зоны, возможно предотвратить.

Закупорка отверстий породой наиболее интенсивно происходит в интервалах фильтра, характеризующихся максимальными скоростями притока. Поэтому в процессе освоения скважины и стимуляции притока гидравлическое сопротивление фильтра за счет контактных потерь будет изменяться, увеличиваясь в наиболее обильных интервалах и оставаясь приблизительно постоянным в менее обильных. Процесс закупорки отверстий породой продуктивного пласта способствует выравниванию эпюры входных скоростей по длине фильтра. Однако выравнивание скоростей достигается за счет снижения притока в перспективных интервалах и не способствует получению больших дебитов.

Гидравлический параметр фильтров $\chi = \mu l$ считается величиной переменной и изменяющейся по длине фильтра в зависимости от состава, свойств контактирующей породы и режимов притока.

Из гидравлики известно, что коэффициенты сопротивления s меняются с изменением режима движения потока, характеризующегося числом Рейнольдса (рис. 1.14). С увеличением скорости движения потока коэффициент сопротивления уменьшается. Следовательно, по длине фильтра коэффициент сопротивления или гидравлический параметр будет меняться даже при одинаковом эффекте наложения частиц. Измеренный в лабораторных условиях гидравлический параметр χ , рассчитанный по формуле (1.50), носит обобщенный характер и справедлив только для образца модели заданной длины в испытываемых режимах и только при контакте с аналогичной породой. Обеспечить такое подобие почти невозможно, поэтому переносить расчетный по данным эксперимента гидравлический параметр с достаточной степенью достоверности в реальные условия нельзя.

Рассмотрим обобщенную модель движения потока в фильтре в общем виде. Закон сопротивления при обтекании потоком любых тел описывается зависимостью

$$F_c = \varphi_{\text{л}} \mu d v + \varphi_{\text{т}} \rho d^2 v^2, \quad (1.52)$$

где F_c – сила гидродинамического сопротивления; $\varphi_{\text{л}}$, $\varphi_{\text{т}}$ – коэффициент соответственно ламинарного и турбулентного сопротивления обтеканию; d – размер структурного элемента фильтра; μ , ρ – соответственно вязкость и плотность пластового флюида; v – скорость обтекания.

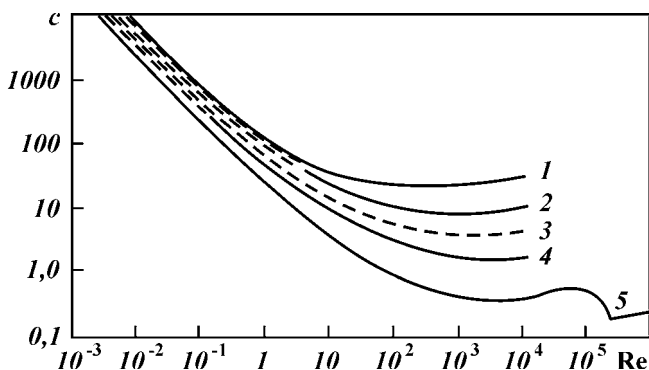


Рис. 1.14. Зависимость коэффициента сопротивления c от режима движения потока при обтекании различных поверхностей ψ :
 1 – 0,125; 2 – 0,22; 3 – 0,6; 4 – 1; 5 – 1,6

Перепад давления на обтекаемом элементе фильтра можно определить из выражения (1.52)

$$J_5 = \frac{\varphi_{\text{л}} \mu v}{d} + \varphi_{\text{т}} \rho v^2. \quad (1.53)$$

Решая квадратное уравнение (1.53), получаем общий вид зависимости скорости от перепада давления на фильтре

$$v = \sqrt{\left(\frac{\varphi_{\text{л}} \mu}{\varphi_{\text{т}} 2 \rho d} \right)^2 + \frac{J_5}{\varphi_{\text{т}} \rho} - \frac{1}{2} \frac{\varphi_{\text{л}} \mu}{\varphi_{\text{т}} \rho d}}. \quad (1.54)$$

При ламинарном потоке скорость истечения через фильтр определяется только линейным членом

$$v = dJ_5 / \varphi_{\text{л}} \mu, \quad (1.55)$$

а при турбулентном истечении – квадратичным членом

$$v = \sqrt{\frac{J_5}{\varphi_{\text{т}} \rho}}. \quad (1.56)$$

Нельзя рассматривать только ламинарный или только турбулентный режим истечения из отверстий в фильтре, так как обычно наблюдается и тот и другой режим в разных сечениях. Ламинарный режим характерен для областей с низкими скоростями фильтрации (в нижних интервалах фильтра), а турбулентный – для интервалов наиболее обильного притока.

Сопоставляя выражение (1.48) с равенствами (1.55) и (1.56), можно сделать вывод, что $\chi = \mu l$ в зависимости от режима

фильтрации будет меняться от значений $\chi = \sqrt{\varphi_{\text{т}}^{-1}}$ (турбулентный режим) до $\chi = d/(\varphi_{\text{л}}\mu)\sqrt{\rho J_5}$ (ламинарный режим).

Установить значения μ для фильтра данной конструкции сложно. В этом случае оправдано пользоваться коэффициентами сопротивления для ламинарного и турбулентного режимов фильтрации $\varphi_{\text{л}}$, $\varphi_{\text{т}}$, каждый из которых в своей области достоверно описывают процесс движения потока в фильтре.

Рассмотрим потери напора в фильтре с учетом изменяющихся типовых скоростей потока по длине по закону гиперболических синусов или тангенсов [см. равенства (1.41) и (1.42)]. Уравнение силы сопротивления (1.52) с учетом изменяющихся скоростей имеет вид

$$F_c = \varphi_{\text{л}}\mu m^2 v(z) + \varphi_{\text{т}}\rho m^4 v^2(z), \quad (1.57)$$

где $v(z)$ – функция скорости по длине фильтра z .

Дифференцирование выражения (1.57) дает следующие выражения:

для гиперсинусоидального закона

$$v(z) = \frac{dv}{dz} = \frac{\bar{v}}{m} \frac{\alpha}{\text{sh } \alpha} \text{ch} \left(\alpha \frac{z}{m} \right); \quad (1.58)$$

для тангенциального закона

$$v(z) = \frac{dv}{dz} = \frac{\bar{v}}{m} \frac{\gamma}{\text{tg } \gamma \cos^2 \left(\gamma \frac{z}{m} \right)}. \quad (1.59)$$

Подставляя уравнения (1.58) и (1.59) в равенство (1.57), получаем уравнение распределения силы сопротивления по длине элемента фильтра для типового характера распределения скоростей.

По гиперсинусоидальному закону

$$F_c = \bar{v}\alpha \frac{\text{ch} \left(\alpha \frac{z}{m} \right)}{\text{sh } \alpha} \left[\varphi_{\text{л}}\mu m + \varphi_{\text{т}}\rho m^2 \bar{v}\alpha \cdot \frac{\text{ch} \left(\alpha \frac{z}{m} \right)}{\text{sh } \alpha} \right]; \quad (1.60)$$

по тангенциальному закону

$$F_c = \frac{\bar{v}\gamma}{\text{tg } \gamma \cos^2 \left(\gamma \frac{z}{m} \right)} \left[\varphi_{\text{л}}\mu m + \varphi_{\text{т}}\rho m^2 \frac{\bar{v}\gamma}{\text{tg } \gamma \cos^2 \left(\gamma \frac{z}{m} \right)} \right]. \quad (1.61)$$

Перепад давления на элементе фильтра с учетом изменяющихся скоростей притока выражается следующими зависимостями:

для гиперсинусоидального закона распределения скоростей по длине фильтра

$$J_5 = \bar{v}\alpha \frac{\operatorname{ch}\left(\alpha \frac{z}{m}\right)}{\operatorname{sh} \alpha} \left[\varphi_{\text{л}} \frac{\mu}{m} + \varphi_{\text{т}} \rho \bar{v} \alpha \frac{\operatorname{ch}\left(\alpha \frac{z}{m}\right)}{\operatorname{sh} \alpha} \right]; \quad (1.62)$$

для тангенциального закона распределения скоростей по длине фильтра

$$J_5 = \frac{\bar{v}\gamma}{\operatorname{tg} \gamma \cos^2\left(\gamma \frac{z}{m}\right)} \left[\gamma_{\text{л}} \frac{\mu}{m} + \frac{v_{\text{т}} \rho \bar{v} \gamma}{\operatorname{tg} \gamma \cos^2\left(\gamma \frac{z}{m}\right)} \right]. \quad (1.63)$$

В интервале ламинарного притока распределения перепада давления на элементе фильтра по его длине удовлетворительно описываются следующими уравнениями:

$$J_5 = \frac{v_{\text{л}} \mu \bar{v} \gamma}{m \operatorname{tg} \gamma \cos^2\left(\gamma \frac{z}{m}\right)} \quad (1.64)$$

или

$$J_5 = \frac{v_{\text{л}} \mu \bar{v} \alpha \operatorname{ch}\left(\alpha \frac{z}{m}\right)}{m \operatorname{sh} \alpha}. \quad (1.65)$$

Для турбулентного притока уравнения (1.64) и (1.65) имеют вид

$$J_5 = \frac{v_{\text{т}} \rho \bar{v}^2 \gamma^2}{\operatorname{tg}^2 \gamma \cos^4\left(\gamma \frac{z}{m}\right)}; \quad (1.66)$$

$$J_5 = v_{\text{т}} \rho \bar{v}^2 \alpha^2 \frac{\operatorname{ch}^2\left(\alpha \frac{z}{m}\right)}{\operatorname{sh}^2 \alpha}. \quad (1.67)$$

Если принять, что в приведенных уравнениях $\bar{v}$ – средняя скорость притока, то можно выразить ее через расход Q и площадь поверхности фильтра $2\pi r_4 m$. Заменяя $\bar{v}$ на расход и площадь поверхности фильтра и интегрируя выражение (1.62) и

(1.63) по радиусу для радиального притока к фильтру, получаем уравнения для определения перепада давления на фильтре любой конструкции

$$J_5 = \alpha \frac{Q_0 \operatorname{ch}\left(\alpha \frac{z}{m}\right)}{2\pi m^2 \operatorname{sh} \alpha} \left[\varphi_{\text{л}} \mu \ln \frac{r_4}{r_5} + \varphi_{\text{т}} \rho \alpha \frac{Q}{2\pi} \frac{\operatorname{ch}\left(\alpha \frac{z}{m}\right)}{\operatorname{sh} \alpha} \left(\frac{1}{r_5} - \frac{1}{r_4} \right) \right]; \quad (1.68)$$

$$J_5 = \alpha \frac{\gamma Q_0}{2\pi m^2 \operatorname{tg} \gamma \cos^2\left(\gamma \frac{z}{m}\right)} \times \\ \times \left[\varphi_{\text{л}} \mu \ln \frac{r_4}{r_5} + \frac{\varphi_{\text{л}} \rho Q_0 \gamma}{2\pi \operatorname{tg} \gamma \cos^2\left(\gamma \frac{z}{m}\right)} \left(\frac{1}{r_5} - \frac{1}{r_4} \right) \right], \quad (1.69)$$

где r_4 , r_5 — соответственно больший и меньший радиусы фильтров, разность которых соответствует толщине фильтра.

Основными параметрами, характеризующими сопротивление фильтра в уравнениях (1.68) и (1.69), считаются коэффициенты ламинарного и турбулентного сопротивлений обтеканию $\varphi_{\text{л}}$ и $\varphi_{\text{т}}$. Значения параметров $\varphi_{\text{л}}$ и $\varphi_{\text{т}}$, легко получить в лабораторных условиях, а затем использовать в реальных условиях. В этом случае применение двух коэффициентов позволяет охватить практически всю область режимов фильтрации в фильтрах и избежать погрешностей в расчетах. Проводя эксперименты на фильтрационных лотках при малых скоростях притока на всей длине образца при значениях числа Рейнольдса меньше критических и зная перепад давления на фильтрах J_5 , получаемый по разнице показаний пьезометров, с помощью формулы (1.55) определяют коэффициент ламинарного сопротивления обтеканию $\varphi_{\text{л}}$. При установлении на лотке на всей длине образца турбулентного режима фильтрации в фильтре по формуле (1.56) находят коэффициент турбулентного сопротивления $\varphi_{\text{т}}$. Параметры неравномерности притока по длине фильтра α и γ определяются по методике Э.А. Грикевича на основании экспериментов.

Значения гидравлических сопротивлений $\varphi_{\text{л}}$ и $\varphi_{\text{т}}$ могут быть найдены из реальной расходограммы. Основной закон сопротивления (1.53), включающий члены, пропорциональные скорости и квадрату скорости, имеет два неизвестных коэффициента сопротивления $\varphi_{\text{л}}$ и $\varphi_{\text{т}}$ и скорость. Перепад давления на фильтре изменяется пьезометрами. Подставляя в уравнение (1.53) реальный

закон распределения скоростей притока по длине фильтра, получаем

$$J_5(z) = \left(\varphi_{\text{л}} \frac{\mu}{2r_4} + \varphi_{\text{т}} \rho \bar{v} \frac{\operatorname{sh} \left(\alpha \frac{z}{m} \right)}{\operatorname{sh} \alpha} \right) \bar{v} \frac{\operatorname{sh} \left(\alpha \frac{z}{m} \right)}{\operatorname{sh} \alpha}. \quad (1.70)$$

Устанавливая ламинарный режим фильтрации на модели на всей длине образца, при которой квадратичный член в (1.70) близок к нулю, получаем уравнение для определения коэффициента ламинарного сопротивления

$$\varphi_{\text{л}} = \frac{2r_4 J_5 \operatorname{sh} \alpha}{\mu \bar{v} \operatorname{sh} \left(\alpha \frac{z}{m} \right)}. \quad (1.71)$$

Если интенсифицировать приток на модели и установить турбулентный режим фильтрации по всей длине образца фильтра, то линейный член в уравнении (1.70) будет близок к нулю. Тогда коэффициент турбулентного сопротивления фильтра

$$\varphi_{\text{т}} = \frac{J_5 \operatorname{sh}^2 \alpha}{\rho \bar{v}^2 \operatorname{sh}^2 \left(\alpha \frac{z}{m} \right)}. \quad (1.72)$$

В случае, когда приток в фильтр лучше описывается тангенциальным законом выражения (1.71) и (1.72), можно записать

$$\varphi_{\text{л}} = \frac{2r_4 J_5 \operatorname{tg} \gamma}{\mu \bar{v} \operatorname{tg} \left(\gamma \frac{z}{m} \right)}; \quad (1.73)$$

$$\varphi_{\text{т}} = \frac{J_5 \operatorname{tg}^2 \alpha}{\rho \bar{v}^2 \operatorname{tg}^2 \left(\gamma \frac{z}{m} \right)}. \quad (1.74)$$

Параметры неравномерности притока γ и α зависят от сопротивления фильтра, т.е. чем больше сопротивление, тем более равномерный наблюдается приток. Поэтому правильнее в качестве гидравлического параметра фильтров использовать произведение коэффициентов сопротивления на функцию распределения скоростей притока на моделях

$$\chi_{\tau} = \varphi_{\tau} \frac{\operatorname{tg}^2\left(\gamma \frac{z}{m}\right)}{\operatorname{tg}^2 \gamma} = \frac{J_5}{\rho \bar{v}^2}; \quad (1.75)$$

$$\chi_{\lambda} = \varphi_{\lambda} \frac{\operatorname{tg}\left(\gamma \frac{z}{m}\right)}{\operatorname{tg} \gamma} = \frac{2r_4 J_5}{\mu \bar{v}}. \quad (1.76)$$

При решении задач по определению перепада давления на фильтре неравномерность притока сложно учитывать введением в выражения (1.75) и (1.76) тангенциальных и гиперсинусоидальных множителей. В этом случае может быть применен параметр, равный произведению коэффициентов ламинарного и турбулентного сопротивлений на параметр неравномерности притока α или γ . При ламинарном режиме притока коэффициент сопротивления умножается на параметр неравномерности α или γ в первой степени и при турбулентной фильтрации – на их квадрат. В выражениях для определения перепада давления на фильтре (1.62)–(1.69) присутствуют параметры $\chi_{\tau} = \varphi_{\lambda} \gamma^2 = \varphi_{\lambda} \alpha^2$ и $\chi_{\lambda} = \varphi_{\lambda} \gamma = \varphi_{\lambda} \alpha$, что упрощает расчеты.

Фильтр редко состоит из однотипных по длине и толщине элементов обтекания. Обычно конструкция включает фильтрующую оболочку, каркас и промежуточные звенья. Поэтому теоретически правильнее было бы выделить из обобщенных коэффициентов или гидравлических параметров составляющие сопротивлений фильтрующей оболочки, каркаса, промежуточных звеньев и учесть влияние одних элементов на другие, стесненные условия обтекания. Однако на практике это не приведет к существенному шагу вперед из-за сложности точного теоретического и экспериментального выделения разных составляющих сопротивления и оценки их реального вклада в общий результат.

1.1.6. ПОТЕРИ НАПОРА В ТРУБАХ

Гидравлические потери напора подразделяются на потери в фильтровых и глухих трубах. В обоих случаях гидравлические потери напора при движении потока в трубах определяются по формуле Дарси – Вейсбаха

$$J_6 = \lambda \frac{v^2}{2} \frac{\rho l_6}{2r_6}, \quad (1.77)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; v – скорость потока в трубах; r_6 – внутренний радиус труб; ρ – плотность пластового флюида; l_6 – длина труб.

Безразмерный коэффициент λ представляет собой учетверенное значение соотношения между напряжением сдвига на стенке и кинетической энергией потока, приходящейся на единицу объема

$$\lambda = -4\tau_p / (\rho v^2 / 2) = 4 \left(\frac{J_6 r_6}{\rho v^2} \right), \quad (1.78)$$

где τ_p – напряжение сдвига флюида на стенках фильтровой колонны.

Анализируя размерности, можно сделать вывод, что считается функцией следующих безразмерных параметров:
критерия Рейнольдса

$$Re = \frac{v D_6 \rho}{\eta}, \quad (1.79)$$

где D_6 – диаметр труб; η – вязкость флюида;
критерия Бингама

$$Bi = \frac{\tau_0 D_6}{v \eta}; \quad (1.80)$$

$$\frac{\tau_0}{\tau_p} = \frac{8Bi}{\lambda Re} \quad (1.81)$$

(τ_0 – предел текучести или пластичности флюида).

Как показала практика, зависимость λ от скорости движения потока достаточно точно описывается формулой Ф.А. Шевелева

$$\lambda = \frac{0,23}{D_6^{0,226}} \left(1,9 \cdot 10^{-6} + \frac{\eta}{v} \right)^{0,226}. \quad (1.82)$$

Выражение (1.82) удовлетворительно описывает зависимость λ от скорости потока в различных режимах движения потока, однако расчеты по ней громоздки. Поэтому были предложены упрощенные формулы для каждого режима движения.

Для ламинарного потока, характеризующегося числом Рейнольдса $Re < (1370 - 3470)$, рекомендуется формула

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (1.83)$$

Выражение (1.83) не учитывает связь между гидравлическим параметром λ и шероховатостью труб. С учетом шероховатости труб λ определяется по формуле Альтшуца

$$\lambda = 0,1 \left(1,46 \frac{k}{D_6} + \frac{100}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (1.84)$$

где k – эквивалентная шероховатость труб, принимаемая в пределах 0,02–0,04 мм.

Определить заранее границу перехода от ламинарного к турбулентному режиму сложно, поэтому рекомендуют использовать при движении вязкопластичных флюидов в трубах формулу для определения критической скорости потока

$$v_{\text{кр}} = 25 \sqrt{\tau_p / \rho}.$$

Однако удовлетворительную сходимость уравнение (1.84) имеет только для флюидов с выраженными вязкопластичными свойствами. Поэтому целесообразно не обозначать четкую границу смены режима движения, а условиться о существовании переходной зоны. Это предположение вполне корректно, так как резкой смены характера движения не происходит, а наблюдается постепенное развитие вихрей. Различают начальную турбулизацию потока и развитую турбулентность. При развитой турбулентности увеличение скорости потока почти не приводит к интенсификации вихревого движения и коэффициент гидравлического сопротивления λ остается приблизительно постоянным. С момента возникновения вихрей до развитой турбулизации наблюдается переходная зона.

Переходная зона наблюдается в пределах изменения числа Рейнольдса $1370 < \text{Re} < 4270$. Параметр λ для переходной зоны определяют по формуле

$$\lambda = \lambda_{\text{л}} + \frac{\text{Re} - (3470 \div 1370)}{800} (\lambda_{\text{т}} - \lambda_{\text{л}}), \quad (1.85)$$

где $\lambda_{\text{л}}$ – параметр сопротивления для ламинарного движения, $\lambda_{\text{л}} = 64 : \text{Re}$ при $\text{Re} = 3470 \div 1370$; $\lambda_{\text{т}}$ – коэффициент сопротивления для турбулентного движения определяется по формуле Никурадзе

$$\lambda_{\text{т}} = 0,0032 + \frac{0,221}{\text{Re}^{0,237}} \quad (1.86)$$

(Re принимается в пределах 1370–4270).

В зоне турбулентного режима $\lambda_{\text{т}}$ может быть определен по формуле Блазиуса

$$\lambda_{\text{т}} = 0,3164 / \sqrt[4]{\text{Re}}. \quad (1.87)$$

Приведенная формула дает хорошую сходимость при значениях $Re > 10^3 \div 10^4$ для гладких круглых труб.

Для интенсивного турбулентного потока для определения рекомендуется формула Никурадзе;

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_T}} = 2 \lg(Re \sqrt{\lambda}) - 0,8. \quad (1.88)$$

Зависимость (1.86) имеет наилучшую сходимость при $Re = 3 \cdot 10^3 \div 3 \cdot 10^6$.

Для шероховатых труб Колбук – Уайт предложили следующую формулу

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_T}} = -2 \lg \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{k}{3,71 D_6} \right). \quad (1.89)$$

Перфорированный каркас фильтра обычно представлен сверленной трубой со скважностью до 30 %. В процессе сверления во внутренней поверхности трубы образуются заусенцы, которые отличаются от обычной шероховатости. С целью проверки этого положения автором были проведены исследования по определению типовых значений λ , для перфорированных каркасов. Исследования проводились на специальном стенде, который включал перфорированный каркас, оборудованный по длине несколькими пьезометрами. К торцам каркаса подводилась нагнетательная и сливная магистрали.

Нагнетательная магистраль соединялась с напорным резервуаром со стабильным уровнем, что обеспечивало постоянный напор в системе независимо от расхода. Для формирования равномерного движения перед фильтром был установлен начальный участок, представляющий собой глухую часть длиной 1500 мм. За фильтром в сливной магистрали устанавливалась глухая часть длиной 1200 мм. Расход определялся по изменению уровня в мерном баке в единицу времени. Исследования проводились для различных режимов движения потока (табл. 1.8).

Интервал значений λ , изменяется в пределах 0,85 (ламинарный режим) – 0,11 (турбулентный режим). Для обычных труб коэффициент сопротивления уменьшается от 0,055 до 0,01 при интенсификации расхода. Таким образом, было установлено, что параметр гидравлического сопротивления λ , для фильтровых труб в 11–14 раз превышает аналогичные значения для обычных труб. В этой связи и потери напора фильтров при постоянном расходе на порядок превышают расчетные по формуле Дарси – Вейсбаха с учетом значений λ , для обычных труб. Особенность

Таблица 1.8

Коэффициент гидравлического трения фильтров

Число Рейнольдса Re	Число опытов	Среднеквадратичное отклонение τ	Коэффициент гидравлического трения λ
<2300 (ламинарный поток)	16	0,29	0,85
2300–4000 (переходная зона)	16	0,24	0,64
4000–10 000 (турбулентный поток)	24	0,08	0,28
10 000–20 000 (развитой турбулентный поток)	36	0,04	0,14
>20 000	24	0,01	0,11

движения потока в фильтре – переменный расход по его длине, увеличивающийся от нижних к верхним отверстиям. Определим потерю напора в фильтре с учетом изменяющейся по длине продуктивного интервала скорости притока, подчиняющейся закону гиперболических синусов.

Выражая в уравнении Дарси – Вейсбаха скорость через расход и площадь поперечного сечения потока, получаем

$$J_6 = \lambda \frac{\rho l_6}{4\pi^2 r_6^5} g^2(z), \quad (1.90)$$

где $g^2(z)$ – функция распределения расхода по длине фильтра

$$g^2(z) = \frac{dQ}{dz}.$$

Принимая гиперсинусоидальный закон распределения скоростей, получаем

$$g^2(z) = \frac{Q_0}{m} \frac{\alpha}{\operatorname{sh} \alpha} \operatorname{ch} \left(\alpha \frac{z}{m} \right). \quad (1.91)$$

Подставляя уравнение (1.91) в равенство (1.90), определяем потери напора внутри фильтровых труб на высоте z от начального отчета

$$J_6(z) = \lambda \frac{\rho}{4\pi^2 r_6^5} \frac{Q_0 \alpha}{\operatorname{sh} \alpha} \operatorname{ch} \left(\alpha \frac{z}{m} \right). \quad (1.92)$$

Интегрируя выражение (1.92) с учетом гиперсинусоидального изменения расхода по длине фильтра от 0 до m , получаем

$$J_6 = \lambda \frac{\rho Q_0^2}{4\pi^2 r_6^5} \frac{\alpha}{\operatorname{sh} \alpha} \left(\frac{\alpha^2}{4} + \frac{1}{4} \operatorname{ch}^2 2\alpha \frac{\alpha}{8} - \frac{f}{32} \operatorname{ch} 4\alpha \right). \quad (1.93)$$

Анализируя равенство (1.93), можно сделать вывод, что недостаток изменяющегося характера скоростей притока по длине фильтра может привести к заниженным результатам. Потери напора при движении потока внутри фильтра увеличиваются за счет выражения в скобках, которое в реальных пределах изменения α больше единицы.

Таким образом, при движении потока внутри фильтра происходит дополнительное увеличение потерь напора, которое ранее не учитывалось. Дополнительные потери напора обусловлены увеличением гидравлического сопротивления перфорированных труб и неравномерным характером притока в скважину. Для глухих труб потери напора определяются по известным зависимостям с учетом выражений (1.77), (1.82)–(1.89) и специально в работе не рассматриваются.

1.2. ДВИЖУЩИЙСЯ ПОТОК КАК САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ СИСТЕМА

Саморегулирование системы скважина – пласт заключается в ее реакции на изменение величины возмущения или фильтрационных свойств отдельных элементов. В случае изменения возмущающего воздействия (например понижения при откачке, создаваемого насосом) происходит перераспределение потерь напора в трубах, фильтре, обсыпке, закольматированной зоне и пласте. Вследствие упругих свойств системы возмущение передвигается постепенно от элемента к элементу начиная с интервала скважины, воспринимающего первичную нагрузку, к пласту. Пласт на начальном этапе не воспринимает волну возмущения и изменения дебита не происходит. Сначала возмущение через трубы передается на фильтр и гравийную обсыпку и только затем распространяется на закольматированную зону. С уменьшением гидравлического сопротивления элемента системы он становится более чувствительным к возмущениям, что при определенных условиях может привести к нарушению его физико-механических свойств, сплошности, равномерности и т.д.

Величина первичного возмущения зависит от свойств и числа промежуточных элементов системы, выполняющих роль буфера. Например, гравийная обсыпка воспринимает возмущение за вычетом величины, которую принимает на себя фильтр и трубы, а пласт – тоже, но еще за вычетом составляющей потерь на гравийную обсыпку и закольматированную зону.

Для того чтобы получить максимальный дебит, важно как можно большую составляющую возмущения передать на пласт.

Чем больше отношение потерь напора в пласте к потерям напора в околоскважинной зоне и трубах, тем более совершенная скважина. Совершенной целесообразно называть скважину, обеспечивающую естественную связь с пластом, при которой все создаваемое возмущение приходится на пласт с ненарушенной структурой.

В этом случае отношение потерь напора в пласте к общим потерям напора в системе скважина – пласт равно единице. В реальных условиях получить совершенную скважину сложно из-за невозможности исключения потерь напора в трубах и фильтре, наличия в большинстве случаев зоны кольтматации в околоскважинной зоне. Применение специальных технологий позволяет существенно повысить степень совершенства скважины. Так, использование гравийной обсыпки позволяет заменить низкопроницаемый пластовый песок в околоскважинной зоне на более проницаемый гравий, снизить гидравлические потери напора.

В случае исключения кольтматации за счет применения прогрессивных технологий вскрытия пласта снижение потерь напора из-за использования гравийной обсыпки может компенсировать потери напора в трубах, приближая тем самым совершенство скважины к идеальным значениям. Повышению совершенства скважины способствуют некоторые технологические приемы повышения фильтрационных свойств пласта, подбора конструкций скважины и фильтров.

Параметр технологического совершенства скважины

$$C = J_1/J. \quad (1.94)$$

Величина C удобна в практическом использовании, так как не зависит от режимов эксплуатации. С изменением величины возмущения процентное соотношение потерь напора в каждом элементе системы остается постоянным

$$J_1/J'_1 = J_2/J'_2 = J_3/J'_3 = J_4/J'_4 = J_5/J'_5 = J/J', \quad (1.95)$$

где $J'_1, J'_2, J'_3, J'_4, J'_5$ – потери напора в элементах системы после изменения величины возмущения.

Выражение (1.95) вытекает из формулы (1.94) с учетом постоянства суммы линейных и квадратичных коэффициентов сопротивления. Приведенные формулы справедливы для установившегося режима или установившейся реакции на возмущение. В начальный момент времени возмущение воспринимает фильтр, а затем его оставшаяся часть передается на гравийную обсыпку, закольтматированную зону и пласт. Следует отметить, что пока возмущение не передалось на пласт дебит не изменится. После

восприятия возмущения пластом происходит изменение дебита, а значит и потерь напора в каждом элементе системы. При увеличении возмущения в скважине происходит рост дебита, сопровождающийся увеличением потерь напора в фильтре, трубах, обсыпке и закольматированной зоне, которое, в свою очередь, приводит к снижению доли возмущения на пласт в сравнении с начальным периодом времени. Вследствие инерционности системы скважина – пласт возникает волновой процесс, который после нескольких периодов колебаний саморегулируется в соответствии с соотношениями (1.94) и (1.95).

Для оценки несовершенства системы скважина – пласт предлагается использовать понятие скин-эффекта, который рассчитывался по разнице значений, полученных по формуле (1.7), (1.8) и реальных понижений. В понятие скин-эффекта входит несовершенство по характеру и степени вскрытия и, кроме того, потери напора, пропорциональные квадрату расхода. Скин-эффект зависит от режимов эксплуатации, увеличиваясь с ростом возмущения.

Саморегуляция системы скважина – пласт осуществляется в соответствии с параметром технологического совершенства, рассчитанного по формуле (1.94) для любых режимов эксплуатации путем перераспределения потерь напора по каждому элементу системы в соответствии с соотношениями (1.95), которые остаются постоянными.

Саморегуляция системы наблюдается не только при изменении режимов эксплуатации, но и при снижении сопротивления отдельных элементов системы. Например, проведение реагентной обработки позволяет снизить сопротивление в зоне кольматации, потери напора в этом интервале. В случае постоянного возмущения $J = \text{const}$ изменяются гидравлические сопротивления зоны кольматации a_2 , b_2 и соотношение (1.95) становится несправедливым. При снижении сопротивления отдельного элемента системы доля «сэкономленных» потерь напора передается на последующие элементы, что приводит в конечном итоге к повышению дебита. Для закольматированной зоны снижение гидравлических потерь напора приведет к возникновению большего возмущения в пласте

$$J'_1 = J_1 + (J_2 - J'_2), \quad (1.96)$$

где J'_1 , J'_2 – потери напора соответственно в пласте и зоне кольматации после изменения свойств и гидравлических сопротивлений зоны кольматации.

Аналогичное увеличение дебита может быть достигнуто на-

мывом более проницаемой обсыпки, заменой устаревшей конструкции фильтра на прогрессивную. Изменение дебита скважины после восстановления гидравлических свойств отдельных элементов системы меняет свой характер в начальный момент времени. После первичного возмущения пласта и при увеличении или уменьшении дебита меняются потери напора в каждом элементе системы, наблюдается колебательный процесс, после чего за счет саморегуляции параметры системы устанавливаются в соответствии с выражением (1.95) и учетом изменившихся гидравлических сопротивлений.

1.3. ФАЗОВЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПОТОКА

Явления, связанные с движением жидкости, пока изучены крайне односторонне. Накоплен обширный практический материал, результаты обработки которого вылились в многочисленные эмпирические формулы с соответствующими коэффициентами, имеются наглядные фактические пособия, запечатлевшие развитие движения и его фазовые переходы. Однако не существует четкого представления о механизме возникновения движения, изменения его режимов, физическом смысле происходящих в жидкости явлений. В связи с этим существующие сложные аналитические решения и эмпирические формулы обычно справедливы лишь для узкой области формирования движения с соответствующими свойствами среды, характером возбуждения и не дают удовлетворительной сходимости при изменении характера и величины внешнего воздействия. Аналитические решения и эмпирические формулы, выведенные для ламинарного потока, не справедливы для пристенного слоя и турбулентного режима. И наоборот, решения, дающие удовлетворительную сходимость в турбулентном потоке, практически неприменимы для ламинарного режима и пристенной области.

В специальной технической литературе для описания свойств жидкости, характеризующих сцепление одного слоя относительно другого, используют большое число коэффициентов, аналогичных по физическому смыслу коэффициенту трения, а именно: динамическая вязкость, условная вязкость, турбулентная вязкость, статическое напряжение сдвига динамическое напряжение сдвига и др. Обилие коэффициентов свидетельствует о том, что пока их нельзя заменить одним параметром, который однозначно характеризовал бы трение относительно слоев жидкости для любых условий движения. Это объясняется тем, что исследователи в данной области изучали характер изменения сил сцепления в

жидкости как функцию температуры, химического состава и т.д., а не как функцию режимов движения потока.

Рассмотрим процесс формирования движения потока жидкости в трубе или капилляре по мере увеличения давления с учетом предположения, что с изменением режимов движения потока характер сцепления слоев жидкости относительно друг друга меняется.

При приложении к некоторому участку потока обычно малых давлений движения не наблюдается. Поэтому можно записать, что дивергенция скорости равна нулю

$$\operatorname{div} \vec{v} = 0. \quad (1.97)$$

При отсутствии движения под воздействием приложенного давления будет наблюдаться деформация слоев жидкости.

На рис 1.15, *а* представлена эпюра давления в поперечном сечении трубы или капилляра. Очевидно, что давление в поперечном сечении будет постоянно

$$dJ/dx = dJ/dy = 0. \quad (1.98)$$

Сила, приложенная к некоторому элементарному объему в сечении трубы или капилляра и стремящаяся сдвинуть его относительно соседних

$$F = J dx dy. \quad (1.99)$$

Из выражения (1.99) следует, что сила, необходимая для сдвига любого элементарного объема жидкости относительно соседних, постоянна. Физический смысл этого явления становится понятен, если представить, что жидкость считается саморегулируемой системой. В поперечном сечении потока невозможно создание локальных участков, на упругую деформацию которых необходимо затратить большую энергию, чем соседних и наоборот. Характер распределения силы, необходимой для сдвига любого элементарного объема жидкости в поперечном сечении трубы или капилляра относительно соседних показан на рис. 1.15, *б*. Эта сила соответствует силе трения $F = F_{\text{тр}}$.

Саморегулирование системы осуществляется за счет автоматического изменения деформации и трения между соседними элементарными объемами жидкости при приложении или изменении внешней нагрузки. С удалением от границ линейно увеличивается момент возмущения $M_{\text{в}}$, действующий на элементарный объем жидкости и стремящийся сдвинуть его в направлении приложения нагрузки. Такому сдвигу препятствуют силы трения элементарного объема относительно соседних или момент сил трения $M_{\text{с}}$.

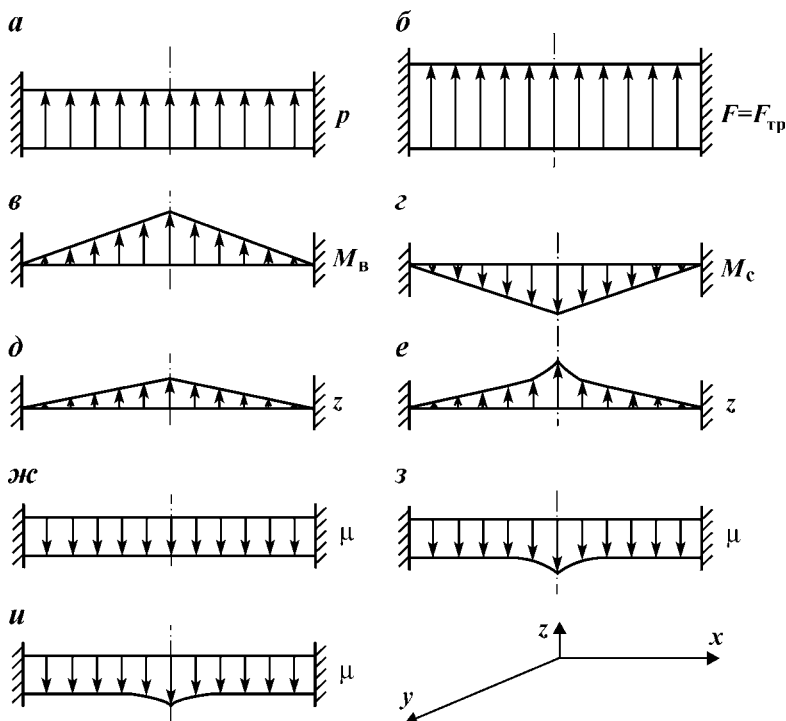


Рис. 1.15. Эпюры распределения давления (а), сил трения (б), возмущающего момента M_b (в), момента сопротивления M_c (г); деформации для вязкопластичных (д) и упругих (е) свойств жидкости; вязкости μ для вязкопластичных (ж), упругих (з) и реальных (и) свойств жидкости в поперечном сечении трубы или капилляра

Эпюра возмущающего момента представлена на рис. 1.15, в, а момента сил сопротивления на рис. 1.15, г. В случае преобладания упругих свойств жидкости деформация слоев жидкости относительно друг друга прямо пропорциональна величине внешних сил, или в данном случае возмущающему моменту. Характер деформации поперечного сечения потока показан на рис. 1.15, д. Если преобладают вязкопластичные свойства в жидкости, то величина деформации с некоторого момента растет быстрее, чем внешняя возмущающая нагрузка (рис. 1.15, е). Обычно на практике жидкость характеризуется упругими и вязкопластичными свойствами. Поэтому характер деформации поперечной поверхности поток z носит промежуточный характер между рис. 1.15, д и рис. 1.15, е.

Под вязкостью или трением жидкости следует понимать переходный коэффициент от приложенной нагрузки к вызываемой

этой нагрузкой деформации. Наиболее опасный вид нагружения – изгиб, в связи с чем под вязкостью или трением целесообразно понимать сопротивление изгибу.

На начальной стадии развития потока и стадии деформации возникающие силы комплексированы силами сопротивления. Поэтому возмущающий момент комплексирован моментом сил сопротивления, пропорциональным величине деформации и силами связи между слоями жидкости.

На рис. 1.15, ж и 1.15, з показан характер распределения трения вязкости жидкости в поперечном сечении потока для упругой и вязкопластичной деформации. В практических условиях эпюра распределения вязкости имеет вид, показанный на рис. 1.15, и.

При дальнейшем увеличении давления J и соответственно возмущающего момента M_v увеличивается также и момент сопротивления M_c за счет возрастания коэффициента трения или вязкости. Зависимость коэффициента трения μ от давления J показана на рис. 1.16. При достижении давлением J некоторых критических значений $J_{кр.1}$ структурные связи жидкости разрушаются на наиболее низком уровне и начинается течение. Критическим значениям давления $J_{кр.1}$ соответствуют определенные критические величины коэффициента трения $\mu_{кр.1}$, характерные для исследуемого вида жидкости и условий проведения работ.

В технической литературе давление $J_{кр.1}$, при котором начинается движение, называют начальным градиентом фильтрации. Необходимо пояснить, что такое понимание не совсем верно. Дело в том, что возникновение и развитие движения обусловлены возмущающим и критическим моментами сопротивления жидкости $M_{с.кр.1}$ для данных условий и только косвенно зависят от давления. В связи с этим начальные градиенты фильтрации или движения для разных сечений капилляров и труб будут различны. С увеличением площади сечения капилляра или трубы начальные градиенты фильтрации или движения уменьшаются пропорционально квадрату расстояния между границами потока d (рис. 1.17).

В связи с отмеченным, можно сделать вывод о том, что в пласте при создании репрессии или депрессии большая часть пор наиболее мелких по поперечному сечению не участвует в фильтрации. Жидкость фильтруют только наиболее крупные каналы. С увеличением репрессии или депрессии в движение вовлекаются все более мелкие поры, однако расход через них значительно меньше, чем через более крупные. Очевидно, что пористость по-

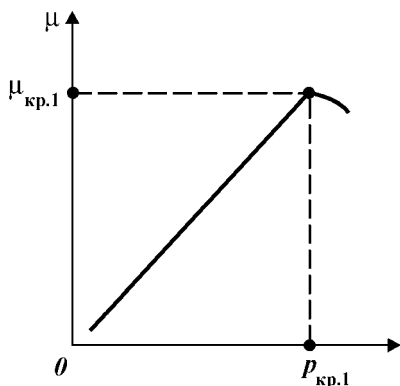


Рис. 1.16. Зависимость коэффициента трения жидкости от возмущающего давления

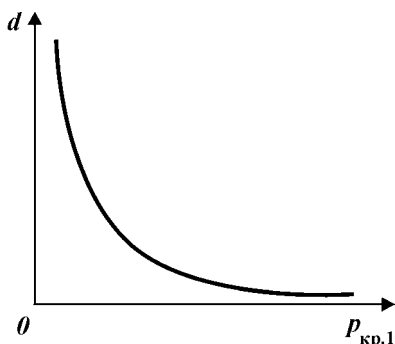


Рис. 1.17. Зависимость диаметра капилляра или трубы от критического перепада давления

род пласта, которую используют, например, при оценке режима фильтрации потока в прискважинной зоне без учета эффекта изменения критического градиента фильтрации, не позволяет получить объективные данные относительно размеров зоны турбулизации потока, характера изменения режимов фильтрации по мере удаления от скважины и т.д.

Развитие движения начинается от оси симметрии потока, т.е. в тех областях, для которых характерно увеличение коэффициента трения μ , обусловленного вязкопластичными свойствами жидкости. Движение начинается там, где реальный коэффициент трения μ достигает критических значений. С увеличением вязкопластичных свойств жидкости при критических давлениях $J_{кр.1}$ площадь ядра течения уменьшается. Наименее вязкие жидкости (например, вода) характеризуются относительно большим по площади ядром течения. Это объясняется менее выраженным нарушением линейного закона распределения коэффициента трения в центральных сечениях потока, обусловленным вязкопластичными свойствами.

Вторую стадию развития движения в технической литературе называют обычно ламинарным режимом. Для последнего характерно отсутствие поперечных составляющих скорости v и постоянство давления J в любой точке поперечного сечения потока

$$dJ/dx = dJ/dy = 0; \quad (1.100)$$

$$dv/dx = dv/dy = 0. \quad (1.101)$$

В этой связи эпюры на рис. 1.15, а, б справедливы не только

для фазы деформации, но и для фазы развития ламинарного потока. Однако в отличие от первой фазы, фаза развития ламинарного потока характеризуется постоянством скорости в направлении движения потока

$$dv/dz = 0; \quad v_z = \text{const.} \quad (1.102)$$

Принцип саморегулирования системы справедлив и для фазы ламинарного потока. Представим, что при определенном давлении $J > J_{\text{кр},1}$, в центральных сечениях трубы или капилляра развилось ламинарное движение потока. В периферийных сечениях наблюдается деформация жидкости (рис. 1.18, *a*). Согласно принципу постоянства давления [см. уравнения давления (1.100), (1.101)] в поперечном сечении потока на любой элементарный объем жидкости в зоне деформации действует такое же давление, как и на любой элементарный объем жидкости в зоне ламинарного потока.

Для создания определенной деформации любого элементарного объема жидкости в зоне деформации относительно соседних необходимо приложить такую же силу и совершить такую же работу, как и для сдвига любого другого элементарного объема в зоне ламинарного потока относительно соседних с определенной

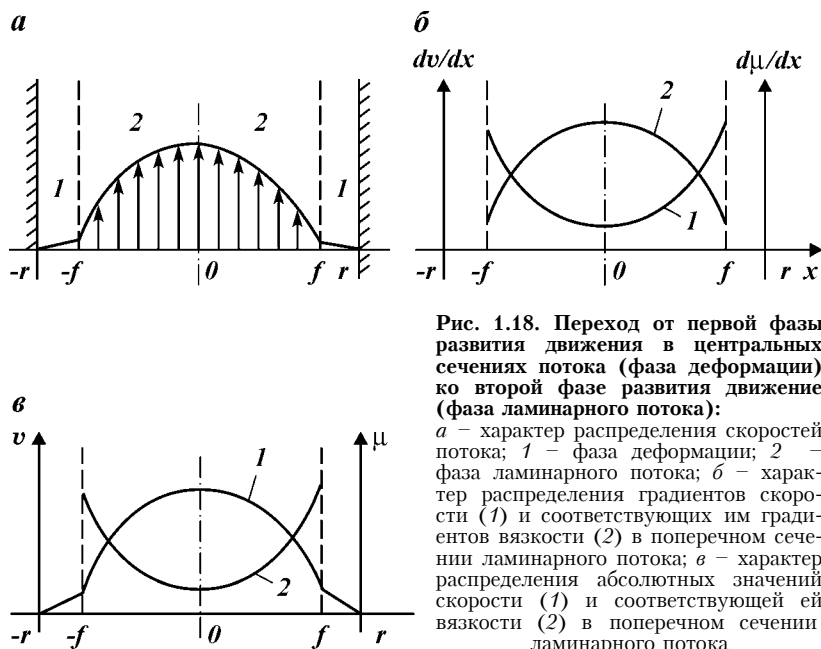


Рис. 1.18. Переход от первой фазы развития движения в центральных сечениях потока (фаза деформации) ко второй фазе развития движение (фаза ламинарного потока):

a – характер распределения скоростей потока; 1 – фаза деформации; 2 – фаза ламинарного потока; *b* – характер распределения градиентов скорости (1) и соответствующих им градиентов вязкости (2) в поперечном сечении ламинарного потока; *v* – характер распределения абсолютных значений скорости (1) и соответствующей ей вязкости (2) в поперечном сечении ламинарного потока

скоростью. Эпюры сил трения $F_{\text{тр}}$, возмущающего момента M_v и момента сил трения или момента сопротивления M_c справедливы и для второй фазы развития движения – ламинарного потока (см. рис. 1.15).

Для относительно небольших градиентов скорости по поперечному сечению потока (именно такие и характерны для ламинарного режима или второй фазы развития движения) многими исследователями [16] установлена линейная зависимость силы, необходимой для сдвига одного слоя жидкости площадью S относительно другого от градиента скорости

$$F = \mu S \frac{dv}{dx}, \quad (1.103)$$

где μ – вязкость по Куэтту; S – площадь соприкосновения слоев жидкости; dv/dx – градиент скорости в поперечном сечении потока в направлении оси $x(y)$.

Учитывая, что площадь соприкосновения слоев или элементарных объемов жидкости друг с другом также постоянная величина, то становится очевидным следующее: известная формула, полученная на основе анализа огромного экспериментального материала, не может быть справедлива при принятии аксиомы о постоянной вязкости в поперечном сечении потока, так как в этом случае градиент скорости также должен быть постоянным, что не соответствует действительности. В этой связи становится правомерным утверждение о том, что с увеличением градиента скорости в поперечном сечении потока dv/dx градиент вязкости $d\mu/dx$ уменьшается. Для ламинарного потока или второй стадии развития движения справедливы условия

$$\frac{dv}{dx} \frac{d\mu}{dx} = 0; \quad v_x \mu_x = \text{const}; \quad (1.104)$$

$$\frac{dv}{dy} \frac{d\mu}{dy} = 0; \quad v_y \mu_y = \text{const}. \quad (1.105)$$

Сложность получения выражений (1.104) и (1.105) ранее заключалась на взгляд автора в невозможности измерить текущую вязкость в поперечном сечении потока известными вискозиметрами, оценить характер ее изменения. Действительно, известные конструкции вискозиметров предполагают определение только средней вязкости жидкости для исследуемой толщины потока.

При теоретическом определении вязкости предполагалось либо рассматривать поток определенной толщины между двумя подвижными границами, либо движение цилиндров относительно оси симметрии. В обоих случаях постановка задачи исключала

выявление связи между скоростью и вязкостью, так как измерялась и определялась вязкость, соответствующая средней скорости.

При переходе от первой фазы развития движения (деформация) к второй (ламинарный поток) качественно изменяются характер взаимодействия слоев жидкости относительно соседних и трения. Для фазы деформации характерно трение покоя, обусловленное структурными свойствами жидкости. Фаза ламинарного потока характеризуется кинематическим трением, зависящим от скорости смещения одного слоя жидкости относительно другого. Саморегулирование системы при возникновении ламинарного потока заключается в том, что для соблюдения условий постоянства давления и величин сил трения в поперечном сечении потока, вытекающих из определения ламинарного режима, линейное увеличение возмущающего момента M_v (см. рис. 1.15, *e*) и момента сопротивления M_c (см. рис. 1.15, *e*) обеспечивается за счет уменьшения трения между слоями жидкости с увеличением скорости потока, т.е. в направлении от границ к центру симметрии потока.

Типовые графики изменения градиента скорости и градиента вязкости в поперечном сечении потока для ламинарного режима движения показаны на рис. 1.18, *б*. Характер изменения абсолютных значений вязкости и соответствующей ей скорости в поперечном сечении ламинарного потока показаны на рис. 1.18, *в*. С увеличением скорости потока происходит разрушение структуры жидкости на все более высоком уровне, т.е. вязкость, характеризующая силы взаимодействия частиц жидкости в ламинарном режиме, соответствует давлению возмущения J и определяется на основании площади эпюры момента сопротивления M_c , равного в каждой точке потока моменту возмущения M_v .

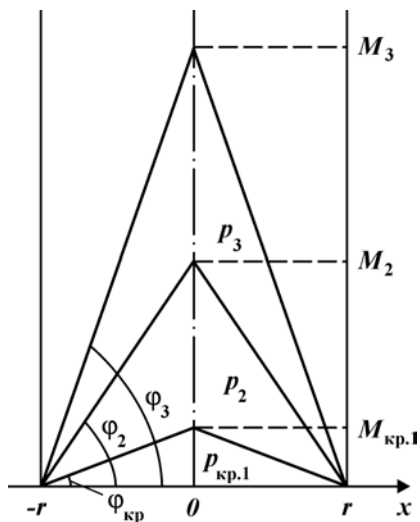
Потери напора при движении потока в ламинарном режиме могут быть определены, если известны момент $M_{кр.1}$, при котором начинается движение данного типа жидкости в любом капилляре или трубе с радиусом r , и толщина зоны деформации при исследуемом движении f .

Предположим, что начало движения, т.е. переход от фазы деформации к фазе ламинарного потока, для определенной жидкости исследовано на модели. В трубе единичной длины радиусом r_m начало движения зафиксировали при давлении $J_{кр.1m}$. Критический момент в этом случае, при котором осуществился переход от фазы деформации к фазе ламинарного потока (рис. 1.19)

$$M_{кр.1m} = J_{кр} S_m r_m = \operatorname{tg} \varphi_m r_m, \quad (1.106)$$

где S_m — площадь ядра ламинарного потока на модели; φ_m — угол

Рис. 1.19. Эпюра момента сопротивления при увеличении возмущающей нагрузки более $p_{кр.1}$ при развитии ламинарного потока



наклона эпюры момента к поперечной оси потока радиуса r_m на модели.

Для определения потерь напора при движении той же жидкости в ламинарном потоке, но в другой трубе или другом капилляре при других режимах, необходимо знать либо толщину зоны деформации f , либо площадь ядра течения S ламинарного потока. Момент, который необходимо приложить для обеспечения наблюдаемых режимов движения, определим из выражения

$$M_{кр.1} = \operatorname{tg} \varphi r = \frac{M_{кр.1m}}{r_m} r = J_{кр.м} S_m r. \quad (1.107)$$

По эпюре момента легко определяются потери напора на единицу длины трубы или капилляра

$$J_{кр.1} = J_{кр.1м} \frac{S_m r_m}{S r}. \quad (1.108)$$

Величина тангенса угла наклона эпюры момента возмущения или сопротивления характеризует вязкостные свойства жидкости и соответствует величине силы трения между слоями жидкости

$$\operatorname{tg} \varphi = F_{тр}. \quad (1.109)$$

Значения углов наклона эпюры момента, при котором происходит переход от фазы деформации к фазе ламинарного потока,

называют критическими $\varphi_{кр.1}$. Величина φ остается постоянной по поперечному сечению ламинарного потока

$$d\varphi/dx = d\varphi/dy = 0; \varphi = \text{const.} \quad (1.110)$$

Тангенс угла наклона эпюры момента возмущения или сопротивления можно выразить через величину потерь напора J и площадь сечения потока S

$$\text{tg } \varphi = JS = \text{const.} \quad (1.111)$$

При изменении режимов движения меняется радиус зоны ламинарного потока согласно условию

$$\text{tg } \varphi_m / \text{tg } \varphi = r_m / r. \quad (1.112)$$

По мере возрастания внешней нагрузки с увеличением скорости в ламинарном потоке в направлении его оси симметрии уменьшается вязкость μ согласно условиям (1.104) и (1.105). Уменьшение вязкости свидетельствует о разрушении структурных связей. Уменьшение вязкости возможно только до некоторого предельного критического уровня (молекулярного или какого-то другого), обусловленного условиями движения, температурой, типом жидкости и т.д. С увеличением скорости до некоторых критических значений в направлении оси потока вязкость уменьшается и достигает критических значений, ниже которых она не уменьшается.

Критических значений вязкость жидкости при увеличении скорости достигает сначала в центре симметрии потока. Дальнейшее увеличение внешней нагрузки приводит к увеличению скорости потока в центральных сечениях больше критических, однако вязкость, соответствующая этим скоростям, остается постоянной и равной критической или минимально возможной для данных условий.

Таким образом, при определенных скоростях потока, больших критических $v > v_{кр.2}$, соответствующих им давлениях $J > J_{кр.2}$ и углах трения $\varphi > \varphi_{кр.2}$ нарушается закон постоянного произведения градиента скорости на градиент вязкости

$$\frac{dv}{dx} \frac{d\mu}{dx} \neq 0; V_x M_x \neq \text{const}; \quad (1.113)$$

$$\frac{dv}{dy} \frac{d\mu}{dy} \neq 0; V_y M_y \neq \text{const}. \quad (1.114)$$

В потоке образуется зона повышенного давления по сравнению с давлением в зонах ламинарного потока и деформации, ко-

торая обусловлена повышенными скоростями движения жидкости в ядре. В зоне ядра из-за невозможности уравнивания давления при росте скорости за счет уменьшения вязкости образуется уплотненная область, законы трения в которой качественно отличаются от законов трения в зонах деформации и ламинарного потока.

Качественное отличие трения или сопротивления перемещению одного слоя жидкости относительно соседнего в области ядра потока заключается в том, что сила трения начинает расти быстрее, чем первая степень скорости потока и выражение (1.103), справедливое для ламинарной фазы, неудовлетворительно описывает процесс. Быстрый рост сил трения в ядре потока с ростом скорости обуславливает непостоянство давления в поперечном сечении трубы или капилляра (рис. 1.20).

Фаза развития движения, при которой давление в поперечном сечении потока перестает быть постоянным

$$dJ/dx \neq \text{const}; dJ/dy = \text{const}, \quad (1.115)$$

в литературе получила название турбулизации потока или возникновения турбулентного режима течения. Для турбулентного режима характерно наличие и изменение поперечных составляющих скорости, а также изменение величины продольной скорости во времени

$$dv/dx > 0; dv/dy > 0; \quad (1.116)$$

$$dv/dz > 0. \quad (1.117)$$

Развитие турбулентного режима, или третьей фазы движения, при увеличении интенсивности внешнего воздействия происходит от оси симметрии потока в направлении границ по мере

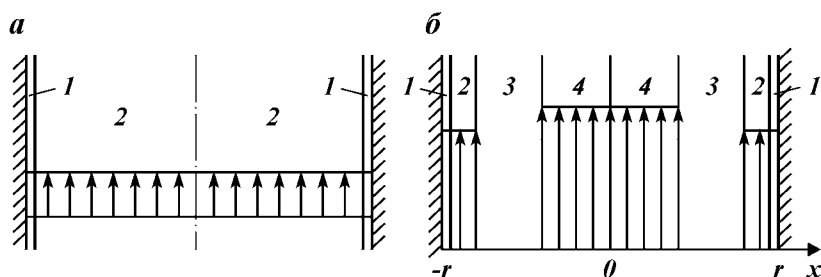


Рис. 1.20. Эпюры распределения давления по поперечному сечению потока:
a – при второй фазе движения (ламинарный поток); *б* – при развитии третьей фазы движения (турбулентный поток); 1 – область деформации; 2 – область ламинарного потока; 3 – переходная область; 4 – область турбулентного потока

уменьшения вязкости до критических значений от центра к границам потока.

Скорости, при которых вязкость уменьшилась в центре потока до критических значений и начинается турбулизация, считаются критическими. Можно говорить о критическом давлении $J_{кр.2}$, при котором возникает турбулизация потока. Однако полученные значения $J_{кр.2}$ справедливы только для определенных капилляров или труб с заданными геометрическими характеристиками.

Таким образом, в поперечном сечении потока при $J > J_{кр.2}$ и $v > v_{кр.2}$ существуют две области с разными давлениями, причем зона повышенного давления расположена в центральных сечениях потока, а зона пониженного – в периферийных. Давление в зоне турбулентного потока должно урегулироваться с давлением в зонах ламинарного потока и деформации. Зона между ламинарной и турбулентной областями, в которой происходит урегулирование давления, играющая роль своеобразного шлюза, носит название переходной зоны (см. рис. 1.20). Урегулирование давления в переходной зоне происходит за счет вихревого движения. Действительно, вращение вихря создает в потоке определенную силу, которая называется в литературе подъемной силой или силой Магнуса – Жуковского, обуславливающую определенную величину давления от границ потока к центру. При закручивании вихря от границ потока к центру вихрь создает определенное поле давления J_v , величину которого можно определить из отношения подъемной силы $F_{ж}$ к площади вихря S_v (рис. 1.21). Подъемная сила легко определяется из теоремы Жуковского.

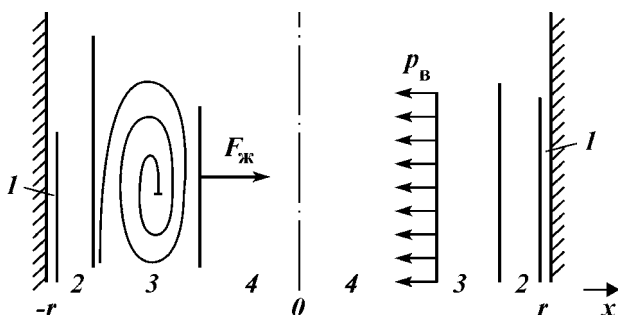


Рис. 1.21. Принципиальная схема урегулирования более высокого давления в центральных сечениях потока с более низким в периферийных сечениях за счет создания поля вихревого давления при образовании в переходной области вихревого движения. Обозначения см. рис. 1.20

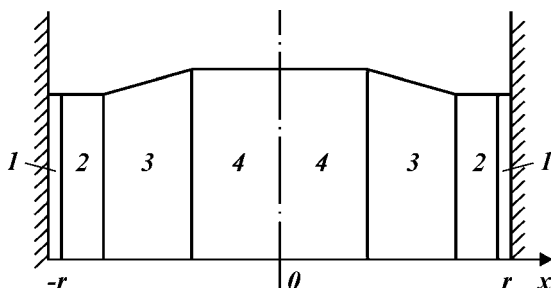


Рис. 1.22. Эпюра давления в поперечном сечении турбулентного потока с учетом его саморегулирования в переходной зоне с помощью вихревого движения. Обозначения см. рис. 1.20

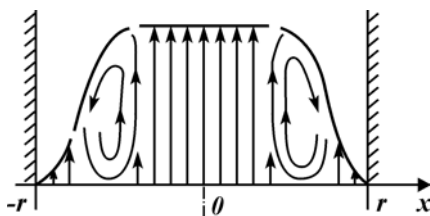
С ростом перепада давления между турбулентным ядром и зоной ламинарного потока интенсивность вихрей, перемещающихся совместно с потоком, увеличивается, что обеспечивает большее поле вихревого давления. Итак, за счет вихреобразования удастся урегулировать более высокие давления в зоне турбулентного потока с менее высокими в зоне ламинарного потока. С увеличением возмущающей нагрузки и степени турбулизации потока интенсивность вихреобразования растет (рис. 1.22).

На рис. 1.22 показана эпюра давления для турбулентного режима с учетом его саморегулирования по поперечному сечению потока с помощью образующихся вихрей. Значение давления в поперечном сечении определяется направлением потока на третьей стадии развития движения, фазе развития турбулентного потока (рис. 1.23). Давление в ядре турбулентного потока постоянно так же, как и вязкость жидкости. В связи с этим средняя скорость, при которой будет соблюдаться постоянство вязкости и давления, тоже должна быть постоянна

$$\bar{v}_{\text{ядр}} = \text{const}; \quad (1.118)$$

$$M_{\text{ядр}} = M_{\text{кр.2}} = M_{\text{min}} = \text{const}. \quad (1.119)$$

Рис. 1.23. Принципиальная схема направления скоростей потока на третьей стадии развития движения (область турбулентного потока)



Необходимо отметить, что при переходе от второй фазы развития движения (фаза ламинарного потока) к третьей фазе (фаза турбулентного потока) качественно меняется характер взаимодействия соседних слоев жидкости при смещении относительно друг друга. Если для ламинарной области характерна линейная зависимость силы трения от скорости, то для турбулентной области она нарушается. Дело в том, что взаимодействие элементарных объемов жидкости при больших скоростях движения относительно друг друга носит дискретный характер. Именно такой характер сил трения обеспечивает минимальную работу, необходимую для транспортировки единицы объема при заданных внешних условиях, к минимизации которой стремится любая движущаяся система. Поясним это на примере.

Тело, движущееся по гладкой поверхности при определенной скорости, начинает периодически подпрыгивать и часть пути проходить вне взаимодействия с поверхностью. Аналогичный эффект наблюдается и в жидкостях, что проявляется в возникновении пульсирующих скоростей в переходной области. При накапливании, аккумуляции энергии в одном слое жидкости он имеет возможность проскочить относительно другого, а затем, отдав энергию, затормозиться и пропустить относительно себя соседние слои и опять накопить энергию для последующей пульсации.

Пульсация в переходной области наблюдается также за счет осевого перемещения вихрей вдоль оси потока. Если интенсивность вихря с удалением от его центра и периферии изменяется, то и скорости в продольном и поперечном направлениях потока также меняются, т.е. наблюдается пульсация скоростей. С интенсификацией турбулизации растет неоднородность вихрей и увеличивается различие между максимальной и минимальной скоростями в переходной области.

В ядре турбулентного потока, по-видимому, пульсации скоростей не возникнут из-за наличия градиентов скорости в поперечном сечении потока, близких к нулю, и отсутствия смещения одного слоя жидкости относительно другого.

Эпюра давления для третьей фазы развития движения, фазы турбулентного потока представлена на рис. 1.24, *а*. В переходной области она имеет точку перегиба, обусловленную вихревым движением, при котором в вихре ближайшие к зоне ламинарного потока слои движутся в восходящем потоке, а ближе к зоне турбулентного ядра – в нисходящем (рис. 1.24, *б*). Необходимо заметить, что сами вихри перемещаются в направлении движения потока с соответствующими скоростями. На рис. 1.24, *в* показана эпюра распределения вязкости по поперечному сечению потока, а

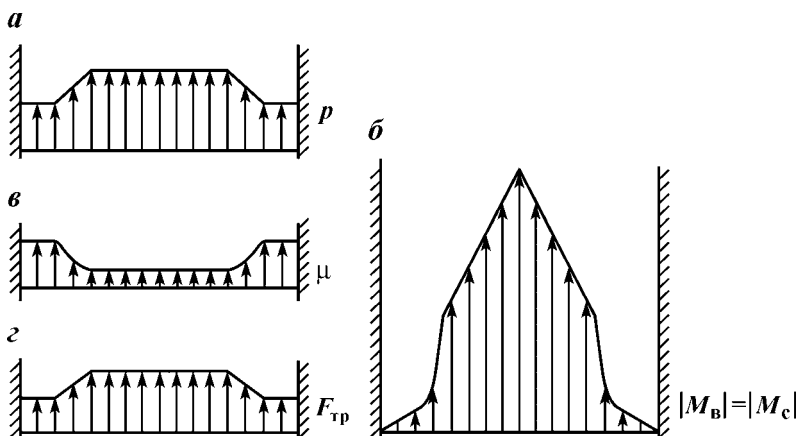


Рис. 1.24. Эпюры давления (*а*), возмущающего момента M_b или момента сил сопротивления M_c (*б*), вязкости μ (*в*) и силы трения $F_{тр}$ (*г*), равной тангенсу угла наклона эпюры моментов к поперечной оси симметрии потока $F_{тр} = \operatorname{tg} \varphi$ по сечению турбулентного потока

на рис. 1.24, *г* — сил трения. Для третьей стадии развития движения характерно наличие четырех принципиально различных областей потока. Область деформации сменяется областью ламинарного потока, которая переходит через переходную зону в зону турбулентного режима.

Потери напора на третьей стадии развития движения определяются суммой напора в области деформации, ламинарного, переходного и турбулентного потоков. При изменении внешних факторов характер и мощность различных областей могут меняться. С увеличением температуры среды вязкость жидкости до критических значений уменьшается быстрее. Также уменьшаются и скорости потока, которым соответствуют значения критической вязкости. В этой связи переход от фазы деформации к фазе ламинарного потока, от фазы ламинарного потока к переходной базе и к фазе турбулентного потока для более высоких температур осуществляется быстрее, чем для более низких.

При увеличении внешней нагрузки от p_1 до p_3 потери напора при движении возрастают за счет развития турбулентного ядра (от $r_{яд.1}$ до $r_{яд.3}$) течения от оси к периферии потока и увеличения угла трения в ядре по сравнению с областью ламинарного потока и зоной деформации (рис. 1.25). Потери напора при турбулентном режиме легко найти, если известны площадь турбулентного ядра и толщина ламинарного подслоя.

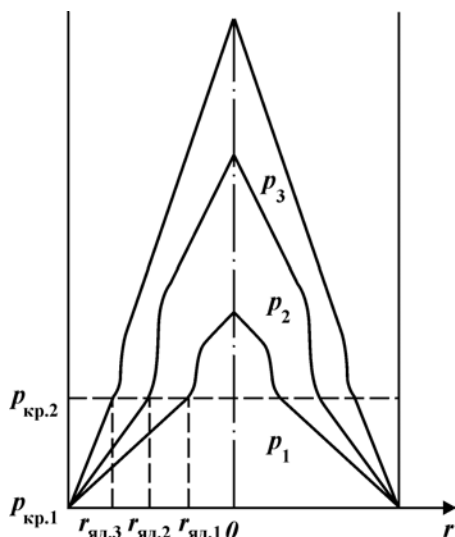


Рис. 1.25. Эпюры моментов сопротивления ($p_1 < p_2 < p_3$)

Потери напора в турбулентном ядре с уравнениями (1.106) – (1.108)

$$J_{\tau} = J_{\text{кр.2}} \frac{S_{\text{яд.м}}(r_{\text{м}} - r_{\text{яд.м}})}{S_{\text{яд}}(r_{\text{м}} - r_{\text{яд}})}, \quad (1.120)$$

где J_{τ} – потери напора в турбулентном ядре исследуемого потока; $S_{\text{яд}}$ – площадь ядра исследуемого турбулентного потока; $r_{\text{яд}}$ – радиус канала; $r_{\text{яд.м}}$ – радиус ядра турбулентного потока; $J_{\text{кр.2}}$ – критическое давление, при котором осуществился переход от ламинарного к турбулентному режиму движения с площадью ядра $r_{\text{яд.м}}$ и размахом $r_{\text{м}}$ на ранее исследуемой модели

$$\text{tg } \varphi < \text{tg } \varphi_{2\text{кр}} = (r_{\text{м}} - r_{\text{яд.м}})/(r - r_{\text{яд}}), \quad (1.121)$$

где φ – угол наклона эпюры моментов к поперечной оси симметрии исследуемого потока; $\varphi_{\text{кр}}$ – критический угол наклона эпюры моментов к поперечной оси симметрии потока на модели, при котором образовалось ядро турбулентного потока радиуса $r_{\text{яд.м}}$ размаха $2r_{\text{яд.м}}$.

Потери напора в области деформации и ламинарного потока составят по аналогии с уравнением (1.108).

$$J_{\text{л}} = J_{\text{кр.1}} \frac{S_{\text{л.м}} r_{\text{л.м}}}{S_{\text{л}} r_{\text{л}}}, \quad (1.122)$$

где $S_{\text{л}}$ – площадь кольцевой области ламинарного потока и зоны

деформации, ограниченная стенками потока и переходной областью, расстояние между которыми $r_{\text{л}}$.

Потери напора в переходной между ламинарной и турбулентной областями движения с достаточной степенью приближения можно определить на основании средней величины угла наклона эпюр моментов для ламинарной и турбулентной областей. Это допущение вполне корректно, так как переходная область компенсирует давление в турбулентной и ламинарной областях друг с другом и поэтому принимает промежуточные, средние значения

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{п}} = (\operatorname{tg} \varphi_{\text{л}} + \operatorname{tg} \varphi_{\text{т}})/2; \quad (1.123)$$

$$J_{\text{п}} = (J_{\text{т}} S_{\text{яд}} + J_{\text{л}} S_{\text{л}})/S_{\text{п}}, \quad (1.124)$$

где $\varphi_{\text{л}}$, $\varphi_{\text{т}}$ — угол наклона эпюры моментов к поперечной оси потока для зоны соответственно ламинарного и турбулентного потоков; $S_{\text{п}}$ — площадь кольцевой области переходного режима между ламинарной и турбулентной областями.

Суммарные потери напора при турбулентном режиме [см. выражения (1.120), (1.121) и (1.124)]

$$\begin{aligned} J = J_{\text{т}} + J_{\text{л}} + J_{\text{п}} = J_{\text{кр.2}} \frac{S_{\text{яд.м}}(r_{\text{м}} - r_{\text{яд.м}})}{S_{\text{яд}}(r - r_{\text{яд}})} + \\ + J_{\text{кр.1}} \frac{S_{\text{л.м}} r_{\text{л.м}}}{S_{\text{л}} r_{\text{л}}} + \frac{J_{\text{т}} S_{\text{яд}} + J_{\text{л}} S_{\text{л}}}{S_{\text{п}}}. \end{aligned} \quad (1.125)$$

Для оперативного определения потерь напора при движении жидкости по предложенной методике целесообразно строить номограммы режимов потока и площадей зон деформации, ламинарного, переходного и турбулентного потоков для разных параметров труб и капилляров, что значительно упростит расчеты. Потери напора прямо не зависят от шероховатости труб. Обычно в гидравлике принимают коэффициент сопротивления как функцию шероховатости, износа труб и т.д. Однако такое предположение ошибочно. Дело в том, что шероховатость влияет на величину потерь напора только косвенно, за счет увеличения площади зоны деформации и ламинарного подслоя и соответственно увеличения углов трения и моментов сопротивления в центральных сечениях потока при заданном расходе.

Принцип саморегулирования системы в этом случае проявляется в следующем. У больших уступов шероховатостей на границах потока создается градиент деформации и соответствующая толщина зоны деформации и ламинарного подслоя, при которых на транспортировку данного объема жидкости при известных внешних факторах затрачивается минимальная энергия. В случае

создания течения у шероховатости потери напора в пристенной области резко возрастут и нарушится равновесие системы. Поэтому при увеличении масштаба шероховатости меняется только величина зоны деформации и заданный расход приходится на меньшее реальное поперечное сечение потока. В выражениях (1.123) и (1.109) шероховатость учитывается радиусом зоны ламинарного течения, который увеличивается с ростом шероховатости и мощности зоны деформации.

С увеличением внешней нагрузки и скоростей движения потока турбулентный режим будет интенсифицироваться и превалировать над ламинарным. При некоторых значениях внешней нагрузки система перестает быть устойчивой из-за нарушения сплошности потока, принципа постоянства массы по сечениям потока и появления кавитации. Очевидно, что такая система при заданных внешних факторах становится энергетически более выгодной. Однако из-за специфики движения двухфазных сред, которая наблюдается при кавитации, переход от турбулентного режима к кавитационному режиму рассмотрен не будет.

Итак, из приведенного анализа можно сделать следующие выводы.

Система движущейся жидкости считается саморегулируемой. Саморегулируемость ее заключается в том, что при определенной величине и характере внешних воздействий система принимает определенное энергетическое состояние, занимает определенный энергетический уровень, который при данной нагрузке наивыгоднейший.

С интенсификацией внешней нагрузки на систему жидкости она принимает различные энергетические состояния, соответствующие режимам деформации, развития ламинарного потока, развития турбулентного потока и развития навигационного течения. С переходом на новый энергетический уровень сложность системы возрастает.

На первой, начальной фазе развития движения (фаза деформации) саморегулирование системы заключается в том, что в поперечном сечении не формируются ослабленных или усиленных к разрушению участков, а создается равновесная поверхность деформации. С интенсифицирующей внешней нагрузкой увеличивается момент сил сопротивления, при этом вязкость жидкости остается постоянной. Саморегулирование системы в фазе упругой деформации осуществляется за счет компенсации внешней нагрузки силами сопротивления жидкости.

На второй фазе развития движения (фаза ламинарного потока) создается равновесная в поперечном сечении система. Зона деформации (у периферии) и зона ламинарного потока (в цен-

тральных сечениях) в энергетическом отношении уравнивают друг друга. Саморегулирование системы в фазе ламинарного потока при изменении внешнего воздействия происходит за счет автоматического изменения значений скорости и вязкости потока в каждой точке, при котором произведение градиента вязкости среды на градиент скорости потока в поперечном сечении – величина постоянная.

На третьей фазе развития движения (фаза турбулентного потока) в центральных сечениях создается зона переуплотнения, характеризующаяся повышенным давлением и минимальной для данных внешних факторов вязкостью. Уравнивание зон турбулентной области с областями ламинарного потока и деформации осуществляется за счет создания между ними переходной зоны, которая характеризуется наличием вихревого движения, закручивающегося по часовой стрелке слева от оси симметрии и против – справа от оси симметрии потока. В переходной области создается поле давления от периферии к центральным сечениям потока, с помощью которого энергетический потенциал ламинарной и турбулентной областей уравнивается. Саморегулирование системы на этой фазе при изменении внешних факторов осуществляется за счет изменения интенсивности вихреобразования в переходной области.

Глава 2



СНИЖЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОРОД ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Существуют методы повышения фильтрационных свойств пород, которые позволяют обработать не только околоскважинную зону, но и затрагивают более отдаленные участки, отстоящие от скважины на 50 м и более. В этом случае можно говорить об улучшении фильтрационных параметров пласта. К методам, позволяющим решить эту задачу, следует отнести гидравлический разрыв пласта, размыв пласта и электрообработку.

2.1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Гидравлический разрыв пласта – процесс воздействия жидкости на пластовую породу под высоким давлением при ее нагнетании в пласт. В основе гидравлического разрыва лежит принцип изменения структуры породы при высоких репрессиях. Теоретически скелет горной породы будет разрушаться при воздействии на пласт, превышающем горное давление на заданной глубине. Как показала практика, гидроразрыв породы наблюдается при существенно меньших репрессиях. Это обстоятельство объясняется, во-первых, наличием начальной трещиноватости пород, разломов и неоднородностей, а во-вторых, существенно меньшими предельно допустимыми напряжениями породы на разрыв, чем на сжатие.

Гидроразрыв наблюдается в трещиноватых породах с ярко выраженными природно-пластичными свойствами. Различают направленный гидроразрыв для определенного интервала пласта и общий гидроразрыв по всей мощности пласта.

Направленный гидроразрыв проводится в перспективных областях, и, как правило, имеет поинтервальный характер. После проведения опробования скважины и выделения основных ин-

тервалов притока в нее спускают специальную компоновку снаряда, содержащую два пакера, разделенных перфорированной трубой. Инструмент фиксируют поочередно в каждом заданном интервале. Пакера приводят в рабочее положение. Качество распакеровки контролируют по наличию циркуляции в затрубном пространстве скважины, а также специальными затрубными манометрами с регулятором давления. В случае качественной герметизации выделенного интервала, который проверяется опресовкой, начинают гидроразрыв пласта.

В скважину нагнетают жидкость, которая может иметь водную или углеводородную основу (в зависимости от типа коллектора). В случае обработки водозаборных и гидрогеологических скважин на минеральные воды и парогидротермы следует использовать в качестве жидкости воду либо соленую воду. Жидкость нагнетают через колонну бурильных труб и поверхностную обвязку цементировочными агрегатами ЦА-320М и ЦА-400. Можно использовать насосные установки высокого давления.

В начальный момент нагнетания на первой скорости работы цементировочного или насосного агрегата расход поглощения минимален, происходит резкое увеличение перепада давления на пласт, прессование. В некоторых случаях при средней или высокой начальной приемистости пласта расхода, обеспечиваемого одним цементировочным агрегатом, бывает недостаточно. Увеличение подачи из-за снижения давления нагнетания препятствует созданию требуемой репрессии на пласт. Поэтому при повышенной проницаемости пласта для гидроразрыва используют несколько спаренных цементировочных агрегатов.

Увеличение давления нагнетания приводит к проникновению жидкости в начальные пустоты, небольшие трещины и возникновению расклинивающего эффекта. При достижении давлением нагнетания предельного значения естественные трещины в пласте начинают расширяться и распространяться в глубь пласта. Расклинивающий эффект, действующий на расклинивающуюся трещину, позволяет раскрыть ее при перепадах давления, существенно меньших горного давления, как это предполагается теоретически.

При раскрытии трещин расход поглощения увеличивается и снижается давление нагнетания. В начальный момент гидроразрыва (первый этап) происходит раскрытие только нескольких наиболее проницаемых трещин, через которые и растет расход поглощения. Уменьшение давления после стабилизации расхода поглощения не позволяет, как правило, обработать трещины меньшего размера, и они не участвуют в развитии процесса. При первом скачке давления обычно образуется несколько горизон-

тальных или наклонных трещин в направлении естественной трещиноватости.

На втором этапе производства работ увеличивают расход поглощения обычно за счет увеличения числа спаренных цементировочных агрегатов. Происходит повторное прессование, после чего трещины раскрываются, образуя новые ответвления, и расход поглощения увеличивается, а затем стабилизируется. При возрастании расхода поглощения давление нагнетания падает, а после стабилизации расхода стабилизируется.

Характерно, что трещины гидроразрыва образуются после формирования нескольких продольных каналов в направлении, близком к перпендикулярному направлению естественного простирания пласта. Это объясняется тем, что в вертикальной плоскости трещину формировать и расширить проще, так как для этого необходимо преодолеть усилие, пропорциональное величине горного давления, умноженной на коэффициент бокового распора, значения которого всегда меньше единицы. В этой связи при гидроразрыве формируется сетчатая структура трещин, взаимно перпендикулярных. С интенсификацией воздействия на пласт число вертикальных или восстающих трещин существенно превышает число горизонтальных трещин. Горизонтальные трещины, возникшие на первом этапе гидроразрыва, впоследствии соединяются между собой рядом вертикальных разломов.

Гидравлический разрыв пласта имеет многоцикловый характер. Поэтому возможно проведение нескольких этапов по увеличению расхода поглощения, прессованию, стабилизации расхода и давления. На каждом новом этапе формируются дополнительные структуры трещин, а старые расширяются, расчленя естественный скелет породы продуктивного пласта и улучшая его фильтрационные свойства.

Число этапов обработки пласта зависит от планируемого удельного дебита скважины. После каждой стабилизации расхода поглощения его замеряют и определяют величину репрессии на пласт, при которой произошла очередная стабилизация. Делением расхода поглощения W_0 на величину репрессии на пласт J определяют удельную приемистость интервала обработки, т.е.

$$q_n = W_0/J. \quad (2.1)$$

Необходимо учесть, что после гидравлического разрыва пласта и снятия давления трещины частично сомкнутся и заполнятся наполнителем, что приведет к снижению их проницаемости и удельной приемистости. Учитывая, что общая приемистость увеличивается для n интервалов в n раз, можно записать

$$q_n = an \frac{W_0}{J}, \quad (2.2)$$

где a – коэффициент снижения проницаемости трещин после обработки; n – число интервалов гидроразрыва.

Теоретически удельная приемистость скважины соответствует ее удельному дебиту при откачке с понижением, соответствующем репрессии при наливе. Однако в реальных условиях приемистость скважины оказывается существенно меньшей, чем удельный дебит. Соотношение удельного дебита q и приемистости можно уравнивать для определенных условий с помощью понижающего коэффициента b , который определяется экспериментально, т.е.

$$q_n = bq. \quad (2.3)$$

Подставляя в выражение (2.2) значения, рассчитанные по формуле (2.3), получим соотношение удельной приемистости q_n как функцию планируемого эксплуатационного дебита и двух коэффициентов a и b

$$q_n = \frac{W_0}{J} = \frac{bq}{an}. \quad (2.4)$$

Эксперименты показали, что отношение коэффициентов b и a в реальных условиях близко к единице. В этой связи с достаточной точностью (для практических условий) гидроразрыв можно прекращать, когда удельный расход поглощения соответствует удельному дебиту в перерасчете на мощность интервала обработки.

После формирования трещин гидроразрыва важно предотвратить или по возможности минимизировать их закрытие после окончания обработки. Для этого после раскрытия трещин до расчетного расхода поглощения в них закачивают наполнитель. Рекомендуется в качестве наполнителя использовать кварцевый однородный окатанный песок фракции 0,5–1 мм. При выборе более крупных частиц наполнителя, несмотря на их повышенную фильтрационную способность, затрудняется проникновение таких частиц в глубь трещин, и они закупоривают развившиеся структуры в непосредственной близости от скважины. После снятия давления остальная часть трещин смыкается.

Песчаную смесь закачивают в скважину насосами цементировочных агрегатов. Для улучшения работы клапанной и поршневой систем перед закачкой песка его следует тщательно просеять от крупных и пылеватых фракций, промыть, а в жидкость-носитель добавить соль или полимерные компоненты. Концен-

трация песка при использовании водяных жидкостей-носителей составляет 5–10 %, но не должна превышать 15 %. В случае использования в качестве жидкости-носителя вязкого раствора на углеводородной основе рабочая концентрация может быть увеличена до 20–30 %. Песчаную смесь приготавливают в пескосмесительных агрегатах. Готовую пульпу подают на всасывающую магистраль насоса цементирующего агрегата. При небольших объемах закачки песчаную смесь готовят в специальных емкостях и смесителях. Имеется опыт переоборудования емкостей цементирующих агрегатов для приготовления песчаной смеси.

Наиболее трудоемкой считается работа по транспортировке песка в процессе гидроразрыва в пределах буровой площадки. Автором разработан струйный пневмосмеситель с приводом от компрессора, позволяющий засасывать пески с воздухом и транспортировать его по гибкому шлангу диаметром 100 мм на расстояние до 20–25 м. Применение струйного пневмосмесителя позволяет механизировать процесс особенно при отсутствии пескосмесительных агрегатов.

В скважину при гидроразрыве закачивают обычно от 2 до 40 т песка. Сложность точного определения объемов закачки связана с невозможностью определения объемов раскрывшихся трещин. Поэтому авторами предлагается контролировать процесс закачки песка в трещины по изменению давления нагнетания. При заполнении песком отдаленных участков трещин будет происходить постепенное увеличение давления нагнетания, которое приведет к распространению и развитию новых ответвлений трещин, но уже в близлежащей к скважине зоне. Рост давления будет постепенным до тех пор, пока трещины в своем основании у стенок скважины не заполнятся песком. В этом случае сразу прекращать закачку смеси не следует, так как прессование давления и перекрытие песком уже образовавшихся трещин приведут к формированию новых продольных, а затем и сети вертикальных трещин, которые по мере развития будут заполняться наполнителем.

После закачки в трещины расчетного объема песка нагнетание прекращают. В некоторых случаях при продуктивных пластах, сложенных карбонатными породами, после гидроразрыва рекомендуется проводить кислотную обработку. В процессе гидравлического разрыва важно не допустить проникновения в пласт мелких и тонких частиц, примесей, которые в совокупности с песком и частицами пластовой породы могут образовывать слабопроницаемую смесь, повышать гидравлическое сопротивление и снижать дебит.

При высоких репрессиях процесс гидроразрыва захватывает

отдаленные участки пласта, отстающие от скважины на 80–100 м.

После обработки заданного интервала гидроразрыва инструмент промывают, пакера приводят в транспортное положение и перемещают снаряд в новую зону обработки. После чего операции по гидроразрыву повторяют. При многоинтервальном гидроразрыве трещины, образованные в различных зонах, соединяются между собой, формируя единую фильтрационную систему. Поинтервальный метод обработки пласта предпочтительнее особенно в неоднородных пластах большой мощности. При обработке одного интервала в таких условиях появляется опасность нераскрытия трещин по основной длине зоны обработки и проведения только частичного разрыва пласта, неравномерно сосредоточенного по длине продуктивного интервала.

Поинтервальный метод гидравлического разрыва пласта предусматривает многократную установку пакеров в стволе скважины и герметизацию выделенной зоны. Это может быть обеспечено только в случае или однородного устойчивого ствола при отсутствии каверн, или при конструкции забоя, предусматривающего цементацию обсадной колонны с последующей ее перфорацией.

При неоднородном и относительно неустойчивом стволе скважины с открытым забоем поинтервальный метод гидроразрыва применим быть не может. Нерационально также использовать многоинтервальный гидроразрыв при малой мощности пласта и его относительно однородности по фильтрационным свойствам. В этих случаях можно использовать упрощенную схему гидроразрыва.

В скважину на бурильных трубах спускают специальную компоновку с пакером, циркуляционным переходником и фильтром. Инструмент компонуют таким образом, чтобы при фиксации пакера выше башмака обсадной колонны фильтр располагался напротив продуктивного интервала. При достижении снарядом заданной глубины спуска пакер разжимают, проверяют качество герметизации, после чего начинают проводить гидроразрыв в последовательности, аналогичной для поинтервального метода.

После окончания работ бурильные трубы отсоединяют от пакера и извлекают на поверхность. В скважине остается фильтровая колонна, установленная «впотай» и обсыпанная высокопроницаемым наполнителем. Схема одноинтервального гидроразрыва рациональна в относительно неустойчивых породах, когда в процессе эксплуатации возможен вынос из трещин наполнителя и другой породы. Песчаный слой вокруг фильтра будет препят-

ствовать такому выносу, а значит будет предотвращать постепенное смыкание трещин и снижение дебита.

При правильном выполнении и существенной зоне охвата пласта обработкой гидроразрывом можно получить многократное увеличение дебита. Однако гидроразрыв применим только в продуктивных пластах, сложенных трещиноватыми породами.

2.2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗМЫВ ПЛАСТА

В слабосцементированных породах, песках, песчано-глинистых породах, характеризующихся пластичными свойствами, не происходит гидравлического разрыва пласта. Однако при значительных репрессиях возможен эффект, аналогичный гидравлическому разрыву. Обязательное условие обработки пласта, сложенного песчано-глинистыми слабосцементированными породами, – наличие разгрузки потока, нагнетаемого в скважину. Функцию разгрузки могут выполнять вспомогательные скважины, карьеры, зоны разломов, реки и т.д.

При нагнетании жидкости в продуктивный пласт наблюдается фильтрация потока в наиболее проницаемых интервалах. При наличии разгрузки фильтрационный поток начинает двигаться сквозь наиболее проницаемые зоны. В процессе фильтрации мелкие частицы выносятся из прифильтровой зоны, формируя в ней проницаемые участки. С увеличением давления нагнетания в скважине в области разгрузки также наблюдается рост давления, что сопровождается повышением динамического уровня.

При создании репрессии на продуктивный пласт возникает перепад давления между обрабатываемой скважиной и областью разгрузки, который приводит к возникновению фильтрации от скважины к области разгрузки. Фильтрационный поток распространяется по мощности обрабатываемого интервала неравномерно. Поток движется по пути наименьшего сопротивления и поэтому фильтрация наблюдается только через наиболее проницаемые зоны, сложенные обычно крупными фракциями. При фильтрации потока (преимущественно по ограниченным пропласткам) основная часть пласта не работает, что приводит к высоким скоростям движения потока.

Интенсивный фильтрационный поток в ограниченных пропластках способствует возникновению суффозионных явлений, транспортировке мелких фракций от скважины к области разгрузки. Наиболее проницаемые участки околоскважинной зоны и пласта промываются и освобождаются от глинистых и мелких фракций, снижающих проницаемость пропластков. При обработ-

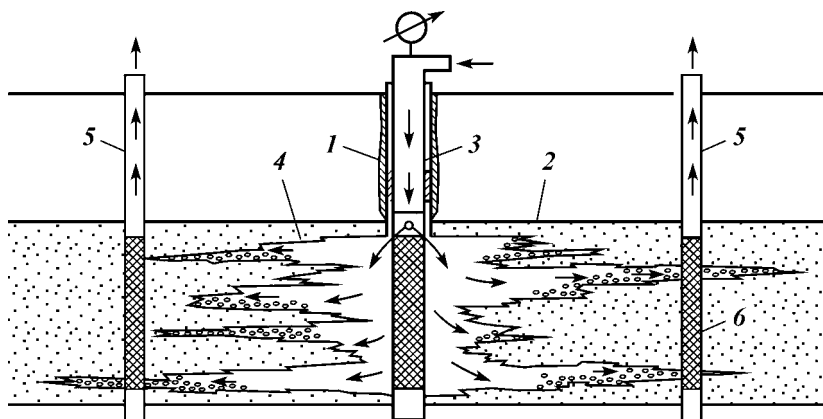


Рис. 2.1. Принципиальная схема гидравлического разрыва пласта:

1 – эксплуатационная колонна; 2 – кровля пласта; 3 – обсадная колонна; 4 – каналы гидроразрыва; 5 – вспомогательные скважины; 6 – фильтр

ке скважин проницаемые участки пласта становятся еще более проницаемыми. Фильтрационные свойства остальных интервалов остаются приблизительно постоянными.

При обработке пласта под давлением путем нагнетания в него жидкости между скважиной и областью разгрузки формируются высокопроницаемые каналы, заполненные наиболее крупнозернистыми окатанными и промытыми частицами. Итак, в слабоцементированных породах наблюдается эффект, аналогичный гидроразрыву. Однако как такового разрыва сплошности не происходит, а наблюдается размывание каналов и трещин.

Рассмотрим технологию проведения гидроразрыва. После опробования и определения интервала залегания продуктивного интервала в скважину устанавливают фильтровую колонну, в нижней части которой имеется башмак с обратным клапаном и противоаварийным переходником. В верхней части фильтровой колонны монтируют циркуляционный переходник, над которым находится пакер. При спуске фильтра и достижении им заданного интервала пакер приводят в рабочее положение и колонну устанавливают впотай (рис. 2.1).

Через бурильную колонну и циркуляционный переходник нагнетают жидкость в зафильтрованное пространство для предотвращения кольтатации. Для гидроразрыва пласта рекомендуется использовать жидкость, аналогичную по свойствам пластовой. Жидкость нагнетают цементировочными агрегатами или буровыми насосами. В начальный момент нагнетания наблюдается прес-

сование насоса, после чего вся жидкость начинает поступать в пласт. По мере нагнетания давление постепенно снижается, а расход поглощения растет.

В качестве разгрузки удобно использовать соседние скважины, которые есть на всех объектах. При обработке в соседних разгрузочных скважинах повышается уровень, а иногда наблюдается фонтанирование. В зависимости от назначения разгрузочных скважин могут применяться различные схемы укладки вынесенных частиц. Если разгрузочная система представлена в виде наблюдательных скважин, то целесообразно обеспечить вынос мелких фракций непосредственно внутрь разгрузочных скважин. Для беспрепятственного поступления мелких частиц в наблюдательные скважины необходимо предусмотреть соответствующий подбор фильтров, обеспечивающих свободное прохождение частиц сквозь отверстия (при интенсивном притоке) и предотвращающих пескование (при режимных наблюдениях). В этом случае фильтры разгрузочных скважин должны работать на арочном эффекте, предусматривающем размер отверстий в несколько раз больше среднего размера миграционных частиц.

В процессе нагнетания поток выносит мелкие фракции из наиболее проницаемых интервалов пласта в разгрузочные скважины, из которых отложившаяся порода затем удаляется простым желонированием.

Если функцию разгрузки выполняют соседние эксплуатационные скважины, то допускать скопление мелких фракций в области разгрузки опасно. В этом случае необходимо, чтобы частицы откладывались в области, расположенной в центре между скважиной и разгрузкой. Интервал отложения частиц регулируется изменением расходов нагнетания. Известно, что частицы будут транспортироваться по пласту в случае поддержания определенных скоростей фильтрации. Если скорость потока недостаточна для транспортировки частицы, то она откладывается. Расход, необходимый для транспортировки частицы гидравлической крупностью со скоростью $v_{кр}$ на расстояние r от скважины

$$W_0 = 2v_{кр}\pi r m, \quad (2.5)$$

где m – суммарная мощность фильтрующих интервалов.

В процессе гидроразмыва можно прогнозировать эксплуатационный дебит скважины по методике, аналогичной гидроразрыву. По мере удаления из околоскважинной зоны и пласта мелких фракций приемистость скважины увеличивается, пласт начинает принимать все больше нагнетаемой жидкости при меньшей репрессии. При достижении удельной приемистости скважины зна-

чений проектного дебита (при эксплуатации) работы по гидро-размыву можно прекратить.

Внедрение технологии гидроразмыва позволяет существенно увеличить производительность скважины за счет создания в пласте сети высокопроницаемых трещин. Особенно эффективна эта технология при оборудовании крупных водозаборов и проведении гидроразмыва в каждой скважине. В пласте формируются системы высокопроницаемых каналов, соединяющихся между собой в различных сочетаниях и охватывающих значительную область месторождения. Создание высокопроницаемых каналов аналогично гидравлической сбойке скважин, формированию искусственных горизонтальных дренажей.

Применение технологии в южных районах Молдовы при каптаже подземных вод из пылеватых глинистых пород позволило получить дебиты, превышающие расход бесфильтровых скважин, которые постоянно песковали и были непригодны к эксплуатации. После гидроразмыва через циркуляционный переходник при комбинированной циркуляции рекомендуется намытть гравийный фильтр, который обеспечит устойчивость стенок скважины при эксплуатации.

2.3. ЭЛЕКТРООБРАБОТКА

С.П. Крайковым в XIX веке была установлена возможность преобразования структуры горных пород при воздействии на них электрическим током. Первоначально исследования сводились к изучению влияния электрического тока на структуру песчано-глинистых почв с целью повышения их продуктивности. Было установлено, что песчано-глинистые породы под воздействием электрического тока преобразуются в крупнозернистую породу с ярко выраженными улучшенными фильтрационными свойствами. Влияние электрического тока при обработке продуктивных пластов начали изучать гораздо позднее в некоторых организациях, в том числе во ВСЕГИНГЕО.

Различают методы воздействия на породу постоянным и переменным электрическим током. В простейшем случае обрабатываемую скважину подключают к одному электроду, а другой заглубляют на расчетном расстоянии от обрабатываемой скважины с учетом заданного масштаба электрообработки. Между катодом и анодом возникает электрическое поле. Влияние последнего на структуру породы обусловлено электрической природой взаимодействия дисперсных частиц горной породы с поровым раствором, возникновением электрических, электрокинетических, элект-

трохимических и коагуляционных сил. Перегруппировка сил в породе сопровождается нарушением термодинамического равновесия системы твердая фаза – поровый раствор, вызванного миграцией электрических зарядов от одного электрода к другому.

Внешнее электрическое поле взаимодействует с атомами и молекулами вещества и оказывает влияние на поведение свободных и связанных зарядов. Свободные заряды под действием электрического поля перемещаются в породе и доходят до электродов, где разряжаются. Процесс миграции зарядов характеризует электропроводность. Связные заряды прочно связаны друг с другом и электрически закреплены вокруг определенных положений равновесия. В электрическом поле связные заряды могут перемещаться на очень ограниченные расстояния, превращаясь в диполи. Ориентация зарядов под воздействием электрического поля представляет собой поляризацию.

Изменение структуры породы связано с массообменом составных элементов, который происходит через границу раздела фаз. Минералы осадочных пород – дисперсные системы, количественной характеристикой которых служит удельная поверхность. С ростом дисперсности увеличивается число молекул, находящихся на разделе фаз и способных участвовать в массообмене. Поэтому наиболее дисперсные породы лучше поддаются электрообработке. Молекулы на поверхности раздела фаз характеризуются избыточной свободной энергией, имеющей электрическую природу. Дисперсные минералы при воздействии на них электрического поля могут, с одной стороны, сорбировать ионы из раствора, а с другой стороны, ионы могут поступать в раствор. Ионы твердой фазы с разрядами одного знака остаются непосредственно связанными с поверхностью кристаллической решетки, а ионы с противоположными зарядами поступают в близлежащие слои жидкости.

Поступающие в раствор ионы вещества мигрируют в электрическом поле под влиянием электроосмоса. Мигрирующие ионы за счет сил трения вовлекают в движение и поровую жидкость, возникает осмотическая фильтрация. Этот процесс характеризуется коэффициентом электроосмоса, который увеличивается с интенсификацией фильтрации и ростом дисперсности системы горных пород, достигая максимума у глинистых фракций. Процесс изменения структуры горных пород под воздействием электрического поля определяется следующим:

способностью фракций пород либо принимать, либо отдавать свои структурные элементы, в зависимости от свойств; способностью перемещения элементов отдельных фракций под влиянием электроосмоса.

Различают три стадии влияния электрического поля на структуру пород. На первой стадии в течении 5–20 ч электрообработки происходит интенсивный электроосмос, перегруппировка ионов в поровом растворе и скелете породы, начальное агрегатирование наиболее тонкодисперсных частиц. На второй стадии при более длительном пропускании электрического тока через породы процесс агрегатирования приобретает необратимый характер. После прекращения интенсивной электрообработки процесс агрегатирования продолжается, но медленнее, что представляет собой третий этап влияния электрического поля на породу.

Ю.Г. Ткаченко на основании анализа опыта работ по электро-технологии и собственных исследований во ВСЕГИНГЕО установил, что наиболее интенсивно происходит преобразование структур глинистых, песчано-глинистых пород, пылеватых фракций песков. В глинистых породах, считающихся традиционно водоупорами, за счет электрообработки возможно получить слоистую и даже трещиноватую проницаемую структуру. Процесс преобразования структуры пород зависит от расстояния между электродами и интенсивности электрообработки. При расстоянии между электродами в несколько метров затраты электроэнергии на 1 м³ породы составляют для глин 2 и для песков 30 кВт. При этом коэффициенты фильтрации обычно после обработки достигают значений 1–3 м/сут. Межелектродные расстояния могут составлять 300 и более метров при напряжениях на электродах не более 20 В и длительности воздействия до 60 сут.

Мелкие фракции пород существенно влияют на их проницаемость. Установлено, что общая проницаемость породы соответствует проницаемости мелкой фракции, если ее состав находится в пределах 8–10 %. С целью улучшения фильтрационных свойств пород важно устранить влияние тонкодисперсных фракций. Это может быть достигнуто электрообработкой, при которой наиболее мелкие (глинистые) частицы собираются и агрегируются в строго определенных местах, а остальное поровое пространство от них освобождается. В породе образуются зоны повышенной проницаемости, через которые осуществляется основное движение потока, снижается гидравлическое сопротивление породы и появляется возможность увеличения дебита скважин.

Для выявления количественных закономерностей электрообработки была поставлена серия опытных работ. Были проведены опыты по выявлению влияния электрообработки на проницаемость суглинков. Скважины были пробурены до заданного интервала и обсажены 708-мм трубами с перфорацией в нижней части. Трубы выполняли функцию электродов. Центральная

скважина – анод, а три скважины, пробуренные по окружности от центральной – катоды. Электрообработка проводилась постоянным током напряжением 180 В при силе тока 18 А. Общее время опыта составило 165 ч при затратах электроэнергии 560 кВт·ч. После обработки скважины были исследованы методом экспресс-откачек, который показал увеличение коэффициента фильтрации с 0,08 до 0,16–0,21 м/сут.

ВСЕГИНГЕО проводил исследования изменения структур мелкозернистых песков и супесей под влиянием электрообработки. Для опыта была оборудована площадка размером 20×20 м, в центре которой разместили электрод в виде 168-мм трубы. По краям площадки были установлены четыре электрода в виде 108-мм труб. Центральный электрод выполнял функцию анода, а периферийные – катода. Электрообработку проводили постоянным током напряжением 70–180 В при плоскости тока на центральном электроде 0,15–0,73 мА/см². Общее время электрообработки составило 765 ч при затратах электроэнергии 563 кВт·ч. Для проверки эффективности электрообработки опытная площадка была пересечена двумя лучами скважин, которые были затем опробованы опытными откачками. Максимальный дебит был получен в скважине, пробуренной на расстоянии 1 м от анода и составил 0,7 л/с. В 5 м от анода скважины дали дебит 0,4 л/с. За границами площадки дебит составлял 0,12 л/с, что соответствует фоновым значениям.

Исследования грансостава пород показали, что после электрообработки в интервале фильтров скважин на 5–10 % возросло содержание песчаных частиц за счет глинистых и пылеватых фракций. Это свидетельствовало об агрегатировании пород под влиянием электрического тока. Химический анализ воды после электрообработки показал снижение концентрации двуокиси кремния SiO₂ с 45 до 0,15 мг/л. По мнению Ю.Г. Ткаченко часть растворенной в воде двуокиси кремния израсходовалась на формирование кристаллических связей в породе при ее агрегатировании. Скважина на полигоне «Петушки» была оборудована после бурения 146-мм фильтром ФКО. При откачке сначала был получен дебит 0,15, а после освоения – 0,4 л/с. Увеличить дебит свыше 0,4 л/с традиционными методами не удалось. Проведение электрообработки при напряжении 800 В и силой тока 3 А позволило увеличить дебит до 0,91 л/с. Обсадная труба выполняла функцию катода, а анодом служили обсадные трубы четырех соседних скважин. Через год откачка из скважины была повторена. Получили стабильный дебит 0,8 л/с. Понижение оставалось постоянным в сравнении с первоначальным. Указанный опыт свидетельствует о длительности воздействия электрообработки на

породу продуктивного пласта. Аналогичные результаты были получены на скважинах на о. Сахалин, где водопроницаемость пород была увеличена с 204 до 336 м²/сут.

На полигоне «Петушки» были проведены работы по исследованию изменения проницаемости юрских глин при электрообработке. Обработывался блок объемом 12 000 м³ при общих затратах электроэнергии на 1 м³ породы 0,4 кВт·ч в течение 71 сут. Коэффициенты фильтрации в анодной зоне увеличились с $2,4 \cdot 10^{-4}$ до $1,5 \cdot 10^{-2}$ м/сут, а в катодной с 10^{-5} до $5 \cdot 10^{-2}$ м/сут, т.е. на два-три порядка.

Наиболее существенное влияние на гидравлическое сопротивление пород и соответственно дебит скважины оказывают тонкозернистые, пылеватые и глинистые фракции, распределенные определенным естественным образом в пластовой породе. Во ВСЕГИНГЕО были проведены опыты по оценке влияния кольматантов мелких фракций песков на расход потока через фильтрационную трубу.

Кольматант был представлен тонкозернистыми глинистыми песками тульского водоносного горизонта следующего грансостава: частицы 0,5–0,25 мм (до 35 %), частицы 0,25–0,1 мм (до 55 %), глинистые фракции 0,01 мм – до 10 %. Основная порода была представлена однородными среднезернистыми песками. Расход через фильтрационную колонну без породы составил 80 см³/с. При установке внутри колонны на сетке слоя среднезернистого песка толщиной 2 см расход уменьшился до 2,2 см³/с. С увеличением толщины слоя песка до 5 и 10 см расход снижался прямо пропорционально до 0,84 и 0,44 см³/с соответственно.

Добавление к слою песка толщиной 2 см слоя кольматанта толщиной 0,5 мм привело к снижению расхода до 0,0061 см³/с. Увеличение слоя песка при наличии кольматанта не влияло на расход, который составлял 0,0061 мл/с. Итак, присутствие даже незначительного слоя кольматанта в пласте приводит к снижению расхода примерно в 300 раз. Наличие в пласте кольматанта, представленного глинистыми и пылеватыми фракциями, обусловлено естественным строением большинства пластов и от технологических процессов сооружения скважины не зависит. Поэтому в реальных условиях важно улучшить естественные фильтрационные свойства пласта за счет агрегатирования мелких фракций, создания проницаемых трещин в слоях кольматанта. Такой эффект можно обеспечить электрообработкой.

С целью проверки этого положения в лабораторных условиях на фильтрационной колонне слой кольматанта толщиной 0,5 мм пригнуженный слоем среднезернистого песка обрабатывали по-

стоянным электрическим током. По мере электрообработки расход через колонну увеличивался. Первоначально до подачи кольматанта расход потока через песок составил 29,4, а после кольматации породы расход снизился до 1,5 см³/с. Порода подвергалась электрообработке при напряжении 60 В и силе тока 120 мА. Спустя 30 мин расход увеличился до 5,1, а через 145 мин – до 10 см³/с. Более длительная электрообработка к увеличению расхода свыше 10 см³/с не привела. Увеличение расхода в опыте объясняется структурообразованием кольматанта, агрегатированием глинистых и пылеватых частиц.

Для электрообработки можно использовать вертикальную и горизонтальную схемы расположения электродов. Вертикальная схема наиболее проста, так как не требует бурения вспомогательных скважин под электроды. Функцию одного электрода выполняет обычно обсадная колонна, зацементированная до кровли продуктивного пласта, а второго электрода – специальный забурник в подошве пласта.

Вертикальная схема применялась при электрообработке меловых песков с характерными коэффициентами фильтрации 0,11–0,16 м/сут. Экспресс-опробование скважин показало их инерционность в пределах 2500–3000 с, характеризующей низкую проницаемость пород. Электрообработка проводилась при силе тока 18–20 А и напряжении 110–115 В в течение 258 ч. Общие затраты электроэнергии составили 550 кВт·ч. Опробование скважин показало увеличение коэффициента фильтраций с 0,11 до 0,14 м/сут, т.е. на 27 %. Относительно низкая эффективность увеличения проницаемости пород при вертикальной схеме объясняется несущественной по масштабу зоной электрообработки, ограниченной околоскважинной областью. По-видимому, вертикальная схема электрообработки эффективна при декольматации после вскрытия пласта и его глинизации. В этом случае зона электрообработки может соответствовать размеру зоны кольматации. Существенного влияния на фильтрационные параметры пласта вертикальная схема электрообработки не оказывает.

С целью повышения фильтрационных свойств пласта, включая его отдаленные участки, применяют горизонтальную схему электрообработки, которая предполагает использование центральной скважины в качестве электрода одного знака, а скважин, пробуренных по контуру обрабатываемой площадки, – другого. При подключении электродов к противоположным полюсам источника тока в пласте создается электрическое поле, обуславливающее преобразование структуры породы, агрегатирование мелких, тонких и глинистых фракций. Оконтуривающие электроды могут заглубляться на несколько метров или

перекрывать продуктивный пласт – на всю мощность. Последняя схема более предпочтительна, так как позволяет создать равномерное электрическое поле в обрабатываемой зоне. Была опробована анодная горизонтальная схема электрообработки, при которой центральная скважина выполняла роль анода, а оконтуривающие скважины – катодов. Анодная обработка, в отличие от катодной (центральная скважина выполняет функцию катода), сопровождается более интенсивным агрегатированием тонкодисперсной фазы в центральных участках обрабатываемого блока. Электрообработку осуществляли при напряжении 100–105 В и силе тока 5–6 А. Всего провели шесть циклов электрообработки за 6,5 ч. Затраты электроэнергии составили 4 кВт·ч. Электрообработку сочетали с откачкой, при которой визуально наблюдался вынос тонкодисперсных частиц из скважины. Коэффициент фильтрации пород при опробовании после электрообработки вырос с 0,15 до 0,5 м/сут.

Максимальное увеличение проницаемости было зафиксировано экспресс-методом, показавшим снижение инерционности по постоянной времени с 3000 до 13,44 с или повышение фильтрационных параметров в 223 раза. По-видимому, полученные данные рано распространять на весь пласт, так как они характерны для околоскважинной зоны, которую в основном и охватывают экспресс-методы при опробовании.

На соседнем блоке горизонтальная схема электрообработки проводилась при напряжении 265–270 В и силе тока 47–28 А. После электрообработки провели откачку из центральной скважины, в процессе которой наблюдался вынос песка при расходе 0,3 л/с и понижении 3,6 м. При опытно-фильтрационных работах был получен коэффициент фильтрации пород 3,16 м/сут, т.е. в 20 раз больший, чем до электрообработки.

В околоскважинной зоне повышение фильтрационных параметров было еще более заметным. Параметр инерционности снизился с 2500 до 10,31. Это свидетельствует о повышении фильтрационных параметров скважины в 242 раза.

Горизонтальная схема электрообработки была применена для обработки глубокозалегающих пылеватых песков плавунного типа фракции 0,01–0,02 мм на юге Молдовы. Мощность пласта составляла 8,5 м при залегании в интервале глубин 158–166,5 м. В кровле и подошве залегаали алевроитистые глины. Водопроницаемость горизонта составляла около 10 м²/сут. Центральная скважина была оборудована 168-мм проволочным фильтром с последующей гравийной обсыпкой. На определенном расстоянии от центральной были пробурены вспомогательные электродные скважины, в которые установили 89-мм электроды длиной 9 м. В

качестве провода использовали кабель марки ВПП-10. На площадке ранее были пробурены наблюдательные скважины. Источником электроэнергии служила электростанция АД-60, от которой ток напряжением 380 В подавался на понижающий трансформатор типа АДД-303 и далее на систему выпрямителей на базе вентилях типа ВК-500 м радиаторами охлаждения. На выходе с выпрямителей снимался постоянный ток напряжением 60 В.

Перед электрообработкой провели опробование центральной скважины, при котором получили дебит 1 л/с при динамическом уровне 101,5 м и понижении 21,2 м.

Электрообработка пород водоносного пласта проводилась при непрерывной откачке на протяжении 11 сут с небольшими перерывами на техническое обслуживание электростанции. Electroды располагались на расчетном расстоянии от центральной скважины, которая во избежание повреждения фильтра к источнику тока не подключалась.

При напряжении 60 В и силе тока 30 А время электрообработки составило 168, а затраты электроэнергии – 302 кВт·ч. В процессе откачки дебит оставался постоянным в пределах 1 л/с, а динамический уровень и понижение постепенно уменьшались соответственно с 101,5 до 94,5 и с 21,2 до 14,2 м. В наблюдательных скважинах также отмечалось поднятие динамического уровня, свидетельствующее об улучшении фильтрационных свойств пласта. Удельный дебит центральной скважины после электрообработки вырос от 0,05 до 0,08 л/с, т.е. в 1,6 раза, а водопроницаемость пород увеличилась от 10 до 22 м²/сут.

В процессе электрообработки существенно изменился состав пластовых вод. Например, в одной из скважин после 165 ч электрообработки процентное соотношение фракций уменьшилось (в %): глинистых частиц (фракции 0,001–0,005 мм) с 8 до 4; пылеватых частиц (фракция 0,005–0,05 мм) с 30 до 13; тонкодисперсных фракций песка (0,05–0,1 мм) с 40 до 38.

Средний диаметр частиц увеличился с 0,05–0,06 до 0,18 мм, т.е. примерно в 3 раза. Полученные результаты по изменению грансостава считаются характерными для электрообработки и эти соотношения можно использовать для качественной оценки изменения структуры пород при подборе фильтров.

Глава 3



СНИЖЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОРОД В ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЕ

В околоскважинной зоне при вскрытии пласта и оборудовании ствола по технологическим причинам происходит существенное снижение фильтрационных свойств пород. Потерю напора, обусловленную технологическими причинами, обычно включают в понятие скин-эффекта. Как показывает практика, величина скин-эффекта соизмерима, а иногда и существенно превышает общие потери напора в пласте. Например, на Ялуторовском водозаборе Тюменской области расчетные потери напора в системе скважина – пласт или понижение при заданных режимах эксплуатации должны были составлять 5–6 м, а на самом деле составили 24–26 м. На долю скин-эффекта пришлось 18–21 м общего понижения или 360–420 % от расчетных значений.

Аналогичные результаты получены на многих производственных объектах, что подтверждает превалирующее влияние технологических процессов по сооружению скважины на результирующую производительность. Используя прогрессивные технологические процессы, скин-эффект можно минимизировать, а при некоторых условиях и исключить. На сопротивление приемной части скважины влияют конструкция забоя, способ вскрытия пласта и тип используемой промывочной жидкости, характер декольматации. В указанных технологических приемах заложен максимальный потенциал снижения гидравлического сопротивления и повышения дебита.

3.1. КОНСТРУКЦИЯ ЗАБОЯ

Конструкция скважины (в интервале продуктивного пласта) или забоя определяет характер движения потока в околоскважинной зоне, сопротивление и гидродинамическое несовершенство

ство приемной части. Конструкция забоя выбирается исходя из свойств пород продуктивного пласта, вышележащих пород кровли, неоднородности разреза, способа вскрытия пласта, назначения скважины и планируемых режимов эксплуатации.

Каждая конструкция должна выбираться исходя из максимального гидродинамического совершенства скважины при заданных условиях расположения в пласте и эксплуатации.

Наиболее просты в исполнении бесфильтровые конструкции забоев (рис. 3.1, *а, б, в, г*). Если суффозии сложно избежать за счет бесфильтровой конструкции, то целесообразно оборудовать скважину фильтрами (рис. 3.1, *д, е*) или фильтрами в сочетании с гравийной обсыпкой и различной формой приемной каверны (рис. 3.1, *ж, з, и, к*). В некоторых случаях рекомендуется закреплять породы продуктивного пласта или гравийной засыпки различными типами накопителей (рис. 3.1, *л, м*).

Бесфильтровые скважины сооружаются в устойчивых породах и слабосцементированных песках. В слабосцементированных породах бесфильтровые скважины сооружаются при наличии устойчивой кровли (см. рис. 3.1, *а*). Скважину бурят и закрепляют обсадной колонной до кровли продуктивного пласта. После ОЗЦ вскрывают пласт на несколько метров, приподнимают бурильную колонну до достижения долотом уровня башмака обсадной колонны и продолжают промывку без вращения инструмента. Монтируют эрлифт и начинают строительную откачку, при которой песок из продуктивного пласта выносится и под кровлей формируется конусообразная воронка. При строительной откачке из пласта вместе с песком выносятся коьматант, поступивший туда при вскрытии и промывке. Встречаются случаи, когда при формировании воронки на поверхность выносится, до 200 м³ песка. Очевидно, что в таких случаях практически весь коьматант удаляется из скважины и конструкцию забоя можно считать совершенной по характеру вскрытия и параметр ζ_2 в формуле (1.32) можно считать равным нулю.

С увеличением размеров воронки дебит скважины растет. Поэтому целесообразно создать в пласте воронку размеров, максимально возможных из условия устойчивости к обрушению кровли. Производительность скважины определяется совокупностью геологических, гидрогеологических, технических и технологических факторов.

К геологическим факторам, влияющим на возможную результирующую производительность, относятся прежде всего свойства пород (крепость, мощность и трещиноватость пород кровли, величины горного и гидростатического давления на кровлю), определяющих устойчивость кровли при эксплуатации с заданным

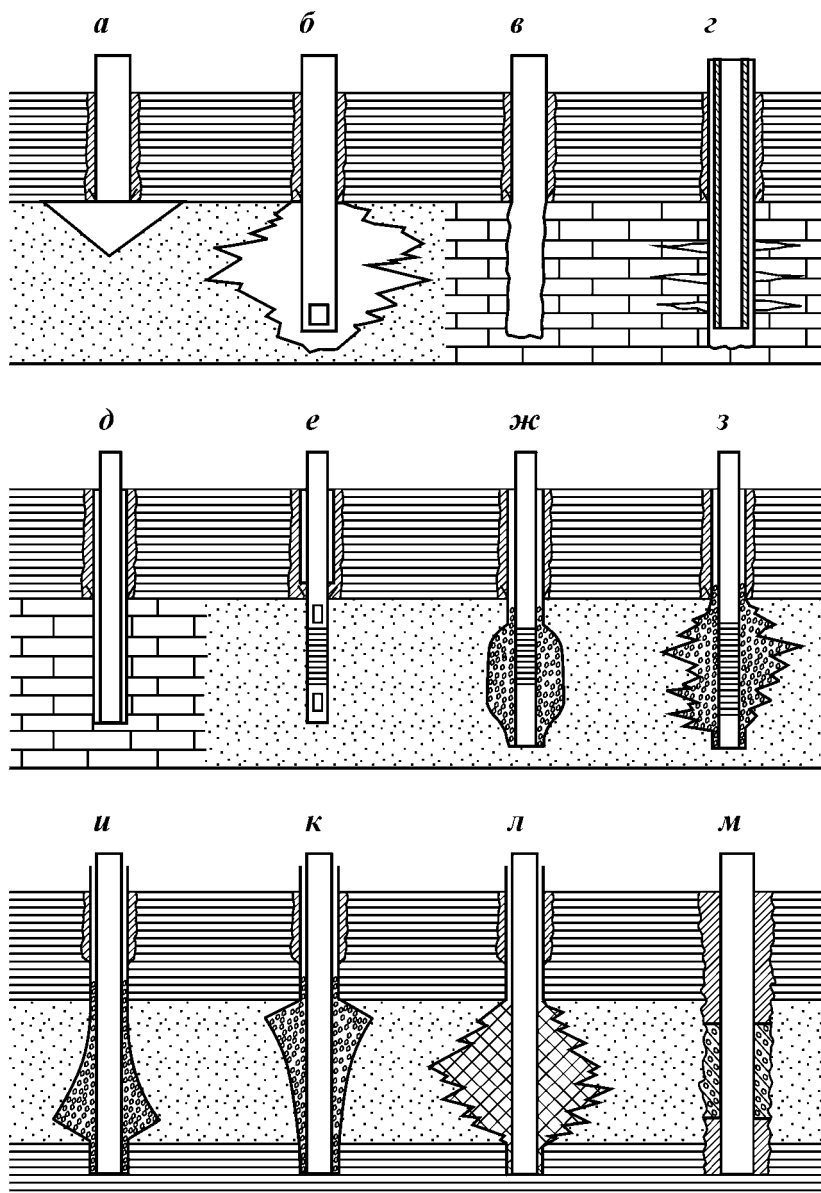


Рис. 3.1. Конструкция забоя:

а, б, в, г – бесфильтровая; *д, е* – фильтровая; *ж, з, и, к* – с гравийной обсыпкой

понижением. С ростом крепости, мощности пород кровли и гидростатического давления на нее появляется возможность увеличения размеров воронки, а значит и дебита. Степень трещиноватости и горное давление на кровлю ограничивают возможность создания воронки повышенных размеров.

К гидрогеологическим факторам, определяющим производительность бесфильтровой скважины, относят тип песков продуктивного пласта, их фильтрационные и пьезопроводные свойства, пластовое давление. Улучшение фильтрационных свойств пласта, наблюдающееся с ростом фракционного состава пород, и повышение пластового давления благоприятно сказываются на результирующей производительности откачки.

Технические факторы, ограничивающие производительность бесфильтровой скважины, — это тип и рабочие характеристики насосно-компрессорного оборудования, используемого для строительной откачки. Обычно для формирования воронки бесфильтровой скважины рекомендуют использовать высокопроизводительное компрессорное оборудование. Для промывки скважины целесообразно применять насосы типа НБ-125. Обычно на практике геологоразведочные и строительные организации таким оборудованием не комплектуются, поэтому необходимо учитывать технические возможности откачного оборудования при формировании приемной воронки. Применение для строительной откачки оборудования недостаточной мощности приводит к необходимости расчета дебита не исходя из потенциала пласта в совокупности степенью устойчивости кровли, а с учетом технических возможностей оборудования.

К технологическим факторам, влияющим на производительность бесфильтровой скважины, относят способ и режимы вскрытия продуктивного пласта, время контакта породы с промывочной жидкостью и цементным раствором, несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия и рабочее понижение. В процессе формирования воронки закольматированная порода выносится из скважины и естественная проницаемость пласта восстанавливается в околоскважинной зоне при длительном контакте глинистых и других промывочных жидкостей с породой, однако значительных репрессий (даже при попадании в пласт цементного раствора) полного восстановления проницаемости не происходит. Особенно это характерно для методов искусственного крепления кровли цементным раствором.

В случае соблюдения технологического процесса при креплении скважины и вскрытии пласта раскольматацию можно считать полной и несовершенством скважины по характеру вскры-

тия можно пренебречь. В общем случае дебит бесфильтровой скважины

$$Q = \frac{\pi k m J \operatorname{tg} \alpha}{\mu \left(\ln \frac{R}{r} + \zeta_1 \right)} = \frac{\pi k h J}{\mu \left(\ln \frac{R}{r} + \zeta_1 \right)}, \quad (3.1)$$

где α — угол естественного откоса песков под водой, находящийся в пределах 20–30°; R — радиус влияния скважины; r — радиус воронки; h — глубина воронки.

При выводе формулы (3.1) предполагалось, что в пласте наблюдается плоскорадиальная фильтрация и только в околоскважинной зоне происходит искривление линий тока к воронке. Дополнительное сопротивление, обусловленное искривлением линий тока вблизи воронки, учитывается коэффициентом несовершенства скважины по степени вскрытия. За счет высокого несовершенства по степени вскрытия, наблюдающегося особенно в мощных пропластках, производительность скважины может существенно снижаться. По данным В.С. Алексеева, бесфильтровые скважины не могут считаться идеальным водоприемником из-за высокого несовершенства по степени вскрытия несмотря на гораздо большую фильтрующую поверхность.

Зависимость (3.1) предполагает почти линейную связь между дебитом и радиусом воронки. Под знаком логарифма влияние радиуса на дебит, с одной стороны, весьма незначительное, а с другой стороны, дебит скважины можно выразить через скорость фильтрации и площадь сечения воронки.

Рассмотрим процесс формирования воронки. При вскрытии пласта и пуске строительной откачки размер водоприемной воронки минимален, скорости фильтрации высоки и из скважины выносятся песок любой фракции. При разработке каверны скорости фильтрации уменьшаются и интенсивность выноса песка снижается. Песчаные частицы выносятся из скважины в том случае, когда скорость фильтрации на поверхности воронки превышает критические. Каждый пласт сложен частицами определенного гранулометрического состава или характерного диаметра, которому соответствует своя критическая скорость фильтрации, приводящая к выносу частиц со свободной поверхности откоса. В процессе откачки на поверхности каверны наблюдаются постоянные (для любого интервала) скорости фильтрации из пласта, соответствующие гидравлической крупности частиц песка на откосе.

В этом случае дебит бесфильтровой скважины при строительной откачке

$$Q = \frac{v_{кр} \pi r^2}{\cos \alpha}, \quad (3.2)$$

где $v_{кр}$ – критические скорости фильтрации из пласта.

Зависимость (3.2), полученная логическим путем, предполагает квадратичную связь между дебитом и радиусом воронки или линейную связь между дебитом и площадью фильтрации. При выводе формулы (3.2) допускалось, что воронка бесфильтровой скважины имеет конусообразную форму. Однако в верхней и данной части воронки наблюдается несущественное выполаживание склонов. Многочисленными экспериментами установлено, что для практических расчетов отклонением формы воронки от конусообразной можно пренебречь.

Если в формуле (3.2) учитывать критическую скорость фильтрации с откосов $v_{кр}$, то получим предельно возможный дебит без пескования с заданным понижением. На практике рекомендуют осуществлять строительную откачку с дебитом, на 25–30 % превышающим проектный. Для проектного дебита в качестве расчетной формулы следует использовать выражение

$$Q = \frac{0,7\pi v_{кр} r^2}{\cos \alpha}. \quad (3.3)$$

В формулах (3.2) и (3.3) присутствует радиус воронки r , который в процессе строительной откачки определяется из объема вынесенного песка, обязательно контролируемый. Радиус сформировавшейся при откачке бесфильтровой воронки через объем вынесенного песка W выражается следующим образом

$$r = \sqrt[3]{\frac{3W}{\pi \operatorname{tg} \alpha}}. \quad (3.4)$$

Значения критических скоростей фильтрации, при которых начинается суффозия, и углы естественного откоса для типовых песков продуктивных пластов представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Типовые углы естественного откоса и критические скорости выноса частиц со склонов бесфильтровой воронки для различных фракционных составов пород

Тип песка	Средний диаметр фракции, мм	Критические скорости выноса частиц $v_{кр}$, м/с	Угол естественного откоса, градус
Пылеватый (глинистый)	0,01–0,05	0,004–0,006	30
Тонкозернистый	0,05–0,1	0,012–0,018	18
Мелкозернистый	0,1–0,25	0,036–0,042	20
Среднезернистый	0,25–0,5	0,084–0,096	25
Крупнозернистый	0,5–1,0	0,138–0,150	27
Грубозернистый	1,0–2,0	0,36–0,420	30

Полученные выражения для определения дебита бесфильтровой скважины справедливы только для установившегося режима эксплуатации, т.е. при обеспеченности месторождения ресурсами. Поэтому использовать в расчетах можно только дебиты строительной откачки и размеры воронок, полученные в установившемся режиме.

В некоторых случаях приходится не дожидаться установившегося режима при строительной откачке, так как это может занять много времени, а воронка требуемых размеров уже сформировалась. В таких условиях целесообразно связать возможную производительность скважины с фильтрационными параметрами пласта. Уравнение (3.1), учитывающее связь дебита и коэффициента фильтрации пласта, характеризуется неопределенностью, которая выражена в параметре несовершенства по степени вскрытия ζ_1 . Кроме того, выражение (3.1) не имеет строгого физического смысла, так как дебит явно не зависит от площади фильтрационной поверхности каверны. Отмеченная неопределенность объясняется неправильно выбранными предпосылками о наличии в пласте при эксплуатации бесфильтровой скважины плоскорадиальной фильтрации. По-видимому, при водоприемной поверхности в виде воронки градиент фильтрации в любой точке пласта будет направлен к воронке, а точнее к ее верхней части, близлежащей к основанию. Поэтому поток будет иметь радиально-сферичное направление, а не плоскорадиальное. Это положение подтверждается формой воронки, поверхность которой совпадает с изогипсой постоянного давления в пласте при откачке, которая перпендикулярна направлению фильтрации.

Решая уравнение для радиально-сферического притока и бесфильтровой скважины, получаем следующее выражение для установившегося режима фильтрации:

$$Q = \frac{2\pi k m J}{\mu R \left(\frac{R}{r_{\text{пр}}} - \frac{1}{R} \right)}, \quad (3.5)$$

где m – мощность пласта; $r_{\text{пр}}$ – приведенный радиус воронки.

Выражение (3.5) не включает параметр несовершенства скважины по степени вскрытия, так как при радиально-сферичном направлении потока он теряет свой смысл. В выражение (3.5) входит приведенный радиус воронки, который не соответствует ее истинному радиусу. Замена истинного радиуса на приведенный вызвана удобствами интегрирования при такой замене. Приведенный радиус воронки рекомендуется выражать через истинный радиус по формуле

$$r_{\text{тр}} = \frac{0,71h}{\sqrt{\text{tg } \alpha \sin \alpha}} = \frac{0,71r \text{tg } \alpha}{\sqrt{\text{tg } \alpha \sin \alpha}}. \quad (3.6)$$

Для нестационарного режима фильтрации величина радиуса влияния скважины считается величиной переменной и зависит от времени с начала откачки. Радиус влияния определяется с точностью до 8–10 % по формуле

$$R = 1,5\sqrt{at}, \quad (3.7)$$

где a – коэффициент пьезопроводности, t – время с начала откачки.

Подставляя равенства (3.6) и (3.7) в уравнение (3.5), получаем выражение для определения дебита бесфильтровой скважины в процессе строительной откачки при нестационарном режиме фильтрации

$$Q = \frac{2\pi kmJ}{\left(\frac{1,5\mu\sqrt{at \text{tg } \alpha \sin \alpha}}{0,71r \text{tg } \alpha} - 1 \right)}. \quad (3.8)$$

При формировании воронки в нестационарном режиме следует учитывать, что для поддержания постоянного дебита следует постоянно увеличивать понижение. Поэтому получив в процессе строительной откачки относительно высокий дебит при нестационарном режиме, нельзя по нему рассчитывать проектный дебит. Уменьшив дебит строительной откачки на 25–30 %, как это делается обычно при проектировании дебита скважин без фильтров, при увеличении радиуса влияния скважины и переходе к стационарному режиму будет наблюдаться снижение производительности скважин. При выборе проектного дебита бесфильтровой скважины и разработке воронки определенных размеров следует обязательно предусматривать снижения дебита при переходе к стационарному режиму эксплуатации до стабилизации радиуса влияния.

Один из основных технологических параметров формирования бесфильтровой скважины – время с начала откачки при определенном дебите и понижении. Рациональное время строительной откачки может быть определено по формуле, полученной из выражения (3.8),

$$t = \frac{0,224 r^2}{a\mu^2 \cos \alpha} \left(1 + \frac{2\pi kmJ}{Q} \right)^2. \quad (3.9)$$

В выражении (3.9) дебит скважины определяется из формулы (3.3), а радиус сформировавшейся воронки – по объему выне-

сенного песка из уравнения (3.4). Решая равенство (3.8) относительно радиуса сформировавшейся воронки, обеспечивающей заданный дебит, имеем

$$r = \sqrt{\frac{a\mu^2 \cos at}{0,224 \left(1 + \frac{2\pi kmJ}{Q}\right)^2}}. \quad (3.10)$$

Сопоставляя выражения (3.10) и (3.4), определяем заданный объем песка, который следует извлечь из скважины при строительной откачке для получения дебита Q , т.е.

$$W = \frac{\pi \operatorname{tg} \alpha}{3} \left(\frac{a\mu^2 \cos at}{0,224 \left(1 + \frac{2\pi kmJ}{Q}\right)^2} \right)^{\frac{3}{2}}. \quad (3.11)$$

Уравнение (3.8) позволяет рассчитывать дебит бесфильтровой скважины, исходя из гидрогеологических условий месторождения, а выражения (3.9), (3.10) и (3.11) – правильно выбрать технологический процесс откачки.

В процессе строительной откачки, когда величина радиуса влияния не стабилизировалась на проектной величине, важно обеспечить дебит, превышающий проектный. Это обусловлено тем, что со временем и распространением воронки депрессии в пространстве дебит, согласно уравнению Тейса, снижается. Для обеспечения проектного дебита $Q_{\text{пр}}$ в процессе строительной откачки, начатой t время назад, нужно получить дебит не ниже

$$Q = Q_{\text{пр}} \frac{R - r_{\text{пр}}}{\sqrt{1,5at} - r_{\text{пр}}}. \quad (3.12)$$

Дебит строительной откачки определяется через форму воронки и критическую скорость потока (3.3), поэтому можно определить проектный дебит, который будет получен, если завершить строительную откачку через время t и дебитом Q ,

$$Q_{\text{пр}} = \frac{\pi v_{\text{пр}} r^2}{\cos \alpha} \frac{\sqrt{1,5at} - r_{\text{пр}}}{R - r_{\text{пр}}}. \quad (3.13)$$

Возможный дебит бесфильтровой скважины ограничивается не только гидрогеологическими особенностями месторождения, техническим оснащением откачки, но и необходимостью обеспечения стабильной устойчивой работы воронки в процессе экс-

плутации. При откачке высока вероятность обрушения вышележающих пород кровли, что приводит к перекрытию продуктивного интервала слабопроницаемыми породами, резкому снижению дебита, пескованию и выходу из строя водоподъемного оборудования. Обрушение кровли – наиболее опасный вид осложнений в процессе сооружения и эксплуатации бесфильтровых скважин. Обрушение может происходить и после строительной откачки из-за смены режимов эксплуатации, незначительной суффозии и продолжающегося процесса формирования воронки. Поэтому необходимое условие сооружения бесфильтровых скважин – наличие кровли, сложенной плотными породами, которые устойчивы к обрушению.

Полость будет устойчива, если ее радиус не превышает критических размеров. Критический радиус воронки бесфильтровой скважины определяется из условия

$$r_{\max} \leq \frac{(H - J)f}{\gamma}, \quad (3.14)$$

где H – естественный напор продуктивного пласта, J – понижение, f , γ – соответственно коэффициент крепости и объемный вес пород кровли.

Коэффициент крепости f для относительно слабых горных пород вычисляют по формуле Л.И. Барона

$$f = \frac{\tau_{\text{сж}}}{300} + \sqrt{\frac{\tau_{\text{сж}}}{300}}, \quad (3.15)$$

где $\tau_{\text{сж}}$ – предел прочности пород на одноосное сжатие.

Радиус сформированной воронки контролируется на поверхности по объему вынесенного на поверхность песка в соответствии с выражением (3.4).

Исходя из условия обеспечения устойчивости кровли, определяем критическую величину объема вынесенного на поверхность песка, после достижения которого следует прекратить откачку

$$W \leq \frac{\pi \operatorname{tg} \alpha (H - S)^3 f^3}{3\gamma^3}. \quad (3.16)$$

Согласно теории М.Н. Протодяконова, при формировании воронки в пласте в кровле развивается параболический свод обрушения, что тоже должно учитываться при анализе бесфильтровой скважины на устойчивость. Рекомендуются для определения минимально допустимой мощности пород кровли m_k использовать условие

$$m_k = 1,43 \frac{r}{f}. \quad (3.17)$$

Бесфильтровые скважины успешно сооружаются в некоторых регионах страны. Производительность скважин с данной конструкцией забоя существенно выше, чем любых других в аналогичных условиях. Эксплуатация бесфильтровых скважин отличается стабильностью дебита в течение длительного срока.

По технологии В.М. Белякова впервые были сооружены бесфильтровые забои в глубоких скважинах. Получены повышенные эксплуатационные параметры скважин.

Несмотря на явные преимущества бесфильтровых конструкций забоев, обеспечивающих высокие эксплуатационные параметры при минимальных затратах и простоте выполнения технологических операций, они не получили широкого распространения на практике. Это объясняется тем, что для успешного сооружения бесфильтровых скважин необходимо наличие устойчивой кровли, которая предохраняет воронку от обрушения. К сожалению, такими условиями характеризуются ограниченные месторождения, распространять технологию сооружения бесфильтровых забоев следует после проведения опытно-методических работ. В некоторых случаях там, где нет гарантии устойчивой кровли, рекомендуется обеспечить ее искусственное поддержание. Искусственно поддержать кровлю можно путем создания под ней специальных экранов либо заполнения полости наполнителем.

Создание экранов для искусственного поддержания кровли сводится после формирования воронки промежуточного объема к закачке в нее цементных или других растворов, которые со временем приобретают необходимую прочность. После крепления скважины вскрывают пласт и начинают строительную откачку, формируют каверну расчетного объема. В воронку закачивают цементный раствор. После ОЗЦ строительную откачку продолжают и формируют воронку уже под сформировавшимся цементным конусом.

При закачке раствора в полость цементный раствор принимает форму воронки, т.е. имеет угол наклона к кровле, соответствующий углу естественного откоса песка. При откачке и дальнейшей разработке воронки она формируется также под естественным углом откоса и распространяется в глубь пласта от скважины.

На отдаленных участках цементная подушка отсутствует и поддержки кровли не обеспечивается. Поэтому при создании экранов для поддержки кровли существенного увеличения ее ус-

тойчивости достичь не удастся. Кроме этого, долговечность работы экранов со временем снижается, что может привести к обрушению воронки. Следовательно, применение специальных экранов может быть эффективно лишь для укрепления устойчивой кровли с целью повышения надежности и стабильности эксплуатации.

Иногда рекомендуется после формирования воронки заполнять ее наполнителем (гравий или щебень). Наполнитель подают в скважину в процессе строительной откачки. Мелкие частицы пластового песка выносятся из скважины, а крупные оседают и заполняют воронку. Заполнение воронки наполнителем происходит под углом его естественного откоса.

При этом отдаленные участки каверны (наиболее продуктивные) оказываются незаполненными наполнителем. Поэтому поддержания кровли на отдаленных участках каверны при традиционной схеме заполнения воронки происходить не будет и скважина будет работать не как бесфильтровая, а как бы с донным гравийным фильтром.

Русбурмаш рекомендует технологию заполнения периферийных и наиболее продуктивных интервалов каверны наполнителем. Суть ее заключается в продавливании порций наполнителя буферной жидкостью в пласт при полном поглощении фильтра. Гидродинамическое давление потока при поглощении буферной жидкости способствует транспортировке частиц накопителя к стенкам каверны и заполнению отдаленных полостей. Для обеспечения нагнетания наполнителя после его подачи на забой устье скважины герметизируют специальным переходником, соединяющимся с насосом или цементирующим агрегатом. В скважину после продавливания наполнителя в пласт рекомендуется досыпать наиболее крупные фракции и возобновить откачку. Откачку следует проводить незамедлительно из-за повышенной вероятности колюматации пласта при нагнетании буферной жидкости.

Методы закрепления каверны искусственным поддержанием кровли обеспечивают положительный результат только в том случае, когда первоначально кровля уже была относительно устойчива и дополнительное крепление необходимо для несущественного увеличения дебита, надежности и стабильности эксплуатации.

Надежность и стабильность эксплуатации бесфильтровых скважин понятие относительное и на практике часты случаи, когда ранее считавшиеся устойчивыми породы обсыпались, что приводило к выходу скважин из строя. Поэтому большинство производственных организаций (за исключением ограниченных

регионов) предпочитают даже в перспективных условиях заменять бесфильтровые конструкции забоев на фильтры в сочетании с гравийной обсыпкой, чтобы обезопасить скважину от непредвиденного выхода из строя.

Бесфильтровые конструкции скважин характеризуются наилучшими эксплуатационными характеристиками, а их сооружение просто и доступно специалистам. Рекомендовать бесфильтровые конструкции забоев в рыхлых породах при наличии устойчивой кровли можно только в тщательно проверенных условиях после проведения разведочных и опытно-методических работ по оценке устойчивости кровли при различных режимах эксплуатации, размерах полости и т. д.

Высокие эксплуатационные параметры скважин без фильтров и простота технологических приемов по их сооружению стимулировали поиск возможных путей сооружения скважин без фильтров в слабосцементированных песках без устойчивой кровли. Впервые на гидродинамической модели С.В. Комиссаровым было установлено, что при откачке в песках вокруг дырчатых водоприемников определенной конфигурации формируются устойчивые полости. Фильтрационный лоток заполняли песком, а фильтр имитировали дырчатым патрубком с различной комбинацией отверстий. После откачки и выноса определенного объема песка фильтр и зафильтровое пространство заполнялось парафином. Полученные слепки свидетельствовали о том, что в песках могут формировать полости, по своей форме напоминающие гриб. Некоторые полости имели направленные под углом $35-70^\circ$ к оси скважины фильтрационные каналы, имеющие существенную протяженность.

Ю.В. Архидьяконским проведено около тысячи опытов по формированию устойчивых полостей в песках без фильтров и устойчивой кровли. В процессе экспериментов установлено, что развитие фильтрационных каналов по направлению совпадает с поверхностью наибольших напряжений вокруг скважины от горного давления. Поэтому при откачке поверхность фильтрационного канала считается опасным сечением, в котором происходит разрушение связей между частицами, а движущийся лоток выносит их на поверхность.

При формировании грибообразных полостей было замечено, что слепки имеют ярко выраженную форму тел вращения. На основании этого был сделан вывод, что необходимое условие формирования бесфильтровых полостей в песках без устойчивой кровли – специальная конструкция водозахватного устройства, обеспечивающего движения потока в затрубном пространстве от кровли к подошве пласта. При таком направлении движения по-

тока (по аналогии со стоком в обычной ванне) происходит закручивание потока и в песке формируется грибообразная воронка.

Полученные на моделях и экспериментальных скважинах бесфильтровые полости свидетельствуют о возможности сооружения таких типов забоев. Однако дебиты полученных полостей соизмеримы с дебитами скважин с фильтрами, а чаще уступают им. В процессе проведения опытов наблюдались неоднократные обрушения полостей, предсказать которые заранее не удавалось. Это все свидетельствует о том, что, прежде чем рекомендовать данную конструкцию забоя к внедрению в практику, следует четко отработать технологию их сооружения с целью выяснения условий сооружения и эксплуатации каверны, при которых гарантирована устойчивость конструкции от обрушения.

Для обеспечения захвата воды снизу вверх Ю.В. Архидьяконским разработаны несколько типов водозахватных устройств. Наиболее простое заключается в спуске до интервала на 0,5–1 м выше подошвы продуктивного пласта обсадной колонны с открытым нижним торцом. В процессе работы такого устройства поток будет стремиться из любой точки пласта к подошве под заборным отверстием. Вблизи скважины поток стремится двигаться сверху вниз и по законам гидравлики будет закручиваться. В процессе формирования полости на начальном этапе из скважины будет выноситься песок. Далее, при наборе закручивающимся потоком определенной угловой скорости, выносящиеся из радиальных каналов частицы под действием центробежных сил будут смещаться и откладываться на откосах. По мере развития радиальных каналов объем вынесенных из них частиц увеличивается. Вынесенные из радиальных каналов частицы откладываются на боковой поверхности вращения полости и со временем происходит ее сужение.

Сужение поперечного сечения полости приводит к интенсификации закручивания потока, возрастанию центробежных сил и прекращению пескования скважины. Развитие радиальных каналов возможно только до тех пор, пока вынесенные частицы имеют возможность откладываться на склонах воронки. Если площадь поперечного сечения воронки уменьшается, т.е. откладывание частиц затрудняется, то в каналах образуются пробки, при которых резко снижается расход, возрастает гидравлическое сопротивление и в системе скважина – пласт возникает гидравлический удар, приводящий к обрушению развившейся полости.

В процессе развития воронки важно вовремя предотвратить вынос песка из радиальных каналов, сформированных в верхней

части полости. Гидродинамическими методами (снижение дебита скважины в сравнении с дебитом строительной откачки) предотвратить вынос песка из неравномерных по форме и водообильности каналов сложно, а тем более предохранить их от обрушения, в реальных условиях это невозможно. Поэтому автором предлагается технология заполнения сформированных радиальных каналов гравием (рис. 3.2).

Заполнить каналы гравием можно только при нагнетании гравийной смеси в скважину и полном поглощении фильтрата пластом. Сформировавшиеся радиальные каналы и наиболее водообильные участки каверны выполняют функцию своеобразных пластовых дрен. При нагнетании смеси в скважину радиальные каналы характеризуются максимальной приемистостью и поглощение фильтрата в них особенно интенсивно. Фильтрационный поток по радиальным каналам в глубь пласта приводит к компактному заполнению их пространства гравием. После этого каналы сохраняют высокую проницаемость, а также предохранены от обрушения при любых режимах эксплуатации.

Для нагнетания гравийной смеси в пласт рекомендуется использовать специальное смесительное и насосное оборудование. Рациональные концентрации смесей (в зависимости от типа жидкости носителя) изменяются от 10 до 35 %.

Для обеспечения захвата потока снизу вверх можно использовать не только донные водоприемники, но и трубы с боковыми отверстиями. Очень важно, чтобы эти отверстия располагались в близлежащих к подошве интервалах пласта.

В устойчивых породах проблема выноса песка как типовая не стоит и конструкция забоя должна обеспечить получение про-

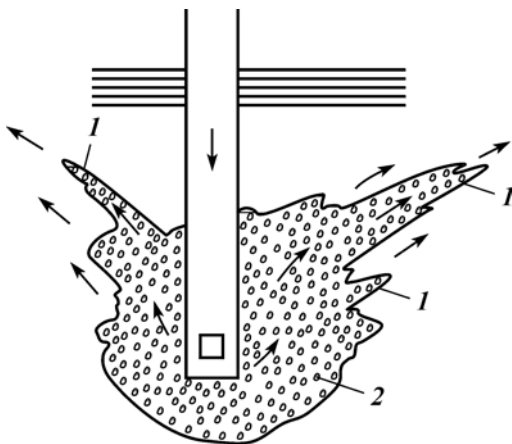


Рис. 3.2. Схема заполнения каналов (1) бесфильтровой скважины гравием (2)

ектного дебита. На рис. 3.1, в показана конструкция открытого забоя, рекомендуемая для устойчивых продуктивных пластов трещинного типа.

Вышезалегающие породы кровли закрепляются обсадной колонной. Пласт вскрывают долотом расчетного диаметра, обеспечивающего проектный дебит Q . Диаметр скважины в зоне продуктивного пласта

$$D = \alpha Q / m, \quad (3.18)$$

где α – коэффициент, характеризующий свойства пласта; m – мощность вскрытой части пласта.

Значения коэффициента α для различной степени трещиноватости пород приведены ниже.

Степень трещиноватости пород	Сильнотрещиноватые	Трещиноватые	Слаботрещиноватые
α	30–50	50–70	70–90

С целью улучшения проницаемости околоскважинной зоны могут быть применены разные виды кислотных, реагентных и других обработок. Положительные результаты обычно дает гидроразрыв.

При повышении давления на пласт (при гидроразрыве) естественные трещины расширяются и повышается приемистость пласта. Раскрывшиеся трещины заполняют песком или гравием во избежание их закрытия при снятии нагрузки на пласт. Применение гидроразрыва позволяет увеличить коэффициент α до 50–90.

Формула (3.18) получена эмпирическим путем на базе анализа многочисленных практических данных. Характерно, что дебит в ней прямо пропорционален диаметру скважины – это противоречит теоретическим формулам. Более существенная связь дебита от диаметра, чем это предполагается теоретически, показывает реальную возможность повышения эксплуатационных характеристик скважины. С целью снижения металлоемкости конструкции может быть рекомендовано расширение пилот-ствола в интервале продуктивного пласта из-под башмака обсадной колонны меньшего диаметра.

При бурении скважин на нефть и газ распространена конструкция забоя, предусматривающая крепление скважины в интервале продуктивного пласта обсадной колонной с последующей ее перфорацией (см. рис. 3.1, г). Указанная конструкция чаще используется в устойчивых трещиноватых породах, когда пескопроявлений можно избежать без применения специальных

фильтров. Конструкция характеризуется простотой исполнения и повышенным гидродинамическим несовершенством из-за малой скважности и глубины вскрытия пласта перфорацией. Известны методы промывки заколонного пространства с целью гидравлической сбойки отдельных перфорационных каналов, разработки каверны.

При повышенной трещиноватости рекомендуется провести гидроразрыв для предотвращения выноса твердой фазы из скважины в процессе эксплуатации. При пониженной трещиноватости пород гидроразрыв обеспечивает раскрытие естественных трещин и повышение фильтрационных свойств околоскважинной зоны.

В сильно трещиноватых и обломочных породах при относительной устойчивости ствола возможно поступление в скважину незначительного объема породы при эксплуатации. В целях предотвращения заполнения ствола скважины породой в нее устанавливают перфорированный каркас (см. рис. 3.1, *д*). Часто перфорированные каркасы используют и в устойчивых породах (см. рис. 3.1, *з*). С одной стороны, ствол с повышенной надежностью предохраняется от заполнения породой, а с другой стороны, упрощаются работы по проведению расходомерии, свабированию и других методов исследования и обработки скважины.

В неустойчивых породах, песках, гравийных отложениях для предотвращения суффозии в интервале продуктивного пласта устанавливают фильтры. Скважину обычно закрепляют до кровли продуктивного пласта обсадной колонной. Вскрывают пласт, после чего в заданный интервал устанавливают фильтровую колонну, состоящую из башмака, фильтра и надфильтровой трубы. Последняя может быть выведена на поверхность и выполнять одновременно функцию эксплуатационной колонны, а может заканчиваться пакером или сальником, закрепленным в обсадной колонне. В последнем случае установка фильтра называется впотай и функцию эксплуатационной колонны выполняют обсадные трубы. Конструкция забоя, предусматривающая установку фильтра в интервале продуктивного пласта, показано на рис. 3.1, *е*. Диаметр фильтра определяется по формуле (3.18), а диаметр бурения принимается на 30–50 мм больше. Коэффициент α для тонкозернистых песков принимается 70÷90, для мелко- и среднезернистых $\alpha = 50÷70$, а для крупнозернистых песков и гравия $\alpha = 30÷50$.

Если продуктивный пласт сложен глинистыми, пылеватыми, тонко- и мелкозернистыми песками, то обычный фильтр не обеспечивает предупреждения выноса песка из скважины (особенно при высоких скоростях притока). В таких случаях целесообразно

между фильтром и стенками скважины формировать гравийную обсыпку. При гравийной засыпке тонкие фракции песка экранируются от фильтра гравием, не контактируют непосредственно с поверхностью отверстий и забой более устойчив к пескованию.

Помимо повышенной суффозионной устойчивости конструкция забоя с гравийной засыпкой способствует снижению гидравлического сопротивления околоскважинной зоны за счет замены низкопроницаемого пластового песка, заcolmатированного иногда на высокопроницаемый гравий. Традиционно для оборудования забоя с гравийным фильтром диаметр вскрытия пласта на 100–300 мм превышает диаметр для конструкции забоя без ссылки. Скважину бурят и закрепляют обсадными трубами повышенного диаметра, что усложняет процесс сооружения.

Наиболее прогрессивной считается конструкция забоя, когда диаметр скважины увеличивают специальными расширителями только в продуктивном интервале. Это исключает необходимость сооружения скважины большого диаметра с поверхности и дополнительных затрат. Конструкции забоев с гравийными фильтрами различаются по форме и размерам создаваемой каверны. Размер каверны должен определяться исходя из необходимости получения оптимальных режимов эксплуатации с учетом фильтрационных характеристик пласта, околоскважинной зоны и проектного дебита.

Ранее было установлено, что диаметр скважины существенно влияет на дебит только в зоне, где наблюдается турбулизация потока. В интервале ламинарной фильтрации дебит скважины практически не зависит от диаметра. Поэтому целесообразно разрабатывать каверну под гравийную обсыпку размера, соответствующего диаметру зоны турбулизации потока. Автором предложено техническое решение, согласно которому конструкция забоя должна предусматривать ламинарный режим фильтрации на всех элементах системы скважина – пласт, а также и в околоскважинной зоне.

Для выбора обоснованного размера каверны необходимо установить диаметр зоны турбулизации потока, который при известной производительности откачки может быть определен теоретически и экспериментально. Теоретическим путем диаметр зоны турбулизации потока определяется на базе методики изучения верхней границы применимости закона Дарси. Исследователи, несмотря на многочисленные эксперименты, так и не пришли к однозначным выводам по определению условий, которые определяют нарушение ламинарного режима фильтрации. По-видимому, это объясняется многообразием структур и свойств горных пород, их фракционного состава, используемого для опытов.

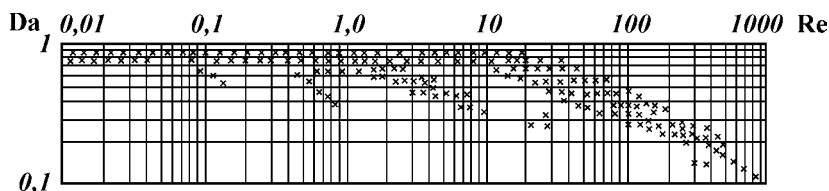


Рис. 3.3. Зависимость параметра Дарси от числа Рейнольдса (точками обозначены экспериментальные данные)

Для систематизации данных по изучению турбулизации потока в пласте В.Н. Щелкачевым был предложен безразмерный параметр Дарси, равный отношению сил вязкого трения к силе перепада давления

$$Da = \frac{V_{\mu}/k}{J/m} = \frac{V_{\mu}m}{kJ}. \quad (3.19)$$

Если справедлив закон Дарси, то при горизонтальном расположении пласта $Da = 1$. Если турбулизация потока наступила на интервале фильтрации m , то $Da < 1$. Графическая зависимость числа Рейнольдса от параметра Дарси представлена на рис. 3.3.

При построении графика (см. рис. 3.3) использовались данные опытов А.И. Абдулвагабова, которые пока считаются наиболее полными. При отклонении графиков от оси абсцисс наблюдается турбулизация потока. Существенное отклонение начинается при числах Рейнольдса больше 0,1. При $Re > 10$ почти всегда наблюдается турбулентный режим фильтрации.

В табл. 3.2 проставлены формулы по определению числа Рейнольдса при движении потока в породах пласта, критические значения числа Рейнольдса, предложенные различными исследователями, а также диаметры зон турбулизации потока при эксплуатации скважин.

Анализируя данные табл. 3.2, можно заметить, что число Рейнольдса и диаметр зоны турбулизации потока пропорциональны либо эффективному размеру частиц породы, либо корню квадратному из коэффициента проницаемости. Приведенные формулы не учитывают возможной кольматации пород в околоскважинной зоне. Проникновение инородных примесей в пласт при вскрытии снижает активную пористость пород, действительные скорости фильтрации возрастают и наступает ранняя турбулизация потока. За счет кольматации существенные отклонения от закона Дарси могут наблюдаться и в породах, в которых при обычных условиях турбулизация обычно не наблюдается.

Таблица 3.2

Параметр	Формула		
	Н.Н. Павловского	Фэнгер-Льюнс-Бернса	В.Н. Щелкачева
Re	$\frac{v d_{\text{эф}}}{(0,7a + 0,23)v}$	$\frac{v d_{\text{эф}}}{v}$	$\frac{10v\sqrt{k}}{a^{2,3}v}$
Re _{кр}	7,5–9,0	1–4	0,032–14
D _{кр}	$\frac{Q d_{\text{эф}}}{\pi m \text{Re}_{\text{кр}} (0,7a + 0,23)v}$	$\frac{Q d_{\text{эф}}}{\pi m \text{Re}_{\text{кр}} v}$	$\frac{10 Q \sqrt{k}}{\pi m \text{Re}_{\text{кр}} a^{2,3} v}$

Продолжение табл. 3.2

Параметр	Формула		
	М.Д. Миллионщикова	Ф.И. Котяхова, Г.Ф. Требина	А.И. Абдулвагабова
Re	$\frac{v\sqrt{k}}{a^{1,5}v}$	$\frac{5,76v\sqrt{k}}{a^{1,5}v}$	$\frac{12(1-a)v\sqrt{k}}{a^2 v}$
Re _{кр}	0,0015–0,60	0,0035–3,4	0,019–8,1
D _{кр}	$\frac{Q_{\text{пр}}\sqrt{k}}{\pi m \text{Re}_{\text{кр}} a^{1,5} v}$	$\frac{5,7 Q \sqrt{k}}{\pi m \text{Re}_{\text{кр}} a^{1,5} v}$	$\frac{12 Q (1-a)\sqrt{k}}{\pi m \text{Re}_{\text{кр}} a^2 v}$

Примечание. $d_{\text{эф}}$ – эффективный диаметр, равный характерному диаметру частиц по Ч. Слехтеру; v – кинематический коэффициент вязкости; a – пористость пласта.

Рассмотрим пример расчета конструкции забоя с гравийной обсыпкой, воспользовавшись для этого формулами М.Д. Миллионщикова. Необходимо оборудовать водозаборную скважину в водоносном пласте с коэффициентом проницаемости $k = 1,2 \times 10^{-8} \text{ см}^2$ и активной пористостью пласта равной 0,2, которая эксплуатировалась бы со стабильным дебитом $2,08 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ в течение максимально возможного срока. Мощность водоносного пласта при этом 10 м.

По формуле М.Д. Миллионщикова критическая скорость фильтрации $v_{\text{кр}}$, при которой обеспечивается турбулизация потока в прифильтровой зоне в ее естественном состоянии

$$v_{\text{кр}} = \frac{v a^{1,5}}{5,65 \sqrt{k}} \text{Re}_{\text{кр}}, \quad (3.20)$$

где v – кинематическая вязкость жидкости, Ст; a – активная пористость, доли единиц; k – коэффициент проницаемости, см^2 , $\text{Re}_{\text{кр}}$ – критическое число Рейнольдса, определенное экспериментально. Для данных условий $\text{Re} = 0,29$,

$$v_{\text{кр}} = \frac{0,01 \cdot 0,2^{1,5} \cdot 0,29}{5,65 \cdot 1,2 \cdot 10^{-8}} = 0,42 \text{ см/с.}$$

Оценим диаметр прифилтровой зоны скважины, в которой будет наблюдаться турбулизация потока,

$$D = \frac{Q}{\pi v_{\text{пр}} m a}, \quad (3.21)$$

где Q – производительность скважины, m – длина фильтра;

$$D = \frac{2,08 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 4,2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2 \cdot 10} = 0,78 \text{ м.}$$

Обычно диаметр зоны кольматации соответствует диаметру зоны турбулизации потока или немного меньше него. Поэтому при расчетах диаметра каверны по приведенным формулам кольматационные процессы можно не учитывать, так как при разработке каверн закольматированная порода полностью удаляется из скважины.

При разработке в пласте каверны расчетного диаметра и замене низкопроницаемых пластовых пород на гравий будет наблюдаться снижение гидравлического сопротивления породы за счет сведения к нулю слагаемого, пропорционального квадрату скорости фильтрации или дебита.

Размер зоны турбулизации может быть так же определен и экспериментальным путем. И.М. Гершанович разработал во ВСЕГИНГЕО метод определения диаметра зоны турбулизации потока по данным расходомерии, который позволяет избежать неточностей, наблюдающихся при теоретической оценке критического числа Рейнольдса, это обусловлено многообразием горных пород, слагающих продуктивные пласты, различием интенсивности кольматации и др.

Каверны, образующиеся в продуктивном интервале, в зависимости от условий, в которых оборудуется забой, должны иметь разную форму профиля. Наиболее проста форма каверны с равномерным диаметром ствола по длине всего продуктивного интервала (см. рис. 3.1, *ж*). Такая форма забоя может быть рекомендована при оборудовании скважины в продуктивных пластах, сложенных однородными по мощности в отношении суффозионных и фильтрационных свойств породами. Создание забоя с постоянным диаметром каверны оправдано только в тех случаях, когда наблюдается равномерный приток по мощности пласта, что наблюдается при его ограниченной мощности.

Если продуктивный интервал сложен неоднородными по фильтрационным и суффозионным свойствам породами, то создавать каверну с постоянным диаметром расширения нет смысла. В наиболее проницаемых участках интенсивность притока выше, чем в соседних, и турбулизация возникает на больших расстояниях от скважины. Кроме этого, кольматирующий материал в наиболее проницаемых интервалах проникает на большую глубину, чем способствует возникновению в них зон турбулизации повышенных размеров.

В наименее проницаемых интервалах силы сцепления между частицами выше и поэтому опасность суффозии в них минимальна. В проницаемых участках сцепление между частицами минимально и опасность возникновения суффозии на контакте слоев пластового песка и гравия высокая. Поэтому при сооружении забоя с постоянным диаметром ствола каверны в неоднородных породах отдельные интервалы по-разному подвержены суффозии. При такой конструкции забоя велика вероятность возникновения в наиболее проницаемых и слабосцементированных интервалах пескопроявлений.

В неоднородных продуктивных интервалах оправдана конструкция забоя с гравийным фильтром с изменяющимся диаметром по мощности пласта (см. рис. 3.1, з). В более проницаемых участках с меньшими силами сцепления между частицами пластовых пород диаметр каверны увеличивается, а в менее проницаемых и более сцементированных снижается. Такая конструкция забоя создает равновесную суффозионную обстановку на стенках каверны по ее длине и снижает гидравлические потери напора из-за исключения турбулизации потока в околоскважинной зоне.

Если мощность продуктивного интервала такова, что обеспечить относительно равномерный приток по длине фильтра невозможно, то использование конструкций, изображенных на рис. 3.1, ж, з, приведет к дополнительным гидравлическим сопротивлениям и снижению дебита из-за неравномерности скоростей притока в скважину. Для снижения гидравлического сопротивления притоку выравниванием входных скоростей следует использовать конструкцию забоя, показанную на рис. 3.1, и.

Диаметр каверны увеличивается от верхней и нижней границ продуктивного интервала. Замена низкопроницаемых пород пласта на высокопроницаемый гравий сопротивление нижней части забоя снижает в сравнении с верхней и поток перераспределяется из верхних в нижние интервалы околоскважинной зоны. Традиционная эпюра входных скоростей потока в скважину, описываемая законами гиперболических синусов или тангенсов

при определенных параметрах каверны, преобразуется в линейную зависимость при постоянной скорости притока по длине всего продуктивного интервала.

Автором предложено техническое решение по созданию каверны, форма которой обеспечивает постоянные входные скорости по мощности продуктивного интервала (см. рис. 3.1, *и*). Пласт вскрывают долотом диаметра, обеспечивающего требуемую толщину обсыпки с учетом предотвращения пескования. Расширителем специальной конструкции обеспечивают создание каверны с увеличивающимся диаметром от верхней к нижней границе продуктивного интервала.

Заданный профиль каверны определяют следующим образом. Исходя из уравнения движения жидкости в фильтровой части скважины, имеем

$$dy(z) = \frac{1}{g} dv^2(z) + \frac{\lambda v^2(z)}{4gr_c} dz, \quad (3.22)$$

где $dy(z)$ – потери напора в фильтровой части скважины на участке длиной dz ; $v(z)$ – скорость потока в фильтровой части скважины в точке с координатой z ; λ – коэффициент трения; r_c – радиус скважины; g – ускорение свободного падения; z – вертикальная координата.

Интегрируя уравнение (3.22) по z при предположении линейности эпюры скоростей в фильтре, получаем понижение напора между точками с координатами z и m

$$\Delta J(z) = \int_z^m df(z) = \frac{1}{g} v(m) \left(1 - \frac{z^2}{m^2} \right) + \frac{\lambda v(m)}{12gr_cm^2} (m^3 - z^3), \quad 0 \leq z \leq m. \quad (3.23)$$

Для выполнения условия линейности эпюры скоростей в фильтре необходимо, чтобы это понижение было скомпенсировано при движении жидкости в околоскважинной зоне

$$\Delta J(z) = \frac{v(m)r_c^2}{2m} \left(\frac{1}{k_4} - \frac{1}{k_1} \right) \ln \frac{R(z)}{R_1}, \quad (3.24)$$

где k_4 – коэффициент фильтрации гравийной обсыпки; k_1 – коэффициент фильтрации пласта; $R(z)$, $R(m)$ – радиус гравийного фильтра в точке с координатами соответственно z и m .

Из выражений (3.23) и (3.24) при $v(m) = Q/\pi r_c^2$ получим $R(z) = R_0 e^0$

$$\theta = \frac{\frac{Q}{\pi r_c^2 g} \left[1 - \frac{z^2}{m^2} + \frac{\lambda}{12 r_c m^2} (m^3 - z^3) \right]}{\frac{r_c^2}{2m} \left(\frac{1}{k_4} - \frac{1}{k_1} \right)}. \quad (3.25)$$

Для примера рассмотрим параметры забоя, который необходимо создать в скважине, вскрывшей водоносный пласт и сложенный песками с коэффициентом фильтрации $k_1 = 20$ м/сут. Фильтр скважины имеет проволочную конструкцию на каркасе 89-мм труб. При заданном дебите $Q = 10$ л/с расчетная толщина обсыпки, исходя из диаметра зоны турбулизации и предупреждения пескования, составила 50 мм. Интервал установки фильтра определен в пределах 55–70 м. Для засыпки использовали гравий с коэффициентом фильтрации $k_4 = 100$ м/сут. Итак, расчетные значения параметров следующие:

$$k_1 = 2,3 \cdot 10^{-4} \text{ м/с}; \quad k_4 = 11,5 \cdot 10^{-4} \text{ м/с};$$

$$R_0 = 0,096 \text{ м}; \quad r_c = 0,0415 \text{ м}, \quad Q = 1 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$m = 15 \text{ м}, \quad \lambda = 0,03, \quad g = 9,8 \text{ м/с}^2.$$

Искомый профиль каверны определили по формуле (3.25), где при заданных параметрах

$$\theta = -2,5 \cdot 10^{-4} z^3 - 4,2 \cdot 10^{-4} z^2 + 1,8.$$

В результате расчетов получены характерные значения, приведенные ниже.

$z, \text{ м} \dots\dots\dots$	0	2	5	10	
$R(z), \text{ м} \dots\dots\dots$	0,58	0,57	0,5	0,3	
$z, \text{ м} \dots\dots\dots$	11	12	13	14	15
$R(z), \text{ м} \dots\dots\dots$	0,25	0,2	0,16	0,12	0,096

Итак, с целью обеспечения постоянных скоростей притока в скважину на контакте с гравийной обсыпкой диаметр каверны следует увеличить с 0,096 до 0,58 м соответственно у верхней и нижней границы продуктивного интервала. Внедрение новых конструкций забоев (см. рис. 3.1), позволило увеличить производительности скважин в среднем на 46–85 % за счет снижения гидравлического сопротивления при выравнивании скоростей притока.

Если производительность скважины обеспечена и основная проблема – предотвращение выноса песка, то целесообразно применять конструкцию, показанную на рис. 3.1, к. Неравномерность скоростей притока в скважину при такой конструкции воз-

растает и увеличиваются общие гидравлические сопротивления, однако на контакте пластового песка с гравием создается постоянный перепад давления по мощности продуктивного интервала. На песчаную частицу, находящуюся на стенках каверны независимо от ее положения, действует постоянная сила гидродинамического давления. Конструкция забоя с уменьшающимся диаметром (от верхней к нижней границе продуктивного интервала) создает постоянную суффозионную устойчивость забоя по длине фильтра.

Для обеспечения равномерно устойчивого забоя к пескопроявлениям профиль каверны должен совпадать с поверхностью постоянного давления в околоскважинной зоне. Расположение поверхности постоянного давления и профиля каверны можно определить теоретически и экспериментальными исследованиями.

На основе данных расходограммы можно определить поверхность постоянного давления. Перепад давления на фильтре можно найти из известной формулы истечения жидкости из затопленного отверстия

$$v = \mu n \sqrt{2gJ}, \quad (3.26)$$

где μn – гидравлический параметр; μ – коэффициент расхода, n – скважность.

Закон распределения скоростей притока подчиняется закону гиперболических косинусов

$$v = v_0 \operatorname{ch} \frac{566\mu n l}{D}, \quad (3.27)$$

где v – скорость фильтрации на высоте l от нижнего продуктивного интервала; v_0 – скорость фильтрации в нижнем сечении продуктивного интервала; D – диаметр каверны.

Приравнивая правые части уравнений (3.26) и (3.27), получаем закон распределения перепада давления по мощности продуктивного интервала

$$J(z) = \frac{1}{2g} \left(\frac{v_0}{\mu n} \right)^2 \operatorname{ch}^2 \frac{566\mu n l}{D}. \quad (3.28)$$

Для распределения скоростей по длине продуктивного интервала, подчиняющегося закону гиперболических синусов, уравнение распределения давления принимает следующий вид:

$$J(z) = \frac{1}{2g} \left(\frac{\operatorname{sh} \gamma l}{\mu n \operatorname{sh} \gamma} \right)^2. \quad (3.29)$$

Равенства (3.28) и (3.29) дают хорошую сходимость в реальных условиях.

Характер изменения давления с расстоянием от скважины определяется уравнением (1.25). При ламинарном режиме фильтрации флюида, который необходимо обеспечить в прифильтровой зоне, давление в пласте по мере удаления от скважины определяется только линейным первым членом выражения (1.25). Решая совместно равенства (3.28) и (1.25), получаем формулу кривой постоянного давления, которая будет соответствовать рекомендуемому профилю каверны

$$r = r_0 e^{-\left(\frac{\pi k m v_0^2}{g(\mu n)^2 \nu \rho Q} \operatorname{ch}^2 \frac{283 \mu n l}{r_0} \right)}. \quad (3.30)$$

Для гиперкосинусоидального распределения скоростей притока

$$r = r_0 e^{\frac{\pi k m}{\nu \rho g Q} \left(\frac{\operatorname{sh} \gamma l}{\mu n \operatorname{sh} \gamma} \right)}. \quad (3.31)$$

Рассмотрим пример оборудования скважины забоем, диаметр которого увеличивается от нижней и верхней границе продуктивного интервала. Данные опытов показали гиперкосинусоидальный закон распределения скоростей по длине фильтра с параметром $\gamma = 1$.

Для проведения расчетов в размерностях Q [л/с], l [м], k [м/сут], ΔJ [м], m [м] рекомендуется использовать в равенстве (1.25) переводной коэффициент 2,73. Первый член уравнения (1.25) принимает вид

$$Q = 2,73 k l \Delta J \left(\lg \frac{r}{r_0} \right)^{-1};$$

$$\frac{r}{r_0} = 10^{\frac{2,73 k l \Delta J}{Q}}; \quad r = r_0 \cdot 10^{\frac{2,73 k l \Delta J}{Q}},$$

где r_0 — радиус каверны у нижней границы продуктивного интервала, r — радиус прифильтровой зоны, на котором наблюдается такое же давление на высоте l , как и у нижней границы.

Для начальных условий при мощности пласта $m = 5$ м, коэффициенте фильтрации пород $k = 1$ м/сут и дебите воды $Q = 0,8$ л/с получим выражение для определения профиля воронок.

Результаты расчетов по формуле приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

l , мм	v , см/с	J , м	ΔJ , м	r , м	Δr , м
0,85	0,26	0,0017	0,001	0,089	0,0035
0,95	0,30	0,0039	0,0012	0,097	0,0045
1,05	0,347	0,0039	0,0017	0,097	0,007
1,15	0,405	0,0056	0,0023	0,104	0,01
1,25	0,475	0,0074	0,0026	0,114	0,012
1,35	0,57	0,0105	0,0027	0,14	0,014
1,45	0,375	0,1132			

Примечание. ΔJ , Δr – приращение соответственно длины каверны, перепада напора на стенках и радиуса поверхности постоянного давления (радиуса каверны от нижней границы продуктивного интервала); $\Delta l = 0,1$.

Для обеспечения постоянного перепада давления на частицах песка, на стенках каверны, контактирующих со слоем гравия и постоянной суффозионной устойчивости забоя по длине продуктивного интервала в рассмотренном примере на участке установки фильтра 0,85–1,45 м следует увеличить диаметр каверны с 89 до 140 мм. Создание заданного профиля каверны обеспечивается специальным инструментом при расчетных режимах обработки.

Известны конструкции забоев, которые предусматривают при опасности возникновения суффозии крепление пород в околоскважинной зоне специальными материалами (рис. 3.1, л). В продуктивный интервал закачивают специальные растворы, которые скрепляют пластовые частицы между собой, снижая вероятность их миграции в скважину при эксплуатации. Если пластовый песок не крепят при сооружении забоя данного типа, то проницаемость околоскважинной зоны резко снижается. В порах песка накапливается скрепляющий материал, снижается эффективная пористость, формируются тупиковые зоны, резко возрастают действительные скорости движения потока и гидравлические потери напора. Предложенная конструкция забоя хотя и позволяет предотвратить пескование, но требует неоправданно существенного снижения дебита. Поэтому данную конструкцию забоя рекомендуется применять в исключительных случаях, когда другие конструкции технически не осуществимы.

Более прогрессивна конструкция забоя, предусматривающая создание в неустойчивых породах специального тампонажного камня, который в продуктивных интервалах имеет пористую проницаемую структуру. Технология крепления скважин и параметры тампонажных растворов предложены М.У. Шаусмановым. Известны и другие специальные проницаемые материалы. Созданный пористый камень экранирует песок продуктивного пласта от фильтра, чем предотвращает суффозию. Материал имеет

необходимую прочность, хотя проницаемость его пока низкая, что не позволяет получить высокие дебиты.

Представленные конструкции забоев описаны применительно к типовым условиям сооружения скважин. Возможны комбинации разных типов забоев. Например, для неоднородных в фильтрационном и суффозионном отношении песков значительной мощности при высокой вероятности снижения дебита из-за неравномерности притока целесообразна комбинация конструкций забоев, показанных на рис. 3.1, *з, и*. В этом случае расширяющийся к низу забой будет иметь неравномерную форму. При разделении продуктивных интервалов слабопроницаемыми породами значительной мощности целесообразно применение многосекционных конструкций в различном сочетании забоев (см. рис. 3.1). Возможен переход во время эксплуатации с одной конструкции забоя на другую. Часто вокруг фильтра под устойчивой кровлей формируется полая воронка, аналогичная бесфильтровой конструкции.

3.2. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

При вскрытии продуктивного пласта следует минимизировать проникновение в околоскважинную зону инородных примесей, фильтрата раствора и вероятность образования на стенках скважины слабопроницаемой корки. На интенсивность кольматации влияют тип промывочной жидкости и перепад давления на пласт.

Минимальное изменение фильтрационных характеристик пласта в околоскважинной зоне наблюдается при использовании в качестве промывочной жидкости жидкость, аналогичную по свойствам пластовой, и уменьшении репрессии на пласт, а следовательно и глубины проникновения шлама и раствора.

3.2.1. ВСКРЫТИЕ ПЛАСТОВ С НОРМАЛЬНЫМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ. ВСКРЫТИЕ С ПРОМЫВКОЙ ВОДОЙ

При вскрытии водоносного пласта фильтрационные параметры пласта в околоскважинной зоне лучше всего сохраняются при использовании в качестве промывочной жидкости чистой воды.

Технология вскрытия водоносного пласта с промывкой водой внедряется ВСЕГИНГЕО начиная с 50-х гг., однако пока объемы применения этой технологии незначительны. Стремление использовать вместо воды глинистые или другие вязкие промывоч-

ные жидкости производственными организациями объясняется опасностью обрушения стенок скважины, прихватом инструмента и сложностью посадки фильтра в заданный интервал. В реальных условиях при правильно выбранной технологии в случае промывки скважины водой устойчивость стенок можно гарантировать.

Многочисленными исследованиями установлено, что устойчивость стенок скважины сохраняется, если в процессе всего цикла работ при вскрытии пласта и оборудовании скважины поддерживается репрессия на пласт не ниже 0,03–0,05 МПа. Из этого условия вытекает основное ограничение применения технологии вскрытия пластов с промывкой чистой водой – невозможность оборудования скважин при высоких пластовых давлениях, особенно при самоизливе.

В процессе промывки на пласт действуют статическая и гидродинамическая составляющие репрессии. Статическая составляющая равна произведению превышения уровня циркулирующего потока над статическим уровнем на плотность воды и ускорение свободного падения, а гидродинамическая составляющая – сумме потерь напора при движении восходящего потока в кольцевом пространстве скважины над вскрываемым интервалом и в сливной магистрали оголовка на устье. Поэтому в процессе бурения устойчивость стенки обеспечивается за счет повышенной репрессии на пласт.

Наибольшая опасность обрушения стенок при вскрытии пласта наблюдается при перерывах циркуляции, а особенно – в случае подъема или расхаживания инструмента, калибровки ствола. С целью сохранения устойчивости стенок необходимо обеспечивать превышение уровня над статическим не ниже 3–5 м вод. столба. Превышение уровня при перерывах циркуляции поддерживается доливом воды в устья в кольцевое пространство. Воду можно доливать от бурового насоса переключением трехходового крана и перепуска воды через специальный шланг к устью скважины, либо от специальной емкости самотеком. При глубоких статических уровнях возникает сложность контроля за сохранением заданного превышения уровня. В этих случаях обычно осуществляют долив воды до устья.

Перед вскрытием пласта и разбуриванием цементной пробки наработанный раствор удаляют из отстойников, которые заполняют водой. Полностью удалить глинистые и другие фракции из отстойника не удастся, поэтому образуется малоглинистый раствор с низкими структурными свойствами. Способность проникать в пласт у такого раствора примерно такая же, как у чистой воды, а содержания различных примесей достаточно для

существенной кольматации околоскважинной зоны. Исследованиями Русбурмаш установлено, что, кольматация малоглинистыми растворами – наиболее опасный вид засорения пласта, при котором интенсивность снижения фильтрационных характеристик в околоскважинной зоне выше, чем у глинистых и других вязких растворов (их параметры контролируют на поверхности).

Предпочтительнее использовать схему вскрытия пласта с отбором воды буровым насосом из специальной емкости. В этом случае исключается попадание в воду кольматантов. Для промывки удобно использовать цементировочный агрегат с двумя емкостями по 3 м³. При вскрытии на буровой необходимо обеспечить требуемый запас воды с учетом планируемого поглощения. Интенсивность поглощения определяется по приемистости скважины при репрессии на пласт 0,03–0,05 МПа, которая рассчитывается по известным формулам. Долив воды в кольцевое пространство скважины при прекращении подъема должен соответствовать расчетным значениям приемистости скважины.

Последовательность технологических операций по вскрытию пласта с промывкой водой следующая. После крепления скважины и ОЗЦ спускают инструмент и разбуривают цементную пробку и промывают чистой водой. За время разбуривания цемента естественный раствор, находящийся в инструменте, замещается на чистую воду и при вскрытии со стенками скважины в интервале водоносного пласта контактирует только вода и шлам. Перед вскрытием следует убедиться в создании достаточного запаса воды на буровой.

Циркуляционную систему для промывки монтируют в следующем порядке. При использовании для вскрытия пласта цементировочного агрегата нагнетательная магистраль насоса 9 т соединяется с вертлюгом. Вода из емкостей насосом цементировочного агрегата нагнетается через вертлюг в колонну труб и оттуда поступает на забой. Емкости агрегата пополняются по мере опорожнения из водовозок или промежуточной емкости с помощью центробежного насоса, цементировочного агрегата или бурового насоса. При перерывах циркуляции долив осуществляют в кольцевое пространство скважины из емкостей цементировочного агрегата или водовозки через сливную магистраль самотеком. Расход долива регулируют вентилем.

При наращивании инструмента и любой другой технологической операции, требующей подъема снаряда, интенсивность долива увеличивается на объем поднимаемых в единицу времени труб. При отсутствии цементировочного агрегата промывку скважины осуществляют буровым насосом, забирающим воду из водовозки, через промежуточную емкость. Жидкость доливают в

кольцевое пространство через сливную магистраль водовозки или промежуточной емкости самотеком и регулируют вентилями.

После вскрытия продуктивного интервала бурят скважину под отстойник на 3–5 м ниже нижней границы установки фильтра. После сооружения скважины до расчетной отметки инструмент извлекают. Подъем сопровождается обязательным доливом воды в кольцевое пространство.

Если интервал залегания продуктивного пласта неизвестен, то сначала бурят пилот-ствол меньшего диаметра, в котором проводят геофизические исследования. По данным опробования определяют интервал установки фильтра, после чего вскрывают пласт в последовательности, описанной выше. Далее скважину оборудуют выбранным типом забоя, устанавливают фильтр и начинают освоение. Все технологические операции, предшествующие освоению, обязательно сопровождаются доливом воды в кольцевое пространство, через устье, за исключением предусматривающих циркуляцию в скважине.

Процесс вскрытия пластов с промывкой чистой водой осложняется при наличии в разрезе глинистых пород, которые необходимо разбуривать. Обычно в кровле и подошве водоносного пласта, сложенного песками различных фракций, залегают глинистые породы, при бурении которых нарабатывается естественный раствор. Фильтрат раствора совместно с глинистым шламом проникает в околоскважинную зону пласта, снижая его проницаемость. Кольматация естественным наработанным раствором может привести к катастрофическому засорению пласта и снижению, а иногда и полному прекращению дебита. Вследствие низких структурных свойств раствора фильтрат и шлам проникает в пласт на большую глубину. Частицы глинистого шлама имеют первоначально заниженный размер по причине малого времени контакта с водой с момента разбуривания до попадания в поры пласта. С течением времени попавшие в поры пласта глинистые частицы набухают и экранируют скважину от водоносного пласта, иногда полностью.

Кольматации пласта безглинистыми частицами практически всегда можно избежать. В процессе бурения песков частицы не разрушаются, а нарушаются только связи между ними. Поэтому размер шлама обычно соответствует гранулометрическому составу разбуриваемого пласта. Исключение составляют неоднородные пески, когда в подошве продуктивного интервала залегают фракции песка, размер которых в 6 раз меньше средних фракций песков в интервале установки фильтра. В этом случае проникновения шлама избежать нельзя. Аналогичный эффект

наблюдается при нескольких продуктивных интервалах, размежеванных пропластками из тонких и пылеватых фракций.

На основании вышеизложенного можно определить радиональную область применения технологии вскрытия пластов с промывкой чистой водой.

Это разрезы, в которых исключается необходимость разбуривания глинистых пород и вероятность образования естественного раствора, а также отсутствуют пропластки, сложенные частицами размера в 6 раз меньше среднего размера частиц продуктивного интервала.

Если избежать разбуривания глинистых пород нельзя, то проникновение естественного раствора в пласт следует ограничить. Это можно сделать созданием на стенках скважины слабопроницаемой корки. В этом случае можно рекомендовать для вскрытия пласта глинистый раствор нормальных параметров. При вскрытии на стенках скважины формируется глинистая корка, предохраняющая пласт от глубокого проникновения кольматанта. Скважину бурят до расчетной глубины, после чего специальными расширителями пилот-ствол в интервале установки фильтра рекомендуется расширять, удалив при этом закольматированную зону. При расширении нет необходимости разбуривания глинистых пород, а следовательно исключается возможность наработки естественного раствора и кольматации.

Вскрытие с промывкой полимерными растворами. Большее распространение в практике находят полимерные самораспадающиеся растворы. Их суть в том, что при вскрытии пласта в начальный момент на стенках скважины формируется слабопроницаемая пленка, которая со временем или при добавлении специального реагента разрушается и удаляется из скважины при откачке.

В.М. Беляков рекомендует использовать в качестве полимерной добавки 4–5 % модифицированного крахмала, т.е. 40–50 м сухого порошка на 1 м³ воды. Для экономии реагента в нескольких случаях допускается использование 3 % водного раствора крахмала и 3 % раствора хины. Раствор имеет плотность 1000–1020 кг/м³, вязкость 20 с, водоотдачу 12 см³ за 30 мин. Если необходимо увеличить плотность раствора, то его подсаживают.

Распад структуры раствора наступает в течении 3–4 сут. Для ускорения процесса распада в раствор добавляют амилосубтилин. При добавке амилосубтилина распад структуры происходит в течение 6 ч. С целью минимизации кольматации раствор не модифицированного крахмала обрабатывают каустической содой. Раствор рекомендуется готовить гидросмесителями электронного типа.

А.М. Коломеец рекомендует использовать для вскрытия водоносных пластов водогипановые растворы. Водогипановый раствор представляет собой раствор гипана-1 или гипана-0,7 в технической воде. Обычно гипан поставляется в виде 10–15 % водного раствора в бочках или цистернах.

Гипан добавляется в воду в объеме 1–5 %. При температуре +10 °С вязкость раствора изменяется от 16 до 30 с, с увеличением вязкости снижается водоотдача раствора. Ниже приведены данные относительно снижения водоотдачи водогипановых растворов в сравнении с водой [14, 22].

Условная вязкость, с.....	17	20	23	26	30
Снижение фильтрационного расхода водогипанового раствора в сравнении с водой, раз.....	2	5	7,5	10	14

Температура замерзания водогипанового раствора равна 4,5 °С. При добавке в раствор 1–5 % соли температура замерзания снижается до –7 – –9 °С. При этом вязкость раствора снижается с 28–30 до 17–21 с.

В целях исключения кольтатации водогипановые растворы нельзя обогащать глиной. В этой связи осложняется использование водогипановых растворов в разрезах, содержащих глинистые породы.

Для удаления полимерной пленки, образованной на стенках скважины при промывке водогипановых растворов, скважину следует промыть при высоких скоростях движения восходящего потока или освоить другим способом. Со временем полимерная пленка преобразуется в низкопроницаемый гель-камень, разрушить который сложно. Дебит скважины в этом случае может существенно снижаться. Отмеченная особенность водогипановых растворов преобразования полимерной пленки в непроницаемую плотную структуру используется в нефтяной и газовой промышленности для борьбы с водопритоками в процессе бурения, изоляции водоносных пластов. В этой связи использовать водогипановые растворы можно лишь в случае, если гарантируется эффективное освоение и разрушение пленки.

Имеется опыт применения для вскрытия пластов полимерных растворов на основе КМЦ. Состав раствора на 1 м³ следующий: 7–10 кг КМЦ, 80–100 кг (с добавкой мела) УЩР. Кроме этого, в качестве основных реагентов полимерных растворов используют картофельную мезгу, метас, сапропель, ломакриламид и др. Вследствие повышенных структурных свойств полимерные растворы характеризуются высокой выносной способностью и позволяют очистить ствол скважины от шлама даже при больших диаметрах ствола.

3.2.2. ВСКРЫТИЕ НИЗКОНАПОРНЫХ ПЛАСТОВ

Вскрытие пласта с низкими давлениями (даже при использовании прогрессивных промывочных жидкостей) существенно осложняется. При циркуляции возникают большие перепады давления на пласт, что вызывает нарушение его естественной структуры, полное поглощение промывочной жидкости. При катастрофическом поглощении промывочной жидкости фильтрат со шламом и другими примесями проникает на такую глубину, откуда извлечь его при освоении невозможно.

Для вскрытия низконапорных пластов рекомендуется использовать технологию бурения при сбалансированном давлении с газожидкостными смесями. Технология бурения при этом помимо повышенного качества вскрытия пласта (за счет сбалансированного давления в стволе скважины и пласте) позволяет увеличить скорость бурения за счет интенсификации очистки забоя. При малых скоростях потока, низкой выносной способности очистных агентов, значительный объем шлама не выносится на поверхность, а многократно перемалывается и переизмельчается на забое. Поэтому большая часть энергии используется не на разрушение забоя, а на перемалывание и измельчение шлама.

Рост скорости потока, выносящего шлам, позволяет увеличить механическую скорость бурения при обратной промывке в 2–4 раза, а при гидротранспорте керна – на порядок. Применение способов, обеспечивающих высокие скорости восходящего потока, не всегда возможно, например при глубинах скважины более 200 м, отсутствии специального инструмента и т.д. Увеличить механическую скорость бурения можно не только за счет повышения скорости восходящего потока, но и увеличением несущей способности очистного агента. Обычно увеличить несущую способность очистного агента стремятся за счет повышения вязкости, удельного веса и укрепления структурных свойств раствора. Такой путь повышения несущей способности очистного агента не нашел широкого применения по двум причинам.

Первая причина заключается в увеличении дифференциального давления на забой и на разрушаемую породу при использовании утяжеленных растворов с выраженными структурными свойствами, и как следствие – в снижении интенсивности разрушения породы и механической скорости бурения. Обычно применение утяжеленных растворов, имеющих повышенную выносную способность, приводит к снижению механической скорости в сравнении с бурением с промывкой водой или более легкими растворами. Вторая причина – необратимая коагуляция

водоносного пласта, снижение проницаемости прифилътовой зоны и эксплуатационных характеристик скважин. Кроме того, использование утяжеленных растворов приводит к образованию эластичной пленки на стенках скважины, наличие которой способствует снижению качества цементирования обсадных колонн, возникновению межпластовых перетоков и угрозы окружающей среде.

Наиболее прогрессивное направление в области совершенствования промывки скважины – разработка рецептур газожидкостных смесей и технологии их приготовления. Газожидкостные смеси, с одной стороны, имеют высокую несущую способность, обычно в 8–9 раз превышающую выносную способность аналогичного объема воды, а с другой стороны, не создают избыточное дифференциальное давление на забой, что обуславливает ускоренное разрушение породы и своевременное удаление ее из скважины.

При эксплуатации месторождения подземных вод происходит сработка уровней и все большее число скважин вскрывают низконапорные пласты. Проходка скважин в таких условиях может быть эффективна только при обеспечении баланса давления в системе скважина – пласт, т.е. сбалансированном, уравновешенном давлении. Создание сбалансированного давления в системе скважина – пласт при бурении неартезианских скважин (несамоизливающихся) возможно при использовании облегченных газожидкостных очистных агентов. Баланс давления на стенках скважины позволяет поддерживать их в устойчивом состоянии и предотвратить поглощения фильтрата раствора.

Предупреждение поглощения фильтрата раствора при применении газожидкостных очистных агентов позволяет достичь следующих преимуществ при бурении:

- обеспечение возможности применения вращательного способа бурения с промывкой в поглощающих разрезах;

- своевременный вынос выбуренной породы по всему стволу скважины, увеличение скорости бурения;

- минимизация набухания глинистых пород при проникновении фильтрата, предупреждение затяжек инструмента, исключение необходимости калибровки ствола скважины;

- минимизация кольтации водоносного пласта, улучшение фильтрационных свойств околоскважинной зоны, повышение эксплуатационных характеристик скважин;

- упрощение конструкции скважин частичным исключением промежуточных колонн для перекрытия поглощающих интервалов;

- экономия воды, реагентов и энергии;

уменьшение загрязнения разреза при бурении, предупредительные мероприятия по охране окружающей среды.

При уравновешенном давлении стенки скважины поддерживаются в устойчивом положении, что обуславливает преимущества применения газожидкостных очистных агентов при бурении; предупреждение сальникообразования, прихватов инструмента обрывов труб и других видов аварий;

предотвращение повышения давления в нагнетательной магистрали, прессования насоса, интенсификации поглощения и потери циркуляции;

повышение скорости бурения исключением повторного измельчения обрушенных пород;

упрощение конструкции скважины частичным исключением промежуточных обсадных колонн, используемых для перекрытия интервалов обвалообразования;

минимизация межпластовых перетоков, возникающих при некачественном цементировании, которое вызвано обрушением стенок скважины эксцентричным характером установки обсадных колонн.

Анализ перечисленных преимуществ позволяет сделать вывод о том, что при бурении скважин с промывкой газожидкостными смесями может быть повышена механическая скорость бурения, снижена стоимость скважины, повышается качество строительства, удовлетворяются требования к охране окружающей среды, экономятся материалы и реагенты.

Рациональная область применения технологии определяется условиями, в которых преимущества газожидкостных очистных агентов проявляются наиболее полно. Технологию очистки скважины газожидкостными смесями рекомендуется использовать в следующих случаях.

Бурение в породах, склонных к поглощению фильтрата очистного агента.

Неудовлетворительная скорость бурения скважины.

Бурение скважин большого диаметра.

Бурение в породах, склонных к набуханию и обрушению при проникновении фильтрата.

Повышенные требования к охране окружающей среды, качеству цементирования.

Необходимость упрощения конструкции скважины, уменьшения числа промежуточных колонн.

Проведение работ в условиях отсутствия стабильного снабжения водой и реагентами.

Основные параметры газожидкостных смесей. Параметры аэрированных жидкостей выбирают для следующих условий:

бурения скважины при сбалансированном давлении;
 обеспечение требуемой несущей способности раствора при заданной производительности насосного оборудования, скорости бурения и конструкции скважины;
 экономное использование реагентов.

Основной параметр газожидкостной смеси – объемное отношение жидкой и газовой фаз. Определим это соотношение. Сбалансированное давление в процессе бурения наблюдается в случае равенства гидростатического давления столба аэрированной жидкости высотой до устья пластовому давлению. Для обеспечения стабильной устойчивости стенок скважины обычно рекомендуется проходить скважину при репрессии на пласт в пределах 0,03–0,05 МПа.

В процессе циркуляции величина требуемой репрессии на пласт обеспечивается за счет потерь напора в кольцевом пространстве скважины в интервале от забоя до устья

$$p_{\text{пл}} + \Delta p = \rho_c gH, \quad (3.32)$$

где $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление; Δp – требуемая репрессия на пласт; ρ_c – плотность очистного агента; H – глубина скважины.

Из выражения (3.32) необходимая плотность очистного агента

$$\rho_c = \frac{p_{\text{пл}} + \Delta p}{gH}. \quad (3.33)$$

В случае вскрытия водоносных пород пластовое давление может быть выражено через глубину статического уровня. Тогда требуемая плотность очистного агента может быть определена по формуле

$$\rho_c = \frac{\rho g H_{\text{ст}} + \Delta p}{gH} = \rho \frac{H_{\text{ст}}}{H} + \frac{\Delta p}{gH}, \quad (3.34)$$

где ρ – плотность пластовой жидкости; $H_{\text{ст}}$ – высота от кровли пласта до уровня установления жидкости в скважине в статическом режиме.

Упростим выражение (3.34), приняв под необходимой репрессией величину превышения уровня в скважине ΔH

$$\rho_c = \rho \frac{H_{\text{ст}}}{H} + \rho \frac{\Delta H}{H} = \rho \frac{H_{\text{ст}} + \Delta H}{H}. \quad (3.35)$$

По выражению (3.35) определяют необходимый объем воздуха в единице объема жидкости. В случае использования аэрированной воды без утяжеляющих добавок объем воздуха в долях единицы в единичном объеме воды

$$W_B = 1 - \frac{H_{ст} + \Delta H}{H}. \quad (3.36)$$

По формуле (3.36) определяется необходимый объем воздуха в единице объема жидкости на поверхности, т.е. при атмосферном давлении. В скважине давление превышает атмосферное, поэтому с удалением от поверхности воздух будет сжиматься и его объем будет уменьшаться. Принимая, что объем воздуха уменьшается прямо пропорционально увеличению давления, рациональный коэффициент эжекции на поверхности можно выразить через среднее давление в стволе скважины при условии постоянства температуры жидкости в циркуляционной системе.

$$\bar{W}_B = W_B \frac{\bar{p}_{скв}}{p_{ат}}, \quad (3.37)$$

где W_B – объем воздуха, необходимый для эжекции в жидкость на поверхности в нагнетательной магистрали; $\bar{p}_{скв}$ – среднее давление в стволе скважины; $p_{ат}$ – атмосферное давление.

Подставляя в уравнение (3.37) величину среднего давления в стволе скважины, получаем

$$\bar{W}_B = W_B \frac{\rho_c g H}{10 \rho g} = 0,1 W_B H \frac{\rho_c}{\rho}. \quad (3.38)$$

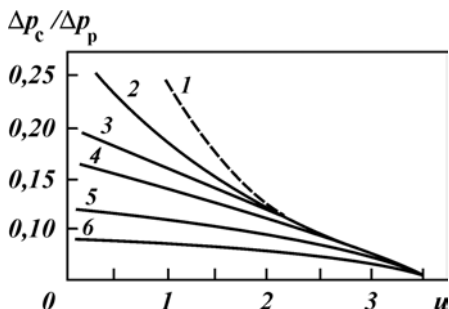
Преобразуя равенство (3.38) с учетом выражения (3.36), получаем уравнение для определения необходимой эжекции потока на поверхности

$$\bar{W}_B = 0,1 \left(1 - \frac{H_{ст} + \Delta H}{H} \right) H. \quad (3.39)$$

Коэффициент эжекции можно определить через параметры струйного аппарата и режимы закачки. На рис. 3.4 представлены типовые графики зависимости коэффициента эжекции от отношения перепадов давления между рабочей магистралью и камерой эжекции Δp_c и между нагнетательной магистралью перед соплом и камерой эжекции Δp_b для различных отношений площадей камеры смешения и сопла Δf . Чем больше отношение площадей камеры смешения и сопла, тем выше степень сжатия струи и больше коэффициент эжекции. Регулировать объем воздуха, подсасываемого в струйный аппарат, можно в пределах от 0 до 3,5 объемного расхода рабочей жидкости (см. рис. 3.4).

Если необходимо приготовить смесь с газожидкостным отношением больше чем 3,5, то в качестве рабочей жидкости в

Рис. 3.4. Зависимость соотношения перепадов давления между рабочей магистралью и камерой эжекции Δp_c и между нагнетательной магистралью перед соплом и камерой эжекции Δp_p от коэффициента эжекции и для различных отношений площадей камеры смещения и сопла Δf : 1 – расчетная кривая; 2 – 6,5; 3 – 8,5; 4 – 9,8; 5 – 3,8; 6 – 18,8



струйном аппарате используют воздух, а в качестве эжектируемой среды – воду и реагенты.

Следующим важным параметром газожидкостной смеси считается ее несущая способность. Несущая способность смеси обусловлена ее статическим и динамическим сопротивлением сдвигу, которые определяются на стандартных ротационных вискозиметрах. Необходимое значение сопротивления сдвигу смеси находится из условия выноса частиц шлама, образующихся при разрушении забоя.

Частица будет находиться во взвешенном состоянии, если ее вес уравнивается силами сопротивления смеси

$$G = \tau S_4, \quad (3.40)$$

где G – вес частицы, τ – касательные напряжения на поверхности частицы площадью S_4 .

При сферичной форме частицы ее вес

$$G = \frac{\pi d^3}{6} (\rho_\tau - \rho), \quad (3.41)$$

где d – диаметр частицы, ρ_τ , ρ – плотность соответственно шлама и смеси.

Поверхность частицы шлама

$$S_n = \pi d^2. \quad (3.42)$$

Приравняв выражения (3.40) и (3.41) и подставив в равенства (3.41) и (3.42), получим уравнение для определения необходимых величин касательных напряжений на поверхности частицы

$$\tau = \frac{d(\rho_\tau - \rho)}{6}. \quad (3.43)$$

Установлено, что величина касательных напряжений τ находится в прямолинейной зависимости от статического напряжения сдвига θ и выражается произведением

$$\tau \theta m, \quad (3.44)$$

где m – коэффициент, зависящий от формы и размеров частицы (для шарообразных частиц $m = 1,6 \div 2,5$ при уменьшении их размеров от 40 до 2 мм).

С увеличением размера частицы коэффициент m уменьшается. При отклонении формы частицы от сферической коэффициент m также уменьшается.

Максимальный диаметр частиц, выносящихся смесью

$$d = \frac{6m\theta}{\rho_m - \rho}. \quad (3.45)$$

В практике обычно при выборе типа смеси важно определить статическое напряжение исходя из характерного размера частиц образующегося шлама d , зависящего от типа породобразующего инструмента, режимов бурения, типа пород и др.

Требуемое статическое напряжение сдвига смеси θ определяется по формуле

$$\theta = \frac{d(\rho_m - \rho)}{6m}. \quad (3.46)$$

Величина статического напряжения сдвига смеси θ регулируется введением специализированных добавок.

Важными параметрами газожидкостной смеси считаются также ее состав и типы используемых реагентов. Повышение несущей способности смеси достигается за счет укрепления структурных свойств. Наиболее интенсивно образуются структурные связи с газожидкостной смесью при добавке поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Добавки ПАВ могут повысить несущую способность смеси в 8–9 раз. Добавки ПАВ к жидкой фазе смеси составляют 0,1–2 % по объему, а в редких случаях достигают 5 % (например при вскрытии водоносного пласта). Наиболее часто в качестве ПАВ используют реагенты ОП-7, ОП-10, УФЭ и сульфанол.

Повышению несущих свойств смеси способствуют добавки полимеров в объеме 1–2 %. В качестве полимеров используют крахмал, декстрин, полиакриламид (ПАА), гидролизированный полиакриламид РС-2, гидролизированный полиакрилонитрил (гипан), реагенты К-4, К-6, К-9, метас, акриловый сополимер М-14. Образованию структурных свойств раствора способствуют добавки в

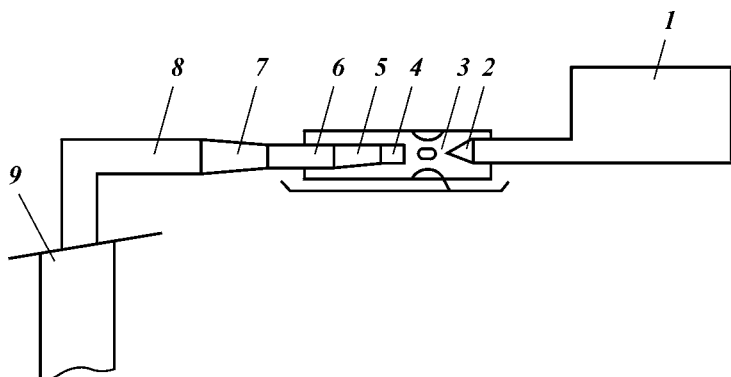


Рис. 3.5. Принципиальная схема бескомпрессорной аэрации:

1 – насос; 2 – сопло; 3 – эжекционная камера; 4 – рабочая камера; 5 – диффузор; 6 – камера смещения; 7 – конфузор; 8 – нагнетательная магистраль; 9 – скважина

объеме 1–3 % карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), целлюлозы, карбофена.

С целью снижения водоотдачи смеси добавляют реагенты-стабилизаторы, к которым относятся углещелочной реагент (УЩР), торфо-щелочной реагент (ТЩР), нитрогуматные реагенты (СНГР), хромогуматные реагенты, лигнин, сульфит-спиртовая барда (ССБ) и другие добавки в объеме 1–3 %.

Приготовление аэрированной промывочной жидкости. Различают бескомпрессорную (рис. 3.5) и компрессорную (рис. 3.6)

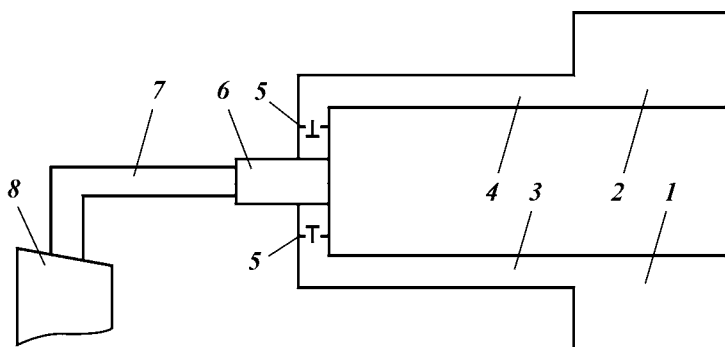


Рис. 3.6. Принципиальная схема компрессорной аэрации:

1 – насос; 2 – компрессор; 3 – нагнетательная магистраль насоса; 4 – нагнетательная магистраль компрессора; 5 – клапан; 6 – смеситель; 7 – нагнетательная магистраль; 8 – скважина

аэрации промывочной жидкости. Обе схемы предполагают промывку скважины при малых давлениях нагнетания (0,6–0,7 МПа), что исключает возможность применения технологии промывки скважины аэрированными растворами традиционными методами с использованием стандартного оборудования при увеличении глубины скважины более 100 м и скорости восходящего потока более 0,5 м/с. Обычные схемы не обеспечивают требуемого давления и в начальный период циркуляции, когда требуется продавить значительный столб жидкости в кольцевом пространстве.

С целью обеспечения продавки жидкости в начальный момент циркуляции автором предлагается схема обвязки водоструйного насоса (струйного смесителя) с обводным каналом (рис. 3.7). В начальный момент обеспечения циркуляции жидкость подается с помощью регулировки кранов 3 по обводному каналу, минуя струйный смеситель в скважину. Аэрации в этом случае не происходит. После восстановления циркуляции переключают краны 3 и обеспечивают прохождение жидкости, минуя обводной канал через струйный смеситель. За счет высоких скоростей истечения струи из сопла смесителя создается вакуум в камере эжекции и воздух подается в нагнетательную магистраль. Объем подсосываемого воздуха регулируется за счет изменения расхода жидкости через сопло эжекторного смесителя. С ростом скорости истечения струи через насадку увеличиваются высота всасывания насоса (вакуум) и объем подсосываемого воздуха. Объем воздуха пропорционален квадрату скорости истечения струи жидкости.

Схема обвязки струйного смесителя с обводным каналом

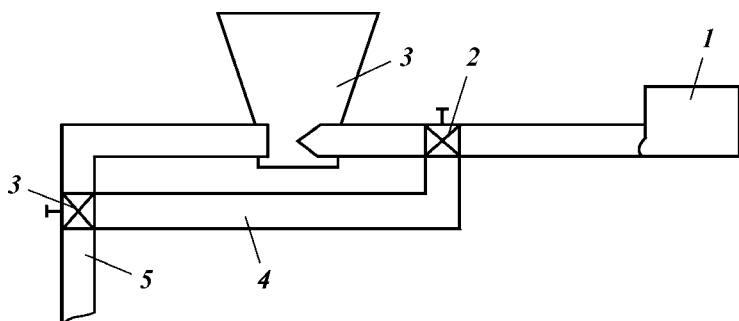


Рис. 3.7. Схема обвязки струйного смесителя с обводным каналом:

1 – насос; 2 – трехходовой кран; 3 – струйный смеситель; 4 – обводная магистраль; 5 – скважина

проста и удобна в использовании. Вместе с тем она имеет следующие существенные недостатки:

отсутствие аэрации в начальный момент продавки, что может вызвать сильные поглощения и колыматацию пласта;

прерывистая подача воздуха в нагнетательную магистраль, обусловленная изменением гидравлического сопротивления циркуляции в скважине в процессе бурения;

потеря циркуляции при обрушении стенок скважины и, как следствие, прихват инструмента и обрыв труб;

необходимость ручного регулирования кранов 3 и направления движения потока;

сложность герметизации обводного канала при использовании стандартных трехходовых кранов и рекомендуемых перепадов давления на сопле эжекторного смесителя 1–1,5 МПа.

С целью обеспечения стабильной работы струйного смесителя автором предлагается конструкция аппарата с регулируемым размером сопла, что позволяет при изменении условий промывки менять размер сопла и поддерживать тем самым заданный коэффициент эжекции (см. рис. 3.4). Эжекторный смеситель (рис. 3.8) можно устанавливать с обводненным каналом и без него. Сопло имеет форму кольцевой щели. Размер сопла, а следовательно сечение потока, скорость струи, высота всасывания насоса и коэффициент эжекции регулируется вращением эжекторного патрубков внутри сопла в резьбовом соединении.

С ростом сопротивления циркуляции (например при бурении мягких пород), увеличением концентрации шлама, обрушением стенок скважины патрубок 3 вкручивается внутрь сопла, увеличивая коэффициент эжекции. При уменьшении скорости бурения

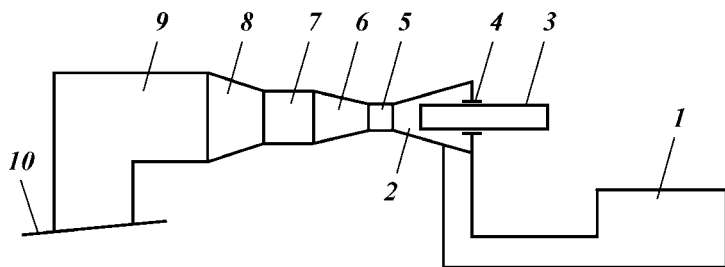


Рис. 3.8. Принципиальная схема струйного аппарата с регулируемым размером сопла:

1 – насос; 2 – сопло; 3 – всасывающий (эжекторный) патрубок; 4 – резьбовое соединение; 5 – рабочая камера; 6 – диффузор; 7 – камера смещения; 8 – конфузор; 9 – нагнетательная магистраль; 10 – скважина

патрубок 3 выкручивается из сопла и снижается объем подсосываемого воздуха. При необходимости приготовления смесей с высоким содержанием воздуха в струйном аппарате в качестве рабочего агента можно использовать воздух, а вместо эжектируемой среды – воду с добавлением реагентов. Возможность удовлетворительной работы струйного смесителя на воде и воздухе обеспечивается регулированием в широких пределах размеров сопла.

В случае установки аппарат без обводного канала с целью продавки столба жидкости в начальный момент циркуляции на торце эжекционного патрубка 3 устанавливают клапан с возможностью перекрытия всасывающего канала. Регулировка клапана в патрубке значительно проще, чем синхронная регулировка двух трехходовых кранов.

Струйный аппарат с клапанной системой. На отверстиях в эжекционной камере 1 устанавливаются патрубки, в нижней части которых выполнено посадочное конусное седло (рис. 3.9). Над седлом в патрубке имеются эжекционные отверстия, а выше отверстий – резьба. Внутри патрубков устанавливается клапан с посадочным конусом в нижней части. Клапан закрыт, если конус

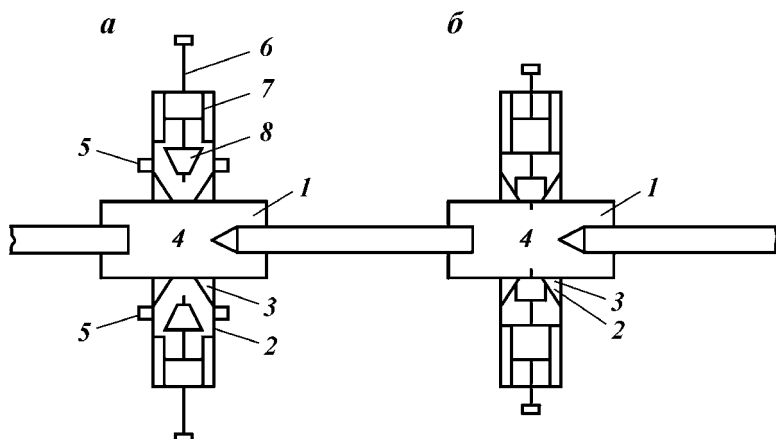


Рис. 3.9. Принципиальная схема струйного аппарата с клапанами в отверстиях и патрубках камеры смешения:

а – эжекция; *б* – прокачка порций аэрированной жидкости, обеспечение аэрации в начальный момент циркуляции: 1 – эжекционная камера; 2 – эжекционные патрубки; 3 – конусное седло эжекционного патрубка; 4 – эжекционные отверстия камеры; 5 – эжекционные отверстия патрубков; 6 – клапан; 7 – резьбовое соединение; 8 – посадочный конус клапана

клапана достигает седла патрубка. В этом случае доступ воздуха в аппарат прекращается и аэрации промывочной жидкости не происходит. При открытии клапана конус выворачивается из седла, обеспечивая доступ воздуха из эжекционных отверстий патрубка в эжекционные отверстия напора и в нагнетательную магистраль.

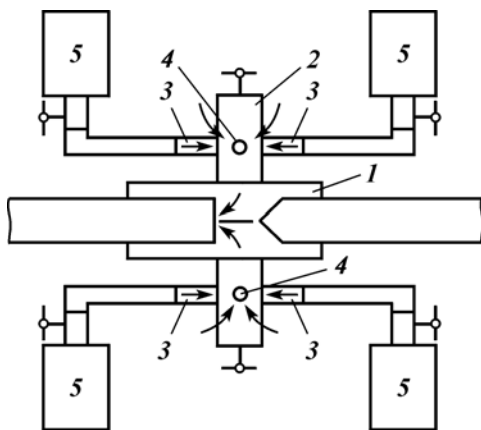
Преимуществом клапанной системы в струйном аппарате является возможность регулирования объема подсосываемого воздуха не только путем изменения расхода рабочей жидкости или воздуха, но и высотой подъема клапанов в эжекционных патрубках.

Приготовление многокомпонентной смеси. Использование клапанной системы позволяет приготавливать многокомпонентные газожидкостные смеси различной концентрации (рис. 3.10).

В эжекционные отверстия патрубков вставляются и закрепляются штуцера, которые шлангами соединяются с емкостями для реагентов, используемых для приготовления многокомпонентной смеси. Расход каждого реагента регулируется вентилем, который устанавливается на отверстия емкости для его хранения. При открытом клапане через отверстия в эжекционной камере в нагнетательную магистраль поступает вместе с воздухом требуемое количество реагента и готовится смесь с заданными параметрами. Число отверстий в эжекционных патрубках выбирается, исходя из количества реагентов и необходимого объема подсосываемого воздуха.

В начальный момент циркуляции клапаны закрыты и доступа воздуха и реагентов в поток рабочей жидкости нет. По мере восстановления циркуляции при прокачке скважины рабочей жид-

Рис. 3.10. Принципиальная схема приготовления многокомпонентной газожидкостной смеси с помощью системы клапанов в эжекционных патрубках смесителя:
1 – эжекционная камера; 2 – эжекционный патрубок; 3 – штуцер эжекционных отверстий патрубка; 4 – эжекционные отверстия патрубка для подсоса воздуха; 5 – емкости для реагентов первого, второго, третьего и четвертого типов



костью клапана открываются и начинается процесс приготовления газожидкостной смеси заданных параметров. Величина подсоса может регулироваться не только расходом рабочей жидкости и высотой подъема клапана, но и вентилем на емкостях для хранения реагента.

Наиболее существенный недостаток схемы аэрации промывочной жидкости с клапанной системой – ручная регулировка, что в некоторых случаях осложняет процесс, приводит к прерывистой циркуляции и дискретному подсосу воздуха и реагентов, удорожанию работ.

Автоматическое регулирование эжекции в струйный аппарат. Для условий, в которых происходит очень быстрое и частое изменение давления в циркуляционной системе скважины, предлагается устройство для автоматического регулирования подсоса воздуха и реагентов в рабочую жидкость с помощью распределителей. Использование последних в комбинации со стандартным струйным смесителем позволяет впервые в практике обеспечить приготовление газожидкостных смесей и их закачку в скважину при больших давлениях без применения дожимных устройств.

В зависимости от условий работы могут применяться два типа распределителей. При давлениях закачки более 0,4 МПа рекомендуется пружинный распределитель, а при давлениях менее 0,4 МПа – беспружинный.

Распределитель пружинного типа (рис. 3.11) работает в следующем порядке. При устойчивой работе струйного аппарата создается перепад давления между нагнетательной магистралью и камерой эжекции. Давление, развиваемое струйным аппаратом, т.е. давление в нагнетательной магистрали, составляет 0,3–0,7 МПа, а вакуум в камере эжекции 0,05–0,08 МПа. В этой связи перепад давления на струйном аппарате при нормальной работе составляет 0,35–0,7 МПа. Если в циркуляционной системе скважины возрастает сопротивление или на начальном этапе промывки при продавке столба в жидкости струйный аппарат не развивает требуемого давления, то давление в нагнетательной линии магистрали и камере эжекции выравнивается, стабильная работа аппарата прекращается и он «захлебывается».

Эффект возникновения перепада давления между нагнетательной линией магистрали и камерой эжекции при нормальной работе струйного аппарата и отсутствие такого перепада при дестабилизации работы используется для автоматического открытия и закрытия отверстий, подсоса и реагентов. При нормальной работе аппарата отверстия для подсоса воздуха и реагентов открываются из-за перепада давления между нагнетательной линией

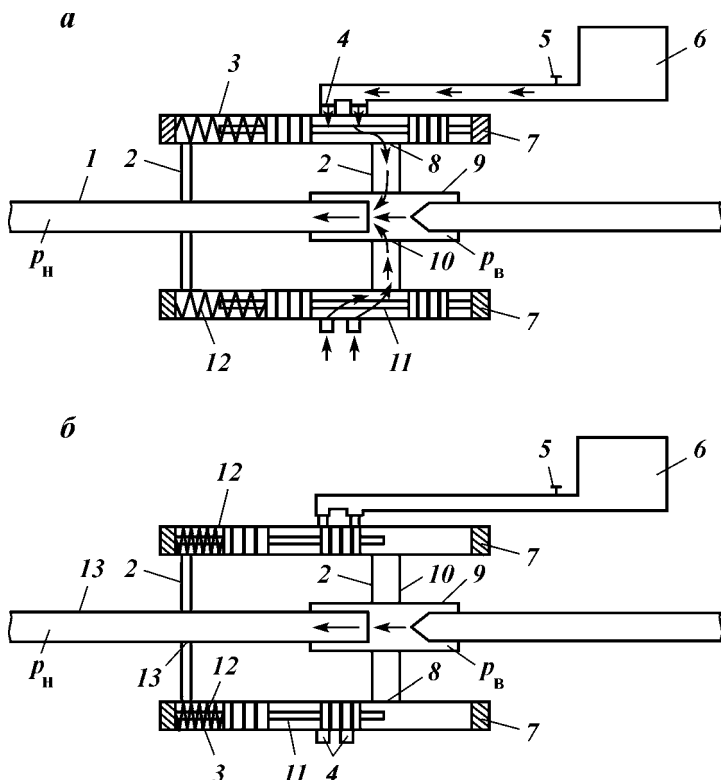


Рис. 3.11. Принципиальная схема приготовления аэрированной жидкости при помощи автоматического распределителя пружинного тела:

a – эжекция рабочего потока ($p_n \gg p_v$); *б* – прокачка эжектируемой порции смеси $p_n \approx p_v$; 1 – нагнетательная магистраль; 2 – обвязка струйного аппарата и распределителя; 3 – распределитель пружинного типа; 4 – входное отверстие распределителя; 5 – вентиль; 6 – емкость для реагента; 7 – заглушки распределителя; 8 – отверстия распределителя; 9 – камера эжекции; 10 – отверстия в камере эжекции; 11 – поршень распределителя; 12 – пружина; 13 – отверстия в нагнетательной магистрали после струйного смесителя; p_n и p_v – давление соответственно в нагнетательной магистрали и камере эжекции

магистрали и камерой эжекции, а при дестабилизации – закрываются.

В нагнетательной линии магистрали после конфузора, т.е. в интервале полной стабилизации, давления выполняются отверстия 5, которые посредством шланга или трубки соединяются с отверстием в корпусе распределителя 2. Отверстия 4 в камере эжекции также соединяются с отверстием 10 распределителя

шлангом или трубкой. Распределитель снабжен входным отверстием 13, которое может соединяться с отверстием 10 и через шланг и отверстие 4 с камерой эжекции при поддержании на распределителе требуемого перепада давления, соответствующего перепаду давления между нагнетательной магистралью струйного аппарата и камерой эжекции. Внутри распределителя установлен подпружинный поршень 7, который в зависимости от величины перепада давления может перемещаться. При стабильной работе струйного аппарата пружина 9 сжимается, и отверстия 13 и 10 распределителя соединяются и осуществляется подсос в поток рабочего агента воздуха или реагентов. При дестабилизации работы аппарата, перепад давления на распределителе уменьшается, поршень под действием силы пружины перемещается, изолирует отверстия 13 и 10, предотвращает подсос воздуха и реагентов, обеспечивает прокачку порции аэрированной жидкости и быструю стабилизацию работы аппарата.

Важным моментом считается правильный подбор пружины распределителя. Сила упругости пружины находится из закона Гука

$$F_{\text{упр}} = -ky, \quad (3.47)$$

где k – коэффициент упругости пружины; y – величина сжатия пружины.

Пружина должна сжиматься и обеспечивать открытие отверстий, через которые в рабочий поток подсасываются воздух и реагенты при расчетном перепаде давления на струйном аппарате Δp . Сила перепада давления на поршень

$$F_d = 0,785 \Delta p d^2, \quad (3.48)$$

где d – диаметр поршня.

Приравнявая выражения (3.47) и (3.48), находят необходимую упругость пружины, исходя из конструктивных особенностей распределителя (d , y) и режимов приготовления (Δp)

$$k = \frac{0,785 \Delta p d^2}{x}. \quad (3.49)$$

Рекомендуемая величина перепада давления на струйном аппарате и распределителя – это $\Delta p = 0,3 \div 0,5$ МПа. Эффективность приготовления очистного агента зависит от правильного соотношения величины Δp и потерь напора в скважине при циркуляции. В оптимальном случае рациональный перепад

давления на распределителе соответствует потерям напора ΔH при циркуляции в скважине

$$\Delta p = \Delta H. \quad (3.50)$$

Потери напора в скважине изменяются по мере увеличения глубины скважины и поэтому в процессе бурения перепад давления на распределителе должен увеличиваться. Это обеспечивается поджатием пружины 9 распределителей по мере углубки при завинчивании пробок 8.

Число распределителей, устанавливаемых на струйном аппарате, зависит от числа реагентов, которые используют для приготовления очистного агента. Интенсивность поступления реагента обеспечивается регулировкой вентилей 12 на выходе из емкостей 11.

Распределитель пружинного типа рекомендуется использовать при потерях напора в циркуляционной системе скважины близких или больших максимально возможным значениям давления нагнетания струйного аппарата при устойчивой стабильной работе, т.е. при давлениях более 0,4 МПа. При меньших давлениях, т.е. при бурении неглубоких скважин или на начальном этапе проходки глубоких скважин, не происходит частого чередования стабилизированного и дестабилизированного режимов работы струйного аппарата.

В этом случае рекомендуется использовать распределитель беспружинного типа (рис. 3.12). Отверстия 8 в камере эжекции 10 и отверстия 2 в нагнетательной 1 магистрали после струйного смесителя соединяются между собой с помощью распределителя 4 и обвязки 11. Внутри корпуса распределителя 4 установлен поршень 5, который может перемещаться вдоль оси симметрии в пределах величины хода. В корпусе распределителя имеются отверстия, через которые в зависимости от положения поршня 5 эжектируемый поток может либо поступать, либо не поступать в камеру 10 эжекции и оттуда в поток рабочей жидкости.

При стабильной работе струйного аппарата (рис. 3.12, а) давление нагнетания p_4 значительно превышает давление в камере эжекции $p_в$. На поршень 5 действует сила, смещающая его в крайнее правое положение до совмещения штока с заглушкой меньшего диаметра, при котором отверстия остаются открытыми и происходит эжекция. Сила, действующая на поршень при стабильной работе, определяется из выражения

$$F_c = 0,785 p_n d_{\max}^2 + 0,785 p_в (d_{\max}^2 - d_{\min}^2), \quad (3.51)$$

где $d_{\max}$, $d_{\min}$ – диаметр соответственно большого уплотнения и малого уплотнения поршня.

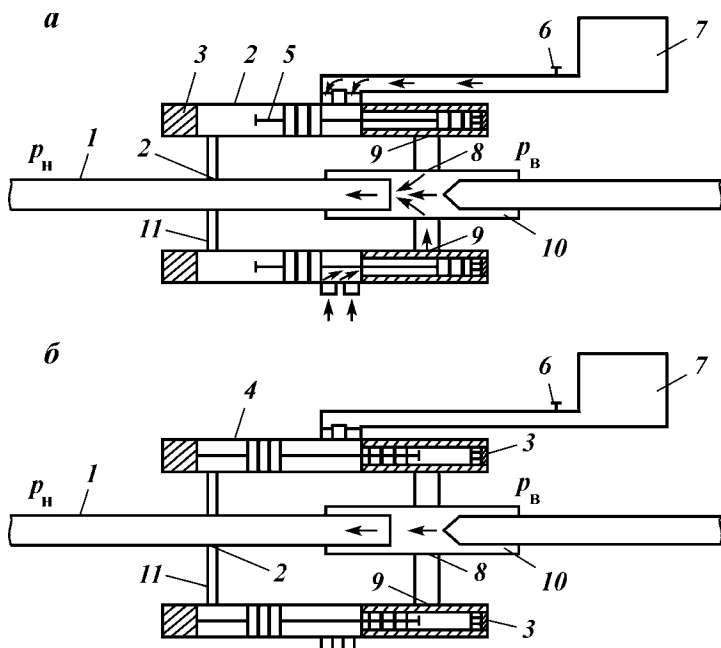


Рис. 3.12. Принципиальная схема приготовления аэрированной жидкости при помощи автоматического распределителя беспружинного типа:

а – стабильная работа, эжекция рабочего потока ($p_n \gg p_v$); *б* – дестабилизация работы, прокачка эжектируемой порции смеси ($p_n \approx p_v$); 1 – нагнетательная магистраль; 2 – отверстия в нагнетательной магистрали после струйного смесителя; 3 – заглушки распределителя; 4 – автоматический распределитель беспружинного типа; 5 – поршень распределителя; 6 – вентиль; 7 – емкость для реагента; 8 – отверстия в камере эжекции; 9 – отверстие распределителя; 10 – камера эжекции; 11 – обвязка струйного аппарата и распределителя

Знак плюс в равенстве (3.51) обусловлен отрицательным значением давления в камере эжекции при стабильной работе аппарата. Как правило, давление нагнетания струйного аппарата p_n изменяется от 0,3 до 0,7 МПа, а давление в камере эжекции p_v от –0,05 до –0,08 МПа.

В случае дестабилизации работы струйного аппарата, например при резком увеличении гидравлического сопротивления циркуляционному потоку в скважине, он «захлебывается», давление в нагнетательной магистрали p_n резко снижается, а давление в камере эжекции p_v наоборот увеличивается, причем значения p_n и p_v выравниваются (рис. 3.12, б).

На поршень действует сила, смещающая его в крайнее левое положение до контакта штока с заглушкой большего диаметра

$$F_d = 0,785 \Delta p (d_{\max}^2 - d_{\min}^2), \quad (3.52)$$

где Δp – перепад давления между нагнетательной магистралью и камерой эжекции.

Из выражения (3.52) можно определить конструктивные параметры распределителя, важнейшие из которых – больший $d_{\max}$ и меньший $d_{\min}$ диаметры уплотнения поршня. Важно определить перепад давления между нагнетательной магистралью и камерой эжекции, при котором стабильная работа струйного аппарата нарушается и происходит его «захлебывание». Это будет наблюдаться при увеличении давления в камере эжекции с отрицательных до положительных значений, поэтому условие дестабилизации работы струйного аппарата принимает вид

$$F_d = 0,785 (p_n + p_v) (d_{\max}^2 - d_{\min}^2). \quad (3.53)$$

Переход от отрицательных значений p_v к положительным происходит при $p_v = 0$, поэтому уравнение (3.53) можно упростить

$$F_d = 0,785 p_n (d_{\max}^2 - d_{\min}^2). \quad (3.54)$$

Поршень будет перемещаться, если сила F_d превышает силу сопротивления движения поршня F_c внутри распределителя с учетом коэффициента динамичности k_d и надежности k_n

$$F_d = F_c k_d k_n, \quad (3.55)$$

где $k_d = 4$, а $k_n = 1,5 \div 1,8$.

Из выражений (3.54) и (3.55) определяют геометрический параметр распределителя $T = 0,785 (d_{\max}^2 - d_{\min}^2)$

$$T = k_d k_n F_c / p_n. \quad (3.56)$$

Значения силы сопротивления перемещению поршня определяют экспериментально. Давление нагнетания на выходе из струйного смесителя в оптимальном случае должно соответствовать потере напора при циркуляции ΔH . Поэтому в реальных условиях величина геометрического параметра T распределителя определяется из выражения

$$T = k_d H_n F_c (\Delta H)^{-1}. \quad (3.57)$$

При дестабилизации работы струйного аппарата поршень распределителя перемещается в крайнее левое положение и отверстия изолируются, прекращается эжекция рабочей жидкости и порция аэрированной жидкости поступает в скважину. По мере прокачки давление в камере смешения уменьшается, а в нагнетательной магистрали увеличивается. Поршень вновь из крайнего левого положения перемещается в крайнее правое, отверстия со-

вмещаются и открывается доступ воздуха и реагентов в поток рабочей жидкости. При повторном «захлебывании» струйного аппарата поршень опять перемещается в крайнее левое положение, а отверстия изолируются друг от друга. И так далее работа струйного аппарата происходит в чередовании стабилизированного и дестабилизированного режимов, что позволяет использовать предлагаемую технологию при давлениях больших, чем развивает струйный аппарат. Принцип работы состоит из двух этапов (см. рис. 3.12). На первом этапе готовится порция аэрированной промывочной жидкости, а на втором – она прокачивается в скважину под давлением, развиваемым не струйным аппаратом, а буровым насосом.

3.2.3. ВСКРЫТИЕ ВЫСОКОНАПОРНЫХ ПЛАСТОВ

При вскрытии напорных водоносных горизонтов возникают традиционные осложнения, связанные с поддержанием стенок скважины в устойчивом положении при подъеме инструмента и оборудования водоприемной части фильтром. Как правило, при вскрытии напорных пластов применяют утяжеленные глинистые растворы, позволяющие предотвратить самоизлив и поддержать стенки скважины в устойчивом состоянии при оборудовании водоприемной части. Однако применение специальных растворов приводит к интенсивной кольятации пласта, что не позволяет получить впоследствии планируемые эксплуатационные параметры, высокие дебиты скважины, удовлетворительные сроки эксплуатации и предупредить суффозию.

При оборудовании самоизливающихся скважин возникают сложности в случае, если напорный водоносный пласт сложен пылеватыми, тонко- или мелкозернистыми песками плавунного типа. Поддержать устойчивость стенок скважины в таких породах традиционными методами, т.е. при вскрытии пласта, расширении пилот-ствола в эксплуатационном интервале, спуске фильтровой колонны и намыве гравийного фильтра невозможно. В контакте с водой или утяжеленным глинистым раствором пластовый песок переходит во взвешенное состояние, стенки скважины оплывают к подошве водообильного пропластка, формируется рыхлая песчаная пробка, которая при установке фильтровой колонны контактирует непосредственно с нижними отверстиями фильтра, что исключает возможность заполнения интервала эксплуатации гравийным фильтром по всей мощности. При эксплуатации пластовый песок, контактирующий непосредственно с фильтром, проникает в скважину, формирует песчаную пробку, что приводит к интенсивному снижению дебита и выносу песка.

Напорные водоносные пласты, представленные пылеватыми песками (табл. 3.4) пльвинного типа, характерны для некоторых районов юга Молдовы. Модуль крупности песков изменяется от 0,01 до 0,06 при преобладании значений 0,02. Приведены составы песков, которые с точки зрения предотвращения суффозии наиболее неблагоприятны из опыта мировой практики.

Водоносный пласт залегал на глубинах от 200 до 320 м и был представлен песками (см. табл. 3.3) с прослойками глин. В подошве и кровле пласта находились глины. Традиционно скважины бурили до кровли водоносного пласта и закрепляли ее 168-мм трубами с последующим цементированием. Водоносный пласт вскрывали 145-мм долотом с учетом разбуривания 3–4 м ствола в глинах под отстойник. Промывали скважину утяжеленным глинистым раствором плотностью 1100–1200 кг/м³. В скважину устанавливали проволочные или сетчатые фильтры с обратным клапаном и противоаварийным переходником в нижнем торце башмака. На поверхности герметизировали верхний торец эксплуатационной колонны заглушкой с замком бурильных труб, который соединяли с буровым насосом.

Скважину промывали через фильтрующую поверхность фильтра с расходом 0,8–1,5 л/с для создания скоростей восходящего потока 0,01–0,02 м/с. В кольцевой зазор засыпали гравий. Осваивали скважину желонированием с последующей откачкой эрлифтом. Удельный дебит скважин для глубокого интервала 280–310 м составлял 0,004–0,005 л/с, а для верхнего интервала 200–220 м – 0,04–0,05 л/с. Вынос песка превышал допустимые пределы. Со временем дебит скважины уменьшался, преимущественно после повторной остановки (пуск насоса). При изменении давления на фильтре, что наблюдается при остановке и пуске насоса, резко интенсифицировалось проникновение песка внутрь фильтровой колонны, и образовывались песчаные пробки. Соппротивление притоку резко возрастало, поэтому снизился дебит в 1,5–2 раза.

Образование песчаных пробок было вызвано неудовлетворительным подбором фильтра и технологией гравийной обсыпки. Наружный каркас фильтра на 108-мм трубе составлял 122–130 мм, а диаметр бурения – 145 мм. Кольцевой зазор гравийной обсыпки для таких фракций песка в 7–12 мм недостаточен. Кроме этого, пески пльвинного типа имеют свойство образовывать сужение ствола в интервале водоносного пласта.

Образование каверны в таких условиях даже при использовании расширителей механического действия и традиционной технологии невозможно. Кавернограммы (рис. 3.13) после вскрытия пласта спустя 0,8–1,1 ч – время, необходимое для подъема инст-

Таблица 3.4

Типовые гранулометрические составы песков водоносного горизонта юга Молдовы

Частичные остатки, мм								Полные остатки, мм					Модуль крупности	Пылеватые и глинистые частицы, мм
10	5	2,5	1,25	0,63	0,31	0,14	<0,14	2,5	1,25	0,63	0,31	0,14		
—	—	—	0,08	0,12	0,12	0,92	98,69	—	0,08	0,20	0,32	1,24	0,02	31,44
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	0,12	0,08	0,16	0,20	0,44	98,92	0,12	0,20	0,36	0,56	1,0	0,02	15,16
—	—	—	0,08	0,16	0,24	1,0	98,44	—	0,08	0,24	0,48	1,48	0,02	35,8
—	—	—	0,04	0,12	0,12	0,52	99,16	—	0,04	0,16	0,28	0,80	0,01	52,56
0,22	0,14	0,14	0,14	0,15	0,72	1,47	97,37	0,14	0,28	0,43	1,15	2,62	0,05	12,1
0,17	0,51	0,20	0,23	0,15	0,87	1,74	96,8	0,20	0,43	0,58	1,45	3,19	0,06	11,64
—	—	0,12	0,16	0,19	0,84	1,67	97,0	0,12	0,28	0,48	1,31	2,98	0,05	14,01
—	—	—	—	0,04	0,28	21,12	78,54	—	—	0,04	0,32	21,44	0,22	11,24
—	—	—	0,02	0,02	0,02	1,86	98,08	—	0,02	0,04	0,06	1,92	0,02	5,14
—	—	0,04	0,1	0,14	0,16	0,32	99,2	0,04	0,14	0,28	0,44	0,76	0,02	6,94

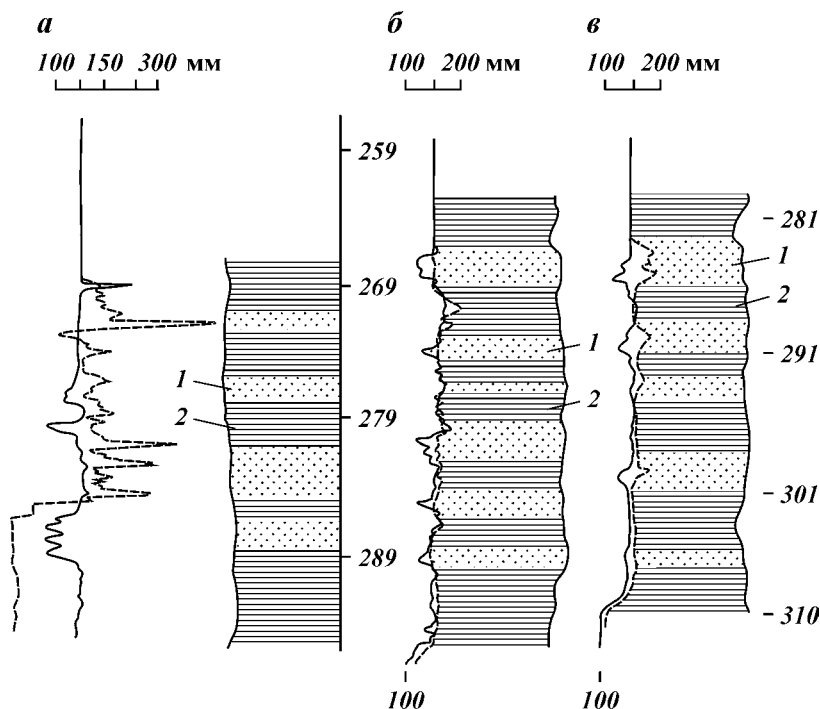


Рис. 3.13. Типовые кавернограммы до (*а*) и после (*б, в*) расширения:
1 – песок; 2 – глина

румента и спуска каверномера, стенки скважины в интервале пласта сужаются со 145 до 90–100 мм. Разумно предположить, что за 1,5–2,3 ч – время, необходимое для установки фильтровой колонны, происходит более существенное сужение ствола, препятствующее нормальному формированию гравийного фильтра и экранированию песка водоносного пласта по всей поверхности. Предупредить пескование при размерах частиц 0,01–0,02 мм без гравийной обсыпки невозможно.

Была предложена следующая последовательность технологических операций. Водоносный пласт после крепления обсадными трубами скважины до его кровли долотом вскрыли. После извлечения инструмента стенки скважины обрушились, так как пласт вскрывался с промывкой чистой водой. В скважину спустили расширитель, которым через центральную насадку промыли скважину и вынесли обрушившуюся породу водоносного пласта до забоя. Во время промывки стенки скважины поддерживались в устойчивом состоянии из-за динамической составляющей ре-

прессии на пласт. С целью исключения кольматации пласт вскрывали с промывкой чистой водой. Расширитель приподняли от забоя до нижней границы интервала расширения и привели рабочие органы в открытое положение. Начали вращение и разработку каверны пока без осевого перемещения инструмента. Одновременно с расширением начали подавать на забой гравий. Одна часть гравия закачивалась через инструмент и расширитель непосредственно на забой, а другая часть подавалась через кольцевое пространство. Гравий надежно осаждался на забой из-за разрушения первичных структур пробок при вращении инструмента. После заполнения гравием пространства под отстойник до нижней границы интервала расширения расширитель стали приподнимать вверх, постоянно поддерживая его над уровнем намываемого фильтра, который контролировали инструментом при прекращении вращения.

Итак, разрабатываемая расширителем каверна почти сразу заполнялась гравием, что предохраняло стенки 12 скважин от обрушения. Расширитель поднимали с вращением до верхней границы установки фильтра, затем вращение прекратили, породоразрушающие органы привели в транспортное положение, а гравийный фильтр намыли на 1–2 м выше башмака обсадной колонны. В скважину засыпали гравий фракции 0,8–1,2 мм.

На поверхности смонтировали фильтровую колонну в следующем порядке: забурник винтовой, отстойник с обратным клапаном и противоаварийным переходником с винтовой спиралью, фильтр, надфильтровая труба. Использовали проволочный фильтр с трехугольной обмоткой и шириной щели 1,5 мм. При установке забурника на забой фильтровую колонну с промывкой ввинтили в гравийную обсыпку в заданный интервал. Процесс завинчивания занял несколько минут. Бурильные трубы, находящиеся внутри фильтровой колонны, отвернули от противоаварийного переходника и извлекли на поверхность. В процессе подъема инструмента через внутреннюю поверхность эксплуатационной колонны начался самоизлив чистой воды без песка и глинистых примесей.

Дебит самоизлива после внедрения новой технологии увеличился, а при откачке – в 2–3 раза при отсутствии песка. Применение описанной технологии и соответствующих технических средств позволило сформировать в интервале установки фильтра каверну заданного диаметра, обеспечить расчетную толщину гравийной обсыпки. Замена низкопроницаемого песка водоносного пласта на высокопроницаемый гравий повысила удельный дебит скважины при полном предотвращении пескования. Снижения дебита при повторном выключении (пуск насоса) не наблюдалось.

Глава 4



РАСШИРЕНИЕ СКВАЖИНЫ В ИНТЕРВАЛЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Основные непроизводительные потери напора в системе скважина – пласт приходится на околоскважинную зону, которая часто бывает закольматированной. В оптимальном случае конструкция скважины должна предполагать удаление закольматированной породы из ствола, образование каверны заданного профиля с последующим заполнением ее высокопроницаемым гравием. Для создания каверны в околоскважинной зоне используют расширители.

4.1. КЛАССИФИКАЦИЯ СКВАЖИННЫХ РАСШИРИТЕЛЕЙ

Скважинные расширители, используемые для создания каверн в интервале продуктивного пласта, могут иметь выдвижные породоразрушающие органы, либо не иметь их. Раздвижные расширители имеют разные размеры в транспортном и рабочем положении. В транспортном положении диаметр корпуса обеспечивает беспрепятственный спуск инструмента в заданный интервал скважины с учетом диаметров обсадных труб и бурения пилот-ствола. После спуска инструмента в заданный интервал из корпуса выдвигаются породоразрушающие органы, которые после окончания расширения убираются обратно.

При работе раздвижных расширителей после окончания забурки кольцевой забой развивается вдоль продуктивного пласта от нижней к верхней границе или наоборот. Нераздвижные расширители имеют постоянные размеры в транспортном и рабочем положении, обеспечивающие беспрепятственный спуск (подъем) инструмента в скважине в заданном интервале выше продуктивного пласта. При работе нераздвижных расширителей забой развивается вдоль продуктивного интервала и в глубь пласта от стенок скважины. Раздвижные расширители различают по харак-

теру приведения из транспортного в рабочее положение на механические, гидравлические и инерционные.

Гидравлические раздвижные расширители приводятся в рабочее положение давлением, развиваемым в нагнетательной магистрали насоса и корпусе инструмента при промывке. Породоразрушающие органы закрываются, как правило, за счет возвратного усилия пружин при прекращении промывки.

Инерционные раздвижные расширители приводятся в рабочее положение центробежными силами, действующими на породоразрушающие органы при вращении инструмента. Закрытие лопастей происходит под действием их веса.

Нераздвижные расширители разделяются по характеру приведения в рабочее положение и воздействия на разрушаемый забой на эксцентриковые, гидромониторные и комбинированные. Эксцентриковые расширители имеют смещенную относительно оси скважины эксцентричную массу.

При вращении инструмента под действием центробежных сил колонна труб с расширителем описывает прецессионное движение в стволе и породоразрушающий орган, жестко закрепленный на корпусе, начинает разрушать боковую поверхность скважины, увеличивая ее диаметр.

Гидромониторные расширители основаны на гидродинамическом воздействии струи, истекающей из насадок, на породу, которая залегает в интервале продуктивного пласта. Гидромониторные расширители приводятся в рабочее состояние после спуска в заданный интервал при промывке с заданным расходом и создания расчетного перепада давления на насадках.

Нераздвижные расширители комбинированного действия сочетают механическое разрушение забоя с гидродинамическим воздействием струи промывочной жидкости на породу. Для приведения расширителя комбинированного действия в рабочее положение необходимо обеспечить циркуляцию промывочной жидкости в скважине и вращение колонны бурильных труб. Классификация скважинных расширителей представлена на рис. 4.1.

Раздвижные расширители могут быть выполнены в виде одной или нескольких ступеней породоразрушающих органов, предусматривать движение инструмента в рабочем положении вверх, вниз, либо в обоих направлениях. Расширители с выдвигными лопастями могут использоваться для поэтапного увеличения диаметра за счет различного выхода породоразрушающих органов.

Нераздвижные расширители обычно имеют одну ступень рабочих элементов. При необходимости инструмент комплектуется

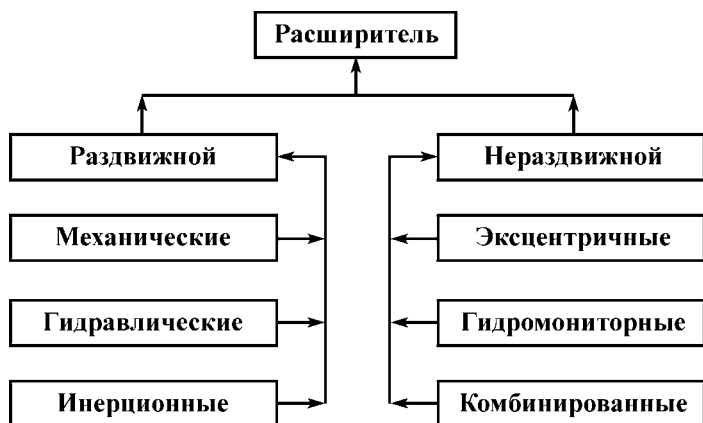


Рис. 4.1. Классификация скважинных расширителей

центраторами или отклонителями. Углубка инструмента в поро-
ду и развитие каверны носят постепенный характер и зависят от
времени работы расширителя.

4.1.1. ЭКСЦЕНТРИЧНЫЕ РАСШИРИТЕЛИ

Действие эксцентричных расширителей основано на создании
в породоразрушающем инструменте эксцентричной массы, сме-
щенной относительно оси скважины. При вращении колонны
бурильных труб за счет центробежных сил эксцентричная масса
смещается к стенкам скважины и начинает подрабатывать боко-
вую поверхность ствола. Колонна бурительных труб при этом опи-
сывает прецессионное движение, при котором инструмент враща-
ется вокруг оси скважины, окатывая боковой забой.

Наиболее широкое применение в практике получила конст-
рукция эксцентричного расширителя (рис. 4.2), предложенного в
Краснодарском СУ Промбурвод И.Я. Пархоменко. Расширитель
состоит из переходника с замковым соединением для стыковки с
бурительной колонной и жестко закрепленной на нем эксцентрич-
ной лопасти. Толщина лопасти составляет обычно 12–16 мм при
длине 400–800 мм. Ширина лопасти выбирается, чтобы размер
вместе с замковым переходником обеспечивал беспрепятствен-
ный спуск инструмента в скважину при ее заданном диаметре.

В нижней части лопасти имеется вытянутый вдоль оси сква-
жины забурник, предохраняющий инструмент от чрезмерно глу-
бокого проникновения в каверну и способствующий центрации
расширителя. Промывка осуществляется через специальную
трубку, выведенную с противоположной стороны от породораз-

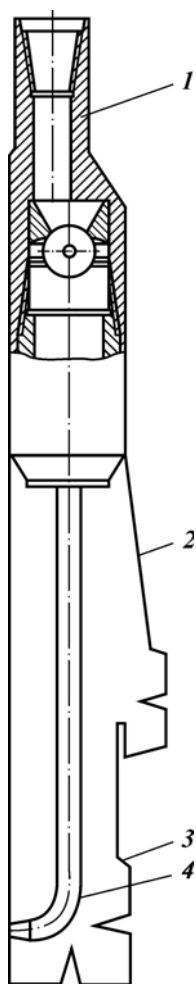


Рис. 4.2. Эксцентричный расширитель Краснодарского СУ Промбурвод:

1 – переходник для соединения с бурильными трубами; 2 – лопасть; 3 – забурник в нижней части лопасти; 4 – трубка для промывки

рушающей лопасти и соединенной с внутренним каналом переходника и бурильных труб.

Расширитель спускают в заданный интервал скважины и начинают промывку. Инструмент плавно перемещают вдоль обрабатываемого интервала. Расширение осуществляют поэтапно. Сначала ствол калибруют при минимальной скорости вращения инструмента. Постепенно частоту вращения инструмента увеличивают. С ростом частоты вращения инструмента увеличивается интенсивность колебаний бурильной колонны, возникает биение снаряда. Поэтому частота вращения инструмента резко превышает вторую скорость вращения ротора.

Применение эксцентричного расширителя конструкции И.Я. Пархоменко обеспечивает эффективное увеличение диаметра скважины в слабосцементированных породах. При наличии глинистых пропластков в более плотных вязких породах в интервале расширения формируется неравномерный, рваный ствол, затрудняющий доставку гравия на глубокие горизонты. В процессе расширения необходимо строго контролировать подачу инструмента, особенно при движении снаряда вниз. При резком спуске снаряда с одновременным вращением в случае кавернозности ствола появляется опасность попадания забурника на пологий склон каверны и обрыва инструмента.

Эффективная сила струи промывочной жидкости используется в представленной конструкции только в момент забурки для отклонения инструмента к стенке скважины. При расширении гидромониторная насадка удаляется от стенки скважины и разрыва породы не происходит.

Масса лопасти, являющейся эксцентричной относительно оси скважины, мала в сравнении с массой колонны бурильных труб, которые за счет отклонения лопастью к противоположной стенке создают другой эксцентриситет, более существенный. Поэтому в

реальных условиях при спуске в скважину колонна бурильных труб в интервале продуктивного пласта будет смещаться лопастью к стенкам. При вращении снаряда забой каверны формируется лопастью, корпусом переходника и гидродинамической струей промывочной жидкости, истекающей из насадки промывочной трубки. Повышенный износ корпуса, который не армируется твердым сплавом, приводит к ускоренному выходу расширителя из строя, особенно при работе в абразивных породах.

Для создания каверн в геотехнологических скважинах используется эксцентриковый расширитель, состоящий из породоразрушающей лопасти и полого корпуса, который выполнен в виде концентрично соединенных патрубков различного диаметра [20]. Расширитель снабжен тремя гидромониторными насадками (рис. 4.3). Одна из насадок направлена в сторону, противоположную породоразрушающей лопасти. При спуске инструмента в скважину и включении промывки предполагается, что гидродинамическая сила струи, вытекающей из этой насадки, будет способствовать интенсификации забурки снаряда. На самом деле, расход промывочной жидкости практически одинаков через каждую насадку и при включении промывки расширитель будет отклоняться в сторону, противоположную стороне контакта лопасти с породой. Это происходит из-за того, что гидродинамическая сила истечения потока из двух насадок, направленных в сторону породоразрушающей лопасти, в 2 раза больше силы, которая способствует забурке лопасти. При вращении снаряда за счет смещения бурильной колонны лопастью относительно оси скважины и возникновения центробежных сил он начинает сильнее прижиматься к стенкам скважины не лопастью, а противоположной стороной снаряда, т.е. корпусом переходника. В этой связи армированная твердым сплавом лопасть не контактирует с породой, а забой подрабатывается корпусом расширителя. Эффективность работ при этом резко снижается. Кроме этого, плоская поверхность нижнего торца расширителя исключает возможность очистки отстойника от обрушившейся породы, посадки фильтровой колонны в заданный интервал без дополнительного калибрования ствола долотом.

И.А. Сергиенко приводит данные по испытанию эксцентричного расширителя на объектах ПВ, представленные в табл. 4.1, которые следует оценивать лишь как ориентировочные, так как кавернометрия как правило, не обеспечивает замера диаметра ствола более 400 мм, а профилометрия, применяемая крайне редко, более 800 мм.

При выборе параметров эксцентричных расширителей следует избегать отклонения колонны бурильных труб от оси скважины

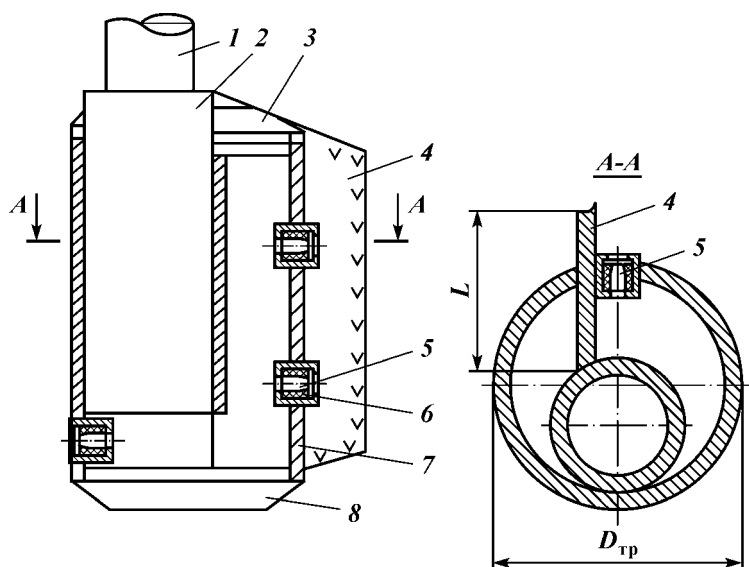


Рис. 4.3. Эксцентриковый расширитель для геотехнологических скважин:
 1 – переходник; 2 – полый цилиндр; 3 – центратор; 4 – лопасть породоразрушающая; 5 – насадка; 6 – уплотнение; 7 – полый корпус; 8 – направляющий башмак

и создания эксцентричной массы, способствующей не забурке лопасти при вращении, а наоборот, ее отклонению от забоя. Автором предложено использовать эксцентричный расширитель, ширина которого вместе с лопастью и переходником меньше половины диаметра скважины в интервале расширения. В этом случае колонна бурильных труб располагается близко к оси симметрии скважины, а эксцентриситет создает лопасть, выполненная из толстостенного металлического листа, армированного твердым сплавом. Гидромониторная насадка в конструкции выводится в сторону, противоположную породоразрушающей лопасти или вниз на забой.

Таблица 4.1

Диаметр пилот-ствол, мм	Наружный диаметр корпуса, мм	Длина режущей лопасти, мм	Диаметр расширения, мм
190	146	75	360
214	168	99	435
243	194	128	520
289	219	154	600
295	219	180	675
346	273	232	830
394	299	280	1015

При промывке колонна бурильных труб за счет гидродинамических сил смещается в центральные сечения скважины, а лопасть прижимается к стенкам скважины. Лопасть забуривается при передаче вращения на инструмент.

При использовании старого снаряда бурильных труб, когда расширитель спускают, колонна может не занять центрального положения, а сместиться к стенкам скважины. Силы гидродинамического давления при ограниченной мощности насосного оборудования недостаточны для забурки инструмента. В этих условиях рекомендуется использовать конструкцию эксцентричного расширителя с одним или двумя отклонителями. Необходимым условием работы инструмента считается различие масс отклонителей и породоразрушающей лопасти. Масса породоразрушающей лопасти должна существенно превышать массу отклонителей (рис. 4.4). Наличие отклонителей гарантирует фиксированную установку бурильных труб в скважине, создание требуемого эксцентриситета, надежную забурку и эффективную работу инструмента. Отклонители могут быть различной формы.

При необходимости промывки ствола в интервале отстойника вращение прекращают и снаряд при работе насоса доводят до заданной отметки, соответствующей глубине установки башмака фильтровой колонны. Размыв песчаной пробки осуществляется через нижнюю гидромониторную насадку.

При обеспечении центрации бурильной колонны, вывода расширителя в рабочее положение и прецессионного движения ин-

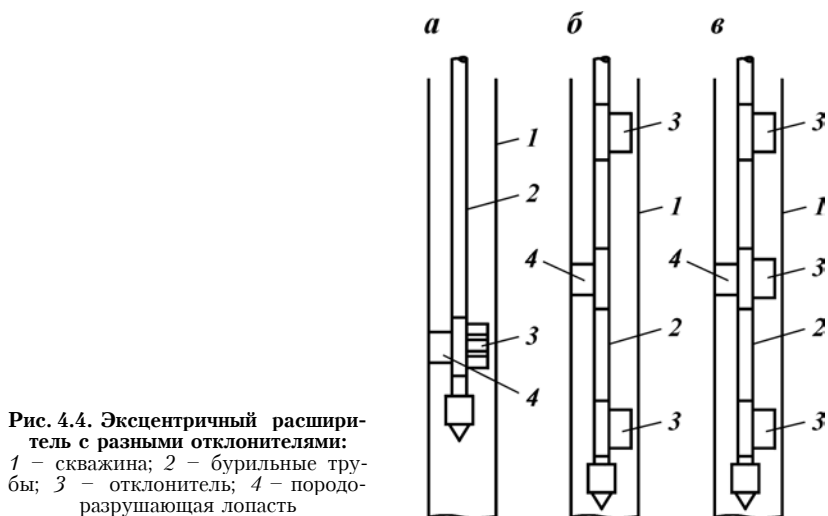


Рис. 4.4. Эксцентричный расширитель с разными отклонителями:
 1 – скважина; 2 – бурильные трубы; 3 – отклонитель; 4 – породоразрушающая лопасть

струмента из-за закручивания труб в обычных конструкциях расширителей, глубина внедрения лопасти в породу на каждом цикле расширения резко уменьшается. При определенных условиях инструмент может скользить по забою без видимого внедрения лопасти в породу. При этом эффективность увеличения диаметра скважины снижается. Динамика закручивания эксцентричного расширителя в скважине при снижении величины внедрения лопасти в породу с учетом баланса действующих сил, показана на рис. 4.5. Механизм закручивания расширителя в

Рис. 4.5. Динамика закручивания эксцентричного расширителя:

a – закручивание снаряда; *б* – прижатие корпуса; *в* – забурка лопасти; *г* – расширение

скважине подтвержден работами М.Е. Грабовского, проводившего эксперименты на скважинах путем сопоставления характера износа поверхности корпуса расширителя.

С целью интенсификации внедрения породоразрушающей лопасти предложено выводить гидромониторную насадку перпендикулярно поверхности лопасти со стороны, противоположной поверхности контакта с породой. Под действием реактивной силы струи промывочной жидкости лопасть режущей поверхностью прижимается к забою и внедряется в породу.

Рассмотрим механизм работы эксцентричного расширителя. Дифференциальное уравнение поворота лопасти при забурке расширителя относительно его центра масс имеет вид

$$J \frac{d^2 \alpha}{dt^2} = \sum M, \quad (4.1)$$

где J – момент инерции расширителя относительно точки O' ; $d^2 \alpha / dt^2$ – ускорение вращения; $\sum M$ – сумма моментов сил, действующих на лопасть относительно точки O' .

С началом вращения бурильной колонны на расширитель действует крутящий момент T ; сила струи промывочной жидкости, $F_{\text{стр}}$; $R_{\text{т}}$, $R_{\text{н}}$ – тангенциальная и нормальная составляющие реакции забоя; $F_{\text{т}}$, $F_{\text{н}}$ – тангенциальная и нормальная составляющие силы инерции.

Для равномерного установившегося разрушения породы ускорение вращения расширителя $d^2 \alpha / dt^2 = 0$. С учетом этого условия сумма моментов, действующих на лопасть сил, равна нулю. Относительно крутящего момента T с учетом $d^2 \alpha / dt^2 = 0$ выражение (4.1) запишем

$$T = F_{\text{тр}} \frac{d}{2} + R_{\text{т}} \left[\left(\frac{d}{2} + h_{\text{л}} \right) \cos \left(\arctg \frac{\frac{D-d}{2} \sin \alpha}{h_{\text{л}} + \frac{d}{2} + \frac{D-d}{2} \cos \alpha} \right) + \frac{D-d}{2} \cos \alpha \right] + \\ + R_{\text{н}} \left[\left(\frac{d}{2} + h_{\text{л}} \right) \sin \left(\arctg \frac{\frac{D-d}{2} \sin \alpha}{h_{\text{л}} + \frac{d}{2} + \frac{D-d}{2} \cos \alpha} \right) \right], \quad (4.2)$$

где $F_{\text{тр}}$ – сила трения корпуса расширителя о породу, d – диаметр корпуса расширителя, D – диаметр пилот-скважины, $h_{\text{л}}$ – ширина лопасти, α – угол закручивания расширителя.

Крутящий момент можно определить из следующей зависимости:

$$T = \frac{J_{\text{п}} G \alpha}{57,3 L}; \quad (4.3)$$

$$J_p = \frac{\pi}{32}(d^4 - d_{\text{вн}}^4),$$

где J_p – полярный момент инерции, $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр труб, G – модуль упругости второго рода для стали, равный $8 \cdot 10^{10}$ Па, L – глубина скважины.

Сила трения может быть выражена через реакцию забоя R и коэффициент трения f

$$F_{\text{тр}} = Rf. \quad (4.4)$$

Коэффициент трения лопасти с песком обычно составляет 0,1.

Основная энергия затрачивается на преодоление сопротивления внедрению резцов и на преодоление сил трения их о забой.

Тангенциальная составляющая силы сопротивления

$$R_{\tau} = 2af[P]S, \quad (4.5)$$

где a – коэффициент, учитывающий зависимость механической скорости расширения от вдавливающего усилия долота в породе ($a = 0,03 \div 1$); $[P]$ – предел прочности пород, S – площадь контакта лопасти с породой.

Остаточный угол закручивания инструмента α определяется из формулы (4.2) и при $a = 0,03$ близок к нулю, что свидетельствует о завершении закрутки лопасти.

При работе расширитель передает на забой осевую нагрузку

$$P_{\text{ос}} = a[P_{\text{пр}}]S. \quad (4.6)$$

Площадь контакта лопасти с породой

$$S = \Delta \left[h_{\text{л}} - \sqrt{\frac{D^4}{4} - \frac{(D-d)^2 \sin^2 \alpha}{4}} + \frac{D-d}{2} \cos \alpha + \frac{d}{2} \right], \quad (4.7)$$

где Δ – ширина пластин твердого сплава.

Сила сопротивления породы внедрению лопасти, приложенная к режущей грани при осевом перемещении расширителя

$$[R_h] = 2f_{\text{тр}}P_{\text{ос}}. \quad (4.8)$$

Дифференциальное уравнение (4.1) с учетом действия сил сопротивления породы внедрению лопасти $[R_h]$ и силы струи жидкости $F_{\text{тр}}$ имеет сложный вид. Целесообразно решать уравнение (4.2) для конкретных условий проведения работ. В качестве примера приведем результаты расчетов для скважины глубиной $L = 100$ м, ширине пластин твердого сплава $\Delta = 5 \cdot 10^{-3}$ м, $a = 1,0$, площади контакта $S = 10^{-3}$ м², коэффициенте трения $f = 0,1$; $[P_{\text{пр}}] = 10^5 \div 10^6$ Па, силе прижатия $R = 400$ Н, полярном моменте

инерции $J_p = 4,2 \cdot 10^{-6}$ м, диаметре труб $d = 0,089$ м, ширине лопасти $h_{\text{л}} = 0,05$ м, диаметре пилот-ствола $D = 0,3$ м.

Если $\alpha = 0$, что характерно для устойчивого режима разрушения породы, то можно найти угол закручивания инструмента от силы гидродинамического воздействия струи.

Для обеспечения удовлетворительной забурки инструмента в породе угол закручивания лопасти должен быть минимальным. Как следует из приведенных данных, требуемая сила гидродинамического давления струи в приемлемых условиях изменяется в незначительных пределах, что упрощает определение требуемого расхода промывочной жидкости через сопло.

Расход жидкости через сопло для создания необходимой силы давления струи

$$Q = 1000 \sqrt{\frac{F_{\text{стр}} \pi d_0^2}{4\rho}}, \quad (4.9)$$

где d_0 – диаметр сопла.

Расход жидкости при $d_0 = 0,01$ м и $\rho_v = 1000$ кг/м³ приведен ниже:

Q , л/с	4,78	4,71	4,66	4,5	4,16	3,76
α , градус.....	1	2	3	5	10	15
$F_{\text{стр}}$, Н	291,3	283,1	275,1	258,6	220,7	179,9

При нескольких насадках, используемых в расширителе, расход промывочной жидкости должен увеличиваться пропорционально числу насадок.

Автором разработан эксцентричный расширитель (рис. 4.6), обеспечивающий эффективное прижатие лопасти к породе за счет вывода струи потока промывочной жидкости на лопасть со стороны, противоположной поверхности контакта с забоем. Расширитель состоит из полого вала 1 и установленного на нем посредством шлицевого соединения корпуса 2, к которому жестко прикреплена породоразрушающая лопасть 3. Режущие поверхности лопасти A , B и C армированы твердым сплавом. Верхний торец вала 1 через муфту 4 соединен с бурильной колонной, а нижний – с долотом 5. Пружины 6 и 7 подпирают корпус 2 с нижнего и верхнего торцов. В корпусе 2 выполнены три промывочных канала, смещенные по вертикали. Средний канал сообщается с гидромониторной насадкой 8, выведенной на породоразрушающую лопасть 3. Два крайних канала, выполненные в корпусе 2, имеют гидравлическую связь с насадками 9 и 10, выведенными со стороны противоположной направлению лопасти. Каналы 11 и 12, выполненные в валу 1, при продольном перемещении корпуса 2 относительно вала 1 распределяют поток про-

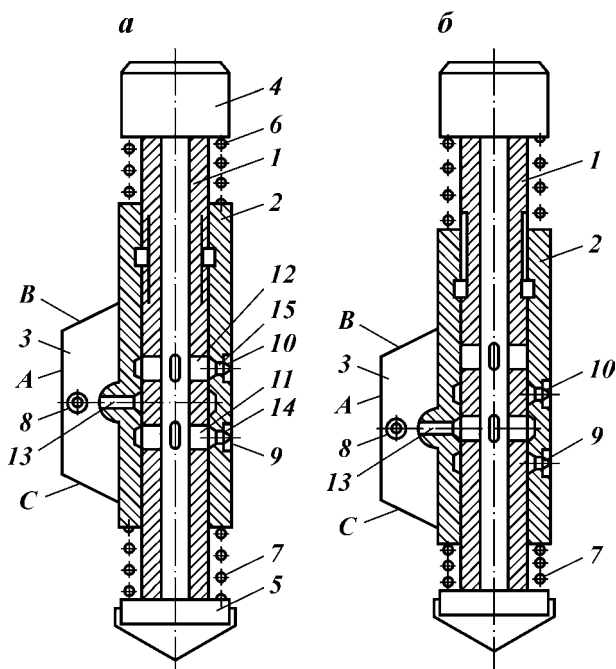


Рис. 4.6. Эксцентричный расширитель с авторегулируемым режущим воздействием лопасти

мойвочной жидкости между гидромониторными насадками 8, 9 и 10, размещенными на выходах из каналов в корпусе 2, 13, 14 и 15 соответственно.

Эксцентричный расширитель в транспортном положении спускают в скважину и устанавливают в интервале продуктивного пласта. Начинают промывку, в процессе которой промывочная жидкость по бурильным трубам поступает в полость вала 1 и из гидромониторных насадок 9 и 10 нагнетается в кольцевое пространство скважины. Возникающая при этом реактивная сила струи отклоняет расширитель, прижимая рабочую грань А породоразрушающей лопасти 3 к забою.

При вращении инструмента за счет центробежных и гидродинамических сил расширитель забурируется в заданном интервале, формируя уступ для режущих граней лопасти В и С. При приложении к расширителю осевой нагрузки пружины 6 или 7 сжимаются и корпус 2 с породоразрушающей лопастью 3 смещается относительно штока 1. При этом поток промывочной жидкости,

нагнетаемый в скважину, перераспределяется между насадками. Если в момент забурки важно было вывести инструмент в рабочее положение и прижать лопасть к забою реактивной силой струи, истекающей из насадок 9 и 10, то при передаче вращения и расширении целесообразно предотвратить излишнее закручивание снаряда выводом струи на боковую поверхность лопасти в насадку 8. В случае сжатия пружины поток из насадок 9 и 10 перераспределяется в насадку 5, что способствует устойчивому режиму разрушения породы.

В промежуточном положении корпуса относительно штока могут работать все три насадки. Если пружины не сжаты, то работают насадки, способствующие отклонению колонны от оси и забурке инструмента. Когда одна из пружин (в зависимости от направления перемещения инструмента вдоль продуктивного интервала) сжата полностью, то работает только насадка, способствующая увеличению углубки за счет снижения угла закручивания инструмента.

При установленной скорости осевой подачи расширителя изменение давления на насосе свидетельствует об изменении физико-механических свойств разрушаемых пород. С переходом в более твердые породы вертикальная сила на породоразрушающую лопасть увеличивается, возрастает расход промывочной жидкости через насадку в лопасти, что способствует росту силы прижатия расширителя к забою и сохранению диаметра расширения. Переход в более мягкие породы увеличивает поток промывочной жидкости, истекающей из насадок в корпусе, снижает расход через насадку в лопасти и поддерживает постоянный диаметр каверны.

Наличие пружин в конструкции расширителя, выполняющих функцию амортизаторов, способствует снижению вибрации и колебаний инструмента. Поэтому представленная конструкция расширителя может использоваться при повышенных частотах вращения инструмента для создания каверн большого диаметра.

При большой глубине скважины или при использовании бурильной колонны малого диаметра инструмент на забое закручивается и для его распрямления силы гидродинамического давления струи бывает недостаточно. Для таких условий Русбурмаш рекомендует комплектовать корпус расширителя двумя лопастями (рис. 4.7), одна из которых выполняет функцию эксцентриситета, а другая – разрушения породы.

Для неоднородных разрезов полного контакта лопасти расширителя с породой обеспечить сложно. С целью повышения производительности расширения предложен расширитель, корпус которого снабжен шарошечными породоразрушающими органами

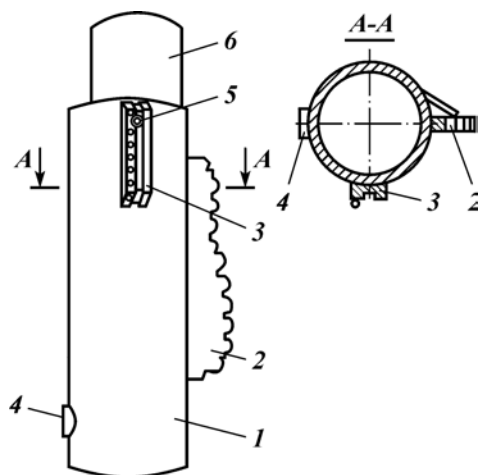


Рис. 4.7. Эксцентричный расширитель с двумя лопастями:

1 – корпус; 2 – породоразрушающая лопасть; 3 – вспомогательная лопасть; 4 – промывочный канал; 5 – гидромониторная насадка; 6 – переходник

(рис. 4.8). При вращении шарошечные породоразрушающие органы 8, 11, установленные на корпусе 9, перекатываются по забою, равномерно увеличивая диаметр скважины. Корпус расши-

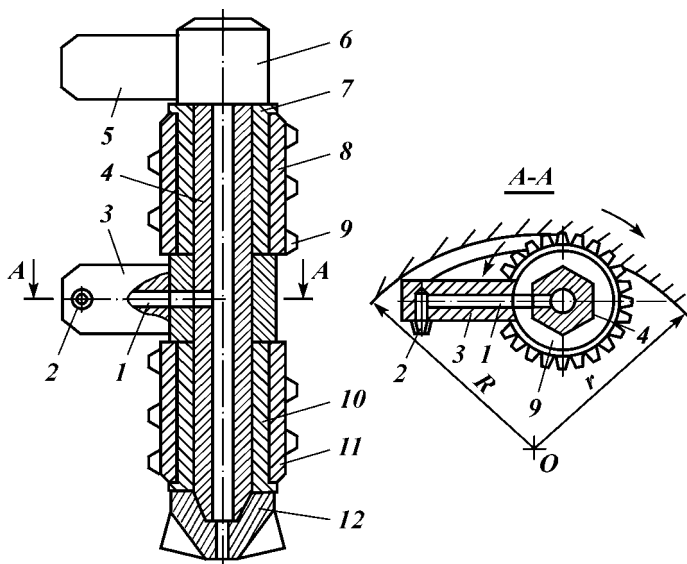
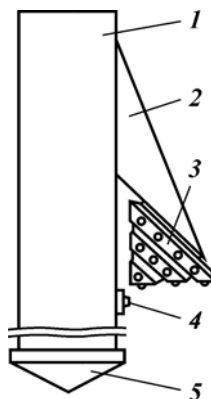


Рис. 4.8. Шарошечный эксцентричный расширитель:

1 – канал в лопасти; 2 – насадка гидромониторная; 3, 5 – стабилизирующие лопасти; 4 – шестигранный полый шток; 6 – переходник; 7, 10 – втулки; 8, 11 – шарошечные породоразрушающие органы; 9 – корпус; 12 – долото

Рис. 4.9. Шарошечный эксцентричный расширитель:
 1 – корпус; 2 – опора; 3 – шарошка; 4 – насадка; 5 –
 долото



рителя снабжен двумя стабилизирующими лопастями 3 и 5. Одна стабилизирующая лопасть предназначена для вывода струи промывочной жидкости и создания дополнительного реактивного усилия на забой.

С увеличением длины лопасти увеличивается момент реактивных сил струи, истекающей из насадки 2. Верхняя стабилизирующая лопасть 5 предназначена для центрации инструмента в скважине, исключения попадания инструмента в каверны, возникновения биения и вибрации снаряда. Породоразрушающие органы установлены на шестигранном полом штоке 4 с целью возможности передачи на них вращения от бурильной колонны. В нижней части расширителя монтируется долото 12, а в верхней части находится переходник 6 для соединения с бурильными трубами.

Для расширения скважин в относительно крепких породах, при наличии твердых пропластков, разработан шарошечный эксцентричный расширитель РШ (рис. 4.9). В качестве породоразрушающего органа в расширителе используется шарошка. Одновременно шарошка и опора, закрепляющая ее на корпусе, выполняют функцию эксцентрика. Инструмент РШ приспособлен для расширения как снизу вверх, так и сверху вниз, в зависимости от используемой технологии.

Д.А. Петровым в ЗАО «Русбурмаш» разработана конструкция эксцентричного расширителя для скважин на воду и подземного выщелачивания.

На рис. 4.10 приведена схема эксцентричного скважинного расширителя с рабочим органом и стабилизатором устойчивости.

Гидромеханический расширитель представляет систему рабочих скоб, армированных восьмигранниками твердого сплава ВК-8.

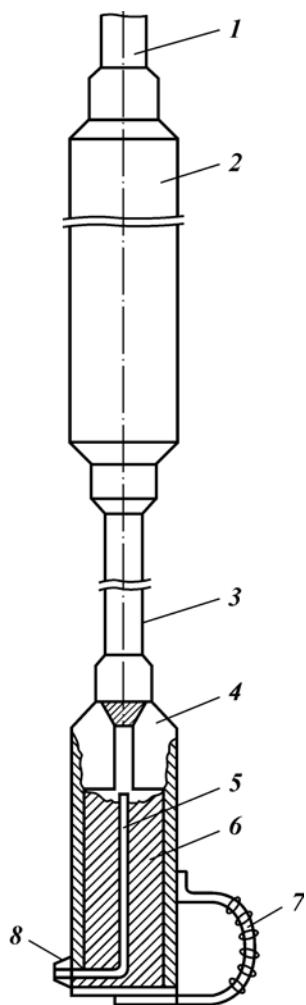


Рис. 4.10. Эксцентричный скважинный расширитель с измененным рабочим органом и стабилизатором устойчивости конструкции «Интер-Аква 2000»:

1 – штанга СБТ-5-0, ЛБТ-50; 2 – стабилизатор устойчивости УБТ; 3 – СБТ-73; 4 – переход; 5 – трубка; 6 – свинец; 7 – армированный рабочий орган; 8 – гидромониторная насадка

Такая система крепления скоб различного размера должна обеспечить более приемлемую конфигурацию зоны расширения для укладки гравия.

Конструкция расширителя достаточно проста; расширитель может быть изготовлен в мастерских комбината, без использования каких-либо дорогостоящих материалов и устройств.

Эффективная работа эксцентричного расширителя обеспечивается в специальной компоновке со стабилизатором, выполняющим функцию центрации инструмента в скважине. Расстояние от центратора до рабочего органа рассчитывают по специальной методике, исходя из конструкции скважины, требуемого диаметра и интервала расширения с учетом возможных режимов вращения инструмента и промывки. Типовая компоновка представлена на рис. 4.11.

Д.А. Петросовым и сотрудниками ЗАО «Русбурмаш» разработан расширитель комбинированного действия, приводящийся в действие давлением промывочной жидкости и прижимающийся рабочими органами к стенкам

скважины за счет эксцентриситета инструмента и обусловленных этим действием инерционных сил. Наличие одной выдвижной массивной лопасти обеспечивает высокую надежность конструкции и простоту использования (рис. 4.12, 4.13).

В предварительно пробуренную скважину опускают расширитель до кровли продуктивного пласта. При спуске в скважину, рабочая лопасть 9 находится в закрытом (транспортном) положении.

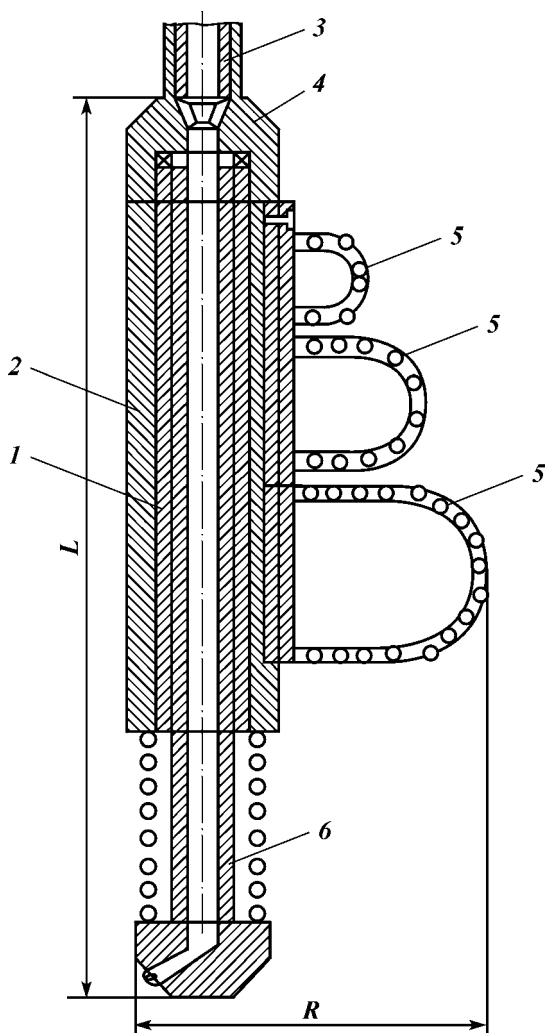


Рис. 4.11. Эксцентричный скважинный расширитель:

1 – трубка; 2 – УБТ диаметром 108 мм, $L = 6 \div 8$ м; 3 – СБТ-73, $L = 4,5 \div 4,7$ м; 4 – переход; 5 – армированный рабочий орган; 6 – штанга СБТ-50; R – габарит расширителя

Промывочная жидкость по бурильным трубам поступает в корпус расширителя 1 и воздействует на поршень 7. Поршень 7 идет вниз, сжимая возвратную пружину 3, и посредством толкателя поршня 13, воздействуя на эксцентрик рабочей лопасти 10,

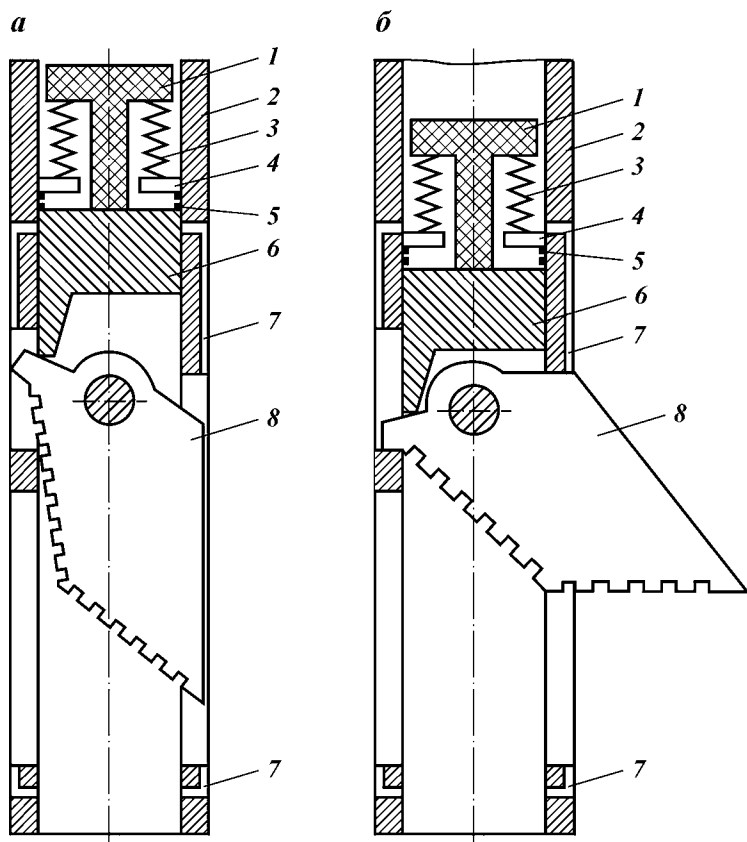


Рис. 4.13. Схема новой конструкции расширителя скважины ПВ:
а – рабочее положение; *б* – транспортное положение; 1 – шток поршня; 2 – корпус расширителя; 3 – пружина; 4 – упор; 5 – резиновые уплотнения; 6 – поршень; 7 – промывочные каналы; 8 – рабочий орган расширителя

расширителя 9 приводится в транспортное положение, упираясь в нерасширенный интервал или башмак технической колонны при подъеме инструмента.

4.1.2. ГИДРОМОНИТОРНЫЕ РАСШИРИТЕЛИ

В гидромониторных расширителях для разрушения породы используется энергия струи промывочной жидкости, истекающей из насадок. После спуска расширителя в скважину в заданный интервал начинают осуществлять подачу промывочной жидкости либо одновременно с вращением, либо без вращения инструмен-

та. Поток жидкости, истекающий из насадок гидромониторного распырителя, попадает на забой и разрушает породу.

Разрушение породы под воздействием гидромониторной струи происходит из-за создания на забое осевого давления, приводящего к разрушению структурных связей, их размыву. Разрушение структурных связей породы происходит в том случае, если создаваемое струей давление на забой превышает критическое для данного типа грунта

$$\sigma \geq [\sigma_{\text{доп}}], \quad (4.10)$$

где σ – напряжение, создаваемое струей в породе, $[\sigma_{\text{доп}}]$ – предельно допустимое напряжение в породе.

Многочисленными исследователями [15, 16] установлено, что разрушение породы при воздействии на нее струи промывочной жидкости происходит при существенно меньшем давлении, чем предельно допустимые напряжения на сжатие. Это объясняется долговременным воздействием потока на грунт, в процессе которого структурные связи породы постепенно разрушаются и действительная прочность породы уменьшается.

Применительно к слабосцементированным и глинистым породам рекомендуется вводить в формулу (4.10) понижающий коэффициент K (табл. 4.2)

$$\sigma \geq K[\sigma_{\text{доп}}]. \quad (4.11)$$

Воздействие струи на забой, исходя из режима истечения и его колебаний во времени, носит различный характер. В случае прерывистого воздействия давление на забой рассчитывают по формуле гидравлического удара

Таблица 4.2

Типы пород	Предельно допустимые напряжения $[\sigma_{\text{доп}}]$, кг/см ²	Понижающий коэффициент K	Требуемое для разрушения породы давление на забой σ , кг/см ²
Песок мелкозернистый	1–2	0,8	0,8–1,6
Супесь легкая	1,5–2	0,8	1,2–1,6
Песок среднезернистый	1,2	0,7	1,05
Лессовидный суглинок	1,5–2,5	0,7	1,05–1,75
Суглинок легкий, супесь средняя	2–2,5	0,7	1,4–1,75
Песок крупнозернистый	1,5–2,5	0,7	1,05–1,75
Супесь тяжелая, суглинок средний	2,5–3	0,6	1,5–1,8
Суглинок плотный	3–4	0,6	1,8–2,4
Глина	3–4,5	0,6	1,8–2,7
Гравийно-галечные отложения	4–5	0,6	2,4–3,0
Глина полужирная	5–7	0,5	2,5–3,5

$$\sigma = \rho c v, \quad (4.12)$$

где c – скорость волны сжатия в жидкости (при высоких скоростях удара волны сжатия распространяются со скоростью, превышающей 1500 м/с); v – скорость истечения жидкости из насадки.

Для круглых струй диаметр поверхности, на которую распространяется давление гидроудара

$$d = d_0(v/c), \quad (4.13)$$

где d_0 – начальный диаметр струи.

Продолжительность ударного воздействия невелика, и через небольшой промежуток времени с момента возникновения циркуляции происходит радиальное движение жидкости вдоль забоя от ядра воздействия или оси симметрии струи. Давление на забой резко снижается и при этом

$$\sigma = \rho(v^2/2). \quad (4.14)$$

Давление, развиваемое струей, которая истекает из насадки, изменяется по мере приближения или удаления забоя, или смещения его от оси симметрии струи. Г.Н. Абрамович и А.Я. Милович рекомендуют для определения снижения давления на забой по мере его удаления от насадки использовать формулу

$$\sigma_l = \frac{ad_0}{l} \sigma_0, \quad (4.15)$$

где a – опытный коэффициент ($a = 6 \div 6,8$); l – расстояние от насадки до забоя; σ_0 – давление струи на выходе из насадки.

Выражение (4.15) дает хорошую сходимость при существенном удалении забоя от насадки. При малых удалениях, когда $d_0/l > 0,12 \div 0,14$, формула теряет смысл, так как давление на расстоянии l больше, чем начальное.

А.К. Козодой предложил формулу для определения осевого давления струи на забой по мере его удаления с учетом коэффициента затухания $a = 0,29 \div 0,3$, дающую удовлетворительную сходимость и на начальном участке струи при $l > (2 \div 3)d_0$,

$$\sigma_l = \frac{5,5}{\left(1 + a \frac{l}{d_0}\right)^2}. \quad (4.16)$$

В начальный период развития струи до 5–6 мм от насадки она носит компактный характер, и давление жидкости поддерживается примерно постоянным (рис. 4.14). С удалением насадки от

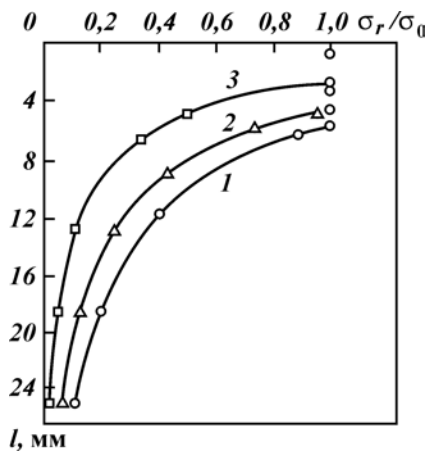


Рис. 4.14. Зависимость отношения σ_r/σ_0 от расстояния до забоя при разных выходных сечениях насадок:

1 — эллиптическое; 2 — коническое; 3 — цилиндрическое

забоя давление резко снижается, а при расстоянии более 18–20 мм разрушение породы становится неэффективным.

В радиальном направлении от оси симметрии струи давление быстро снижается. Н. Маковей рекомендует использовать для определения давления от оси струи уравнение С.Д. Лича и Г.Л. Уолкера

$$\sigma_r = \sigma_0 \left[1 - 3 \left(\frac{r}{b} \right)^2 + 2 \left(\frac{r}{b} \right)^3 \right], \quad (4.17)$$

где r — расстояние от оси симметрии струи; b — радиус поверхности, на которую воздействует струя ($b \approx 1,3d_0$).

Уравнение (4.17) справедливо при $r < b$, а при $r \gg b$ $\sigma_r = 0$. Анализ уравнения (4.17) позволяет установить, что максимальное давление наблюдается у оси струи примерно постоянно и близко к максимальному. На расстоянии 2,5 диаметра от центра струи давление резко снижается и составляет не более 10 % максимального. При дальнейшем удалении от центра струи давление снижается медленнее и на расстоянии 8–10 диаметров составляет 3–5 % от максимального (рис. 4.15).

Неравномерность распределения давления, создаваемого струей жидкости, вытекающей из гидромониторной насадки, обуславливает формирование неравномерного по форме поверхности разрушаемого забоя. Максимальные сжимающие и касательные напряжения возникают в том месте, где забой контактирует с центральной частью струи. Поэтому разрушение забоя происходит преимущественно у оси симметрии струи, а с удалением по радиусу, интенсивность разрушения породы резко снижается.

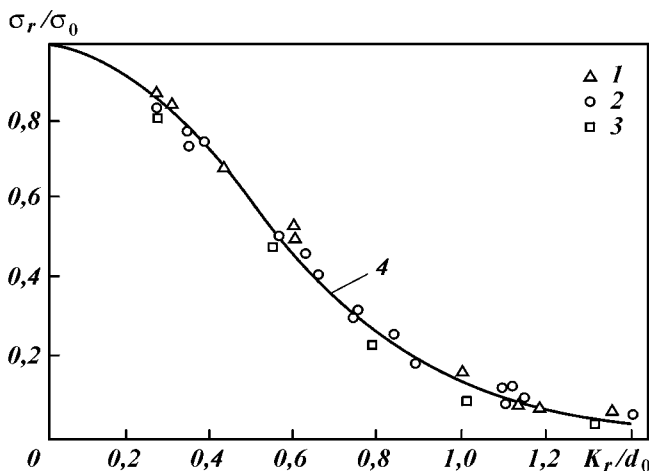


Рис. 4.15. Изменение давления струи по мере смещения от оси симметрии:
 1 - $d_0 = 3,2$ мм; $v = 27,4 \div 35,7$ м/с; 2 - $d_0 = 4,8$ мм; $v = 29,6$ м/с; 3 - $d_0 = 6,4$ мм;
 $v = 20,7$ м/с; 4 - теоретическая кривая

Для практических условий важно определить параметры насадок, режимы промывки и допустимое удаление насадки от забоя (стенок скважины), при которых возможно интенсивное разрушение породы.

Давление в точке забоя, отстоящей от насадки на расстоянии l , а от оси струи - на расстоянии r , определяется выражением

$$\sigma = K_r K_l \sigma_0, \quad (4.18)$$

где K_r - коэффициент затухания струи по мере удаления от ее оси, равный отношению σ_r к σ_0 [см. уравнение (4.17)]; K_l - коэффициент затухания струи при удалении от насадки, равный отношению σ_r к σ_0 [см. равенство (4.15) и (4.16)].

Решая уравнение (4.18) относительно необходимой скорости истечения струи из насадки расширителя при известных значениях расстояния до забоя l и диаметра размываемой полости r_i , получаем следующее выражение:

$$v = \sqrt{\frac{2[\sigma_{\text{доп}}]}{\rho K_l K_r}}. \quad (4.19)$$

При скоростях меньших, чем рассчитанных по приведенной формуле, разрушения забоя радиусом r_i , который отстоит от насадки на расстоянии l , не произойдет. От выражения (4.19) легко

перейти к уравнению для определения суммарной площади сечения насадок расширителя при заданной производительности насосного оборудования Q

$$\omega_n = \frac{Q}{\sqrt{\frac{2[\sigma_{\text{доп}}]}{\rho K_l K_r}}}. \quad (4.20)$$

Рациональный диаметр насадок d_0 определяется на основании равенства (4.20) и числа насадок n_i , которое выбирается, исходя из конструктивных особенностей расширителя,

$$d_0 = \sqrt{\frac{\omega_n}{\pi n_i}}. \quad (4.21)$$

При заданном начальном давлении струи σ_0 и известном радиусе обработки забоя r , соответствующем коэффициенту затухания, предельное расстояние $l_{\text{кр}}$, на котором будет разрабатываться забой, сложенный породой с заданными физико-механическими и прочностными свойствами

$$l_{\text{кр}} = \frac{ad_0}{\sqrt{\frac{[\sigma_{\text{доп}}]}{K_r \sigma_0}}}. \quad (4.22)$$

Если расстояние $l_{\text{кр}}$ больше значения, полученного в правой части уравнения (4.22), то на стенках скважины сформируется забой радиусом r меньше расчетного r_r . Существует предельное расстояние между забоем и насадкой, при котором забой не формируется даже в месте, контактирующем с осью симметрии струи. Это значение легко получить из выражения (4.22), если $K_r = 1$.

Значения разрушающей дальнбойности струи в зависимости от числа гидромониторных насадок и динамического давления на породу приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Порода	Давление, МПа	l (в мм) при числе насадок		
		1	2	3
Супесь	0,3	302	430	530
Песок крупнозернистый	0,2	320	450	550
Суглинок	0,4	200	280	350
Песок мелкозернистый	0,15	300	420	320
Глина плотная	0,6	145	205	250

В выражении (4.22) использовали значения коэффициента затухания струи с удалением от насадки, полученного из уравнения (4.15), дающего хорошую сходимость при существенных удалениях забоя, что и соответствует поставленной задаче.

Уравнения (4.19)–(4.22) получены при условии, что действие струи на забой носит постоянный характер, исключаящий возникновение гидравлических ударов. Если в конструкции расширителя предусмотрено периодическое открытие – закрытие поверхности насадок и гидроударное воздействие струи на забой, то предельно возможная глубина расширения, определяемая по уравнению (4.22), увеличится на $2 c/v$, т. е. примерно в 5–6 раз.

Требуемая скорость истечения струи из насадки для формирования забоя радиусом r при динамическом режиме истечения уменьшается и определяется из выражения

$$v > \frac{[\sigma_{\text{доп}}]}{\rho c K_l K_r}. \quad (4.23)$$

Характер представленных зависимостей подтверждается многочисленными экспериментальными данными. Интересные исследования проведены в ИГД им. А.А. Скочинского. При исследовании взаимодействия струй с породой выявлена связь глубины разрушаемого забоя от отношения расстояния между забоем и насадкой к диаметру насадки.

Эффективное отношение расстояния между насадкой и забоем к диаметру насадки не должно превышать 5–6. Если это отношение увеличивается до 20 и более, то глубина разрушаемого забоя незначительна. Учитывая, что типовой диаметр насадок составляет 5–8 мм, то при удалении забоя от насадки более чем на 100 мм эффективность процесса разрушения породы будет незначительна. Следует учесть, что в экспериментах А.А. Скочинский исследовал незатопленные струи, разрушительная способность которых гораздо выше, чем затопленных.

Для затопленных струй, наблюдающихся при расширении скважин, глубина забоя при постоянных остальных параметрах будет существенно ниже, хотя качественный характер зависимостей останется аналогичным. В этой связи при затопленных струях эффективное расстояние между забоем и насадкой будет снижаться в несколько раз. В процессе экспериментов установлено, что глубина формируемого забоя линейно увеличивается с ростом начального давления струи при постоянном диаметре насадки или с увеличением диаметра насадки при постоянном давлении.

Типовые конструкции скважин, которые должны предусматривать создание оптимального режима эксплуатации за счет

обеспечения ламинарного режима движения потока во всех элементах системы скважина – пласт, предполагают увеличение диаметра пилот-ствола иногда до 800 мм и более. Глубина проникновения кольматирующего раствора, используемого при первичном вскрытии пласта, особенно в наиболее проницаемых и продуктивных интервалах превышает 100–200 мм, а часто соответствует диаметру зоны турбулизации потока при заданных режимах эксплуатации, т.е. 700–800 мм и более.

Очевидно, что струи, истекающие из гидромониторных насадок, не могут обеспечить эффективного разрушения даже слабоцементированной породы на таких расстояниях без проникновения насадки в глубь пласта по мере разработки каверны или дополнительного механического воздействия на забой. Для выбора технологии гидромониторного расширения и конструкции инструмента важно определить динамику разрушения породы во времени.

Если в начальный момент динамическое давление струи превышает критическое, то в породе формируется цилиндрический канал. Н. Маковой обобщил большой объем экспериментов, проведенных различными авторами, и установил, что около 75 % общего объема породы разбуривается в первую секунду. В дальнейшем темп углубки канала падает и уменьшается объем выбуренной породы (рис. 4.16). После 4–5 с воздействия струи на породу увеличения глубины канала почти не происходит.

Интенсифицировать процесс разрушения породы и сократить время воздействия струи на забой позволяет добавка в воду полимерных компонентов. Например, добавка окиси полиэтилена позволяет уменьшить эффективное время воздействия струи на забой более чем в 2 раза.

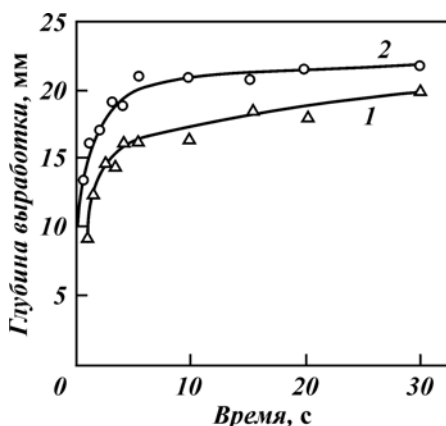


Рис. 4.16. Зависимость глубины вырабатываемого канала от времени воздействия струи на породу:

1 – пресная вода; 2 – вода с 0,01 % окисью полиэтилена

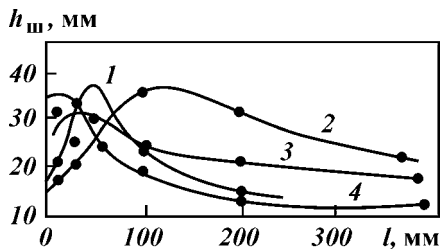
В нашей стране проводились исследования по выявлению влияния добавок полимеров к воде, используемой для разрушения пород струями высокого давления. Добавки полиакриламида (ПАА) при его содержании в воде 0,0015–0,0035 % позволяют увеличить гидродинамическое давление струи и эффективность разрушения породы. На расстоянии 50 см от насадки динамическое давление увеличивается на 10–30 %, а на расстоянии 130 см – более чем в 2 раза.

Зарубежные исследования показывают, что наиболее эффективны добавки полимеров в водные струи при удалении насадки от забоя на расстоянии более 50 мм (рис. 4.17). Необходимость воздействия струи на определенное место забоя в течение нескольких секунд накладывает свои ограничения на выбор скорости осевого перемещения снаряда и его частоты вращения. Осевая подача инструмента не должна превышать отношения диаметра вырабатываемого в стенках скважины канала к эффективному времени обработки забоя. Эффективная величина обрабатываемого забоя на 30 % выше диаметра насадки, а рациональное время обработки не превышает 5 с.

В начальный момент воздействия струи на забой предполагается, что она перпендикулярна касательной к окружности стенок скважины. Поэтому для определения давления струи на забой, справедливы уравнения (4.12) и (4.14). По мере формирования лунки направление потока в струе и выходящего из лунки становится неперпендикулярным друг другу. В правую часть уравнений (4.12) и (4.14) добавляется множитель $(1 - \cos \alpha)$, где α – угол между поступающим и отводящимся с забоя потоками. При формировании начального углубления в забое l_0 становится более 90° , и в правую часть выражений (4.12) и (4.14) добавляется множитель, превышающий единицу. Если направление отводящегося с забоя потока близко к противоположному направлению движения струи, то давление на забой [см. уравнения (4.12) и (4.14)] увеличивается в 2 раза. Этим и объясняется быстрое разрушение породы в течение первых секунд воздействия струи на забой. С развитием лунки забой удаляется от насадки и наступа-

Рис. 4.17. Зависимость глубины вырабатываемого канала от расстояния между насадкой и забоем:

1 – чистая вода; 2, 3, 4 – вода с добавлением соответственно 0,1; 0,2 и 0,05 % полимера



ет момент, когда даже удвоенного гидродинамического давления струи становится недостаточно для дальнейшего формирования забоя.

При перемещении насадки относительно первично сформированной лунки в осевом или радиальном направлениях струя потока начинает воздействовать на наклонную плоскость. Отводящийся с забоя поток жидкости при этом движется под острым углом к исходному направлению движения струи. Косинус угла в данном случае принимает положительные значения, которые меньше единицы, а гидродинамическое давление на забой снижается до значений, меньших, чем рассчитанная по формулам (4.12) и (4.14). Итак, интенсивность разрушения откосов уже сформированной лунки существенно ниже, а глубина соседней полости меньше глубины первичной лунки.

На рис. 4.18 показаны этапы разрушения забоя скважины гидромониторными расширителями. В процессе забурки формируют лунки, число которых соответствует числу гидромониторных насадок (рис. 4.18, *а*). После перемещения инструмента в осевом или радиальном направлении откосы первичных лунок становятся круче, а промежуточная между ними часть забоя разрушается значительно медленнее (рис. 4.18, *б*). Профиль забоя при этом ступенчатый, неравномерный (рис. 4.18, *в*) даже в однородных по физико-механическим свойствам грунтах.

Струйные расширители по характеру воздействия на породу подразделяются на струйные мониторы (гидроаэродинамические), гидротурбинные, гидроимпульсные.

Струйный монитор, предложенный НИНО и ПС (рис. 4.19),

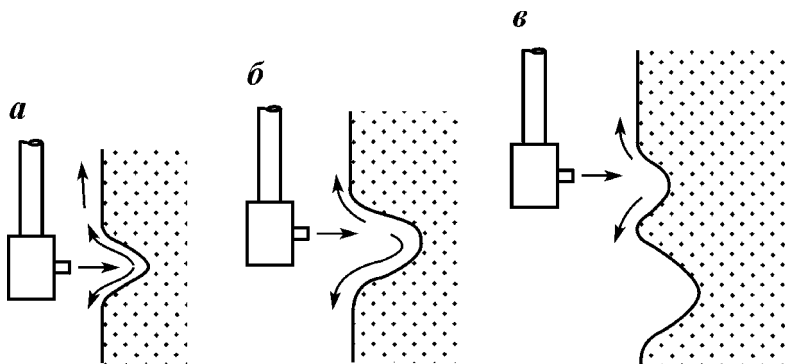


Рис. 4.18. Этапы разрушения забоя скважины гидромониторными расширителями:

а – процесс забурки; *б* – образование откосов первичных лунок; *в* – образование ступенчатого профиля забоя

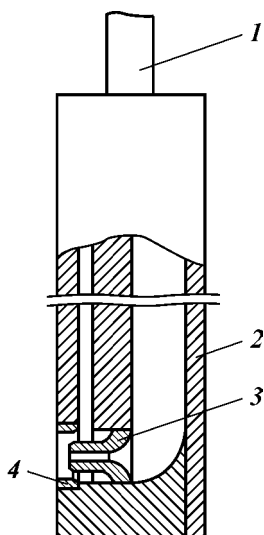


Рис. 4.19. Струйный монитор
НИНО и ПС:

1 - двойная колонна труб (для подачи воды, воздуха); 2 - корпус; 3 - водяное сопло; 4 - воздушное сопло

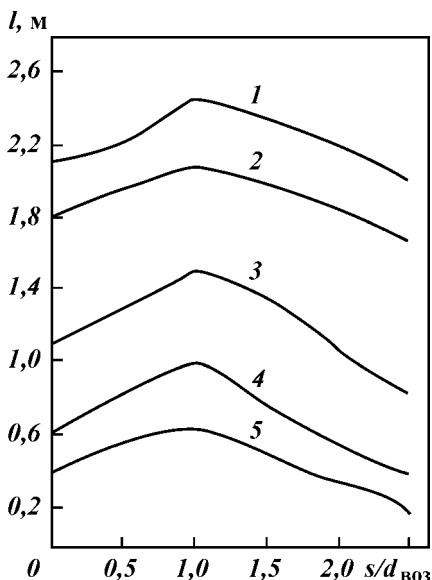


Рис. 4.20. Зависимость длины прорези в грунте от смещения водяного сопла относительно воздушного для различных диаметров водяного сопла (в мм):

1 - 5; 2 - 3; 3 - 2; 4 - 5; 5 - 1

повышает эффективность расширителя путем формирования капельной структуры струи, что приводит к возникновению динамических сил, которые увеличивают размывающее действие водяной струи.

Для обеспечения рационального режима истечения из монитора, длина воздушного сопла должна быть не меньше величины смещения водяного сопла s относительно воздушного $d_{\text{воз}}$ (рис. 4.20). Наиболее приемлемым считается смещение, которое составляет 0,5–2 диаметра воздушного сопла.

Рассмотрим подробнее работу расширителя. В пробуренную скважину спускают монитор до проектной отметки и подают в него по трубам воду и воздух. Из водяного сопла монитора начинает изливаться водяная струя в потоке воздуха, прорезающая в грунте щель. Воздух, выходящий с большой скоростью из выдвинутого вперед воздушного сопла, создает вокруг водяной струи зону пониженного давления. В результате этого истекающая из водяного сопла струя распадается на отдельные капли, что приводит к возникновению динамических сил, которые увеличивают гидродинамическое воздействие на забой.

В предложенном струйном мониторе существенно увеличивается эффективность разрушения породы за счет движения водяной струи внутри воздушной оболочки, которая экранирует ее от основной массы заполняющей скважину жидкости. Однако повышение эффективности работы расширителя наблюдается только при малых расстояниях между забоем и гидромонитором. При увеличении этого расстояния воздушная оболочка вокруг водяной струи нарушается и воздух начинает подниматься к поверхности. Стандартные компрессоры, используемые при буровых работах, имеют давление 0,6–0,8 МПа, в связи с чем при глубине скважины более 80 м применение известного инструмента осложняется. Кроме этого, предложенная технология может быть использована только при расширении пород низконапорных пластов, так как при высоком напоре стенки скважины не будут поддерживаться в устойчивом состоянии. Глубина статического уровня должна быть больше 0,6 глубины скважины.

При использовании гидромонитора для расширения скважины следует учитывать, что при его вертикальном перемещении в зоне разработки грунта меняется статическое давление, плотность, расход и скорость воздуха, выходящего из сопла. С подъемом монитора диаметр расширения уменьшается.

М.О. Ашрафьян и другие авторы на основании многофакторной модели разрушения пород высоконапорными струями жидкости, предложенной ЗапСибНИГНИ, рекомендуют определенные параметры расширения ствола скважины с 243–500-мм гидромониторными расширителями (табл. 4.4). Данные получены для скважин глубиной 1700 м. При этом использовали буровой раствор плотностью 1800 кг/м³, 141-мм бурильные трубы при давлении насосов 10 МПа и расширитель, состоящий из трех насадок одного типоразмера.

Таблица 4.4

Диаметр насадки, мм	Прочность пород в интервале расширения $\sigma_{доп}$, МПа	Время контакта струи с породой, с	Скорость подачи инструмента, м/ч
10,7	1,5	7,6	106,0
	3,0	22,1	30,6
	7,6	122,2	7,1
	15,0	363,0	2,2
12,0	1,6	6,4	155,0
	3,0	19,1	52,0
	7,5	100,0	9,9
	15,0	316,0	3,1
14,0	1,5	5,3	2540,0
	3,0	15,6	82,2
	7,5	57,4	17,1
	15,0	25,7	5,3

Установлено, что ствол может расширяться гидромониторами даже при прочности пород 15 МПа. Скорость расширения увеличивается в 2,5 раза при изменении диаметра насадок с 10,7 до 14 мм с учетом постоянных скоростей истечения струи, т.е. при соответствующем повышении подачи насосов в 1,7 раза. Интенсивность разрушения пород резко снижается с увеличением их прочности.

Увеличение глубины скважины снижает интенсивность гидромониторного расширения. Гидромониторные расширители, включающие гидромониторные насадки, выполненные в модернизированном замковом соединении бурильных труб, центральный промывочный канал которого перекрывается шаром. Гидромониторные расширители применялись для увеличения диаметра нефтяных скважин (табл. 4.5).

В процессе испытаний установлено, что при увеличении расстояния между забоем и насадками более 25–70 мм разрушение забоя почти прекращается. В некоторых интервалах скважины зафиксирована неравномерность разрушения породы относительно оси скважины. В наиболее мягких породах диаметр расширения возрастал, что приводило к формированию глубокого забоя.

С целью совмещения операций по посадке фильтровой колонны и расширению водозаборной части скважины ПСО Востокбурвод серийно выпускается гидротурбинный расширитель (ГТР). Гидротурбинный расширитель (рис. 4.21) состоит из полого вала 1 с радиальными отверстиями, на котором посажен корпус 2 с соплами 3. Кольцевой зазор между корпусом и валом герметизирован самоуплотняющимися манжетами 4. Корпус 2 фиксируется на валу от осевого перемещения зашплинтованной шайбой 5. Верхняя часть вала выполнена в виде муфты под резьбу бурильных труб. К корпусу прикреплены тормозные пластины 6. За счет реактивной силы струи, вытекающей из гидромониторных насадок 3, турбина 2 вращается вокруг оси корпуса гидротурбинного расширителя. Частота вращения турбины определяется размерами тормозных пластин, которые находятся из расчета.

Вращение насадок вокруг оси инструмента обеспечивается моментом гидродинамических сил струй, направленных по касательной к поверхности обрабатываемого забоя. Неперпендикулярное воздействие струй на забой резко снижает эффективность расширения. Поэтому представленный расширитель можно рекомендовать при удалении глинистой корки со стенок скважины при спуске фильтровой колонны.

В ПСО Востокбурвод разработан гидроимпульсный расшири-

Таблица 4.5

Номер скважины, площадь	Условия расширения ствола						Плотность бурового раствора, г/см ³	Подача насосов, л/с
	Интервал, мм	Диаметр, мм						
		стволова скважины	буровых труб	расширителя	гидромониторных насадок			
1148, Грязевая Сопка	1414–1490	200	114	178	11	1,80	24	
712, Западно-Анастасиевская	1722–1752	118	89	110	8	1,30	14	
90, Каражанбас	309–314	214–220	114	178	13	1,34	29	
91, Каражанбас	300–315	214–220	114	178	13	1,34	20	
	300–315	450	114	178	13	1,34	29	
	306–311	145	114	138	8	1,34	14	
	311–314	640	114	138	8	1,34	14	
	314–321	214	114	138	8	1,34	10	

тель, устанавливаемый в башмаке фильтровой колонны и предназначенный для размыва стенок скважины, разрушения и удаления закольматированной зоны продуктивного пласта. Конструкция расширителя (рис. 4.22) предусматривает проворот насадок вокруг оси скважины без вращения колонны труб. Крутящий момент создается смещением направления истечения струй из сопла гидромониторных насадок. Расширитель состоит из вращающейся и неподвижной частей. Во вращающейся части расположены две гидромониторные насадки, а в неподвижной – корпус для соединения с буровой колонной и прерыватель.

В процессе работы расширителя вращающаяся часть постоянно проворачивается относительно неподвижной, а поток, истекающий из сопел, периодически перекрывается прерывателем.

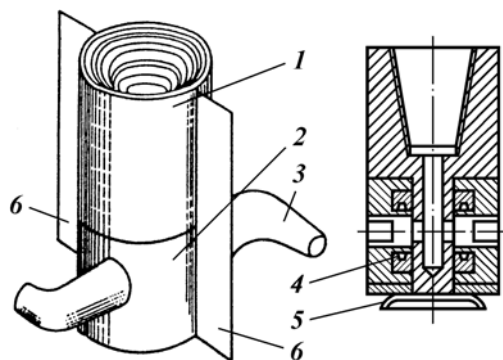


Рис. 4.21. Гидротурбинный расширитель типа ГТР

Режим расширения				Диаметр ствола после расширения, мм	
Давление на насосах, МПа	Перепад давления на насадках, МПа	Интенсивность вращения, об/мин	Расчетная скорость подачи, м/ч	расчетный	фактический
8	5,0	20	1,3	340	270
14	5,0	20	5,8	180	160
5	3,9	8	2,8	540	640
3,5	2,6	8	4,1	420	450
5	3,9	8	2,8	540	640
15	12,5	8	6,1	360	420
15	12,5	8	—	—	640
13	11	8	—	—	400

Создаются периодические гидродинамические импульсы, которые способствуют повышению давления на забой, созданию циклической нагрузки и более эффективному разрушению породы. По данным Г.П. Квашина создание импульсов позволяет увели-

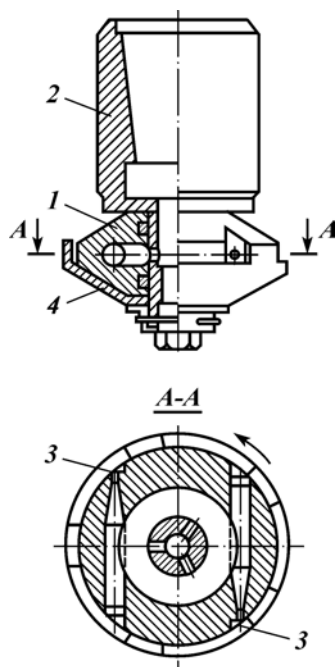


Рис. 4.22. Гидроимпульсный расширитель (ПСО Востокбурвод):
1 – вращающаяся часть; 2 – неподвижная часть; 3 – насадки; 4 – прерыватель (неподвижный)

чить давление на забое в 3–4 раза в сравнении с постоянным потоком.

Стенд для испытания разных конструкций гидротурбинных расширителей (табл. 4.6) устанавливался в емкость, имитирующую скважину. Функцию забоя выполнял образец реального грунта. За сравнительный критерий оценки эффективности ГТР был принят образец в виде двух слоев бумаги толщиной 0,4 мм, зажатых между двумя перфорированными дисками с ячейкой диаметром 5 мм. С увеличением частоты генерируемых импульсов радиус разрушения образца увеличивается при прочих равных условиях. Из всех испытываемых импульсных ГТР наиболее эффективный – гидроимпульсный расширитель с шестью узкими пластинами (см. рис. 4.22). При одинаковом гидродинамическом воздействии на стенку образца в сравнении с обычным гидромониторным расширителем он обеспечил разработку ствола скважины по окружности более глубокими каналами.

Г.П. Квашнин установил, что для разрушения образца породы, находящегося на расстоянии 80 мм от насадки, требуется обычным расширителем развить давление 0,5 МПа, а при гидроимпульсном воздействии требуется давление только 0,24 МПа, т.е. примерно в 2 раза меньшее. Воздействие параллельных друг дру-

Таблица 4.6

Тип ГТР	Параметры							
	Рабочее давление, МПа	Расход жидкости, м ³ /ч	Сила давления струи (в МПа) на расстоянии, мм		Частота вращения, об/мин		Частота генерируемых импульсов давления, Гц	Радиус разрушения образца, мм
			80	160	турбинки	прерывателя		
Без прерывателя	2,45	14,5	15	7	2900	–	52	80
С остановленным соплом	2,45	14,5	50	20	0	–	10	150
С жестким вращающимся прерывателем с нечетным числом пластин	2,4	14,0	25	11	1800	80	125	120
То же, с четырьмя пластинами (широкими)	2,35	13,0	45	19	2300	120	140	130
То же, с шестью скошенными пластинами (узкими)	2,35	13,0	50	24	2100	40	210	145
ГТР с жестким неподвижным прерывателем	2,3	13,5	25	10	2900	0	50	125

гу струй не позволяет формировать равномерный по профилю забой. Поверхность состоит из лунок различной формы и глубины. Если направить две струи под острым углом друг к другу, то они будут способны после формирования углублений скалывать промежуточную часть породы, выравнивая тем самым формируемый забой. В.Л. Гой предложил конструкцию струйного расширителя, в которой две насадки установлены под острым углом друг к другу и выполнены с разными выходными сечениями. Оси насадок расположены на разном расстоянии от центра гидротурбины (рис. 4.23). Сечение первой насадки составляет 0,4–0,99 от сечения второй насадки.

Струйный расширитель работает следующим образом. На бурильных трубах инструмент спускают в скважину в интервал продуктивного пласта или участка проведения разглинизации, после чего по каналам промывочную жидкость через

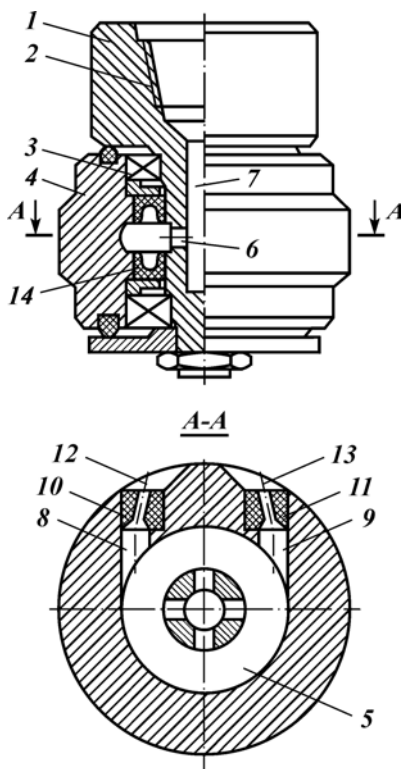


Рис. 4.23. Струйный расширитель с пересекающимися насадками:
 1 – корпус; 2 – присоединительная резьба; 3 – подшипник; 4 – вращающаяся часть; 5 – кольцевая полость; 6 – каналы; 7 – осевой канал; 8, 9 – подводящий канал; 10, 11 – насадки; 12, 13 – оси симметрии насадок; 14 – уплотнения

гидромониторные насадки на разрушаемую породу. Использование предлагаемого расширителя позволяет разрушать породу более длительным моментом воздействия струи, упрощает конструкцию инструмента и повышает его разрушающую способность за счет пересечения осей струй.

В ПО «Юганскнефтегаз» на скважинах Салымского месторождения для расширения пилот-ствола в интервале продуктивного пласта использовали гидромониторный перфоратор АП-6М. На перфораторе были установлены четыре насадки с отверстиями диаметром 6 мм. Для расширения использовали насос У8-6М при давлении нагнетания 20 МПа и подаче 22 л/с. Перепад давления на насадках составил 12 МПа при скоростях истечения струи 194 м/с (табл. 4.7).

Перфоратор спускали в скважину до кровли пласта и расширяли сверху вниз. Перед расширением в бурильную колонну бросили металлический шар, который перекрывал циркуляционный клапан. Повышение давления в нагнетательной магистрали свидетельствовало о перекрытии клапана и нормальной работе гидромониторных насадок. Инструмент вращали с частотой $1,3 \text{ с}^{-1}$ при скорости спуска 20 м/с.

Диаметр расширения увеличивается с ростом скорости истечения струи из гидромониторных насадок. Расширение скважин в интервале продуктивного пласта позволило увеличить продуктивность нефтяных скважин на 10 % (см. табл. 4.7).

Эффективность работы гидроимпульсных, гидротурбинных и гидромониторных расширителей снижается из-за удаления насадок от забоя, особенно после начального расширения. Во ВСЕГИНГЕО предложено техническое решение, позволяющее максимально приблизить сопла расширителя к обрабатываемому забою.

Гидроимпульсный расширитель (рис. 4.24) спускают на бурильных трубах в скважину. При вращении он проворачивается

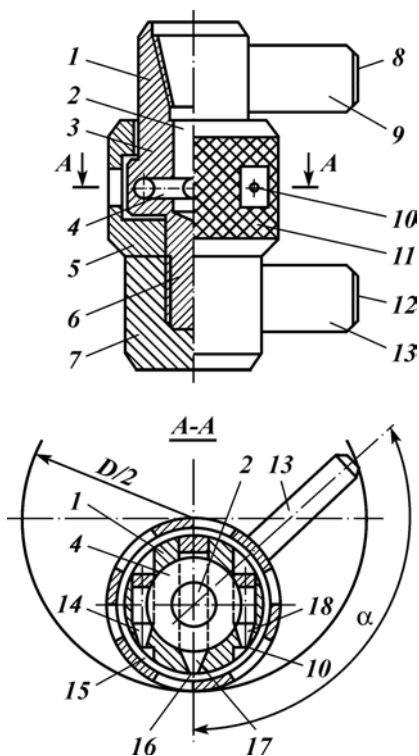
Таблица 4.7

Результаты расширения скважин гидромониторным перфоратором типа АП-6М

Диаметр долота, мм	Скорость истечения струи, м/с	Тип раствора	Интервал расширения, м	Диаметр каверны после расширения, мм
212,7	194	Глинистый	2723,4–2754,5	238–348
140,0	118	Эмульсионный	3036,0–3045,0	143–210
140,0	141	Глинистый	2743,0–2796,5	152–225
140,0	141	»	2798,2–2804,0	152–225
140,0	141	»	2809,0–2819,0	152–225

Рис. 4.24. Гидроимпульсный расширитель ВСЕГИНГЕО:

1 – замок; 2 – полость; 3 – корпус;
4 – кольцевая проточка; 5 – прерыватель;
6 – вал; 7 – фиксатор; 8, 9, 12 – торцевые грани лопастей;
10, 15, 16 – внешние сечения сопел;
11 – рабочая поверхность; 14, 17, 18 – сопла



относительно своей оси до положения, в котором торцевые грани лопастей войдут в контакт со стенкой скважины. Вращающийся в результате трения о забой прерыватель периодически перекрывает сопла, создавая тем самым гидравлические удары, способствующие интенсификации разрушения забоя. В начальной стадии – при установившемся движении расширителя – сопла направлены перпендикулярно к месту контакта рабочей поверхности прерывателя с забоем, что позволяет максимально приблизить внешние сечения сопел и обрабатываемого забоя.

В процессе проработки скважины расширитель перемещают от кровли продуктивного интервала к подошве и обратно. При необходимости получения наибольшего профиля расширения проработку интервала продолжают, пока манометр бурового насоса не покажет устойчивое изменение давления, свидетельствующее о создании такого расширенного контура, при котором отклонение расширителя от оси скважины будет недостаточным, чтобы обеспечить контакт прерывателя с забоем.

Надежной работа расширителя будет в случае превышения силы прижатия инструмента к стенке скважины реактивной силы струи жидкости, истекающих из сопел.

Сила прижатия расширителя к стенке скважины

$$F_{\pi} = \frac{0,43 q \omega^2 r l}{g}, \quad (4.24)$$

где q – вес 1 м бурильных труб; ω – угловая скорость вращения ротора; r – расстояние от оси скважины до оси корпуса расширителя; l – длина нижней полуволны бурильной колонны

$$l = 4,67 \sqrt{\frac{E J g}{q \omega}}; \quad (4.25)$$

EJ – жесткость бурильных труб.

Для бурильных труб диаметром 60, 73 и 88 мм и частотой вращения ротора 120 об/мин значения прижимающей силы приведены в табл. 4.8. Реактивная сила струи

$$F_p = K \frac{4Q^2 \rho}{10^7 \pi d_0^2}, \quad (4.26)$$

где K – коэффициент, учитывающий увеличение реактивной силы в результате гидроимпульсного прерывания потока жидкости ($K \approx 2$); Q – расход промывочной жидкости, ρ – плотность промывочной жидкости, d_0 – диаметр выходного сечения сопла.

В реальных условиях сила прижатия колонны превышает реактивную силу потока, истекающего из сопел, что обеспечивает надежный контакт насадок с породой и эффективное разрушение забоя. Существенную роль на эффективность расширения оказывает конструкция насадок. Разработана и внедрена новая конструкция крепления гидромониторного узла с использованием стандартных сопел ВНИИБТ (рис. 4.25).

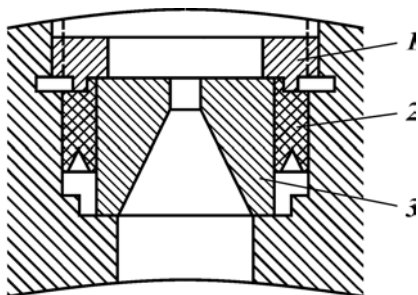
В предлагаемом варианте в корпусе сверлится промывочное отверстие диаметром 24 мм, а затем ему придают форму, показанную на рис. 4.25. Уступ, образовавшийся при расточке, служит

Таблица 4.8

Диаметр труб d , мм	Длина полу-волны колонны l , м	Расстояние от оси скважины до корпуса расширителя r , м	Жесткость труб EJ , 10^4 Н/м	Частота вращения ротора ω , c^{-1}	Сила прижатия F_{π} , 10^2 Н
60	12,60	0,117	8,364	12,56	10,00
73	13,96	0,111	19,278	12,56	16,09
88	15,63	0,103	37,332	12,56	20,61

Рис. 4.25. Крепление гидромониторного узла с использованием стандартных сопел ВНИИБТ:

1 – упорная гайка; 2 – резиновая манжета; 3 – сопло



упором сопла 3, на который одета самоуплотняющаяся под действием перепада давления промывочной жидкости резиновая манжета 2, обеспечивающая герметизацию узла. Узел крепится с помощью кольцеобразной упорной гайки 1, вворачивающейся в корпус долота. Кольцевой уступ в корпусе и буртик на торцевой поверхности упорной гайки предотвращают осевое и радиальное смещения сопла. Высота проходного отверстия упорной гайки принята минимальной и равна 6–8 мм, а ее диаметр – 20 мм. На выходных кромках промывочного отверстия сняты фаски, что снижает размывающее действие струи. На наружной поверхности гайки нанесены крестообразные пазы для ее отворачивания, которые в последнее время заменены глухими отверстиями под вилку.

Крепление узла с помощью наворачиваемой на резьбу гайки обеспечивает легкость разборки и смену сработавшихся насадок. Опрессовка долот с узлом описанной конструкции показала, что они способны выдерживать высокие давления.

При другом варианте крепления гидромониторного узла (рис. 4.26) насадка 5 уплотняется в корпусе долота 3 по наружному диаметру двумя резиновыми кольцами 4, предварительно с натягом вставленными в кольцевые канавки корпуса долота. Удерживается насадка от выпадения на забой шайбой с раструбом 1, изготовленной из стали ШХ15, которая вставляется в выточку корпуса долота и закрепляется стопорным болтом 2.

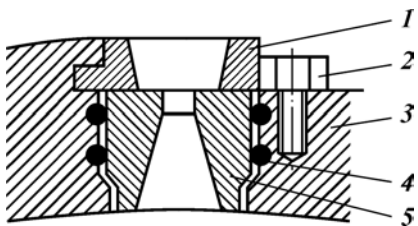


Рис. 4.26. Вариант крепления гидромониторного узла Азинмаша

Наиболее широкое применение гидромониторные расширители нашли в практике сооружения геотехнологических скважин и гидродобычи. Учитывая требования к конструкциям скважин данного назначения, предусматривающих расширение до большого диаметра, создание подземных камер, разработка инструмента осуществлялась двумя путями. Первый заключается в снижении пластового давления и осушении ствола скважины до интервала, в котором работает гидромонитор. Работа расширителя в этом случае сопровождается откачкой эрлифтом или гидроэлеватором. При работе гидромонитора в воздушной среде его разрушающее воздействие многократно увеличивается в сравнении со скважиной, заполненной жидкостью. В связи с этим появляется возможность создания в интервале расширения полостей существенных размеров.

Применение данного метода осушения возможно только при наличии продуктивных пластов сухих или с низкими пластовыми давлениями. В противном случае снижение динамического уровня до глубины залегания обильного продуктивного интервала технологически сложно и экономически неоправдано.

Второй путь заключается в создании гидромониторов, насадки которых по мере разработки пласта смещаются внутрь камеры вслед за забоем (рис. 4.27). При работе гидромонитора с гибким наконечником насадка имеет возможность максимально приближаться к забою, увеличивая тем самым эффективную силу, которая разрушает породу. Внедрение инструмента показало, что со временем пространство между шлангом и направляющей забивается песком, гибкость его снижается, и уменьшается эффективность разрушения породы. Существует много технических решений, основанных на создании инструмента, который способен изменять свою конфигурацию после спуска в скважину и углубляться внутрь пласта, но все эти устройства сложны.

Для создания полостей, характеризующихся увеличением диаметра от нижней к верхней границе продуктивного пласта, в Русбурмаш разработан инструмент, сочетающий в себе гидроэлеватор и сваб (рис. 4.28).

При спуске в скважину 4 через отверстия в свабе жидкость свободно циркулирует через снаряд, что обеспечивает минимальное гидродинамическое давление на пласт, а следовательно и минимальную возможность его кольматации. После достижения гидроэлеватором забоя снаряд поднимают сначала плавно. Отверстия в свабе 2 перекрываются и создается репрессия на пласт. Часть породы продуктивного пласта обрушается и ею заполняется ствол скважины (см. рис. 4.28, а). Инструмент спускают, включив промывку. Движение рабочего потока жидкости создает

Рис. 4.27. Скважинный гидромонитор (б) с подвижной насадкой (а)

разряжение в приемной полости гидромонитора, который работает наподобие земснаряда (см. рис. 4.28, б). Обрушенная порода из скважины через гидромонитор удаляется из ствола. После достижения гидромонитором забоя 9, инструмент поднимают, но уже на большей скорости.

Обрушается следующая часть породы, которая затем также выносится. Разработку каверны осуществляют до момента, когда депрессия на пласт при свабировании превысит расчетное понижение при эксплуатации. В этом случае в скважине образуется полость, на стенках которой поддерживается постоянный перепад давления при заданных режимах эксплуатации и равновесная суффозионная устойчивость.

При разработке полости следует обязательно определить устойчивость кровли с тем, чтобы вышележающие слабопроницаемые породы не обрушились в продуктивный интервал и не экранировали его. Рассчитать устойчивость можно по методике, аналогичной для бесфильтровых скважин. Сваб желательно ус-

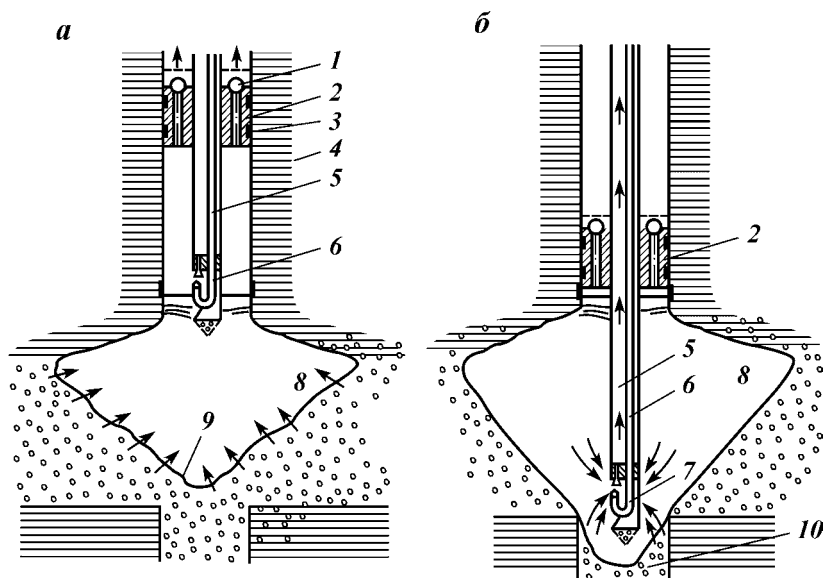


Рис. 4.28. Инструмент Русбурмаш:

1 – клапан; 2 – сваб; 3 – уплотнения; 4 – скважина; 5 – водоподъемная колонна; 6 – бурильные трубы; 7 – гидроэлелятор; 8 – каверна; 9 – забой; 10 – ствол под отстойник

тановить в колонне обсадных труб для повышения эффективности свабирования и снижения износа резинового элемента.

Гидромониторные, гидроимпульсные и гидротурбинные расширители из-за низкой эффективности разрушения породы, за исключением последней конструкции, почти не применяются в практике. В большинстве случаев их используют для удаления глинистой корки при спуске фильтровой колонны. Для увеличения диаметра скважин под гравийную обсыпку эти расширители мало пригодны из-за неравномерности создаваемого забоя, низкодальностью силы струи в стволе скважины, заполненном жидкостью. Гидромониторные насадки обычно используют для вспомогательного эффекта, устанавливая их в различных вариантах на эксцентричных и раздвижных расширителях.

4.1.3. ИНЕРЦИОННЫЕ РАСШИРИТЕЛИ

В инерционных расширителях при забурке инструмента в породу и разрушении забоя используют центробежную силу инерции, возникающую при вращении колонны бурильных труб. При выдвигании лопастей до упора разрушение забоя и поддержание

породоразрушающих органов в раскрытом положении осуществляется под действием осевой нагрузки. Для бурения скважин с обратной промывкой И.Л. Сергиенко рекомендует использовать инерционный расширитель с промежуточной тягой (рис. 4.29).

Техническая характеристика инерционного расширителя

Диаметр инструмента в транспортном положении, мм	176
Диаметр создаваемой каверны, мм.....	485
Выход породоразрушающей лопасти, мм.....	309
Частота вращения инструмента, об/мин	50–100
Осевая нагрузка на долото при раскрытых лопастях, кН, менее	20
Максимальный крутящий момент, Н·м	2000
Высота, мм.....	600

Расширитель спускают в скважину до верхней границы расширяемого интервала и начинают вращение инструмента. При этом за счет центробежной силы лопасть расширителя отклоняется от корпуса, а тяга приподнимает центрирующую втулку. Выход лопасти увеличивается до максимального, после чего проводят расширение заданным диаметром. Несмотря на простоту конструкции, данный расширитель применяют в породах, сложенных пропластками слабосцементированных песков малой мощности и с относительной однородностью по физико-механическим свойствам.

Наличие одной лопасти не позволяет центрировать инструмент и создать нормальные условия для его работы. При забурке в случае контакта лопасти с относительно твердым участком породы возможно отклонение корпуса расширителя совместно с колонной бурильных труб к стенке скважины, противоположной забою. При этом внедрение лопасти в породу существенно осложняется. В процессе работы инструмента колонна бурильных труб вместе с корпусом расширителя будет описывать прецессионное движение в скважине, которое приведет к биению инструмента, резкому возрастанию нагрузок и повышенной опасности поломки тяги, лопасти, обрыву бурильных труб.

В ПСО Востокбурвод разработан двухлопастной инерционный расширитель (рис. 4.30). Г.П. Квашнин рекомендует применять данную конструкцию для проработки ствола скважины перед спуском обсадной колонны, а также при посадке фильтровой колонны в неустойчивые водоносные пласты с прослойками пучащих глин.

Техническая характеристика двухлопастных инерционных расширителей, выпускаемых Новосибирским опытно-механическим заводом ПСО Востокбурвод

Шифр.....	РД-269	РД-295	РД-346
Диаметр, мм:			
со сложными лопастями.....	143	193	240
в рабочем положении.....	269±1	295±1,5	346±2
Длина корпуса, м	110	120	460

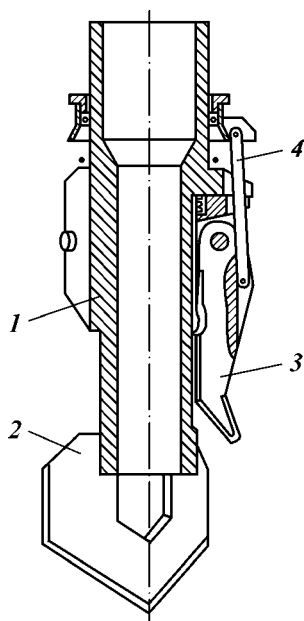
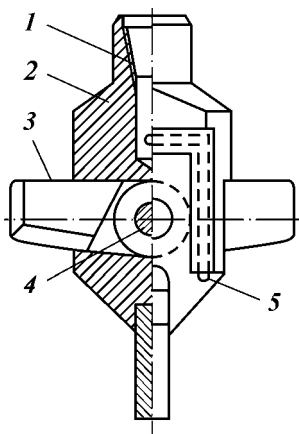


Рис. 4.29. Инерционный расширитель с промежуточной тягой:

1 – корпус; 2 – наконечник; 3 – лопасть; 4 – тяга

Рис. 4.30. Двухлопастной инерционный расширитель «Востокбурвод»:

1 – присоединительная резьба; 2 – корпус; 3 – лопасти; 4 – палец шарнира; 5 – промывочные отверстия

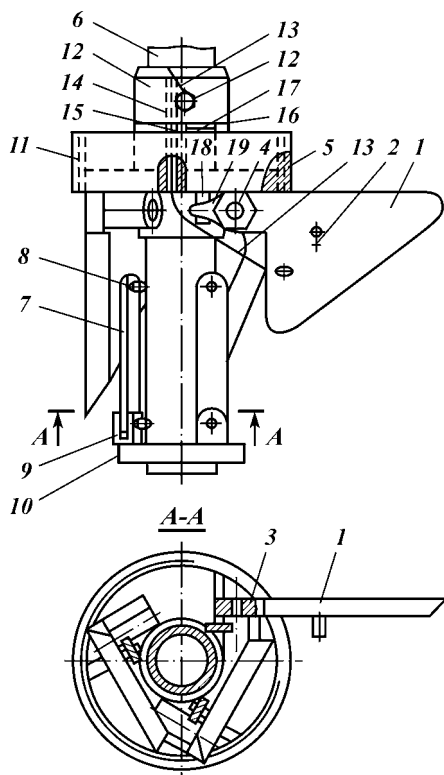


Двухлопастные инерционные расширители обеспечивают в сравнении с однолопастными конструкциями более центрированную и устойчивую работу инструмента. За счет исключения промежуточных тяг и других звеньев существенно повышается надежность работы расширителя. Лопасти посажены на одном валу, что позволяет сделать его повышенного диаметра и предохранить от разрушения. Изготовление расширителя из-за простоты его конструкции возможно в условиях механических мастерских производственных организаций.

Для расширения скважин под гравийную обсыпку и существенного повышения дебита двухлопастной инерционный расширитель может применяться в ограниченных объемах вследствие относительно малого выхода породоразрушающих органов и недостаточного диаметра создаваемой каверны.

В тресте «Укрбурвод» разработан трехлопастной инерционный расширитель (рис. 4.31) с опорой на забое скважины, предназначенный для увеличения диаметра скважины с 240 до 500–700 мм под гравийную обсыпку. Лопасти 1 расширителя имеют трехугольную форму с центром тяжести 2 и отверстиями 3 под

Рис. 4.31. Трехлопастной инерционный расширитель «Укрбур-вод»



оси 4 шарниров. Оси 4 шарнирно связаны с фланцем 5 буровой трубы 6. Тяги 7 шарнирами 8 связаны с лопастями 1, а шарнирами 9 – с направляющим кольцом 10, свободно перемещающимся по буровой трубе. На фланец 5 навинчен кольцевой регулируемый упор 11.

В транспортном положении лопасти 1 скреплены с болтами 12, установленными на замке буровой трубы 6 с помощью проволок 13, пропущенных через отверстия 14 и 15 двух частей замкового соединения, между которыми при монтаже буровых труб оставлен зазор 16. Над фланцем 5 установлена форсунка 17 с выступающим плунжером 18, обращенным к рычагу 19 одной из лопастей 1.

Расширитель спускают в скважину на буровых трубах. При достижении инструментом заданного интервала колонну начинают врезать и верхнюю буровую трубу проворачивают относительно нижней, которая связана с долотом, контактирующим с

выбуренной породой. Трубу поворачивают в пределах, ограниченных зазором 16. При этом края отверстий 14 и 15 перекусывают проволоку 13, и лопасти 1 под воздействием центробежных сил выдвигаются до соприкосновения с забоем, а затем и кольцевым упором 11. Тангенциальное расположение лопастей 1 максимально удаляют центры тяжести 2 от осей шарниров, обеспечивая тем самым надежность раскрытия расширителя.

Равномерность раскрытия лопастей 1 обусловлена тем, что они связаны между собой направляющим кольцом 10.

Техническая характеристика расширителя треста «Укрбурвод»

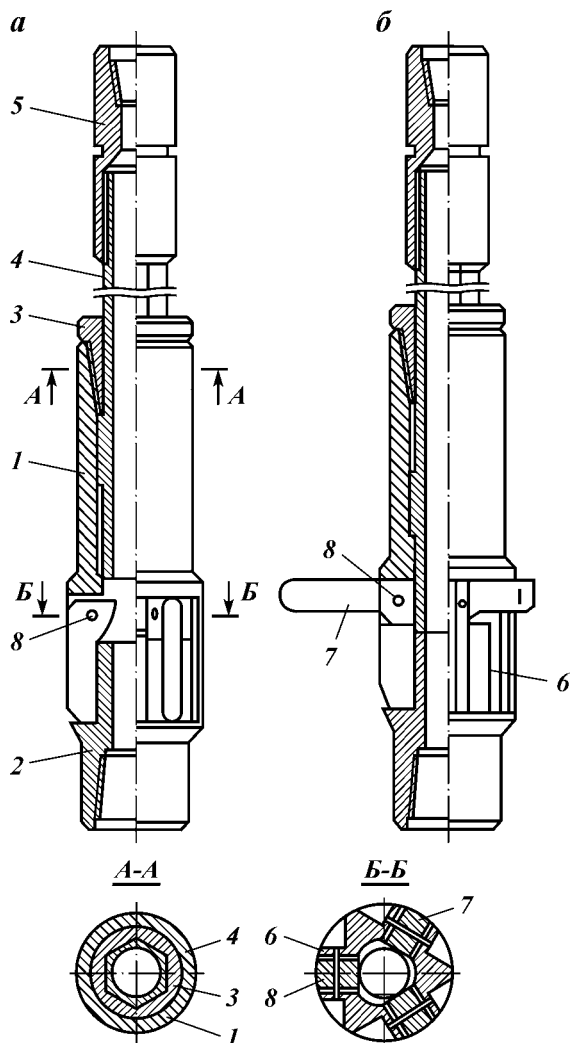
Длина в сборе, мм	1220
Диаметр, мм:	
в сборе	240
в рабочем положении	500, 600, 700
Масса, кг	117–118

Среди инерционных расширителей конструкция треста «Укрбурвод» предпочтительна, так как обеспечивает равномерную работу лопастей вследствие их одинакового погружения и центрации инструмента. К общим недостаткам инерционных расширителей следует отнести сложность забурки в неоднородных породах и необходимость проведения расширения от верхней к нижней границе продуктивного интервала, что при прямой промывке осложняет очистку формируемой каверны от шлама.

4.1.4. РАЗДВИЖНЫЕ МЕХАНИЧЕСКИЕ РАСШИРИТЕЛИ

Раздвижные механические расширители приводятся из транспортного в рабочее положение и обратно под действием веса инструмента. Обычно конструкции этих расширителей просты и надежны в работе. В тресте «Союзшахтоосушение» разработан механический раздвижной расширитель (рис. 4.32). Расширитель состоит из корпуса 1, имеющего в нижней части внутреннюю резьбу 2 для крепления долота. В верхней части корпуса 1 находится резьба, входящая в зацепление с гайкой 3, имеющей шестигранное отверстие, в котором расположен подвижной шток 4. Шток имеет цилиндрическую форму, в нижней части с уменьшенным диаметром. В верхней части шток 4 имеет шестигранную форму для зацепления с шестигранным отверстием гайки 3 и резьбовое соединение для крепления с замком бурильных труб 5 для передачи крутящего момента и поступательного движения от штока 4 к корпусу 1. Корпус 1 в средней части выполнен трехгранным. К каждой грани жестко прикреплены на определенном расстоянии друг от друга щеки 6, между которыми установлены на осях 8 породоразрушающие лопасти 7. Верхняя часть

Рис. 4.32. Механический раздвижной расширитель «Союзшахтоосушение»:
a – транспортное положение; *б* – рабочее положение



лопасти 7 выполнена с выступом, который через окно в корпусе 1 взаимодействует с подвижным штоком 4.

Предлагается следующая последовательность технологических операций с использованием механического расширителя треста «Союзшахтоосушение». Скважину закрепляют до кровли продуктивного пласта обсадной колонной, которую цементируют. В скважину спускают долото, которым разбуривают цементный

стакан и породы кровли пласта на несколько метров ниже башмака обсадной колонны. После подъема долота в скважину спускают механический расширитель при спуске.

Под действием веса корпуса расширителя породоразрушающие лопасти не выдвигаются и остаются в транспортном положении. При достижении установленным ниже расширителя долотом забоя, осевая нагрузка от веса бурильной колонны передается на шток, который смещается относительно корпуса вниз. В процессе перемещения нижний торец подвижного штока взаимодействует с верхней гранью породоразрушающей лопасти, на которую передает вращательный момент, способствующий ее выдвигению. Расширитель забуривают при вращении инструмента. Вращательный момент на породоразрушающие лопасти передается через шток, втулку с шестигранным отверстием, и затем на корпус расширителя.

Для осуществления забурки достаточно немного внедрить лопасти в породу, после чего они под действием осевого усилия выдвигаются до упора с максимальным выходом. С момента полного выхода породоразрушающих органов расширение осуществляется заданным диаметром, соответствующим диаметру инструмента в рабочем положении. При достижении расширителем нижней границы продуктивного интервала инструмент приподнимают, а породоразрушающие лопасти под действием веса снаряда удаляются в корпус и приводят его в транспортное положение. Расширитель извлекают из скважины, а приемную часть оборудуют по заданной технологии.

Внедрение расширителя на объектах треста «Союзшахтоосуществление» показало эффективность новой конструкции. Однако при бурении разрезов, характеризующихся чередованием рыхлых, слабосцементированных пород с более твердыми пропластками, породоразрушающие лопасти изнашивались и ломались в опасном сечении у корпуса. Повышенный износ лопастей объясняется слишком большим выходом породоразрушающих органов из корпуса расширителя и недостаточной их армировкой твердым сплавом.

Предложенную конструкцию механического расширителя рекомендуется использовать при обратной циркуляции промывочной жидкости, что позволит улучшить вынос шлама при больших диаметрах расширения. Разбуренная порода с разрушаемого забоя уносится через кольцевое пространство скважины вниз к долоту, а затем через внутреннюю полость расширителя и бурильную колонну с восходящим потоком на поверхность. Эффективность очистки забоя при этом улучшается.

С целью повышения надежности работы породоразрушающих

органов при значительном увеличении диаметра ствола скважины автором предложен способ ступенчатого расширения. Основным принципом ступенчатого расширения считается равенство нагрузки на каждую ступень породоразрушающего органа, разрушающего ствол до определенного диаметра. Такое расширение позволяет снизить нагрузки на лопасти в несколько раз, соответствующее числу ступеней.

Наиболее опасный вид нагружения лопастей – изгиб. При одинаковых геометрических характеристиках лопастей каждой ступени под условием одинаковой нагрузки на породоразрушающие лопасти каждой ступени понимается равенство действующих на них изгибающих моментов

$$M_1 = M_2 = M_3 = \dots M_n = \text{const}, \quad (4.27)$$

где $M_1, M_2, M_3, \dots, M_n$ – изгибающий момент, действующий на породоразрушающие органы соответственно первой, второй, третьей и n -ой ступеней расширителя.

Обеспечить постоянство изгибающих моментов, действующих на породоразрушающие органы каждой ступени, возможно только при определенном соотношении выхода каждой последующей лопасти из-под предыдущей. Опасное сечение лопастей каждой ступени совпадает с корпусом расширителя. Выход первой (от долота) лопасти, при котором она в процессе работы (в породах определенной крепости) в интервале расширения не разрушается, определяется по изгибающему моменту. Момент первой от долота ступени породоразрушающих органов расширителя, действующий на лопасть, определяли из условия прочности

$$\sigma_{\text{из}} = M/W; \quad \sigma_{\text{из}} < [\sigma_{\text{доп}}]; \quad M = [\sigma_{\text{доп}}]W, \quad (4.28)$$

где $[\sigma_{\text{доп}}]$ – допустимые напряжения материала лопасти на изгиб; M – изгибающий момент; W – осевой момент лопасти в опасном сечении.

Изгибающий момент также можно найти, исходя из действующей на лопасть нагрузки,

$$M_1 = [P_q] S \frac{L_1}{2}, \quad (4.29)$$

где $[P_q]$ – максимальное удельное сопротивление пород разрушению в интервале расширения, S – площадь контакта лопасти с породой, L_1 – длина или выход лопасти первой ступени.

Так как лопасть работает в динамическом режиме, необходимо учесть в выражении (4.29) возможное увеличение момента за счет удара введением коэффициента динамической нагрузки

K_d . Вводя в уравнение (4.29) коэффициент надежности K_n , получаем

$$M_1 = \frac{[P_q]SL_1}{2} K_d K_n. \quad (4.30)$$

Выражая площадь контакта лопасти с породой через ее толщину f и выход l_1 , равный ее длине L_1 , получаем

$$M_1 = [P_q]fL_1^2 K_d K_n / 2. \quad (4.31)$$

Поскольку толщина лопастей f в каждой ступени постоянна, запишем по аналогии с равенством (4.31) уравнения моментов для породоразрушающих органов второй, третьей и последующих от долота ступеней

$$\begin{aligned} M_2 &= [P_q]f l_2(L_1 + 0,5l_2)K_d K_n; \\ M_3 &= [P_q]f l_3(L_2 + 0,5l_3)K_d K_n; \\ &\dots\dots\dots \\ M_n &= [P_q]f l_n(L_{n-1} + 0,5l_n)K_d K_n, \end{aligned} \quad (4.32)$$

где $l_2, l_3, \dots, l_n$ — выход лопастей породоразрушающих органов соответственно второй, третьей и n -ой ступеней; $L_1, L_2, \dots, L_n$ — длина лопастей породоразрушающих органов соответственно первой, второй и n -ой ступеней.

Лопастей каждой ступени будут в одинаковой степени устойчивы к разрушению только в том случае, если выполняется условие (4.27), т.е. моменты, действующие на породоразрушающие органы каждой ступени, должны быть равны. Приравнивая выражения (4.31) и (4.32), получаем необходимое соотношение, при котором соблюдается условие (4.27)

$$\begin{aligned} L_1^2/2 &= [(L_2 - L_1)/2 + L_1](L_2 - L_1) = [(L_3 - L_2)/2 + L_2](L_3 - L_2) = \\ &= [(L_n - L_{n-1})/2 + L_{n-1}](L_n - L_{n-1}). \end{aligned} \quad (4.33)$$

Преобразуем уравнение (4.33)

$$\begin{aligned} L_1^2/2 &= [(L_2 + L_1)(L_2 - L_1)]/2 = [(L_3 + L_2)(L_3 - L_2)]/2 = \\ &= [(L_n + L_{n-1})(L_n - L_{n-1})]/2. \end{aligned} \quad (4.34)$$

Из равенства (4.34) получаем

$$L_1^2 = L_2^2 - L_1^2 = L_3^2 - L_2^2 = \dots = L_n^2 - L_{n-1}^2. \quad (4.35)$$

Из выражения (4.34) находим уравнения для определения длины лопастей породоразрушающих органов каждой ступени

$$\begin{aligned} L_2 &= \sqrt{2}L_1; \\ L_2 &= \sqrt{2}L_2 = 2L_1; \\ L_2 &= (\sqrt{2})^{n-1}L_1. \end{aligned} \quad (4.36)$$

Решая равенство (4.35) относительно выхода лопастей породоразрушающих органов каждой ступени из-под предыдущей, получаем

$$\begin{aligned} l_2 &= L_2 - L_1 = (\sqrt{2} - 1)L_1; \\ l_3 &= L_3 - L_2 = (\sqrt{2} - 1)^2 L_1; \\ l_n &= L_n - L_{n-1} = (\sqrt{2} - 1)^{n-1} L_1. \end{aligned} \quad (4.37)$$

Диаметр пилот-ствола скважины увеличивается на удвоенную длину лопасти самой последней от долота ступени. Длина лопасти (самой последней от долота ступени) равна сумме членов геометрической прогрессии (4.37).

Необходимость применения ступенчатого расширения определяется на основании соотношений диаметра пилот-скважины и расширяемой каверны, прочностных свойств пород и материала лопастей.

Сумма членов геометрической прогрессии (4.27) равна половине разницы диаметров скважины после и до расширения

$$L_1 \frac{(\sqrt{2}-1)^n - 1}{\sqrt{2}-2} = (D_p - D_c)/2. \quad (4.38)$$

Преобразовывая уравнение (4.38) получаем

$$1 - 0,59[(D_p - D_c)/2L_1] = 0,41^n. \quad (4.39)$$

Длина выхода первой от долота ступени породоразрушающего органа выбирается по геометрическим размерам лопасти, обусловленным условиями вписываемости, прочностными свойствами материала лопасти и разрушаемых пород

$$L_1 = \frac{2[\sigma_{\text{доп}}]Wm}{P_q SK_n K_d}, \quad (4.40)$$

где $[\sigma_{\text{доп}}]$ – допустимые напряжения на изгиб материала лопасти

расширителя, W – осевой момент инерции лопасти в опасном сечении, m – количество лопастей в одной ступени расширителя, P_q – максимальное сопротивление пород разрушению в интервале расширения, S – рабочая площадь контакта лопасти с разрушаемой породой; K_n – коэффициент надежности, K_d – коэффициент увеличения нагрузки за счет динамического режима разрушения пород.

Решая равенство (4.39) с учетом уравнения (4.40) относительно D_c , получаем минимально допустимый диаметр пилот-скважины, при котором будет обеспечиваться качественное и надежное расширение скважины в заданном интервале

$$D_c = D_p - \frac{1 - 0,41^n}{0,59} \frac{4[\sigma_{\text{доп}}]}{P_q S K_n K_d}. \quad (4.41)$$

С увеличением числа ступеней расширителя n уменьшается необходимый диаметр пилот-скважины. Максимальное уменьшение диаметра пилот-скважины при использовании многоступенчатого расширителя (по сравнению с одноступенчатым) возможно в 1,69 раза. По запланированному диаметру расширения скважины, типу и конструкции расширителя определяют минимально допустимый диаметр пилот-скважины. Пилот-скважиной расчетного диаметра вскрывают продуктивный пласт, после чего интервал расширения пилот-скважины увеличивают до заданного диаметра.

Предложенная технология внедрена на производственных объектах. Продуктивный пласт был сложен чередующимися пропластками слабосцементированных и плотных песков с глинистыми породами, с максимальным сопротивлением разрушению $P_q = 1,5 \cdot 10^6$ Па. При работе был использован двухступенчатый расширитель с тремя лопастями в каждой ступени. Лопасти изготовлены из стали с максимально допустимыми напряжениями на изгиб $[\sigma_{\text{доп}}] = 2 \cdot 10^8$ Па, осевой момент инерции лопасти в опасном сечении у корпуса, исходя из условия вписываемости, $W = 0,6 \cdot 10^{-5}$ м³, площадь контакта лопасти с породой равна площади лопасти, армированной твердым сплавом (0,01 м³).

Коэффициент надежности выбрали равным двум, а коэффициент увеличения нагрузки за счет динамического режима разрушения пород – четырем. Необходимый диаметр скважины после расширения, обеспечивающий сооружение гравийного фильтра расчетных гидравлических характеристик и соответственно необходимые эксплуатационные характеристики скважины, составил 0,4 м. Минимально допустимый диаметр пилот-скважины, при котором обеспечивается надежное и качественное

расширение скважины в заданном интервале до расчетного диаметра с учетом типа используемого расширителя

$$D_c = D_p - \frac{1 - 0,41^n}{0,59} \frac{4[\sigma_{\text{доп}}] W m}{P_q S K_n K_d};$$

$$D_c = 0,4 - \frac{1 - 0,41^n}{0,59} \frac{4 \cdot 2 \cdot 10^8 \cdot 0,6 \cdot 10^5 \cdot 3}{1,5 \cdot 10^6 \cdot 0,01 \cdot 2 \cdot 4} = 0,4 - 0,176 = 0,224 \text{ м.}$$

Скважину пробурили и закрепили до кровли продуктивного пласта. Продуктивный пласт вскрыли 243-мм долотом. Пилот-скважину диаметром 243 мм расширили двухступенчатым лопастным расширителем до диаметра 400 мм в интервале установки фильтра. После этого в скважине установили фильтровую колонну и намыли гравийный фильтр.

Для надежного увеличения диаметра ствола скважины до расчетного диаметра необходимо вскрыть пласт пилот-скважиной диаметром большим, чем найденным по формуле (4.41). Увеличение диаметра пилот-ствола не всегда экономически оправдано. Если возможно, то следует рационально увеличивать число ступеней породоразрушающих органов и их прочность.

Автором разработан многоступенчатый механический расширитель, позволяющий увеличивать скважину до больших размеров под гравийную обсыпку (рис. 4.33). Расширитель имеет полый корпус 1 с боковыми пазами 2 для размещения породоразрушающих органов 3 и отверстиями 4 для их промывки, выполненными в подпружиненном пружиной 5 полом штоке 6 с зубчатыми рейками 7, соединенных с корпусом 1 с возможностью поворота в вертикальной плоскости и выполненных с зубчатым сектором 8. Расширитель снабжен долотом 9, первой 10, второй 11, третьей 12 и т.д. ступенями породоразрушающих органов 3 по m лопастей 13 в каждой ступени. Длина каждой последующей от долота 9 лопасти 13 увеличивается до максимальных значений, обеспечивающих расширение скважины до заданного диаметра.

Полый шток 6 имеет в верхней части 14 форму квадрата, жестко связан с бурильной 15 колонной. В нижнем торце 16 штока 6 имеется сопло 17, обеспечивающее движение промывочной жидкости из сопла 17 штока 6 через промывочные каналы 18 к долоту 9 в процессе бурения и промывку боковых пазов 2 после расширения скважины. Пружина 5 обеспечивает стабилизацию осевой нагрузки на породоразрушающие органы 9–12, снижает влияние продольных колебаний бурильной 15 колонны и выполняет роль компенсатора. В полом штоке 6 имеются промывочные каналы 4, расположенные напротив нижних торцов боковых па-

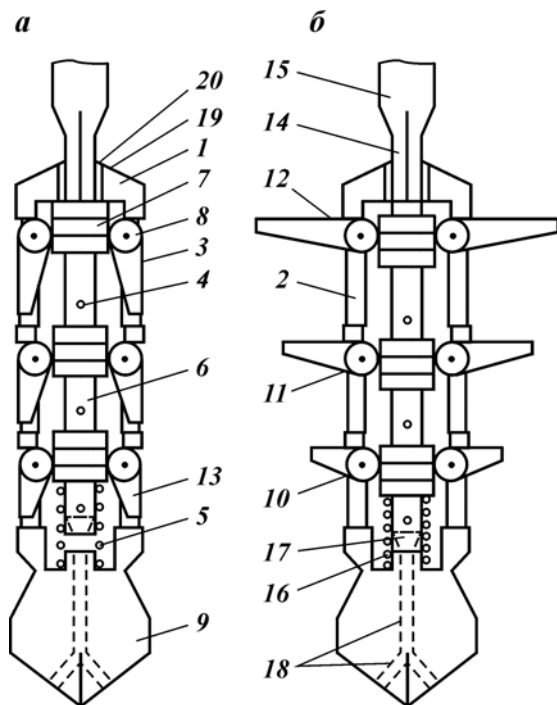


Рис. 4.33. Многоступенчатый механический расширитель:
 а – транспортное положение; б – рабочее положение

зов 2 корпуса 1. Диаметр каналов 4 с целью обеспечения равномерной промывки боковых пазов 2 корпуса для размещения каждой из ступеней породоразрушающих органов 3 постепенно уменьшается от максимальных значений у первой ступени до минимальных у последней. В верхнем торце 19 корпуса 1 имеется квадратное отверстие 20 для возможности передачи крутящего момента от бурильной 15 колонны к породоразрушающим органам.

Перед спуском в скважину определяют число ступеней породоразрушающих органов 3, длину лопастей 13 и выход каждой.

Максимально допустимая длина первой лопасти 10 от долота 9 ступени породоразрушающих органов 3 находят из условия прочности по формуле (4.40). Учитывая, что максимально возможная площадь S контакта полости 13 с разрушаемой породой равна произведению средней толщины f лопасти 13 на ее длину для первой 10 ступени записываем

$$L_1 = \sqrt{\frac{2[\sigma_{\text{доп}}]Wm}{P_q f K_d K_n}}. \quad (4.42)$$

С учетом диаметров долота и скважины после расширения, а также длины лопасти первой ступени породоразрушающих органов, необходимое число ступеней расширителя

$$n = \frac{(D_p - D_c)^2}{4l_1} = \left(\frac{K_d K_n (D_p - D_c) P_q S}{4[\sigma_{\text{доп}}] Wm} \right)^2. \quad (4.43)$$

Полученное значение округляется в большую сторону до целого числа. Необходимо отметить, что с увеличением числа ступеней расширителя уменьшается выход каждой последующей ступени из-под предыдущей. Поэтому максимальный диаметр расширения скважины многоступенчатым расширителем и число ступеней ограничено.

Рассмотрим работу расширителя (см. рис. 4.33). В корпусе 1 расширителя устанавливают необходимое число ступеней с лопастями 13 породоразрушающих органов 3 с расчетной длиной и выходом лопастей 13 каждой ступени. На колонне бурильных 15 труб расширитель спускают в скважину. Расширитель спускают с промывкой. При опоре долота 9 на забой скважины под действием веса бурильных труб 15, полый шток 6 с зубчатыми рейками 7 опускаются вниз до соприкосновения сопла 17 с накопительной 21 корпуса 1. Пружина 5 сжимается, а через зубчатые рейки 7 полого штока 6 и зубчатые сектора 8 на лопасти 13 передается крутящий момент, способствующий их раскрытию. Промывку осуществляют через сопло 17, промывочные каналы 18 и долото 9, а также промывочные отверстия 4 полого штока 6 и боковые пазы 2 корпуса расширителя 1.

При вращении инструмента через полый шток 6, имеющий в верхней 14 части квадратные сечение и отверстие в верхнем торце 19 корпуса 1 вращательный момент от бурильной 15 колонны передается на породоразрушающие органы. Расширитель забуривают и продолжают бурение скважины до заданной глубины. После этого при подъеме бурильной колонны 15 полый шток 6 с зубчатыми рейками 7 поднимают и лопасти расширителя 13 закрываются. Нормальному закрытию лопастей способствует постоянная промывка из боковых пазов 2 корпуса расширителя. Затем инструмент извлекают на поверхность.

Расширитель применяли в процессе подготовки скважины к сооружению качественного гравийного фильтра, гидравлические характеристики которого обеспечивают заданные эксплуатационные характеристики скважины. Необходимо было расширить скважину с 0,190 до 0,30 м в интервале водоносного пласта, сложенного слабосцементированными песками с глинистыми про-

пластками. Максимальное сопротивление пород разрушению в интервале расширения составляло $P_q = 0,15 \cdot 10^8$ Па.

Диаметр корпуса расширителя при диаметре долота 0,19 м равен 0,184 м. Из условия вписываемости получаем, что максимальный осевой момент инерции лопасти в опасном сечении у корпуса при трех лопастях породоразрушающих органов расширителя в одной ступени $W = 2,3 \cdot 10^6$ м³. Лопасть была выполнена из стали с максимальным допустимым напряжением на изгиб $[\sigma_{\text{доп}}] = 2 \cdot 10^8$ Па. Учитывая, что максимальная площадь контакта лопасти с разрушаемой породой может достигать площади продольного сечения лопасти, $K_d = 4$ и $K_n = 2$ получаем из условия прочности максимально допустимую длину лопасти первой ступени породоразрушающих органов расширителя

$$L_1 = \sqrt{\frac{2[\sigma_{\text{доп}}]Wm}{P_q f K_d K_n}};$$

$$L_1 = \sqrt{\frac{2 \cdot 2 \cdot 10^8 \cdot 2,3 \cdot 10^{-6} \cdot 3}{1,5 \cdot 10^8 \cdot 0,02 \cdot 4 \cdot 2}} = 0,035 \text{ м.}$$

Необходимое число ступеней породоразрушающих органов расширителя

$$n = -1,136 \ln \left(1 - 0,59 \frac{(D_p - D_c)^2}{2L_1} \right) = -1,136 \ln \left(1 - 0,59 \frac{0,3 - 0,19}{2 \cdot 0,035} \right) = 2,96.$$

Округлив n до целого числа в большую сторону, получим минимально допустимое число ступеней породоразрушающих органов расширителя $n = 3$. Длина выхода лопасти породоразрушающих органов расширителя соответственно равны второй и третьей ступеням

$$l_2 = (\sqrt{2} - 1)L_1; \quad l_2 = 0,414 \cdot 0,035 = 0,014 \text{ м.}$$

$$l_3 = (\sqrt{2} - 1)^2 L_1; \quad l_3 = 0,414^2 \cdot 0,035 = 0,006 \text{ м.}$$

В корпусе расширителя установили три ступени породоразрушающих органов с длинами лопастей соответственно равными 0,035; 0,049 и 0,055 м.

Предложенная конструкция расширителя позволяет на основании горно-геологических условий работы и требуемой конструкции скважины обоснованно выбрать число ступеней расширителя, скомпоновать их на поверхности, укомплектовать пазы корпуса каждой ступени лопастями расчетной длины, а также оперативно изменять число ступеней расширителя и длину лопа-

стей при изменении условий проведения работ и конструкции скважины. Применение расширителя позволяет оборудовать водоприемную часть скважины эффективными конструкциями фильтров за счет равномерного расширения скважины до заданного диаметра в запланированном интервале.

Основной недостаток раздвижных расширителей – засор боковых пазов корпуса, в которых в транспортном положении располагаются породоразрушающие органы. При расширении шлам попадает в боковые пазы и забивает их. Наиболее опасно попадание в боковые пазы корпуса расширителя глинистого шлама, который со временем набухает и цементирует породу. Если пазы расширителя вовремя не очистить, то может возникнуть опасность неполного закрытия лопастей после расширения и аварии.

Автором разработан механический раздвижной расширитель, позволяющий за счет регулировки направления циркуляционного потока, своевременно очищать пазы корпуса от шлама. Техническое решение может быть успешно применено и в многоступенчатых конструкциях. Расширитель в транспортном (а) и рабочем (б) положениях показан на рис. 4.34.

Расширитель содержит корпус 1 с боковыми пазами 2 для размещения породоразрушающих органов 3, выполненных с зубчатым сектором 4, подпружиненный пружиной 5 полый шток 6 с

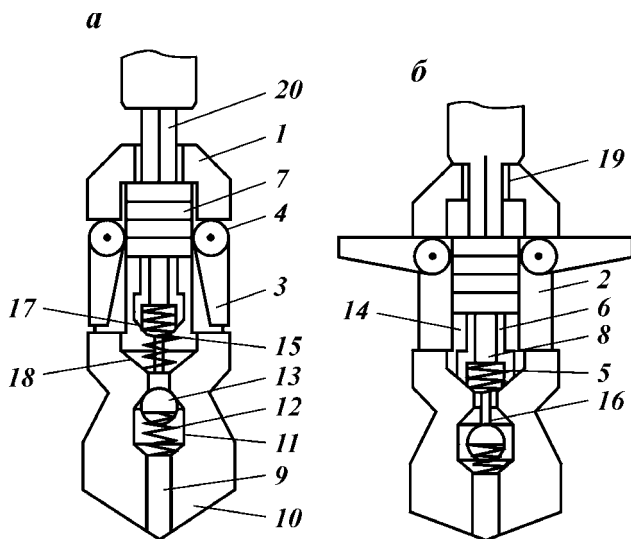


Рис. 4.34. Механический раздвижной расширитель

зубчатой рейкой 7 на наружной поверхности для взаимодействия с зубчатым сектором 4 породоразрушающих органов 3, внутренний канал 8 которого гидравлически связан с промывочным каналом 9 долота 10. В утолщении 11 промывочного канала 9 установлен клапан. В транспортном положении, т.е. когда породоразрушающие лопасти 3 закрыты и в процессе забурки, клапан герметизирует промывочный канал 9 и тем самым обеспечивает промывку боковых пазов 2 через внутреннюю полость 14 и внутренний канал 8 полого штока 6.

Гидродинамическое воздействие струй промывочной жидкости, вытекающих из боковых пазов 2 корпуса на разрушаемую лопастями 3 породу, способствует ускорению процесса забурки и улучшению условий работы лопастей 3. Да нижнем торце 15 полого штока 6 находится толкатель 16. При передаче осевой нагрузки через бурильную колонну полый шток 6 опускается относительно корпуса 2, толкатель 16 давит на шар 13, пружина 12 сжимается и промывочный канал 9 открывается, что позволяет промывать скважину.

Открытие клапана происходит при половине максимального хода полого штока 6 при открытии лопастей 3 расширителя на 45°, т.е. в момент, когда дальнейшему раскрытию лопастей 3 способствует осевая нагрузка и забурка практически закончена. При полном открытии лопастей 3 на 90°, т.е. при полном ходе полого штока 6, конусное утолщение 17 на внешней поверхности нижнего торца полого штока 6 входит в конусное седло 18 и обеспечивает герметизацию внутренней полости 14 корпуса 1 и боковых пазов 2. Крутящий момент от бурильной колонны на породоразрушающие органы 3 и долото 10 передается через квадратное отверстие 19 в верхней части корпуса 1 расширителя и полый шток 6, имеющий в верхней части квадратную форму поперечного сечения.

При опоре долота 10 на забой скважины под действием осевой нагрузки полый шток 6 опускается, пружина 5 сжимается, зубчатый сектор 4 проворачивается и породоразрушающие органы 3 раскрываются. Так расширитель приводится в рабочее положение. В процессе забурки ствол скважины промывали через боковые пазы 2 корпуса расширителя 1. Гидродинамическое давление струи промывочной жидкости на контактирующие с лопастями 3 участки стенок скважины ускоряет разрушение пород, улучшает вынос разбуренной породы из-под лопастей расширителя 3, уменьшает интервал забурки и сокращает время расширения скважины.

Внутренний диаметр корпуса 1 в интервале от седла 18 до верхних торцов боковых пазов 2 превышает максимальный диа-

метр конусного утолщения 17, что обеспечивает промывку скважины через боковые пазы 2 корпуса 1. При открытии породоразрушающих органов 3 на 45° толкатель давит на шар 13 клапана, пружина 12 сжимается и открывается промывочный канал 9. Скважина в процессе бурения промывается через бурильную колонну, внутренний канал 8 полого штока 6, промывочный канал 9 и долото 10. Герметичная насадка конусного утолщения 17 на седло 18 при полном ходе полого штока 6 и раскрытии лопастей 3 на 90° исключает поступление промывочной жидкости из внутреннего канала 8 полого штока 6 в полость 14 и боковые пазы 2 в процессе бурения.

Скважину расширяют в заданном интервале. После окончания бурения инструмент приподнимают и полый шток 6 с толкателем 16 поднимаются. Под действием пружины 12 шар 13 перекрывает промывочный канал 9. Промывка скважины через долото 10 прекращается и начинают промывать от выбуренной породы боковые пазы 2 корпуса расширителя. Боковые пазы промываются через бурильную колонну, внутренний канал полого штока и внутреннюю полость расширителя. После очистки боковых пазов 2 от шлама инструмент приводится в рабочее положение, породоразрушающие органы 3 закрываются и расширитель извлекают из скважины.

Использование данного расширителя позволило проводить надежное расширение скважины в заданном интервале продуктивного пласта под гравийную обсыпку и безаварийно извлекать инструмент из скважины после окончания работ.

Общий недостаток механических раздвижных расширителей – невозможность выборочного избирательного расширения скважины в слоистом разрезе. Особенно процесс расширения осложняется при наличии в разрезе глинистых пород. При разбуривании глинистых пород образуется естественный раствор с низкими структурными свойствами, который при контакте со стенками скважины приводит к кольматации продуктивного интервала. Интенсивность кольматации усугубляется повышенными диаметром скважины после расширения и приемистостью скважины. С точки зрения засорения пласта наиболее опасно разбуривание глинистых пород под отстойник. Кроме этого, использование механических раздвижных расширителей предполагает (с целью обеспечения нормальной забурки инструмента) обязательное первичное вскрытие пласта хотя бы на несколько метров обычным долотом, что приводит к дополнительным затратам на спуско-подъемные операции.

Простота и надежность конструкции раздвижных механических расширителей обуславливают целесообразность их приме-

нения в разрезах, не содержащих в продуктивном интервале глинистые пропластки, и мощных толщах разнородных по физико-механическим и фильтрационным свойствам пород.

4.1.5. РАЗДВИЖНЫЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСШИРИТЕЛИ

Раздвижные расширители с приводом от гидравлики циркуляционной системы скважины нашли широкое применение в мировой практике, что объясняется преимуществами их конструкций. Прежде всего это возможность оперативного приведения инструмента из транспортного в рабочее положение включением, выключением или регулировкой режимов промывки, а следовательно, и избирательного расширения скважины в любых интервалах независимо от их числа и расположения. При этом появляется возможность пропускать глинистые породы и не нарабатывать естественный раствор, наличие которого приводит к колюматации продуктивного пласта и общему снижению эксплуатационных параметров скважины.

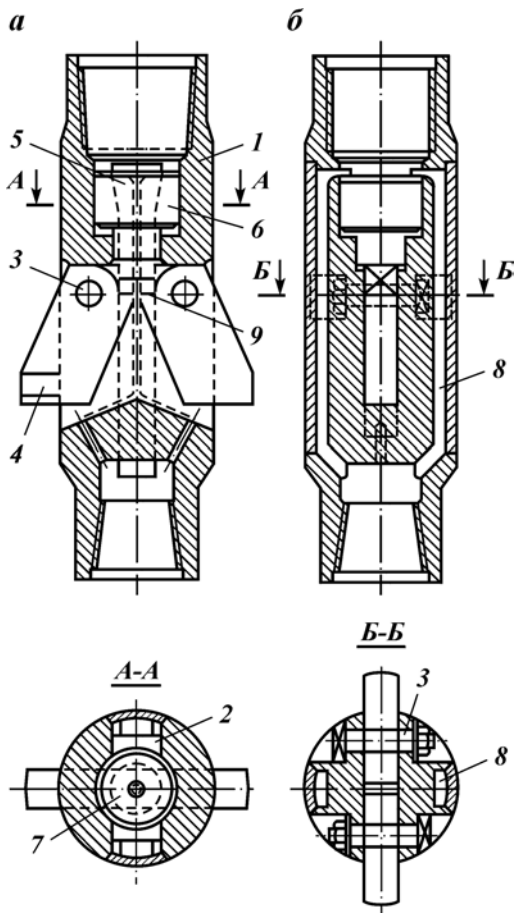
Раздвижные механические расширители были впервые разработаны в России, а за рубежом в это время отдавали предпочтение нераздвижным конструкциям, состоящим из эксцентричных лопастей, фрез, роликов и цепных звеньев, установленных по боковой поверхности бурильной колонны.

Расширитель Капелюшникова (рис. 4.35) состоит из цилиндрического корпуса 1 со сквозным продолговатым окном 2, в котором на шарнирных осях 3 установлены породоразрушающие лопасти 4 с ограниченным поворотом. Вдоль оси корпуса 1 имеется цилиндрический канал 5, в котором помещен подвижный поршень 6, шток 7 которого имеет возможность передвигаться в сквозном цилиндрическом отверстии 8 в корпусе расширителя. Нижний торец 9 штока упирается в выступы на породоразрушающих органах 4. В нижней части расширителя находится переводник для присоединения долота, а в верхней – для соединения с колонной бурильных труб.

Расширитель спускают в заданный интервал и начинают промывку скважины. В начальный момент промывки насос прессует пока поршень под действием давления внутри инструмента не опустится и не откроются обводные промывочные каналы в корпусе расширителя. При спуске поршня подвижной шток нижним торцом воздействует на породоразрушающие органы, сообщая им вращательный момент. Полное раскрытие лопастей происходит за счет осевой нагрузки инструмента.

После полного раскрытия лопастей режим циркуляции уже не оказывает влияния на их выход и диаметр расширения. После

Рис. 4.35. Расширитель Капелюшникова



окончания работ (при подъеме инструмента) лопасти убираются в корпус. Расширитель приводится в транспортное положение, когда верхние кромки лопастей упираются в башмак обсадной колонны. Поршень и шток в этот момент на них не действуют, так как насос выключен.

Расширитель Капелюшникова прост и надежен. Особенно удачно расположение поршня относительно промывочных каналов, которое позволяет приводить инструмент в рабочее положение при любых режимах промывки. Недостаток конструкции – неэффективная очистка забоя при прямой промывке и перемещении инструмента от нижней границы продуктивного интервала к верхней. Кроме этого, для приведения инструмента в транс-

портное положение необходимо его поднимать до упора, что не всегда удобно (например, при поинтервальном расширении).

Гидравлический расширитель Асеева (рис. 4.36) отличается от предыдущей конструкции тем, что для раскрытия породоразрушающих лопастей, помимо гидравлического усилия, используют

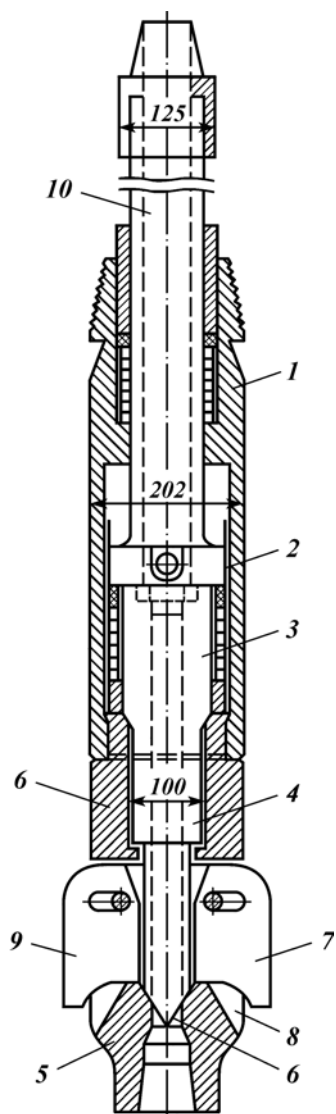


Рис. 4.36. Расширитель Асеева

вес инструмента при опоре долота на забой. Корпус расширителя состоит из двух частей, соединенных между собой левой резьбой, которая не допускает раскручивания верхней части 1 корпуса расширителя при правом вращении инструмента.

Верхняя часть корпуса представляет собой полый цилиндр, внутри которого движется поршень 2. Последний имеет два штока – верхний 3 (круглый) и нижний 4 (квадратный). Оба штока точно пригнаны к соответствующим осевым выемкам в верхней и нижней частях корпуса расширителя, служащим направляющими для штоков. Осевая выемка в нижней части 5 имеет квадратное сечение, как и шток 4. Шток 3 имеет в верхней части переходник для соединения с бурильной колонной. Шток 4 удлинен и переходит в клин 6, который входит в промежуток между лопастями 7, расположенными в сквозном пазу 8 в нижней части корпуса расширителя 5.

Лопастей 7 проворачиваются на круглых пальцах 9 своими отверстиями эллиптической формы, допускающими передвижение лопастей 7 в направлении, перпендикулярном к оси расширителя. Наружные кромки лопастей 7 скошены в сторону, обратную их вращению. Вдоль оси всего расширителя через верхний шток 3, поршень 2 и нижний шток 6 просверлен сплошной канал 10 для прохождения промывочной жидкости. Площадь сечения верхней части канала 10, начиная от конца верхнего 3 штока до фланца, вдвое больше площади сечения нижней его части. Во фланце просверлено боковое отверстие, диаметр которого равен осевому каналу.

Во время спуска в скважину расширителя его корпус висит на штоке, удерживаемый фланцем. При достижении долотом забоя штоки с поршнем перемещаются относительно корпуса вниз. Клин на конце нижнего штока входит в пространство между породоразрушающими лопастями, выдвигая их в рабочее положение.

При включении промывки и попадании потока промывочной жидкости он разделяется во фланце на две равные части. Одна идет через осевой канал на забой, а другая – через отверстие во фланце в камеру над поршнем. Давление промывки удерживает шток в нижнем положении, при котором породоразрушающие органы остаются в рабочем положении.

После расширения промывку останавливают и инструмент поднимают вверх. Шток с поршнем поднимают относительно корпуса расширителя, освобождая породоразрушающие лопасти. При подъеме инструмента и контакте лопастей с породой, а затем и с башмаком обсадной колонны они убираются в корпус.

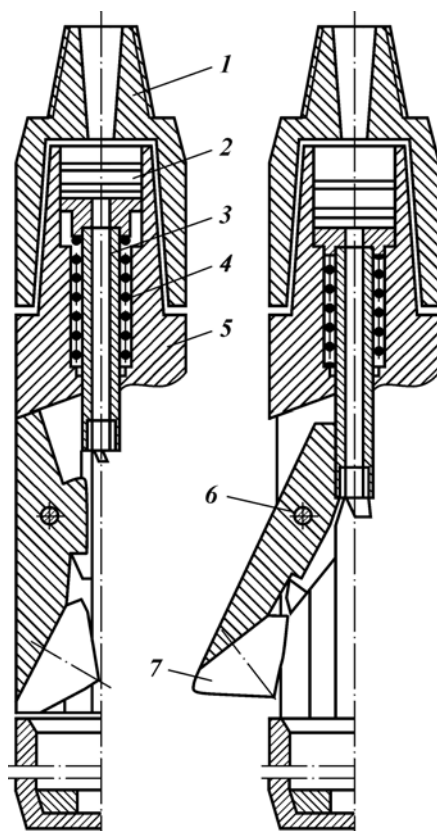
Один из принципов создания давления в надпоршневой зоне и удержания за счет этого расширителей в рабочем положении при перемещении корпуса относительно штока вверх используется сейчас для производства расширителей ведущими зарубежными фирмами.

Конструкция расширителя Асеева сложнее, чем предыдущая, хотя и не лишена недостатка – отсутствие оперативного приведения инструмента из рабочего в транспортное положение. Однако конструкция Асеева, в отличие от расширителя Капелюшникова, может работать при перемещении снаряда снизу вверх. Диаметр расширения инструмента Асеева ограничен конструктивными особенностями, так как выход породоразрушающих лопастей зависит от толщины клина. В этой связи расширитель Асеева можно применять преимущественно для снятия глинистой корки, калибровки ствола перед спуском обсадной или фильтровой колонны. Для создания каверны под гравийную обсыпку больше пригоден расширитель Капелюшникова, так как в нем выход породоразрушающих органов ограничен только прочностными характеристиками лопастей.

Несколько усовершенствовали конструкцию расширителя Капелюшникова сотрудники Татарского нефтяного НИИ (рис. 4.37). Породоразрушающие лопасти были заменены на шарошечные лапы, а подвижной поршень снабдили пружиной. Расширитель состоит из корпуса 5, в котором выполнены сквозные пазы для размещения на осях 6 породоразрушающих органов 7. Внутри корпуса 5 имеется сквозной канал, в котором установлен подвижной поршень 2 с толкателем 3 в нижней части. Поршень подпружинен пружиной 4, а корпус 5 имеет в верхней части переходник 1 для соединения с бурильными трубами.

Расширитель спускают в заданный интервал и фиксируют у верхней границы продуктивного интервала. Включают промывку. Под действием перепада давления на поршне 2 он опускается, сжимая пружину. При перемещении поршня вниз относительно корпуса толкатель воздействует на верхнюю поверхность шарошечных лап и передает на них раскрывающий момент. Начинают вращение инструмента и проводят забурку. Расширение осуществляют сверху вниз. При этом осложняется промывка расширенного интервала, так как формируемая каверна имеет больший диаметр и выполняет функцию, аналогичную шламовой трубе. Разбуренный шлам при недостаточной мощности насосного оборудования и наличии в пласте песка средних и крупных фракций оседает в пилот-стволе, предназначенном под отстойник. Конструкция низа расширителя, исключая возможность забойной промывки или подсоединения

Рис. 4.37. Расширитель Татарско-
го нефтяного НИИ



долота, не предусматривает очистку пилот-ствола от обрушенного шлама.

После окончания работы и снятия давления поршень поднимается под воздействием усилия пружины. Однако при поднятии поршня на шарошечные лапы не передается закрывающий момент по причине свободного контакта верхней части лопастей и низа толкателя. Шарошечные лапы, как и в конструкции Капелюшникова, убираются только при подъеме инструмента за счет контакта с породой или башмаком обсадной колонны. При забивке боковых пазов корпуса породой, что вполне вероятно при предусмотренной схеме промывки, приведение расширителя в транспортное положение осложняется и возможна авария.

При использовании в качестве породоразрушающих органов

шарошечных лап диаметр расширения ограничен и не превышает двух диаметров корпуса расширителя. С учетом необходимого начального зазора между корпусом и стенками пилот-ствола, начальный диаметр может быть увеличен не более чем в 1,8–1,9 раза.

Для сооружения высокодебитных скважин такой каверны и толщины гравийной обсыпки недостаточно. Поэтому данный расширитель может использоваться преимущественно для разбуhrивания глинистой корки со стенок скважины в интервале продуктивного пласта перед посадкой фильтровой колонны после длительного простаивания ствола после первичного вскрытия. При разбуhrивании твердых пропластков, имеющихс в разрезе, эффективна замена лопастных породоразрушающих органов на шарошечные. Вместе с тем механизм приведения породоразрушающих органов в рабочее положение, особенно при забурке в сцементированном интервале пород, более удачен в конструкции Капелюшникова, чем в рассматриваемой, несмотря на то, что создана она была на много лет раньше.

Р. Бейкер предложил конструкцию расширителя (рис. 4.38), которая предусматривает закрытие породоразрушающих лопастей без пружин за счет использования веса корпуса инструмента. При разработке расширителя автор ставил перед собой следующие основные задачи:

- поинтервальное увеличение диаметра скважины за счет использования для выдвижения породоразрушающих органов давления промывочной жидкости;

- увеличение числа породоразрушающих лопастей для обеспечения стабильности работы инструмента и толщины лопастей в опасном сечении;

- независимость величины выхода породоразрушающих лопастей от давления промывочной жидкости после их полного выдвижения;

- снижение нагрузок на лопасти;

- предотвращение оседания шлама на забой за счет обеспечения движения потока промывочной жидкости сквозь корпус инструмента;

- эффективность разрушения породы за счет особой конфигурации и расположения гидромониторных насадок;

- оперативное и надежное приведение расширителя из рабочего в транспортное положение и обратно.

Раздвижной гидравлический расширитель сконструирован с возможностью его спуска в скважину через обсадную колонну при убранных в корпус режущих элементах. При достижении требуемого интервала резцы выдвигаются из корпуса расширите-

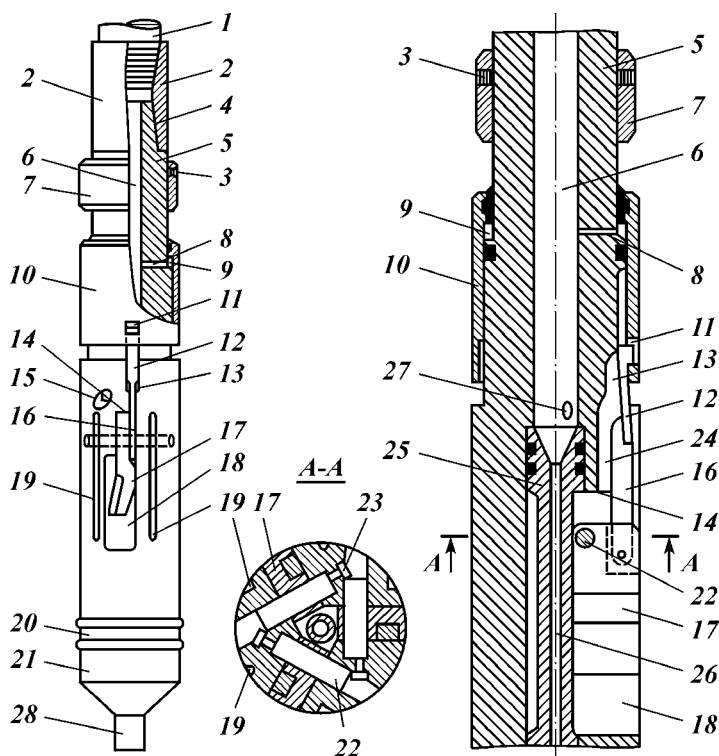


Рис. 4.38. Раздвижной гидравлический расширитель Р. Бейкера

ля под действием гидродинамического давления жидкости, образуя при этом каверну.

Расширитель (см. рис. 4.38) имеет цилиндрический корпус 5, в верхней части которого сделано резьбовое соединение 4 с муфтой 2, находящейся на нижнем конце колонны бурильных труб 1. Снизу корпус 5 оснащен центратором 21, имеющим заостренный конец для беспрепятственного спуска инструмента через обсадную колонну в скважину. Центратор 21 предохраняется от случайного отвинчивания специальным кольцом 20, которое крепится к корпусу 5 инструмента и центратору 21 сварными швами. Если требуется отсоединить центратор от расширителя, то необходимо срезать кольцо 20.

В корпусе расширителя под одинаковым углом 120° выполнены три продольные щели 18, в которых на пальцах 22 установлены режущие элементы 17. Пальцы 22 фиксированы от

случайного выпадения из отверстий болтами 23 со стороны упоров.

Верхняя часть продольной щели 18 имеет ширину, соответствующую толщине верхней части режущего элемента, позволяя ему свободно поворачиваться на пальце 22. Нижняя часть щели намного шире ее верхней части, с тем чтобы профильный участок режущего элемента мог свободно входить в корпус расширителя.

Цилиндр 10 установлен на суженный участок корпуса 5 для того, чтобы поверхность цилиндра не выходила за габариты инструмента. Между корпусом 5 и цилиндром 10 оставлено кольцевое пространство 9, сообщаемое через отверстие 8 с центральным промывочным каналом 6. Кольцевое пространство 9 изолировано от внешней среды уплотнительными манжетами. В верхней части цилиндра 10 уплотнительная манжета имеет заостренную форму для того, чтобы в процессе перемещения цилиндра по поверхности корпуса 5 удалять с него посторонний материал.

При прокачивании промывочной жидкости через расширитель в кольцевом пространстве 9 создается давление, действующее на выступ цилиндра 10. Перемещение цилиндра 10 вверх передается режущим элементом 17 через шарнирную систему, для размещения которой в корпусе расширителя от верхней грани щели 18 сделана продольная выемка 24, которая переходит в другую выемку 13 в перпендикулярной плоскости.

Шарнирная система состоит из двух направляющих штоков, разных по толщине и соединенных между собой сварочным швом. Верхний шток 12 заканчивается внешним выступом, который помещен в более широкое отверстие 11 в нижней части цилиндра 10, а нижний конец штока 16 с помощью пальца соединен с режущим элементом. Очевидно, что промывочная жидкость в кольцевом пространстве 9 будет поднимать цилиндр 10, который зацепит выступы штоков 12 и через шарнирную систему повернет режущие элементы 17 на пальцах 22. Перемещение цилиндра 10 ограничено стопорным кольцом 7, закрепленным на корпусе 5 с помощью винтов 3.

Крайнее верхнее положение цилиндра еще не соответствует полному выдвигению режущих элементов, которое достигается действием на них составляющей веса бурового снаряда через сформированный уступ в стволе скважины, а также свободным ходом выступов штоков в отверстиях цилиндра 10.

Перепускная труба 25, которая направляет поток промывочной жидкости вниз, перекрывает щели 18, исключая утечку бурового раствора. Верхняя часть трубы 25 плотно прилегает к

стенке центрального канала за счет уплотнительных колец, а нижняя часть установлена на сопло, подпираемое полым винтом 28.

Диаметр канала 26 в трубе 25 меньше, чем диаметр канала 6 в корпусе расширителя. Этого достаточно, чтобы увеличить давление в кольцевом пространстве 9 для подъема цилиндра 10 и раздвижения режущих элементов. Последние в раскрытом положении наклонены выступающей частью в сторону вращения инструмента с тем, чтобы обеспечить эффективное разрушение уступа Б, поскольку лезвие режущего элемента не имеет ни положительного, ни отрицательного угла наклона. Изогнутый профиль режущих элементов способствует их большей устойчивости к деформациям от крутящего момента.

Пальцы 22 режущих элементов 17 смещены, что дает возможность (за счет увеличения расстояния от пальца до упора 14 режущих элементов 17 с верхней гранью щели 18) уменьшить усилие, передаваемое уступом Б на пальцы 22.

С целью увеличения эффективности разрушения уступа Б на него направляют поток промывочной жидкости, способствуя этим выносу оставшихся продуктов разрушения горной породы, которые ограничивают внедрение лезвий в разрушаемую фракцию. Для того чтобы создать направленное гидродинамическое воздействие, над каждым режущим элементом в корпусе расширителя сделан канал 27, в котором установлена гидромониторная насадка 15. Последняя позволяет создать высоконапорную струю промывочной жидкости и направляет ее в место контакта лезвия режущего элемента с уступом Б, гарантируя вынос шлама и хорошую очистку твердого сплава.

В процессе создания расширенного профиля скважины отмечается износ корпуса расширителя, это происходит в результате его контакта со стенкой скважины. Износ корпуса 5 уменьшают созданием заполненных карбидовольфрамовым сплавом выемок 19, расположенных с обеих сторон от каждой щели. Применение подобных калибраторов позволяет существенно уменьшить износ поверхности корпуса расширяющего долота.

После расширения подачу промывочной жидкости прекращают и бурильные трубы поднимают. При соприкосновении режущих элементов 17 с башмаком обсадной колонны они поворачиваются вокруг своих осей и убираются в корпус расширителя.

Отличительная особенность предложенной конструкции раздвижного расширителя с промежуточными кулачками (рис. 4.39) от рассмотренных ранее в том, что породоразрушающие шарошечные лапы связаны с подвижным внутри корпуса штоком посредством кулачков. Это позволяет после окончания работ, ис-

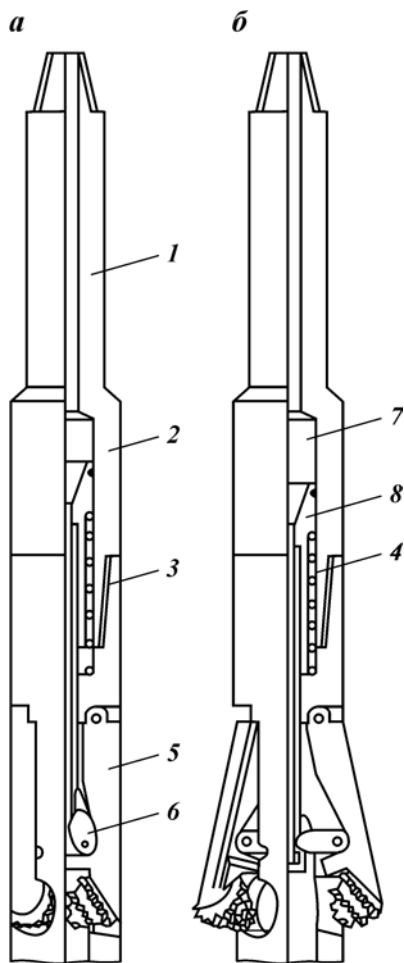


Рис. 4.39. Расширитель с промежуточным кулачковым механизмом:

а – транспортное положение; *б* – рабочее положение; 1 – бурильные трубы; 2 – корпус; 3 – соединение корпуса; 4 – пружина; 5 – породоразрушающая лопасть; 6 – кулачки; 7 – рабочая камера; 8 – втулка

пользуя возвратное усилие пружины при снятии давления промывки, принудительно убрать шарошечные лопасти внутрь корпуса и не дожидаться достижения инструментом башмака обсадной колонны.

С целью увеличения диаметра расширения в тресте Промбурвод был разработан гидравлический раздвижной расширитель с промежуточными тягами (рис. 4.40). При включении промывки (после достижения инструментом заданного интервала) под действием гидродинамического давления поршень и шток опускаются относительно корпуса и породоразрушающие органы уси-

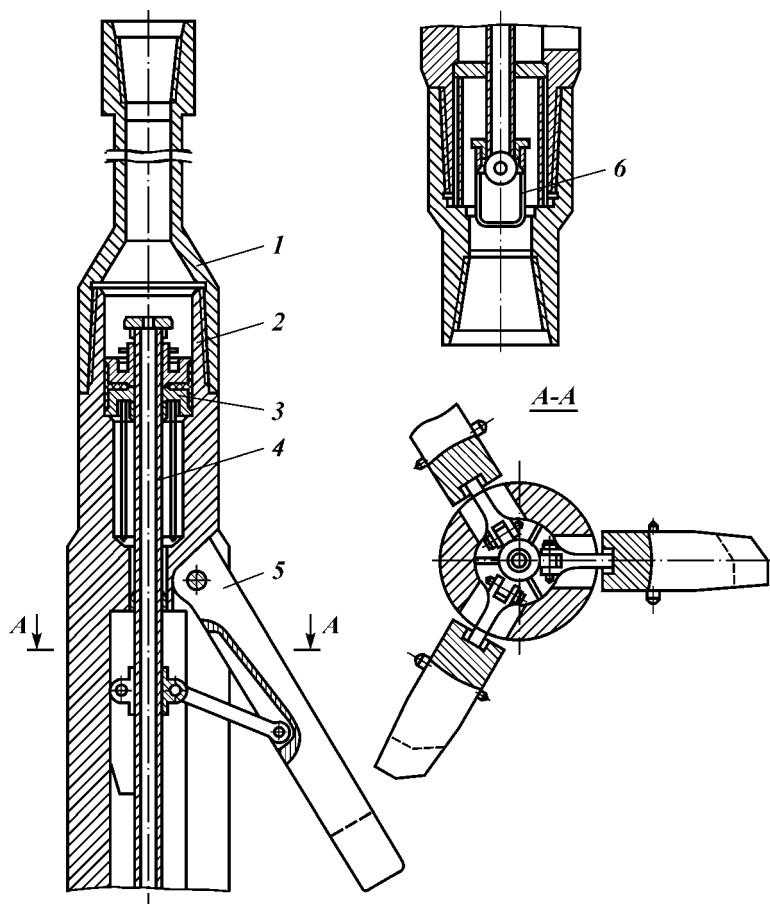


Рис. 4.40. Расширитель лопастной конструкции Промбурвуд:

1 – переходник; 2 – корпус; 3 – поршень; 4 – шток; 5 – лопасть; 6 – обратный клапан

лием, передаваемым через промежуточные тяги, забуриваются в породу.

Породоразрушающие органы приводятся в рабочее положение энергией промывки после спуска поршня и жестко связанного с ним штока относительно неподвижного корпуса, которое сопровождается сжатием пружины. В нижней части штока к нему и внутренней поверхности шарошечных лап шарнирами прикреплена промежуточная тяга. При спуске штока промежуточная тяга выдвигает породоразрушающие органы.

Отметим следующие недостатки описанной конструкции:

низкая надежность выдвижения и складывания породоразрушающих лап вследствие наличия промежуточных тяг, шарнирных соединений;

корпус состоит из двух частей, что снижает его прочность, а при правой резьбе может обуславливать отвинчивание верхней части;

низкая надежность приведения инструмента в транспортное положение из-за зависимости от надежности работы пружины;

необходимость поддержания определенного перепада давления на расширителе для удержания шарошечных режущих элементов в раскрытом положении.

К этим недостаткам следует также добавить и низкий коэффициент расширения, равный отношению конечного диаметра каверны к начальному, который для данной конструкции меньше 1,8–1,9. Шарошечные органы убираются в круглые углубления в корпусе. При работе они могут забиваться породой. Циркуляционная схема расширителя не предусматривает промывку этих отверстий при необходимости. Отмеченные недостатки снижают надежность работы инструмента. Загерметизировать поршень внутри корпуса просто, что характеризует беспрепятственное и многоцикловое перемещение внутри корпуса.

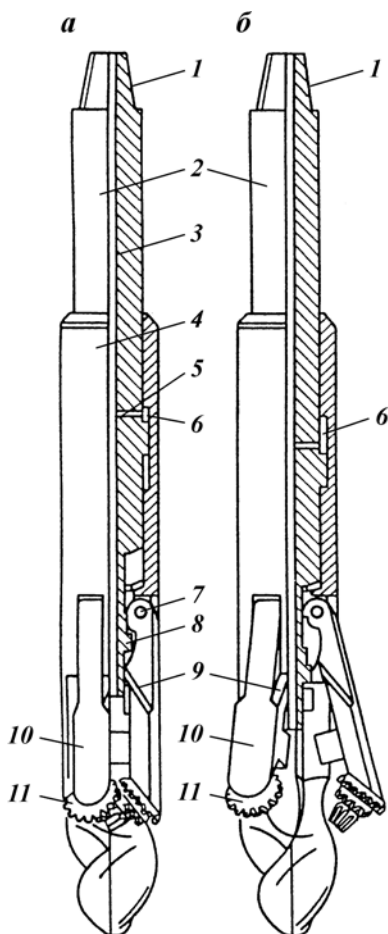
Внедрение расширителя показало низкую надежность его работы. Породоразрушающие органы быстро обламывались или изнашивались, а промежуточные тяги выламывались из мест крепления. Поэтому данная конструкция не нашла широкого применения в практике. В конструкции гидравлического раздвижного расширителя «Локоматик» фирмы «Бейкер» подвижным элементом считается не шток и поршень, а корпус расширителя (рис. 4.41).

Бурильная колонна жестко связана с фигурным штоком, который входит в зацепление с внутренней поверхностью трех шарошечных лап, установленных на пальцах в корпусе с возможностью выдвижения при повороте. Корпус расширителя выполнен подвижным относительно жестко связанного с бурильной колонной штока. В верхней части корпус имеет герметичное соединение, обеспечивающее предотвращение утечки промывочной жидкости и дросселирования давления внутри корпуса расширителя.

После спуска расширителя в скважину включают промывку. Давление в рабочей камере поднимается, и корпус расширителя приподнимается относительно бурильной колонны и штока. Породоразрушающие органы при этом подъеме взаимодействуют с фигурной поверхностью штока и выдвигаются из корпуса, инструмент вращают и осуществляют забурку. Определенное давле-

Рис. 4.41. Расширитель «Локомастик»:

а – транспортное положение; *б* – рабочее положение; 1 – резьбовое соединение; 2 – полый шток; 3 – промывочный канал; 4 – корпус; 5 – канал рабочей камеры; 6 – рабочая камера; 7 – ось шарошечных лап; 8 – толкатель; 9 – опорная поверхность шарошечных лап; 10 – шарошечная лапа; 11 – шарошка



ние в нагнетательной магистрали необходимо только для забурки инструмента. При бурении породоразрушающие органы из-за фигурной конфигурации остаются выдвинутыми под действием осевой нагрузки. Расширитель «Локомастик» предусматривает герметизацию корпуса в верхней части.

Расширитель «Локомастик» характеризуется преимуществами, среди которых следующие:

надежность выдвижения и закрытия породоразрушающих лопастей за счет специального запатентованного механизма;

отсутствие промежуточных тяг. Лопасты убираются в корпус

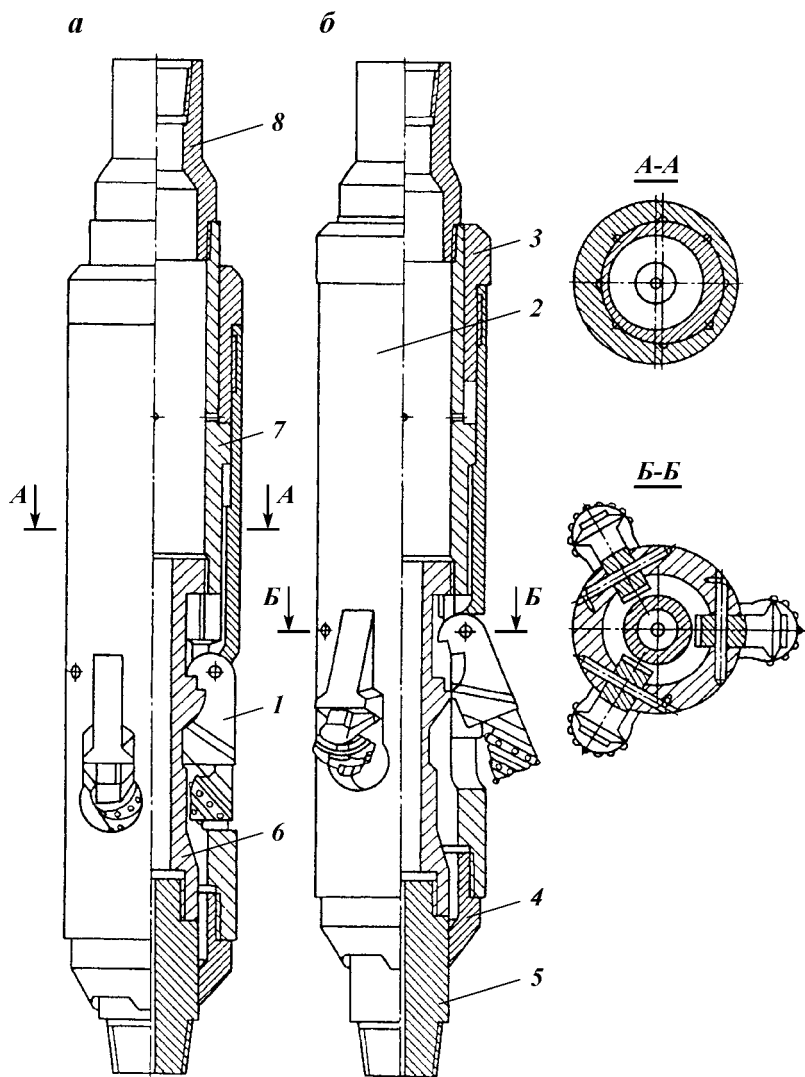


Рис. 4.42. Расширитель ВНОГЕМ:

a – транспортное положение; *б* – рабочее положение; 1 – лопасть, армированная шарошками; 2 – корпус; 3 – верхний переходник; 4 – нижний переходник; 5 – замок; 6 – подвижной шток; 7 – гильза; 8 – муфта

после прекращения промывки под действием веса инструмента;
корпус неразъемный и состоит из одной детали, что предотвращает его развинчивание и повышает прочность;

специальная конструкция плечей на лапах и пазов в корпусе обеспечивает разгрузку штифтов, снижает опасные нагрузки на лопасть.

Кроме этого, породоразрушающие органы расширителя убираются в пазы специальной фигурной формы, которые существенно меньше забиваются породой.

Расширители «Локоматик» выпускаются в нескольких модификациях, предусматривающих различные схемы промывки и вооружение породоразрушающих лап.

Раздвижной гидравлический расширитель ВИОГЕМ (рис. 4.42) предусматривает промывку через долото, устанавливаемое в нижней части расширителя, а сочленение подвижного штока и шарошечных лап имеет характер двухстороннего зацепления.

Рассмотрим работу расширителя ВИОГЕМ. После спуска в нужный интервал и включения промывки поток по бурильной колонне и внутреннему подвижному узлу расширителя поступает через отверстия в ведущей трубе в рабочую камеру и за счет образовавшегося перепада давления, возникающего в дросселирующем переводнике-насадке, перемещает вверх узел расширителя. При этом шарошечные лапы, скользя по упорному уступу штанги, выдвигаются в рабочее положение.

При вращении снаряда на выдвинутые и прижатые под усилием гидравлики к забою лапы передается крутящий момент и происходит забурка снаряда. В раскрытом положении инструмент поддерживается после этого уже не гидравлическим давлением, а весом инструмента. После расширения и снятия давления под действием веса подвижного узла он перемещается относительно неподвижного, убирая шарошечные лапы в корпусе.

Расширитель ВИОГЕМ может быть многократно приведен в рабочее и транспортное положение в одном стволе. Положительный момент конструкции – отсутствие возвратных пружин и промежуточных тяг. Породоразрушающие органы приводятся в транспортное положение под действием веса корпуса расширителя.

Техническая характеристика расширителя ВИОГЕМ

Диаметр расширителя в транспортном положении, мм	377
Лапы	Сменные
Категория пород по буримости	До VIII
Способ разрушения породы	Механический
Способ выдвижения рабочих органов	Гидравлический
Рекомендуемый перепад давления, МПа	3,5–4,0
Частота вращения ротора, об/мин	40–65
Максимальная осевая нагрузка, кН	30
Максимальное горизонтальное, усилие долота на стенку скважины при забуривании, кН	15
Длина расширителя, мм	2400
Масса, кг	1030

Надежность работы расширителя в скважине зависит от центрации инструмента внутри ствола. При асимметричном расположении расширителя нагрузка на породоразрушающие органы распространяется неравномерно, что приводит к их ускоренному износу. Кроме этого, возникает повышенная вибрация бурильной колонны.

Обеспечить центрацию расширителя в стволе скважины с начальной кавернозностью только за счет двух-трех породоразрушающих органов сложно.

Существует расширитель с выдвижными режущими элементами, приводимыми в раскрытое положение давлением промывочной жидкости (рис. 4.43). Над долотом установлен стабилизатор с выдвижными центраторами, который имеет замковый переходник под бурильные трубы, на которых комбинированное устройство спускают в скважину.

Расширитель при подаче вниз выдвинутыми режущими элементами формирует расширенный профиль скважины. Расположенный сверху стабилизатор, перемещаясь вместе с долотом,

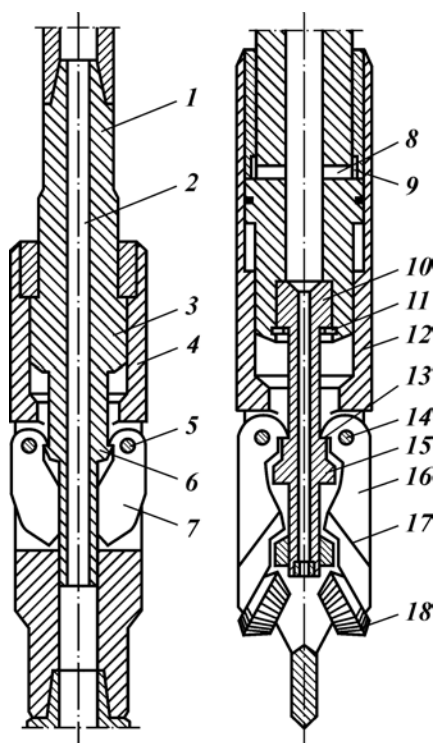


Рис. 4.43. Расширитель с выдвижными центраторами:

1 – полый шток; 2 – промывочный канал; 3 – передаточный вал с профильной поверхностью; 4 – корпус; 5 – ось центратора; 6 – толкатель центратора; 7 – центратор; 8 – канал рабочей камеры; 9 – рабочая камера; 10 – полая труба с толкателями; 11 – стопорная шайба; 12 – корпус расширителя; 13 – фиксатор шарошечных лап в транспортном положении; 14 – ось шарошечных лап; 15 – толкатель шарошечных лап; 16 – шарошечная лапа; 17 – упор шарошечных лап в рабочем положении; 18 – шарошки

центрирует его в расширенном стволе. Центрирующие плечи (центраторы) выдвигаются из корпуса стабилизатора только после того, как нижнее долото сформирует уступ в стенке скважины. Механизм раскрытия и зажатия лопастей и стабилизаторов в расширителе по принципу не отличается от описанных расширителей применительно «Локомастик» в ВИОГЕМ.

Стабилизация расширителей может быть использована выше или ниже породоразрушающих органов. Следует отметить, что при установке стабилизатора выше породоразрушающих лопастей центрация инструмента лучше вследствие большего диаметра стабилизирующих органов. Стабилизатор может располагаться на любом расстоянии от корпуса расширителя, что позволяет центрировать инструмент при начальной известной кавернозности ствола.

Общий недостаток расширителей, предусматривающих закрытие породоразрушающих лопастей под действием веса инструмента без возвратных пружин, – сложность надежной герметизации подвижного корпуса относительно неподвижного штока в условиях интенсивных нагрузок и абразивного износа. В этой связи большей устойчивостью к нагрузкам и надежностью характеризуются расширители, в которых подвижной элемент размещен внутри жесткого корпуса, воспринимающего основные нагрузки и предохраняющего уплотнения между подвижными деталями от непосредственного контакта со шламом в открытом стволе скважины.

Разработаны модификации скважинных расширителей, предусматривающих перемещение под действием давления промывочной жидкости внутри корпуса подпружиненного штока, взаимодействующего с выдвигаемыми породоразрушающими органами. Расширитель модификации XL (рис. 4.44) содержит корпус, имеющий в верхней части переходник для соединения с бурильной колонной, а в нижней – для присоединения долота. Корпус в интервале размещения породоразрушающих органов имеет утолщение диаметра, максимально приближенного к диаметру пилот-скважины. В утолщенной части корпус армирован твердым сплавом или алмазной кромкой с целью минимизации износа. Уменьшение зазора между стенками скважины и корпусом инструмента позволяет снизить опасные нагрузки на лопасти, улучшить центрацию расширителя. В продольном канале корпуса установлен подпружиненный полый шток, способный перемещаться в осевом направлении.

При начале промывки за счет перепада давления на подвижном штоке он опускается и надавливает своими выступами на породоразрушающие лопасти, которые из-за передаваемого кру-

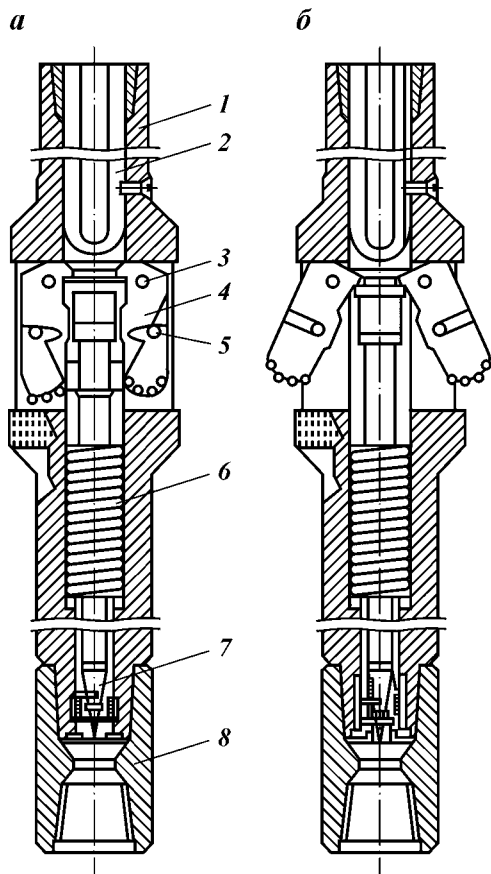


Рис. 4.44. Кулачковый расширитель серии XL:

a – транспортное положение; *б* – рабочее положение; 1 – корпус; 2 – подвижный шток-поршень; 3 – пальцы; 4 – породоразрушающие лопасти; 5 – ограничитель выдвижения лопастей; 6 – возвратная пружина; 7 – гидромониторный узел; 8 – муфта

тящего относительно неподвижно закрепленных в корпусе пальцев выдвигаются, и расширитель приводится из транспортного в рабочее положение. Для гарантийного открытия лопастей, происходящего только при определенном перепаде давления на штоке, в его нижней части вмонтировано сопло.

При прохождении потока промывочной жидкости через сопло на нем поддерживается давление, которого достаточно для отжатия пружины. Использование стандартных гидромониторных насадок в инструменте позволяет оптимизировать изготовление инструмента независимо от производительности бурового насоса и максимального давления. В инструменте использованы гидромониторные насадки, которые служат для отклонения потока на режущие плечи, обеспечивая этим хорошую очистку и охлажде-

ние алмазных резцов, а также направляют поток на забой скважины.

Основной корпус выточен из твердой стальной заготовки, обеспечивающей необходимую надежность, а его конструкция способна преодолеть нагрузки, намного превышающие обычные технологические условия, которые можно ожидать в процессе расширения. Корпус оборудован верхней цилиндрической муфтой, сделанной специально для инструмента, и нижней муфтой, соединяющей корпус расширителя с долотом. Все связи в расширителе испытаны и обеспечивают прочность соединений.

На рабочую грань режущих лопастей нанесена алмазная пресованная пудра. Инструмент разработан для алмазных резцов во избежание основных проблем, связанных с шарошечным типом расширителя, т.е. сварными плечами и возможностью потери конусов на забое, особенно у инструментов малого диаметра. Режущие лезвия держатся открытыми струей бурового раствора и приложенной осевой нагрузкой. Струя промывочной жидкости проходит через внутреннее сечение лопастей, истекая из двух гидромониторных насадок, способствуя лучшей очистке и разрушению забоя.

Техническая характеристика расширителей типа XL

Серия	600	800	1200	1700
Диаметр, мм:				
корпуса	145	212	310	443
пилот-скважины	151–190	243	320	490
расширителя	215	310	468	658

Использование расширителей типа XL позволяет увеличить диаметр скважины не более чем в 1,5 раза. Для существенного увеличения дебита такого контура гравийной засыпки чаще всего бывает недостаточно.

Для создания каверн большего диаметра используют расширители с реечной передачей (рис. 4.45). На подвижном штоке монтируется рейка, а на внутренней поверхности породоразрушающих лопастей – зубчатый сегмент. При спуске или поднятии штока за счет реечной передачи лопасти породоразрушающих органов надежно открываются и закрываются. Технология применения расширителя схожа с описанной для модификаций инструмента XL. Отличительная особенность представленной конструкции заключается в усилении зубчатой пары за счет смещения зубчатой рейки относительно оси симметрии корпуса в сторону, противоположную расположению лопастей. Действующий момент на зубья при забурке расширителя при этом уменьшается.

Основное тело инструмента изготовлено из твердой стали,

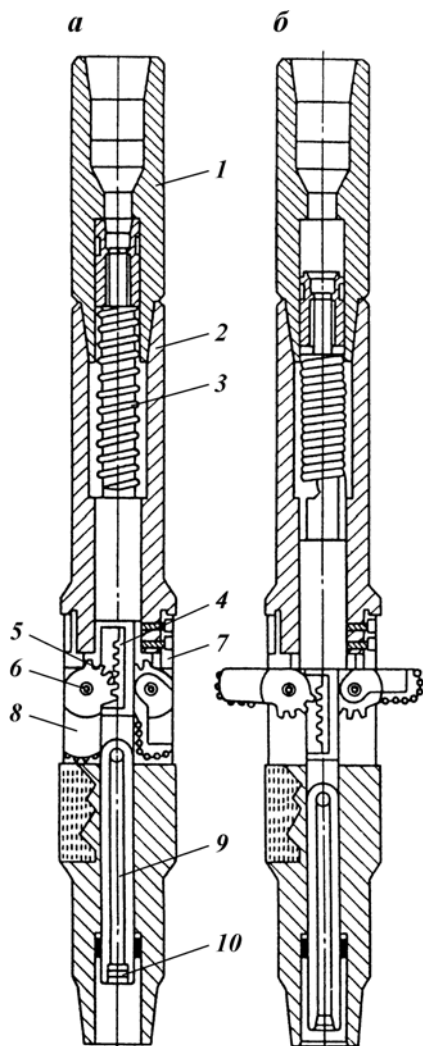


Рис. 4.45. Реечный расширитель серии XL:

1 – верхний переход; 2 – корпус; 3 – возвратная пружина; 4 – реечный привод; 5 – зубчатая поверхность лопасти; 6 – ось лопасти; 7 – сменные упоры; 8 – породоразрушающие лопасти; 9 – центральный промывочный канал; 10 – насадка

обеспечивающей необходимую прочность. Узлы сконструированы так, чтобы противостоять высоким нагрузкам, связанным со значительным раскрытием породоразрушающих органов, требуемым для создания гравийного фильтра высокодебитной скважины. Для армирования лопастей используют алмазные резы.

Реечные расширители позволяют увеличивать диаметр пилотствала более чем в 2 раза. Например, при диаметре корпуса

136 мм выход лопастей составляет около 380 мм, а при диаметре корпуса 212 мм – 480 мм.

А.Н. Закхеев и другие авторы разработали раздвижной гидравлический расширитель с реечной передачей (рис. 4.46). Расширитель включает полый корпус 1, связанный через верхний переводник 2 с колонной бурильных труб 3. Внутри полого корпуса 1 установлен поршень 4, выполненный заодно с полым штоком 5, на внешней стороне которого по периметру имеются зубчатые рейки 6. В полом корпусе 1 выполнены пазы, в которых на осях 7 установлены породоразрушающие органы 8 с зубчатым сектором, входящим в зацепление с зубчатыми рейками 6. На внешней стороне полого корпуса 1 над пазами установлено опорное кольцо 9. Нижний конец полого штока 5 проходит внутри направляющей втулки 10 и содержит буртик 11. В полом корпусе 1 соосно с полым штоком 5 установлена втулка 12 с внутренними кольцевыми выступами 13. Полость корпуса 1 над втулкой 12 постоянно связана через насадки 14 со скважиной. Полый шток 5 опирается на пружину 15. Поршень 4 и полый шток 5 уплотнены в корпусе расширителя манжетами 16.

На колонне бурильных труб расширитель спускают в скважину в заданный интервал и начинают промывку с постоянным расходом.

Поршень вместе с полым штоком опускают вниз с возможным проворотом породоразрушающих лопастей. Пружина при этом сжимается, а породоразрушающие органы выдвигаются. При передаче инструменту вращения осуществляют забурку инструмента.

Кольцевой зазор между верхним кольцевым выступом втулки и буртиком в начальный момент минимален, вследствие чего гидравлическое сопротивление кольцевого зазора и перепад давления на расширителе максимальны. При перемещении поршня площадь сечения кольцевого зазора увеличивается, а перепад давления на расширителе уменьшается. При раскрытии породоразрушающих органов на 45° буртик совмещается со средним кольцевым выступом. Перепад давления при этом снова увеличивается до максимума. Далее, при смещении буртика вниз относительно среднего выступа перепад давления снова уменьшается, а при приближении породоразрушающих органов к предельному раскрытию буртик совмещается с нижним кольцевым выступом и давление рабочей жидкости снова увеличивается до максимального. По перепадам давления в нагнетательной магистрали контролируют выдвижение породоразрушающих органов при забурке и расширении.

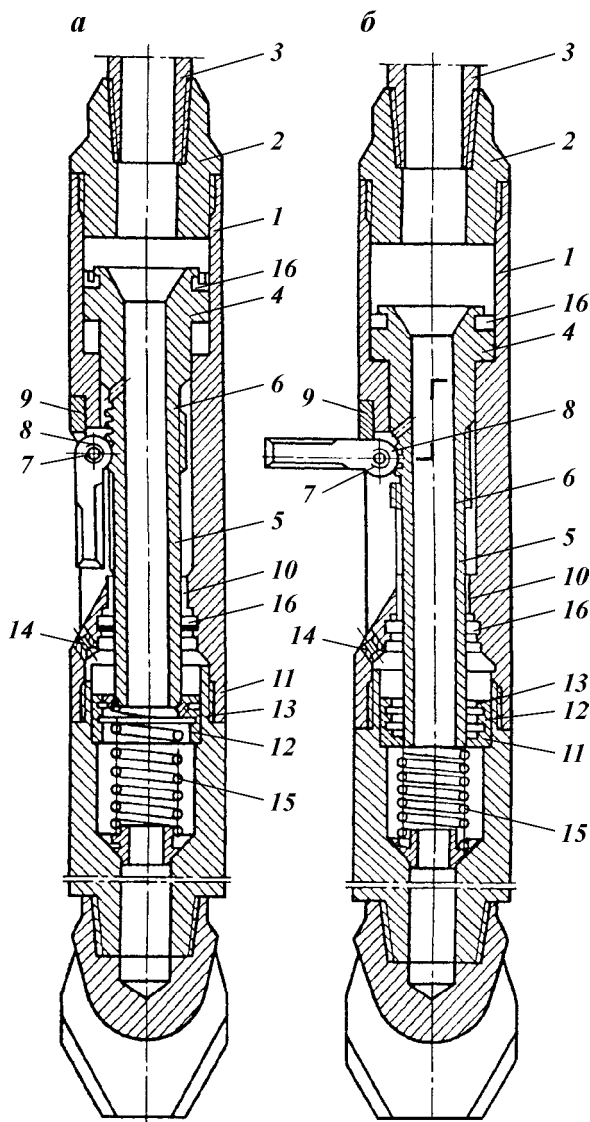


Рис. 4.46. Расширитель НПО Союзтермнефть:

a – транспортное положение; *б* – рабочее положение; 1 – полый корпус; 2 – верхний переводник; 3 – бурильные трубы; 4 – силовой поршень; 5 – шток; 6 – зубчатая рейка; 7 – оси; 8 – резцы; 9 – опорное кольцо; 10 – направляющая втулка; 11 – буртик; 12 – втулка; 13 – кольцевые выступы; 14 – насадки; 15 – пружина; 16 – манжеты

Обеспечить расширение до большего диаметра одной лопастью сложно, даже при выдерживании нужной прочности. Породоразрушающие органы при этом ломаются в опасном сечении, и дальнейшего эффективного расширения скважины не происходит. Уменьшить нагрузку на лопасти можно за счет ступенчатого увеличения диаметра скважины.

В многоступенчатой конструкции расширителя породоразрушающие лопасти или резцы выдвигаются с помощью промежуточных тяг, наличие которых существенно снижает надежность работы инструмента. Для повышения надежности работы расширителя следует предельно уменьшить число промежуточных связей, как, например, в конструкции многоступенчатого механического расширителя ВСЕГИНГЕО. Многоступенчатые конструкции расширителей сложны в изготовлении и дороги. Снизить нагрузки на лопасти можно поэтапным расширением ствола скважины с увеличением выхода породоразрушающих органов.

Автором разработан способ поэтапного расширения скважин (рис. 4.47), который заключается в последовательной подработке ствола скважины вдоль продуктивного интервала при челночном перемещении расширителя. Нагрузки на породоразрушающие лопасти при этом снижаются в число раз, соответствующее перемещению инструмента вдоль продуктивного интервала или этапом расширения. Последовательность технологических операций при поэтапном расширении показана на рис. 4.47.

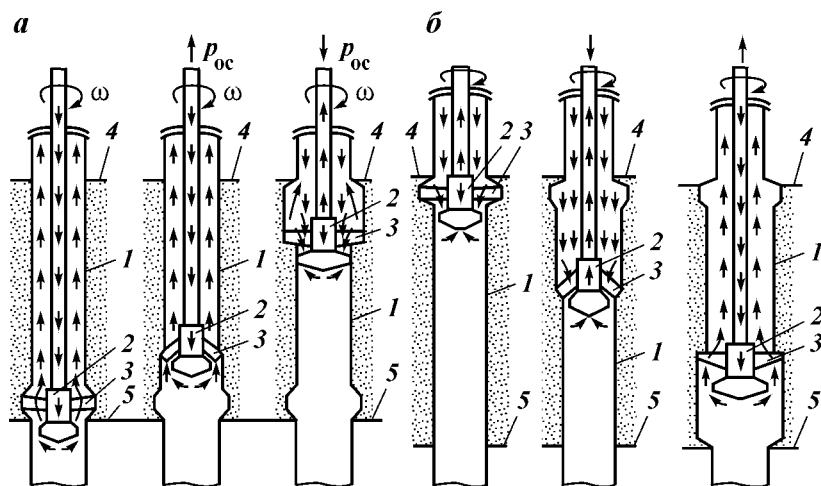


Рис. 4.47. Последовательность технологических операций при поэтапном расширении

В скважину 1 спускают расширитель 2 с породоразрушающими органами 3 в закрытом положении (рис. 4.47, а). Расширитель 2 фиксируют у верхней 4 границы интервала расширения, которая обычно совпадает с кровлей продуктивного пласта. Скважину 1 промывают при обратной циркуляции очистного агента. Породоразрушающие органы 3 расширителя 2 приводятся в рабочее положение с максимальным выходом, при этом на инструмент передается крутящий момент без осевой нагрузки и осуществляется забурка расширителя 2. После забурки на инструмент передают осевую нагрузку в направлении от устья скважины 1, уменьшают выход породоразрушающих органов 3 и осуществляют проходку расширителя 2 вдоль интервала расширения и расширение скважины 1 до диаметра D_2 , при этом поддерживают обратную циркуляцию очистного агента в скважине 1.

При расширении скважины (рис. 4.47, б) до диаметра D_2 до нижней границы интервала расширения меняют знак осевой нагрузки на инструмент на противоположный, увеличивают выход породоразрушающих органов 3 расширителя 2 до максимальных значений, переходят на прямую циркуляцию очистного агента в скважине 1 и осуществляют проходку расширителя 2 вдоль интервала расширения от нижней 5 к верхней 4 границе интервала расширения. Скважину 1 при этом расширяют до расчетного диаметра.

Значение выхода породоразрушающих органов 3 расширителя 2 на второй стадии расширения выбирается, исходя из условия одинаковой нагрузки на породоразрушающие органы 3 при расширении скважины 1 на втором этапе с диаметра ствола пилот-скважины до диаметра D_2 и расширении на третьем этапе с диаметра D_2 до расчетного. Крутящий момент на породоразрушающую лопасть 3 на втором и третьем этапах расширения будет одинаков, если ее выход на втором этапе составляет 0,708 максимального выхода.

Направление движения инструмента при расширении совпадает с направлением движения очистного агента в кольцевом пространстве скважины. Вследствие значительного увеличения скорости движения очистного агента в кольцевом пространстве основного ствола скважины (по сравнению со скоростью движения потока в расширенном интервале) у поверхности разрушаемой породы возникает градиент давления, пропорциональный разнице квадратов скоростей движения потока в расширенном интервале и кольцевом пространстве остального ствола скважины, способствующий подсосу пульпы из интервала расширения и улучшенной очистке забоя.

В случае сложности обеспечения обратной циркуляции технология может осуществляться следующим образом. В скважину спускают расширитель 2 и фиксируют его у нижней 5 границы интервала расширения. Скважину промывают при прямой циркуляции очистного агента. Породоразрушающие органы 3 расширителя 2 приводят в рабочее положение максимальным выходом, при этом на инструмент передается крутящий момент без осевой нагрузки, и забуривают расширитель 2.

После забурки на инструмент передают осевую нагрузку. В направлении к устью скважины уменьшают выход породоразрушающих органов расширителя и осуществляют проходку расширителя вдоль интервала расширения до диаметра D_2 . При этом поддерживают прямую циркуляцию очистного агента в скважине. При расширении скважины до диаметра D_2 (до верхней границы интервала расширения) меняют знак осевой нагрузки на противоположный и увеличивают выход породоразрушающих органов расширителя до максимальных значений.

Интервал расширения увеличивают в направлении от верхней 4 к нижней 5 границе, при этом меняют характер циркуляции очистного агента в скважине на обратную промывку или продувку. Таким образом, направление движения инструмента совпадает в процессе расширения с направлением движения очистного агента в кольцевом пространстве скважины.

Поэтапное расширение скважины позволяет уменьшить нагрузки на породоразрушающие органы расширителя в процессе разрушения породы. В продуктивных пластах, сложенных песками с пропластками более крепких пород, применение одноэтапного традиционного расширения не обеспечивает равномерного увеличения диаметра скважины в заданном интервале из-за быстрого износа, поломки породоразрушающих органов расширителя. Предлагаемый способ позволяет также отказаться от сложных многоступенчатых расширителей 2.

Так, скважину необходимо было расширить в интервале водоносного пласта 170–180 м, сложенного тонкозернистым песком с прослойками песчаника с диаметра пилот-скважины 0,19 до 0,5 м под гравийную обсыпку. Применение в аналогичных условиях одноэтапного расширения не позволяло получить требуемого расширения из-за поломки породоразрушающих органов расширителя у корпуса. В скважину до кровли водоносного пласта спустили расширитель. Скважину промыли при обратной циркуляции.

При промывке породоразрушающие органы расширителя максимально выдвинулись из корпуса. После забурки и передачи на инструмент осевой нагрузки от устья к забою скважины умень-

шили выход породоразрушающих органов с 0,16 до 0,11 м и осуществили проходку расширителя вдоль интервала расширения от верхней к нижней границе и увеличение диаметра пилот-скважины с 0,19 до 0,41 м. В процессе движения инструмента сверху вниз скважину промывали при обратной циркуляции очистного агента.

После достижения расширителем нижней границы поменяли знак осевой нагрузки на противоположный, увеличив выход породоразрушающих органов до максимальных значений (с 0,11 до 0,16 м) и осуществили проходку расширителя вдоль интервала от нижней к верхней границе снизу вверх и изменили диаметр скважины с 0,41 до 0,5 м (расчетное значение). После достижения расширителем верхней границы интервала породоразрушающие органы закрыли и инструмент извлекли из скважины. В аналогичных условиях проводили расширение при прямой промывке.

В скважину до подошвы водоносного пласта спустили расширитель, промыли при прямой циркуляции. При этом породоразрушающие органы расширителя стали выдвигаться до максимальных значений (0,16 м), а при передаче крутящего момента на инструмент забурили расширитель, после чего на втором этапе работ к инструменту приложили осевую нагрузку в направлении устья скважины, уменьшив выход породоразрушающих органов расширителя (до 0,11 м) и при проходке расширителя вдоль интервала от нижней к верхней границе снизу вверх увеличили диаметр пилот-скважины с 0,19 до 0,41 м.

В процессе движения инструмента снизу вверх поддерживали прямую циркуляцию очистного агента. При достижении верхней границы расширения на третьем этапе поменяли знак осевой нагрузки на противоположный, увеличили выход породоразрушающих органов расширителя до максимальных значений (с 0,11 до 0,16 м) и изменили характер циркуляции очистного агента в скважине на обратную промывку. Инструмент стали перемещать вниз под действием осевой нагрузки и расширили интервал от верхней к нижней границе с диаметра 0,41 до 0,5 м. В процессе перемещения расширителя поддерживали обратную циркуляцию очистного агента в скважине.

Применение предложенного способа расширения скважины позволило оборудовать водоприемную часть скважины эффективными конструкциями фильтров за счет равномерного расширения скважины до заданного диаметра в запланированном интервале. Равномерность расширения ствола скважины обеспечивалась повышением надежности работы расширителя посредством применения поэтапной технологии увеличения диаметра пи-

лот-скважины. За счет высокого качества очистки ствола скважины от шлама увеличились механическая скорость проходки и износостойкость породоразрушающих органов.

Автором разработан раздвижной гидравлический расширитель, позволяющий осуществлять поэтапное увеличение диаметра скважины до заданных пределов (рис. 4.48).

Расширитель имеет корпус 1 с внутренней полостью 2 и боковыми пазами 3 для размещения породоразрушающих органов 4, соединенных с корпусом 1 с возможностью поворота, подпружиненный полый шток 5, который взаимодействует с породоразрушающими органами 4. Внутри полого штока 5 установлена жестко связанная с бурильной колонной 6 труба 7, соединенная в верхней части с корпусом 1 и шпонкой 8 с возможностью осевого перемещения. Между трубой 7 и полым штоком 5 и между полым штоком 5 и корпусом расширителя 1 ниже боковых пазов 3 для размещения породоразрушающих органов 4 имеются рези-

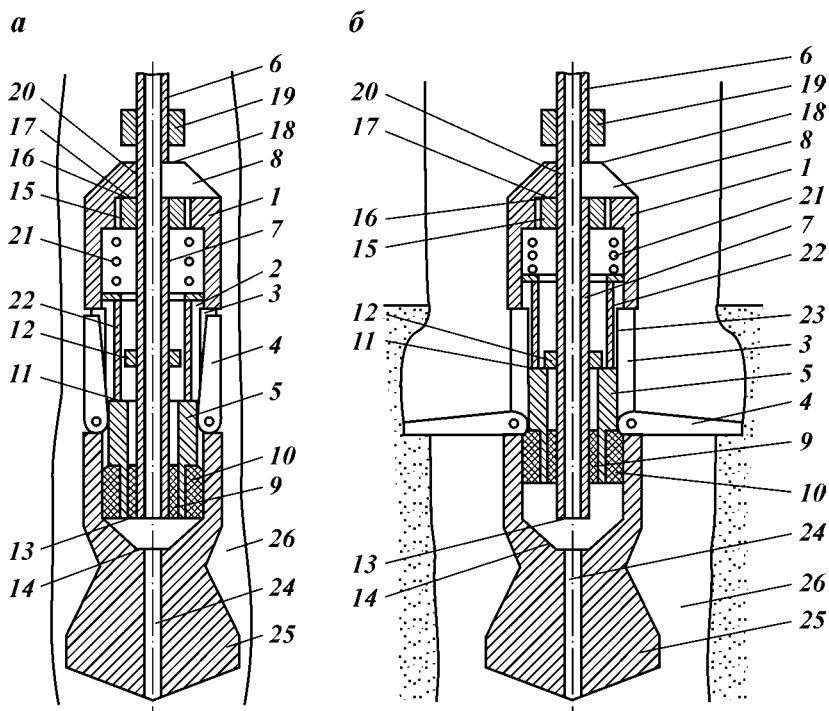


Рис. 4.48. Раздвижной гидравлический расширитель

новые уплотнения 9 и 10, жестко связанные с полым штоком 5. На трубе 7 выше верхнего 11 торца полого штока 5 на величину его максимального хода, соответствующего предельному выходу породоразрушающих органов 4, установлено упорное кольцо 12 с наружным диаметром, большим внутреннего диаметра полого штока 5.

Нижний торец 13 трубы 7 расположен от нижнего торца 14 внутренней полости 2 корпуса расширителя на высоте максимального хода полого штока 5. На трубе 7 установлено второе упорное кольцо 15, верхний торец 16 которого взаимодействует с верхним торцом 17 внутренней полости корпуса расширителя. На высоте 0,708 максимального хода полого штока 5 от верхнего 18 торца корпуса расширителя установлено третье опорное кольцо 19 с наружным диаметром, большим проходного отверстия 20 в корпусе расширителя.

При спуске в скважину породоразрушающие органы 4 находятся в закрытом положении из-за действия на них крутящего момента, обусловленного воздействием пружины 21 через цилиндрическую втулку 22 и полый шток 5 на породоразрушающие органы 4. Корпус 1 расширителя при спуске фиксируют у верхней границы интервала расширения 23 и осуществляют прямую промывку скважины. Промывочная жидкость из внутреннего канала бурильных труб 6 поступает в трубу 7 и оттуда через промывочные каналы 24 поступает в кольцевое пространство скважины 26. При промывке увеличивается давление во внутренней полости корпуса расширителя 2 ниже уплотнений 9 и 10 и полого штока 5.

Под действием этого давления полый шток 5 поднимается относительно корпуса 1, взаимодействует с породоразрушающими органами 4, способствуя тем самым их раскрытию. На инструмент передают крутящий момент без осевой нагрузки. Породоразрушающие органы 4 постепенно забуриваются у верхней границы интервала расширения 23. Постепенно выход породоразрушающих органов 4 становится максимальным, а верхний 11 торец полого штока 5 упирается в кольцо 12. После забурки на инструмент передают осевую нагрузку, бурильная колонна 6 и труба 7 опускаются по отношению к корпусу 1 расширителя на величину 0,708 от максимального хода полого штока 5, ограниченную расстоянием между нижним торцом третьего упорного кольца 19 и верхним торцом 18 корпуса 1 расширителя.

Породоразрушающие органы 4 расширителя частично убираются, и их выход уменьшается до 0,708 от максимальных значений. Расширитель опускают сверху вниз и увеличивают диаметр

пилот-скважины до промежуточного диаметра. При достижении расширителем нижней границы интервала 26 меняют знак осевой нагрузки на противоположный, т.е. поднимают расширитель из скважины. При поднятии бурильной колонны 6 и трубы 7 с упорным кольцом 12 относительно корпуса 1 ход полого штока 5 увеличивается до максимальных значений и породоразрушающие органы 4 выдвигаются с максимальным выходом. Расширитель подают от нижней границы интервала до верхней снизу вверх при передаче на инструмент осевой нагрузки, направленной к устью скважины, крутящего момента и промывке скважины.

Скважину при этом расширяют с промежуточного диаметра до расчетного. При достижении расширителем верхней границы интервала 23 прекращают передачу крутящего момента на инструмент и подачу промывочной жидкости. Под действием закрывающего крутящего момента на породоразрушающие органы 4, обусловленного воздействием на них пружины 21 через цилиндрическую втулку 22 и полый шток 5, они закрываются, расширитель приводится в транспортное положение и извлекается из скважины. Выход породоразрушающих органов на промежуточной стадии расширения выбирается с учетом одинаковой нагрузки на лопасти при расширении пилот-скважины до промежуточного диаметра и при расширении скважины с промежуточного диаметра до расчетного.

Итак, применение предложенного расширителя позволяет поэтапно расширять скважину с диаметра пилот-ствола от промежуточного до расчетного диаметра. Поэтапное расширение позволяет уменьшить нагрузки на породоразрушающий инструмент, что особенно важно при расширении скважин до больших диаметров под гравийную обсыпку в продуктивных пластах, сложенных песками различного гранулометрического состава с включением валунов и крепких пропластков известняков, песчаников, алевролитов и т.д. Уменьшение нагрузок на породоразрушающие органы позволяет повысить их износостойкость, получить равномерный расчетный диаметр скважины в заданном интервале и оборудовать скважину высококачественными гравийными фильтрами.

Использование предлагаемой конструкции расширителя позволяет повысить надежность работы инструмента и качество расширенного ствола скважины, что, в свою очередь, обеспечивает возможность оборудования приемной части скважины высокоэффективными способами и средствами, способствует улучшению эксплуатационных характеристик скважины.

4.2. ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ И РАСШИРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Рассмотренные ранее конструкции расширителей предусматривают обязательную работу в пробуренном стволе скважины. Это предопределяет следующие технологические операции после закрепления скважины до кровли продуктивного пласта обсадной колонной: спуск долота, разбуривание цементного стакана, кровли пласта, вскрытие продуктивного интервала, бурение под отстойник, извлечение долота, проведение дополнительных операций по поддержанию устойчивости стенок скважины, спуск расширителя, проведение расширения, подъем расширителя. Далее осуществляют операции по оборудованию скважины в интервале продуктивного пласта.

С целью сокращения трудоемкости процесса, за счет исключения операций по подъему долота и спуску расширителя, большей оперативности технологии автором был разработан инструмент, позволяющий проводить вскрытие пласта пилот-скважиной и ее последующее расширение в продуктивном интервале.

Инструмент выполнен в двух модификациях, которые отличаются механизмом выдвижения породоразрушающих лопастей расширителя после снятия осевой нагрузки и изменения направления перемещения снаряда. Первая модификация инструмента состоит из расширителя и долота, причем долото соединено с подвижным штоком расширителя (рис. 4.49, а).

Вторая модификация инструмента (рис. 4.49, б) предполагает жесткую связь долота с неподвижным корпусом расширителя.

Применение предложенного инструмента позволило упростить процессы вскрытия и освоения продуктивного пласта, исключаящее предварительное бурение пилот-скважины и последующие спуско-подъемные операции, соответственно и возникновение резкой депрессии на продуктивный пласт. В отличие от известных расширителей раскрытие рабочих лопастей происходит в строго фиксированный момент. Конструкция инструмента позволяет формировать каверны снизу вверх, что увеличивает безопасность вскрытия пласта, так как при росте вертикальной нагрузки на лопасти они убираются в корпус расширителя, а затем (при уменьшении нагрузки) принимают рабочее положение. Очистка забоя улучшается при прямой промывке за счет того, что инструмент перемещается при расширении снизу вверх.

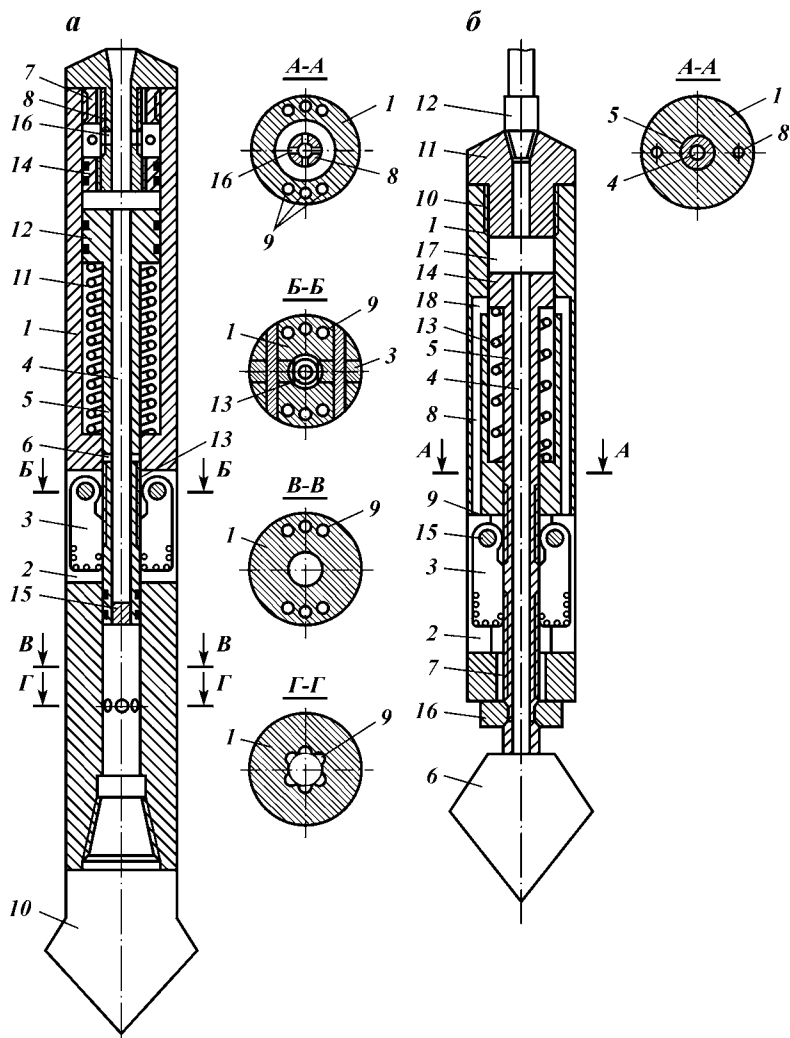


Рис. 4.49. Инструмент для вскрытия пласта и расширения:

а – первая модификация; 1 – корпус; 2 – боковые пазы; 3 – породоразрушающие органы; 4 – центральный канал; 5 – шток; 6 – насадка; 7 – шлицевой фланец; 8 – патрубок; 9 – каналы; 10 – буровое долото; 11 – пружина; 12 – поршень; 13 – зубчатая рейка; 14 – сальник патрубка; 15 – сальник штока; 16 – боковые отверстия; *б* – вторая модификация; 1 – корпус; 2 – боковые пазы; 3 – породоразрушающие органы; 4 – центральное отверстие; 5 – шток; 6 – буровое долото; 7 – шлицевое соединение; 8 – промывочные каналы; 9 – нижний выход каналов; 10 – резьбовое соединение; 11 – переходник; 12 – бурильные трубы; 13 – пружина; 14 – поршень; 15 – зубчатая рейка; 16 – упорное кольцо; 17 – надпоршневое пространство; 18 – приемная часть

4.3. ОСОБЕННОСТИ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН ПРИ РАСШИРЕНИИ

В процессе расширения в скважине формируется каверна диаметром, превышающим диаметр пилот-ствола. Обычно мощность насосного оборудования не позволяет создать в стволе диаметром 400 мм и более скорости восходящего потока, необходимые для выноса шлама или частиц песка. Поэтому при расширении формируемая каверна почти не очищается от выбуренной породы, что приводит к ее обрушению в интервал отстойника и нижние сечения фильтра. После формирования расширения в верхней части продуктивного интервала дальнейшее расширение или углубление ствола под отстойник существенно осложняется.

Существующие традиционные схемы расширения предусматривают разрушение кольцевого забоя от верхней границы продуктивного интервала и нижней при прямой циркуляции промывочной жидкости. При таком сочетании направлений перемещения инструмента и движения потока промывочной жидкости шлам должен выноситься через расширенную каверну. Характерно, что при условии поддержания требуемых скоростей восходящего потока в расширенной зоне с увеличением начального диаметра ствола в два раза расход промывочной жидкости нужно увеличивать примерно на порядок. Поддерживать заданные режимы промывки при расширении можно за счет увеличения мощности насосного оборудования. Однако такой путь неэкономичен вследствие использования высокопроизводительного насосного оборудования на ограниченных режимах в течение основного времени бурения скважин.

Автором предложена технология, обеспечивающая качественную очистку ствола от шлама при расширении. Суть технологии сводится к тому, что направление перемещения расширителя при работе должно совпадать с направлением движения потока очистного агента в кольцевом пространстве скважины. При прямой промывке расширитель необходимо перемещать, разрушая забой от нижней к верхней границе продуктивного интервала, а при обратной циркуляции – наоборот (рис. 4.50).

В скважину 1 спускают расширитель 2 с раздвижными породаразрушающими органами 3. Скважину 1 промывают при обратной или прямой циркуляции, в зависимости от типа применяемого насосного и устьевого оборудования, типа расширителя 2 и др. При обратной промывке или продувке скважины 1 расширитель 2 фиксируют у верхней границы интервала расширения 4, которая обычно совпадает с кровлей продуктивного пласта. Расширитель 2 забуривают, после чего инструмент подают в

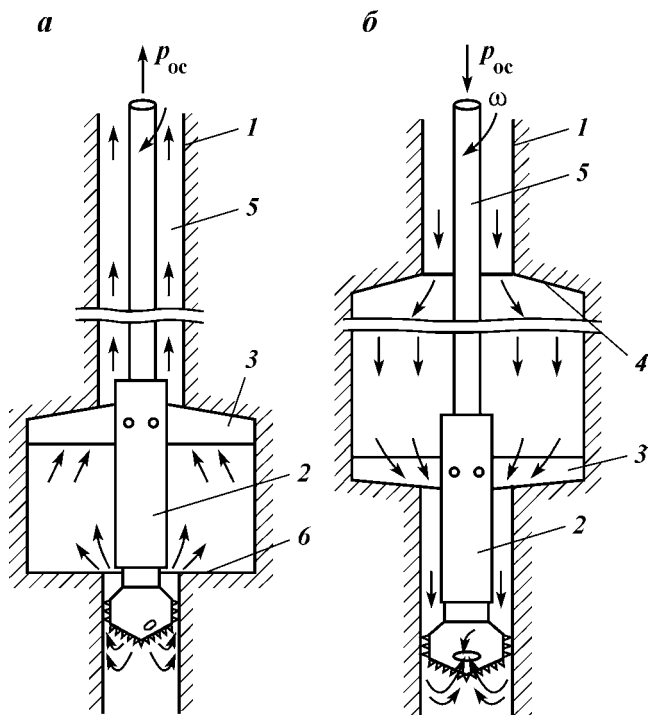


Рис. 4.50. Расширение скважины при прямой (а) и обратной (б) промывке

направлении, совпадающим с направлением движения очистного агента в кольцевом пространстве 5 скважины 1.

При прямой промывке или продувке скважины 1 расширитель 2 фиксируют у нижней границы интервала расширения 6, которая обычно совпадает с подошвой продуктивного пласта. Осуществляют забурку расширителя 2, после чего инструмент подают к устью скважины 1, т.е. в направлении, совпадающем с движением очистного агента в кольцевом пространстве 5 скважины 1.

Способ может осуществляться также следующим образом. В скважину спускают расширитель с раздвижными породоразрушающими органами. Исходя из конструктивных особенностей расширителя, предполагающих фиксацию лопастей породоразрушающих органов в рабочем положении либо при подаче инструмента к устью скважины, либо от него, выбирают способ промывки или продувки скважины.

При данной конструкции расширителя, предполагающей фиксацию лопастей породоразрушающих органов в рабочем положении при подаче инструмента от устья, расширитель закрепляют у верхней границы интервала расширения. Скважину промывают или продувают при обратной циркуляции очистного агента. Забуривают расширитель, после чего при подаче инструмента от устья скважину расширяют в заданном интервале. В процессе расширения в скважине поддерживают обратную циркуляцию, при которой направление движения очистного агента в кольцевом пространстве 5 совпадает с направлением подачи инструмента.

Применение способа на практике показало его эффективность почти для всех условий проведения работ. Принцип выбора направлений перемещения инструмента в сочетании с технологией промывки лег в основу технико-технологических требований на разработку новых конструкций расширителей.

В некоторых случаях (например, при наличии в продуктивном интервале плотных пород, для разбуривания которых необходимо приложить определенную осевую нагрузку) целесообразно применение раздвижных расширителей, предназначенных для увеличения диаметра скважины от верхней к нижней границе продуктивного интервала. Для обеспечения очистки ствола скважины в этом случае целесообразно обеспечить в разрабатываемой каверне нисходящий поток промывочной жидкости. Обычно нисходящий поток в кольцевом пространстве скважины поддерживается при обратной циркуляции. Для создания обратной циркуляции необходимо иметь соответствующее устьевое, промывочное и другое оборудование, которое серийно не выпускается. Поэтому создание обратной циркуляции, особенно в глубоких скважинах, представляет собой довольно сложную техническую задачу.

Автором совместно с С.Б. Втюриным предложено использовать при расширении комбинированную схему промывки. Комбинированная промывка заключается в том, что из бурильных труб промывочная жидкость через специальный распределитель, установленный выше интервала расширения, поступает в кольцевое пространство, где движется в нисходящем потоке. Вынос шлама в предложенной схеме не происходит через интервал расширения, что в значительной степени повышает эффективность очистки забоя и предотвращает когельматацию пласта. Промывочная жидкость (рис. 4.51) увлекает за собой частицы шлама с забоя нисходящим потоком в пилот-скважину ниже интервала расширения, а затем через специальный наконечник и промывочную трубу в восходящем потоке поднимается до пропускных

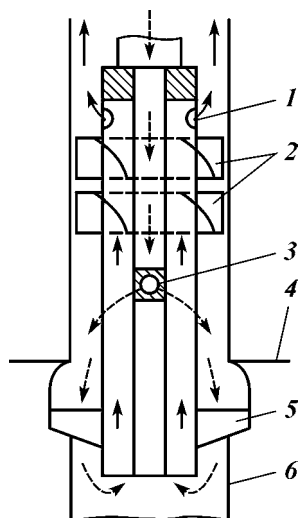
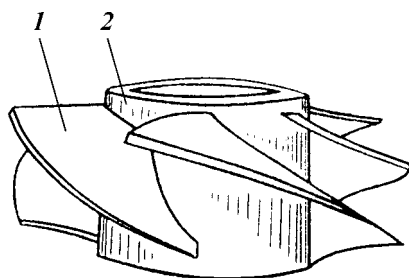


Рис. 4.51. Схема комбинированной циркуляции жидкости при расширении водоносного горизонта:

1 – отверстия для восходящего потока жидкости; 2 – турбулизаторы; 3 – отверстия для нисходящего потока жидкости; 4 – верхняя граница интервала расширения пласта; 5 – раздвижные породоразрушающие лопасти; 6 – скважина

Рис. 4.52. Турбулизатор:

1 – лопасть; 2 – корпус



отверстий в промывочной трубе и далее по кольцевому зазору скважины к устью, где попадает в отстойник. Для обеспечения нисходящего направления движения промывочной жидкости на выходе из распределителя выше него в кольцевом пространстве скважины устанавливаются турбулизаторы, которые при вращении колонны создают дополнительный подпор и способствуют движению большей части выходящего из распределителя потока вниз. Создание подпора на поток осуществляется вращением лопаток турбулизатора, которые будут выполнять роль гидродинамического пакера, поставленного выше зоны расширения наподобие винтового насоса.

Турбулизатор (рис. 4.52) имеет четыре лопасти, которые привариваются к корпусу под углом на входе к лопатке 90° и на выходе 45° к горизонтальной оси. Значения выходных углов обусловлены тем, что при углах $\beta < 90^\circ$ (лопатки загнуты назад) имеет место максимальный статический напор, играющий главную роль при транспортировке жидкости. Если $\beta < 90^\circ$, при этом условии наблюдается устойчивая работа машины при любых режимах работы и $\text{ctg } \beta > 0$. Толщину лопаток турбулизатора выбирали конструктивно не менее 4 мм.

Исходя из динамических свойств струи, действующей на лопатку, определяем силу, с которой лопатка турбулизатора действует на восходящий поток промывочной жидкости. Схема сил, действующих на лопатку турбулизатора, показана на рис. 4.53.

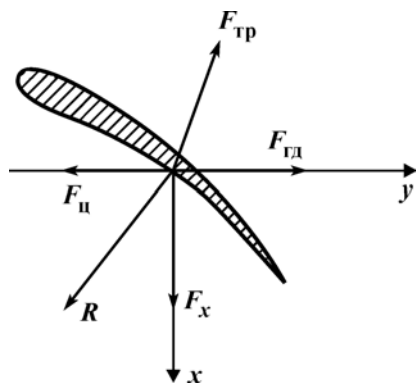


Рис. 4.53. Силы, действующие на лопатку турбулизатора

На лопатку действуют следующие силы: $F_{гд}$ – гидродинамическая сила (сила набегающей струи); $F_{ц}$ – центробежная сила; $F_{тр}$ – сила трения жидкости о стенку лопасти; R – сила реакции лопасти; F_x – искомая сила противодействия восходящему потоку.

Сумма всех сил на ось x $F_{гд} - F_{ц} - R \cos \alpha = 0$, откуда

$$R = (F_{гд} - F_{ц}) / \cos \alpha. \quad (4.44)$$

Сумма всех сил на ось y $F_{тр} - F_x - R \sin \alpha = 0$, откуда

$$R = (F_{тр} - F_x) / \sin \alpha. \quad (4.45)$$

Приравняв уравнения (4.44) и (4.45), получаем

$$F_x = F_{тр} + F_{ц} - F_{гд}. \quad (4.46)$$

Если пренебречь $F_{тр}$ как малой величиной, то $F_x = F_{ц} - F_{гд}$. Оценим ориентировочно получаемый результат, если

$$F_{гд} = \rho S v^2,$$

где ρ – плотность жидкости; S – сечение струи; v – скорость восходящего потока;

$$F_{ц} = m \omega r,$$

где m – масса набегающей жидкости; ω – угловая скорость вращения; r – расстояние от оси вращения до кромки лопасти,

$$m = \rho S v, \quad \omega = \pi n / 30, \quad S = 2\pi r b \varphi;$$

φ – коэффициент стеснения сечения лопастью; b – ширина лопасти, м;

$$\varphi = \frac{2\pi r b - z b f}{2\pi r b};$$

z – число лопастей ($z = 4$); f – толщина лопастей, м.

Для практической оценки целесообразности применения схемы комбинированной промывки при расширении важно оценить возможные реальные значения силы гидродинамического подпора, развиваемой турбулизаторами.

Коэффициент стеснения потока лопастью турбулизатора $\phi = 0,95$ при $r = 0,055$; $b = 0,078$ и $f = 0,004$.

Центробежная сила при $S = 0,026 \text{ м}^2$, $m = 17,16 \text{ кг}$ и $\omega = 10,5 \text{ м/с}$ $F_{\text{ц}} = 17,6 \cdot 10,5^2 \cdot 0,055 = 104,1 \text{ кг} = 1,04 \text{ кН}$.

Гидродинамическая сила $F_{\text{гд}} = 120 \text{ Н}$ при диаметре скважины $D_{\text{с}} = 0,243 \text{ м}$ и диаметре труб $d = 0,146 \text{ м}$. Подставляя значения $F_{\text{ц}}$ и $F_{\text{гд}}$ в уравнение (4.46), получаем $F_{\text{x}} - 104 - 12 = 920 \text{ Н}$. Давление, развиваемое турбулизатором, на основании значений силы гидродинамического подпора, $p_{\text{т}} = F_{\text{x}}/S$. Подставим значения F_{x} , D и d , тогда $p_{\text{т}} = 368/0,12 = 3066 \text{ Па}$. С учетом того, что турбулизатор имеет четыре лопасти, реальное давление, развиваемое турбулизатором, $p_{\text{т}} = 4 \times 3066 = 12\,267 \text{ Па}$.

Итак, давление, развиваемое одним турбулизатором и создающим противодавление на восходящую часть потока промывочной жидкости, $p_{\text{т}} = 0,012 \text{ МПа}$.

С целью повышения КПД инструмента необходимо максимально уменьшить расход восходящего потока выше распределительного узла $Q_{\text{п}}$, а расход нисходящего потока $Q_{\text{к}}$ увеличить. При этом должны выполняться следующие условия:

$$\begin{cases} p_{\text{к}} = a Q_{\text{к}}^2 \\ p_{\text{п}} = b Q_{\text{п}}^2; \quad Q_{\text{п}} + Q_{\text{к}} = Q; \end{cases}$$

$$\begin{cases} Q_{\text{к}} \rightarrow Q \\ Q_{\text{п}} \rightarrow 0; \quad Q_{\text{к}} / Q_{\text{п}} = \sqrt{(b p_{\text{к}}) / a p_{\text{п}}}, \end{cases}$$

где $p_{\text{к}}$, $Q_{\text{к}}$, a – соответственно потери напора, расход и коэффициент сопротивления на участке комбинированной циркуляции; $p_{\text{п}}$, $Q_{\text{п}}$, b – то же, но на участке прямой циркуляции; Q – подача насоса.

Расход промывочной жидкости, распределяющийся от распределительного узла по двум направлениям, будет делиться в соотношениях, пропорциональных гидравлическому сопротивлению по данной траектории. Расчеты показывают, что потери напора на участке комбинированной циркуляции при расширенном интервале составляют от 0,03 до 0,1 МПа. Поэтому увеличивать давление турбулизаторов больше, чем потери напора на участке комбинированной циркуляции, нет смысла.

Для равномерного распределения потока на две части достаточно установить от трех до десяти турбулизаторов выше распределительного узла. Если установить около 5–20 турбулизаторов, то около 2/3–3/4 потока можно направить по схеме комбинированной циркуляции. Сравнительный анализ показывает, что схема комбинированной циркуляции целесообразна в использовании типовых конструкций скважин даже в случае, когда в интервале расширения около 22–25 % общего расхода движется в нисходящем потоке, а остальные 75–78 % – по схеме прямой промывки. В этом случае в центральной водоподъемной трубе устанавливаются (при комбинированной промывке) скорости восходящего потока большие, чем при традиционной прямой циркуляции в процессе расширения скважины до 0,5 м и более.

Автором была предложена технология расширения скважин в рыхлых породах. Скорости расширения при переходе в слабосцементированные породы возрастают, что приводит к резкому увеличению объема шлама, поступающего в очистной агент, и концентрации смеси, транспортируемой к устью скважины. При определенных концентрациях смеси, больших критических значений, в процессе расширения наблюдается пробко- и сальникообразование, приводящее к резкому снижению надежности работы инструмента (прихват инструмента, обрыв труб). Кроме того, при сальнико- и пробкообразовании резко увеличиваются репрессия на продуктивный пласт, объем поглощаемой промывочной жидкости.

Предложенная технология сводится к следующему. Определяют критическую концентрацию шлама в очистном агенте, применяемом для вскрытия продуктивного пласта и расширения ствола скважины в заданном интервале. Под критической понимают такую концентрацию шлама, при которой не наблюдается пробко- и сальникообразование в скважине. Экспериментальные исследования на специальном стенде и скважине позволили определить критические концентрации удельного веса 2200–2800 кг/м³ (что соответствует типовым песчаным продуктивным пластам) для различных очистных агентов. Результаты экспериментов представлены ниже.

Вязкость очистного агента (по СПВ-5), с	15	20	25	30	35	40	50
Максимально допустимая объемная концентрация шлама $C_{кр}$, доли единиц	0,2	0,27	0,34	0,4	0,46	0,52	0,6

Допустимую концентрацию шлама в очистном агенте поддерживают либо регулированием расхода очистного агента, либо изменением осевой нагрузки и частоты вращения, либо их одно-

временным регулированием в различном сочетании. Наиболее простым путем допустимую концентрацию шлама в очистном агенте поддерживают увеличением расхода очистного агента при промывке скважины с расходом

$$Q_{\text{кр}} = \frac{0,785(D_p^2 - D_c^2)v}{C_{\text{кр}}},$$

где D_p – расчетный диаметр расширения; D_c – диаметр пилот-скважины; v – механическая скорость бурения.

Однако мощность насосного оборудования не всегда позволяет увеличить расход очистного агента в процессе расширения до $Q_{\text{кр}}$. Особенно это характерно для скважин, расширяемых до больших диаметров.

Другим путем, позволяющим уменьшить концентрацию шлама в очистном агенте до допустимых значений, считается снижение механической скорости расширения. Максимально допустимая скорость углубки расширителя при фиксированном расходе

$$v_{\text{кр}} = \frac{C_{\text{кр}}Q}{0,785(D_p^2 - D_c^2)},$$

где Q – расход очистного агента.

Механическая скорость расширения – функция осевой нагрузки на инструмент и частоты его вращения:

$$v = \omega(P_{\text{ос}}/S)^n,$$

где ω – частота вращения инструмента; $P_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка на инструмент; S – площадь забоя; n – показатель степени ($n = 2 \div 3$).

Допустимую концентрацию шлама в очистном агенте при резком возрастании механической скорости проходки, обусловленном встречами слабосцементированных, мягких пород, поддерживают путем регулирования осевой нагрузки на инструмент и частоты его вращения, при которых механическая скорость проходки не превышает $v_{\text{кр}}$.

Ограничение механической скорости проходки при расширении интервала слабосцементированных пород экономически целесообразно при часто ограниченной мощности насосного оборудования и нерентабельности установки более мощных насосов только на период расширения скважины; малой доли затрат на расширение в общем балансе на сооружение скважины; высоких значениях $v_{\text{кр}}$.

Механическую скорость проходки расширителя можно поддерживать в допустимых пределах изменением осевой нагрузки на инструмент или частоты его вращения, а также совместным регулированием частоты вращения и осевой нагрузки на инструмент. Постоянный контроль за скоростью углубки при расширении и фиксированном расходе промывочной жидкости позволяет предотвратить пробко- и сальникообразование, прихваты и за-тяжки инструмента, уменьшить поглощение и кольматацию пласта.

Глава 5



ФИЛЬТРЫ

В процессе сооружения высокодебитных скважин после расширения и создания каверны заданного профиля и размеров забой оборудуют каркасом фильтра и гравийной обсыпкой. Считается, что существенно улучшить гидравлические свойства приемной части скважины можно формированием естественного фильтра в гравийной обсыпке или околоскважинной зоне пласта и установкой прогрессивных конструкций фильтров-каркасов.

5.1. ЕСТЕСТВЕННЫЕ ФИЛЬТРЫ

При откачке из околоскважинной зоны выносятся наиболее мелкие фракции песка, шлам и коагулирующие частицы. Фильтрационные параметры околоскважинной зоны при этом существенно улучшаются. Вынос частиц песка из прифильтровой зоны, по И.Ф. Володько, определяется скоростью фильтрации, которая вызывает суффозию частиц различной гидравлической крупности. По мере удаления от каркаса фильтра в направлении пласта скорость фильтрации уменьшается и соответственно уменьшается крупность выносимых песчаных частиц.

Известно, что на суффозию влияет не только скорость фильтрации, но и гранулометрический состав частиц водоносного пласта. При сооружении в скважине гравийного фильтра с коэффициентом межслойности $k = 4\div 6$ (отношение средних размеров гравия и песка) суффозии не наблюдается при любых режимах эксплуатации. Поэтому можно предположить, что суффозию в значительной степени определяет геометрический критерий и частицы песка или гравия задерживают в 6 и менее раз меньшие по размеру частицы независимо от скорости фильтрации.

Рассмотрим характер формирования естественного фильтра из неоднородного песка с учетом геометрического критерия суффозии. Частицы песка диаметром d_i будут задерживать более мелкие частицы, если выполняется неравенство

$$d_i < k d_{\min} = d_{\text{кр. min}},$$

где k – коэффициент межслойности; $d_{\min}$ – минимальный размер песка водоносного пласта; $d_{\text{кр. min}}$ – минимальный диаметр частиц, через которые происходит миграция частиц диаметром d_i .

Частицы диаметром d_i не будут выноситься из скважины сквозь частицы больших размеров, если их размер меньше отношения максимального размера частиц песка к коэффициенту межслойности:

$$d_i > k^{-1} d_{\max} = d_{\text{кр. max}}.$$

Частицы песка размером от $d_{\text{кр. min}}$ до $d_{\text{кр. max}}$, с одной стороны, не будут выноситься из скважины, а с другой стороны, предупреждают суффозию частиц, находящихся на большем расстоянии от каркаса фильтра. Если частицы размером от $d_{\text{кр. min}}$ до $d_{\text{кр. max}}$ равномерно распределены в водоносном пласте, то можно сделать вывод, что они будут располагаться от каркаса фильтра в направлении стенок скважины и продуктивного пласта через определенное расстояние. Среднее расстояние между частицами размеров от $d_{\text{кр. min}}$ до $d_{\text{кр. max}}$ легко определить, если известно их процентное содержание в песке.

Вынос частиц из скважины через отверстия фильтра-каркаса в процессе откачки будет наблюдаться, если размер близлежащих к каркасу фильтра частиц d_1 меньше отверстий фильтра:

$$d_1 < k^{-1} d_0, \quad (5.1)$$

где d_0 – отверстия фильтра.

Вторая частица песка будет мигрировать через первую, если ее диаметр

$$d_2 < k^{-1} d_1. \quad (5.2)$$

Некоторая частица песка d_i будет мигрировать через n частиц до частицы диаметром от $d_{\text{кр. min}}$ до $d_{\text{кр. max}}$, если выполняются неравенства

$$\begin{aligned} d_i &< k^{-1} d_1; \\ d_i &< k^{-1} d_2; \\ &\dots\dots\dots \\ d_i &< k^{-1} d_{n-1}; \\ d_i &< k^{-1} d_n. \end{aligned} \quad (5.3)$$

Кроме геометрического критерия на суффозию влияет скорость фильтрации, определяемая по формуле С.В. Избаш и

Л.И. Козловой. По мере удаления от каркаса фильтра уменьшаются скорость фильтрации и крупность частиц песка, подверженных миграции, снижается вероятность суффозии. В этой связи, с удалением от каркаса фильтра характер естественного распределения частиц песка в прифильтровой зоне менее подвержен изменению под воздействием откачки. На некотором расстоянии от каркаса фильтра естественный фильтр не образуется. По мере приближения к каркасу фильтра наиболее мелкие частицы начинают перемещаться. С некоторого расстояния от каркаса фильтра скорость фильтрации принимает значения, обеспечивающие суффозию более крупных частиц песка размером до $d_{кр.мах}$.

В процессе откачки в прифильтровой зоне не формируется естественный фильтр, в котором частицы укладываются в порядке убывания крупности от каркаса фильтра в направлении стенок скважины, как считалось ранее. Этому препятствуют средние фракции песка. В естественном фильтре можно выделить три характерные зоны. В первой зоне образуются цепочки из частиц близкой крупности, т.е. образуется система чередующихся гряд из нескольких частиц с постепенным увеличением или уменьшением размеров. Во второй зоне характер выделения цепочек из частиц приблизительно одинаковой крупности проявляется слабее. Это объясняется тем, что с удалением от фильтра-каркаса скорости потока снижаются и не все частицы участвуют в формировании естественного фильтра. В третьей – характерной зоне естественного фильтра, наиболее приближенной к пласту, изменения первоначального сложения частиц песка в прифильтровой зоне почти не наблюдается.

5.2. КАРКАСЫ ФИЛЬТРА

В качестве каркасов фильтра используют разные конструкции, которые подробно описаны в работах В.С. Алексеева и других авторов. В мировой практике производства фильтров наметилась четкая тенденция замены многообразных конструкций на каркасы с проволоочной обмоткой. Это относится только к условиям, когда продуктивный пласт сложен песками различного фракционного состава. В относительно устойчивых породах, валунно-галечных отложениях нет смысла обматывать перфорированные каркасы проволокой или другим материалом.

Проволочные фильтры, одну из первых конструкций которых разработал Ф.С. Бояринцев в 1952 г., претерпели существенные изменения. Прежде всего это касается перехода с круглого сечения проволоки на фигурное. В случае круглого сечения прово-

лочной обмотки поверхность образуемой щели, контактирующая с породой, имеет форму клина. При откачке щель заполняется породой и возникает расклинивающий эффект, способствующий интенсивному уплотнению породы, закупорке фильтра.

Закупорка щелей при наличии в пласте мелких фракций песка и шлама, неоднородности гравийной обсыпки, наличии в ней коьматантов происходит быстро, в первые секунды откачки. Мелкие фракции и коьматант цементируют поровое пространство между более крупными частицами, находящимися в контакте с поверхностью проволоки, многократно снижая тем самым эффективную скважность фильтрующей поверхности. При этом осложняется раскоьматация прифильтровой зоны, что вызывает необходимость предъявления жестких требований к технологии вскрытия пласта, расширению, фракционированию и намыву гравия.

Фирмой «Джонсон» [Великобритания] было предложено профилировать проволоку перед намоткой на каркас. Сечение профилированной проволоки получали треугольным. При навивке проволоки на опорные стержни каркаса одна из вершин треугольника направляется внутрь фильтра перпендикулярно его продольной оси симметрии.

Поверхность фильтра, контактирующая с породой, получается гладкой, без впадин около щелей и выступов между ними. В процессе откачки такая поверхность щели не способствует цементации и уплотнению породы вблизи фильтрующей поверхности, а наоборот, стимулирует вынос частиц, меньших по размеру ширины щели, и очищение прифильтровой зоны от шлама, мелких фракций и коьматантов.

Гидравлическое сопротивление фильтров с профилированным сечением обмотки меньше, чем с круглым, не только из-за большей проницаемости контактной зоны фильтрующей оболочки с породой. При прохождении потока через щель, имеющую в поперечном сечении форму расходящегося внутрь каркаса насадка, струя в момент вхождения в щель сжимается. Максимальное сжатие струи наблюдается не у фильтрующей поверхности, а на расстоянии 1–2 мм от нее внутрь. В интервале потока, характеризующегося минимальным сечением, скорости струи максимальны. С увеличением скорости, согласно уравнению Бернулли, уменьшается статическая составляющая и по аналогии со струйными аппаратами возникает вакуум. Вакуум также возникает между фильтрующей поверхностью и сечением максимального сжатия струи. На величину вакуума влияет сопротивление фильтра из профилированной проволоки меньше, чем круглой, в контакте с водной средой.

Кроме фирмы «Джонсон» аналогичные фильтры выпускают и другие ведущие фирмы, такие как «Бейкер» [США], «Нагаока» [Япония]. Профилированная проволока прикрепляется к опорным стержням каркаса контактной сваркой, что обеспечивает сплошность щели и необходимую прочность и целостность конструкции.

Недостатком известных конструкций считается перпендикулярность оси симметрии щелей фильтра оси симметрии скважины и фильтровой колонны. Такое пространственное расположение отверстий рационально только в том случае, когда мы имеем дело с плоскопараллельным фильтрационным потоком в скважину и скорость притока в фильтр в любом сечении независимо от длины постоянна. На практике плоскопараллельная фильтрация, как и радиально-сферичная, не встречается.

Обычно характер фильтрации носит промежуточный характер между плоскопараллельным и радиально-сферичным потоком. Прямое доказательство этого – эпюра входных скоростей в фильтр. Максимальные скорости фильтрации наблюдаются в верхних сечениях фильтра и постепенно (не линейно) убывают по направлению к забою скважины. При плоскопараллельной фильтрации входная скорость по длине фильтра – постоянная величина, а при радиально-сферичной фильтрации работает только верхний участок фильтра высотой, соответствующей его радиусу (остальная часть фильтра не работает). В этой связи очевидно, что градиент фильтрационного потока в реальных скважинных условиях направлен не перпендикулярно оси скважины (и параллельно пласту) и не в направлении верхних отверстий фильтра, а занимает определенное промежуточное положение, зависящее от свойств пласта, его размеров, режимов эксплуатации и др.

При фильтрации потока через известный фильтр направление движения флюида не совпадает с направлением градиента фильтрации, который перпендикулярен линии постоянного давления в околоскважинной зоне. Поэтому известная конструкция фильтра выполняет функцию местного сопротивления, заставляющего поток при прохождении через фильтрующую оболочку временно изменять свое направление. Следовательно, при использовании известного фильтра в реальных условиях возникают дополнительные потери напора, обусловленные несовпадением направления и градиента фильтрации, снижаются эксплуатационные характеристики скважины.

Несовпадение оси симметрии отверстия и фильтрационного потока в отверстиях приводит к возникновению асимметричной нагрузки на арочные, мостовые структуры из частиц песка во-

круг отверстий, что способствует снижению их устойчивости, периодическому разрушению и суффозии.

Скорости фильтрации в фильтр v возрастают от нижних к верхним отверстиям по зависимости

$$v = v_0 \operatorname{ch} \frac{566 \mu n l}{D_\phi}, \quad (5.4)$$

где v_0 – скорость фильтрации в нижних отверстиях фильтра или в сечении, на котором осуществляется приток; d_ϕ – диаметр фильтра (скважины); μn – гидравлический параметр фильтра

$$\mu n = \frac{D_\phi}{566 l} \operatorname{arctg} \left(0,246 \frac{D_\phi^2 \sqrt{J_5}}{Q} \right); \quad (5.5)$$

J_5 – разность пьезометрических уровней снаружи и внутри фильтра в конечном сечении; Q – расход через фильтр.

Увеличение скорости фильтрации в верхних сечениях фильтра и соответственно уменьшение в нижних вызвано перетеканием жидкости из нижних сечений пласта в верхние по мере фильтрации, т.е. наличием вертикальной составляющей скорости потока. Переток жидкости из нижних в верхние сечения пласта и фильтра, наличие вертикальной составляющей скорости фильтрации обусловлены перепадом давления между верхними и нижними сечениями пласта и фильтра, вертикальной составляющей градиента давления. Перепад давления на верхних отверстиях фильтра значительно выше, чем на нижних. Перепад давления на фильтре как функцию высоты отверстий можно определить, пользуясь известной формулой истечения жидкости из затопленного отверстия,

$$v = \mu n \sqrt{2 g J_5}. \quad (5.6)$$

Приравнявая правые части выражения (5.4) и (5.6), получаем

$$v_0 \operatorname{ch} = \frac{566 \mu n l}{D_\phi} \mu n \sqrt{2 g J_5}$$

или

$$J_5 = \frac{1}{2g} \left(\frac{v_0}{\mu n} \right) \operatorname{ch} \frac{566 \mu n l}{D_\phi}. \quad (5.7)$$

Закон распределения перепада давления на фильтрующей оболочке по длине фильтра можно получить также, используя

известную формулу зависимости скорости фильтрации от длины фильтра, подчиняющуюся закону гиперсинусов,

$$v = \frac{\operatorname{sh} \gamma l}{\operatorname{sh} \gamma}, \quad (5.8)$$

где γ – параметр распределения притока.

Решая совместно (5.8) и (5.6), получаем

$$\frac{\operatorname{sh} \gamma l}{\operatorname{sh} \gamma} = \mu n \sqrt{2 g J_5}. \quad (5.9)$$

Преобразуя (5.9), получаем закон распределения давления по длине фильтра

$$J_5 = \frac{1}{g} \left(\frac{\operatorname{sh} \gamma l}{\mu n \operatorname{sh} \gamma} \right). \quad (5.10)$$

Закон распределения перепада давления на фильтре по его длине может быть получен при обработке данных расходомерии с учетом выражения (5.4).

С помощью зависимостей (5.7), (5.10), на основании экспериментальных данных, реальных результатов расходомерии строят в масштабе эпюру распределения скоростей фильтрации по длине фильтра (рис. 5.1). По полученной эпюре с помощью выражения (5.6) и зависимостей (5.7) и (5.10) строят эпюру перепада давления на поверхности фильтра по его длине (рис. 5.2).

Поверхность постоянного давления в околоскважинной зоне может быть найдена различными способами, например методом гидродинамического, математического и физического моделирования или непосредственным расчетом. Метод непосредственного расчета основан на сопоставлении зависимостей (5.7), (5.10) и уравнения изменения давления по мере удаления от скважины. Характер изменения давления с расстоянием от скважины определяется выражением

$$J_5 = \frac{\tau Q}{2\pi k m} \ln \frac{R}{r} + \frac{\tau Q^2}{4\pi^2 k' m^2} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R} \right), \quad (5.11)$$

где τ – вязкость флюида; k , k' – коэффициент соответственно ламинарной и турбулентной фильтрации; m – мощность пласта; R – радиус влияния скважины; r – расстояние от оси скважины, на котором получено значение давления J_5 .

Режим фильтрации флюида в околоскважинной зоне оценивается по следующей методике. В случае ламинарной фильтрации давление в пласте по мере удаления от оси скважины определяется первым членом уравнения (5.11), а при турбулентной –

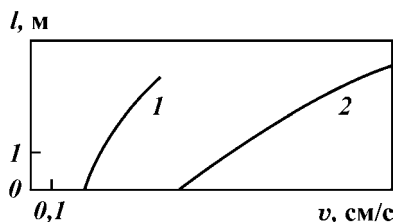


Рис. 5.1. Зависимость длины фильтра от входной скорости притока для разных режимов:
1 – ламинарный; 2 – турбулентный

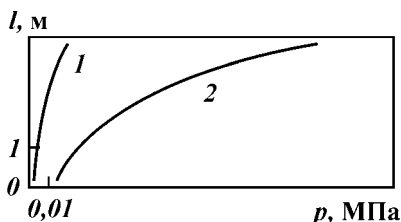


Рис. 5.2. Зависимость длины фильтра от давления на него для разных режимов:
1 – ламинарный; 2 – турбулентный

вторым. Поверхность постоянного давления определяется величиной радиуса r на некотором уровне фильтра, находящемся от нижних отверстий на расстоянии l , при котором давление остается постоянным. Зависимость r от l при $J_5 = \text{const}$ можно определить, приравняв правые части уравнений (5.7) и (5.11).

Для ламинарного режима получим

$$\frac{v_0^2}{2g(\mu n)^2} \text{ch} \frac{566\mu n l}{D_\phi} = \frac{\tau Q}{2\pi k m} \ln(r/r_0), \quad r = r_0 e^{-\left(\frac{\pi k m v_0^2}{g(\mu n)^2 \tau a} \text{ch} \frac{283\mu n l}{r_0}\right)}. \quad (5.12)$$

С учетом равенства (5.10) получим формулу поверхности постоянного давления в околоскважинной зоне, используя гиперсинусоидальный закон распределения скорости по длине фильтра,

$$\frac{1}{2g} \left(\frac{\text{sh} \gamma l}{\mu n \text{sh} \gamma} \right)^2 = \frac{\tau Q^2}{4\pi^2 k' m} \ln \frac{r}{r_0};$$

$$r = r_0 e^{\frac{\pi k m}{\tau g Q} \left(\frac{\text{sh} \gamma l}{\mu n \text{sh} \gamma} \right)^2}. \quad (5.13)$$

В случае турбулентного режима фильтрации имеем

$$\frac{v_0^2}{2g(\mu n)^2} \text{ch} \frac{566\mu n l}{D_\phi} = \frac{\tau Q^2}{4\pi^2 k' m^2} \left(\frac{1}{r_0} - \frac{1}{r} \right),$$

$$r = \frac{1}{r_0} - \frac{k'(\pi m v_0)^2}{g \tau Q(\mu n)^2} \text{ch} \frac{283\mu n l}{r_0}. \quad (5.14)$$

Используя уравнение (1.9) для турбулентного режима фильтрации, получаем

$$\frac{1}{g} \left(\frac{\text{sh} \gamma l}{\mu n \text{sh} \gamma} \right) = \frac{\tau Q^2}{4\pi^2 k' m^2} \left(\frac{1}{r_0} - \frac{1}{r} \right),$$

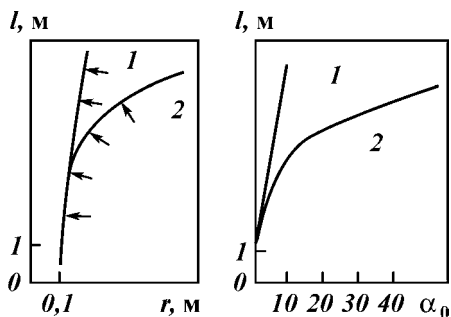
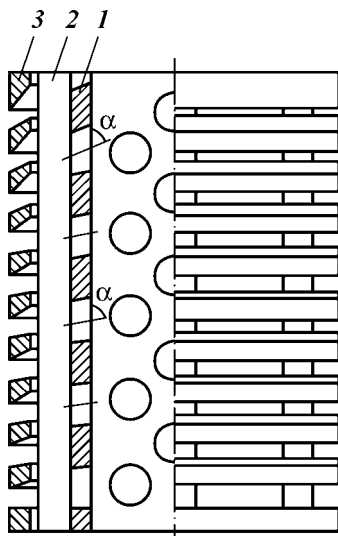


Рис. 5.3. Распределение постоянного давления в околоскважинной зоне:
1 – ламинарный режим; 2 – турбулентный режим

Рис. 5.4. Проволочный фильтр с профилированным сечением обмотки и изменяющимся углом наклона щели к оси каркаса:
1 – перфорированный каркас; 2 – опорные штыри; 3 – проволока



$$r = \left[\frac{1}{r_0} - \frac{k^{-1}}{2g\tau} \left(\frac{\text{sh} \gamma l}{\mu \text{sh} \gamma} - \frac{2\pi m}{Q} \right)^2 \right]^{-1}. \quad (5.15)$$

Формулы (5.12)–(5.15) характеризуют закон распределения зоны постоянного давления как функцию длины фильтра и расстояния от скважины для ламинарного и турбулентного режимов фильтрации флюида в околоскважинной зоне.

В масштабе строят поверхность постоянного давления в околоскважинной зоне (рис. 5.3). Проведя к полученной поверхности перпендикуляр к любой точке (эпюры на рис. 5.3), получаем направление градиента давления в данной точке (на определенном расстоянии от нижних отверстий), рациональное направление выполнения отверстий фильтра. Зная рациональное направление оси симметрии отверстий фильтра по его длине, получаем нужное расположение отверстий фильтра (рис. 5.4).

Рассмотрим пример подбора фильтра в конкретных условиях. Скважина вскрыла водоносный пласт мощностью 5 м, сложенный тонкозернистыми песками с коэффициентом фильтрации 1 м/сут. Расчеты показали, что при известной конструкции скважины при расходе 1 л/с наблюдается ламинарный режим фильтрации в околоскважинной зоне, а при расходе 2 л/с – турбулентный. При откачке с дебитом 0,8 л/с получаем характер изменения скоростей фильтрации и перепадов давления на фильт-

ре (табл. 5.1). Рассмотрим участок фильтра в интервале от 0,85 до 1,45 м от нижних отверстий.

Закон распределения скорости по длине фильтра в этом случае описывается выражением (5.8) с параметром $\gamma = 1$.

При использовании в расчетах удобных размерностей Q , л/с; l , м; k , м/сут; ΔJ_5 , м; m , м, рекомендуется использовать в формуле (5.11) переводной коэффициент 2,73. Тогда первый член равенства (5.11) можно представить как

$$Q = \frac{2,73 k l \Delta J_5}{\lg \frac{r}{r_0}}; \quad r/r_0 = 10^{\frac{2,73 k l \Delta J_5}{Q}};$$

$$r = r_0 \cdot 10^{\frac{2,73 k l \Delta J_5}{Q}}, \quad (5.16)$$

где r_0 – радиус скважины у нижних работающих отверстий фильтра; r – радиус прифильтровой зоны выше нижних работающих отверстий фильтра, на котором наблюдается такое же давление, как и на удалении r_0 у нижних отверстий.

Подставляя в уравнение (5.16) исходные данные, получаем

$$r = r_0 \cdot 10^{\frac{17,06 \Delta J_5}{Q}}. \quad (5.17)$$

Расчеты по формуле (5.7) позволили определить распределение зоны постоянного давления по длине рассматриваемого интервала. Результаты расчетов представлены в табл. 5.1 в графе 5. Графа 4 характеризует перепад давления между различными сечениями фильтра. В графе 6 показана величина приращения радиуса прифильтровой зоны, на которую удаляется поверхность постоянного давления от скважины. Так, на интервале фильтра 0,85–0,95 м радиус зоны постоянного давления увеличился с 0,089 до 0,0925, т.е. приращение радиуса $\Delta r = 0,0035$ м.

Таблица 5.1

l , м	v , см/с	J_5	ΔJ_5	r , м	Δr , м	a°
1	2	3	4	5	6	7
0,85	0,26	0,0017	–	0,089	–	–
0,95	0,30	0,0027	0,001	0,0925	0,0035	2
1,05	0,347	0,0039	0,0012	0,097	0,0045	2,5
1,15	0,405	0,0056	0,0017	0,104	0,007	4
1,25	0,475	0,0074	0,0023	0,114	0,01	6
1,35	0,57	0,0105	0,0026	0,126	0,012	7
1,45	0,675	0,0132	0,0027	0,14	0,014	8

Примечание. $\Delta l = 0,1$ м.

Угол наклона градиента давления и скорости фильтрации поверхности, перпендикулярной оси скважины и фильтра,

$$\alpha = \arctg \frac{\Delta r}{\Delta l}. \quad (5.18)$$

Подставляя в уравнение (5.18) значения из табл. 5.1 (графа 6), получаем угол наклона градиента и скорость фильтрации к оси симметрии пласта α . Как показали расчеты, вектор скорости и градиенты фильтрации на интервале фильтра 0,85–1,45 м изменяет угол наклона к поверхности, перпендикулярной оси скважины и фильтра от 2 до 8°.

В этой связи целесообразно изменять направление отверстий фильтра по длине фильтра на участке от 0,85 до 1,45 м. На участке фильтра 0,85–0,95 м рациональный наклон отверстий к поверхности, перпендикулярной оси скважины и фильтра, составил 2°, на участке 1,15–1,25 м – 6°, а на участке 1,35–1,45 м – 8°.

В данных условиях целесообразно использовать фильтр, в котором ось симметрии отверстий наклона к поверхности перпендикулярной оси скважины под расчетным углом α . Оборудовали скважину новой конструкцией фильтра.

Рассмотрим турбулентный приток к фильтру на участке 0,85–0,45 м. При расходе 2,04 л/с в околоскважинной зоне наблюдалась турбулентная фильтрация. Характер распределения входных скоростей в фильтр и перепадов давления на отверстиях представлены в табл. 5.2.

Для удобства расчета второй член уравнения (5.11) преобразовали по аналогии с формулами (5.16) и (5.17):

$$\Delta J_5 = 9,7 \cdot 10^{-3} \left(\frac{1}{r_0} - \frac{1}{r} \right); \quad \frac{1}{r_0} - \frac{1}{r} = 103,02 \Delta J_5. \quad (5.19)$$

$$\frac{1}{r} = \frac{1}{r_0} - 103,02 \Delta J_5; \quad r = \left(\frac{1}{r_0} - 103,02 \Delta J_5 \right)^{-1}. \quad (5.20)$$

Таблица 5.2

l , м	v , см/с	J_5	ΔJ_5	r , м	Δr , м	α°
1	2	3	4	5	6	7
0,85	0,705	0,0125	—	0,089	—	—
0,95	0,835	0,0167	0,0042	0,092	0,003	2
1,05	0,975	0,0233	0,0066	0,098	0,006	3,5
1,15	1,102	0,0337	0,0104	0,109	0,009	5,2
1,25	1,29	0,0477	0,014	0,129	0,02	1,2
1,35	1,465	0,0697	0,022	0,182	0,053	0,8
1,45	1,655	0,0978	0,0281	0,384	0,202	64,0

Примечание. $\Delta l = 0,1$ м.

Результаты расчетов по формуле (5.20) представлены в табл. 5.2 в графах 5 и 6. Угол наклона градиента и скорости фильтрации в околоскважинной зоне определяют по формуле (5.18) (см. графу 7).

На участке фильтра 0,85–1,5 м рациональный наклон отверстий фильтра к поверхности, перпендикулярной его продольной оси, изменяется от 2 до 64°.

Сопоставляя ламинарный и турбулентный режимы фильтрации флюида к скважине, становится очевидным, что при ламинарном режиме вектор градиента и скорости фильтрации, а также и рационального направления выполнения отверстий фильтра более плавно изменяет свое пространственное положение по длине фильтра, чем при турбулентном режиме.

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 кольтации.

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 туминовых 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. Промысловая 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 – промысловые 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 промысловой 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 промысловой 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 низкоконтрированные 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 кольматирующие 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, приравцел 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	1000,0
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 слаборазвитой сетью пор и трещин, когда применение промывочных жидкостей приводит к проникновению в пласт фильтрата 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

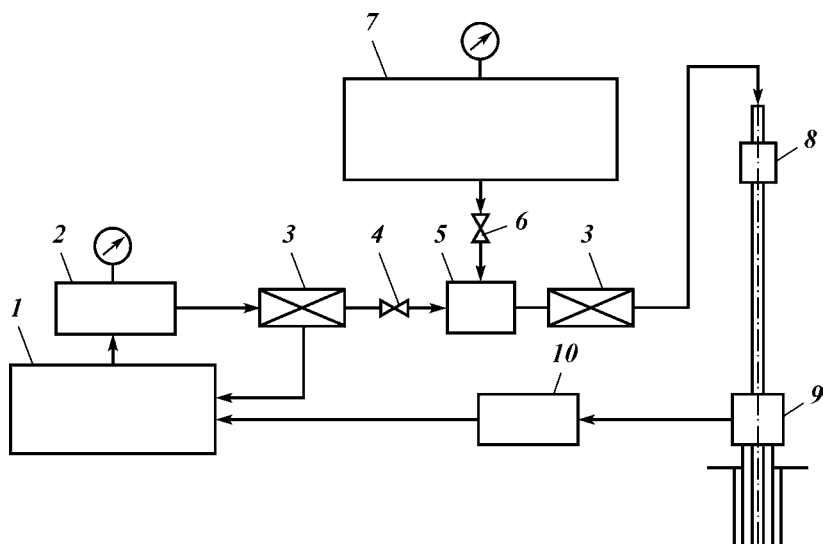


Рис. 6.1. Схема циркуляции пены по замкнутому циклу:

1 – емкость с раствором ПАВ; 2 – дозирующий насос; 3 – трехходовой кран; 4 – предохранительный клапан; 5 – пеногенератор; 6 – вентиль; 7 – компрессор; 8 – вертлюг-сальник; 9 – герметизатор; 10 – пеногаситель

гашение пены и очистка раствора от шлама, а затем поступление регенерированного раствора в емкость 1.

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».

Технологические и технические особенности бурения с использованием ГЖС

Забуривание скважины проводится по обычной технологии на глубину 2–4 м с последующей установкой кондуктора.

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 наиболее), 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, коагулирующие 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 кольтматации околоствольной зоны.

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

Особенность кольтматирующих свойств ВГР заключается в том, что при соблюдении технологии бурения, промывки и прокачки скважин, пройденных с ВГР, декольтматация их происходит быстро и эффективно. При этом декольтматацию 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 кольтматации пласта и вязкости раствора. Поскольку ВГР обладает хорошими кольтматирующими 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, разнo-зернистые	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 храпок 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 кольматации 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 светлосерого, 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 коагулирующих 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 ($3\text{--}6 \text{ кг/м}^3$) 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 деструктируют (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. КERN 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 фильтратами буровых растворов. Входящие в состав этих систем полимеры почти полностью вытесняются керосином, а ингибиторы глин (КСІ, 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	Barazan	Dextrid	PAC-R	PAC-L	KCl	Формиат натрия	Гликоль	ИКБАК	Thermachek	Baranex	Майкопская 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, с	Φ, см³	СНС, дПа	η, сПз	τ₀, дПа	η, сПз	τ₀, дПа	рН
						при температура 20 °		при температура 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

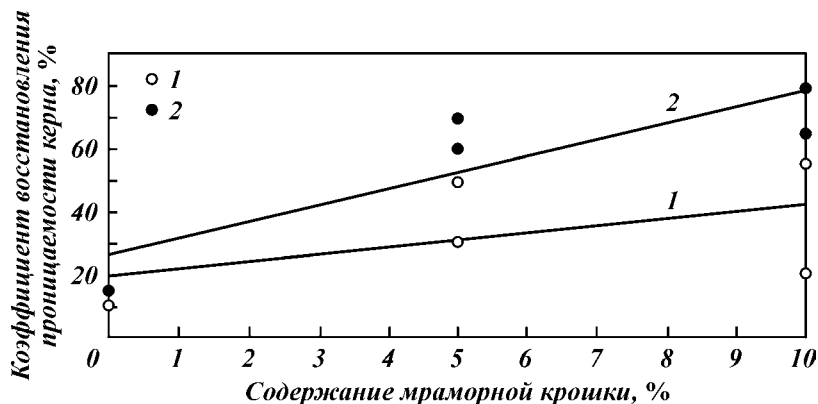


Рис. 6.2. Зависимость коэффициента восстановления проницаемости ядра от содержания мраморной крошки:

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	
IV	0,3–0,4	Полное 60–100	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 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; тампонирувание, 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, $\frac{\text{м}^3}{\text{ч м}}$	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 $\gamma = 1,12 \div 1,28 \text{ гс/см}^3$ без проведения изоляционных работ	6–8 10–12 28–35	1 1–2 Если после 3–4 заливок интенсивность поглощения не снижается, то рекомендуется поглощающие пластины перекрывать обсадной колонной
2	1–3	Применить быстросхватывающиеся гипсоцементные, полимергипсовые смеси или раствор тампонажного цемента с добавлением 5–8 % хлористого кальция от веса цемента или другие ускорители		

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 максимально 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 промысловой 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 промысловой жидкости на поверхность;

технологии изоляции зон поглощений «потайной» колонной.

Перед выбором конкретной технологии и технических средств проходки зон интенсивного поглощения промысловой 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 затвердения.

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 2. Разрушенные трещиноватые, кавернозные и закарстованные скальные породы	Степень поглощения зависит от гранулометрического состава фракций, наличия глинистой составляющей, количества и мощности прослоев и линз глин Частичное – до 1–5 м³/ч; сильное – до 5–10 м³/ч Степень поглощения зависит от характера трещиноватости, кавернозности, размеров полостей, наличия и состава заполнителя. Полное – до 15 м³/ч; катастрофическое – 15–20 м³/ч и более	Неустойчивые: из-за горного давления пород, недостаточного гидростатического давления промывочной жидкости, увлажнения пород фильтратом, набухания и снижения прочности глинистых пород Неустойчивые: из-за горного давления вышележащих пород, сильной трещиноватости	Образование сальников: прихваты бурового снаряда, скапливание шлама на забое, применение растворов с большой водоотдачей и образование на стенках скважины толстой глинистой корки Кавернообразование, вывалы кусков породы, прихваты бурового снаряда
2	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 ниже лежащих водоносных горизонтов и взаимодействии их с выше лежащими	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 слои с более низким давлением
4	Механические свойства горных пород	Сыпучие, плавучие, неустойчивые, пластичные, легко разрушаемые 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

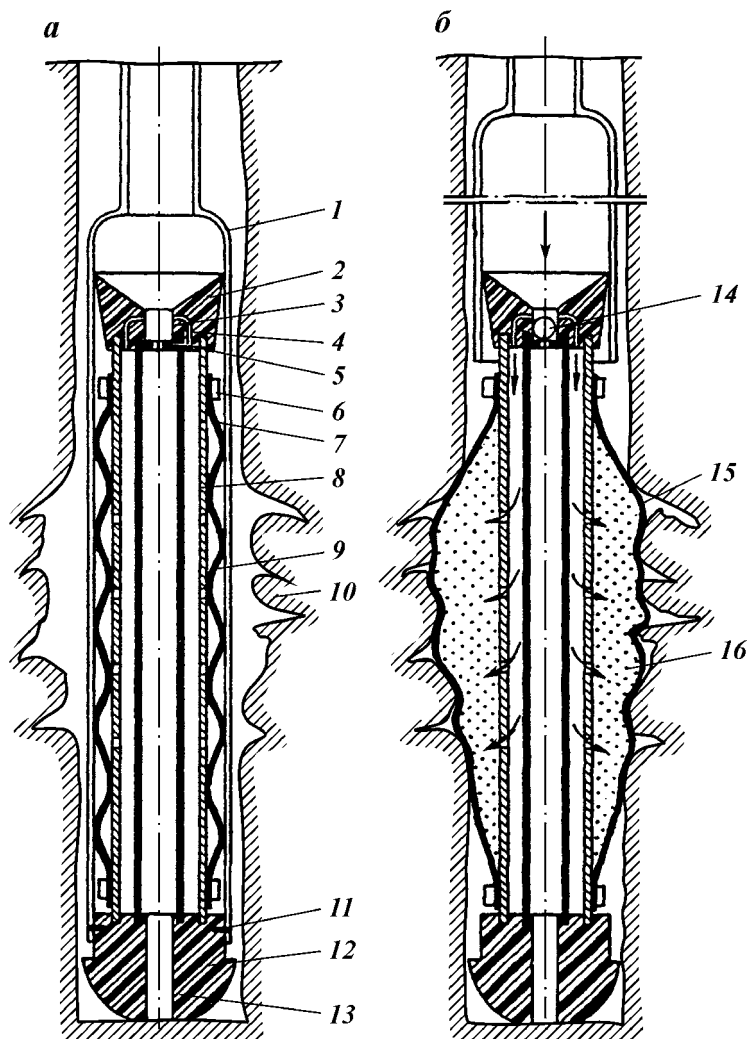


Рис. 6.3. Приспособление для перекрытия трещин:

a – исходное положение приспособления; *б* – рабочее положение в зоне поглощения; 1 – защитная труба; 2 – верхний уплотняющий элемент; 3, 13 – центральные отверстия пробок; 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 эластичный 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-

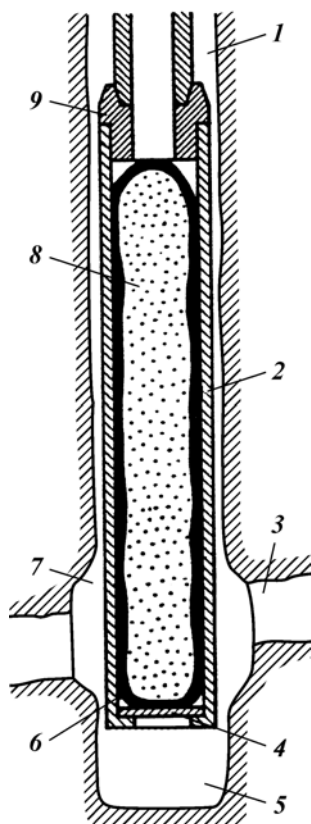


Рис. 6.4. Тампонажный снаряд:

1 - скважина; 2 - желонка; 3 - трещина; 4 - днище; 5 - забой; 6 - эластичная оболочка; 7 - расширенный участок ствола скважины; 8 - тампонирующий 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 разбуриваемого материала, закладывается эластичная оболочка с тампонирующим материалом. Под действием давления промывочной жидкости, закачиваемой в бурильные трубы, днище 4 разрушается, и оболочка выдавливается в скважину.

При подъеме бурильных труб оболочка под действием тяжести содержимого разворачивается на забое и заполняет расширенный участок ствола, перекрывая поглощающие каналы. После затвердения вяжущего вещества образовавшаяся пробка разрушается 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 тампонирующими смесями.

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

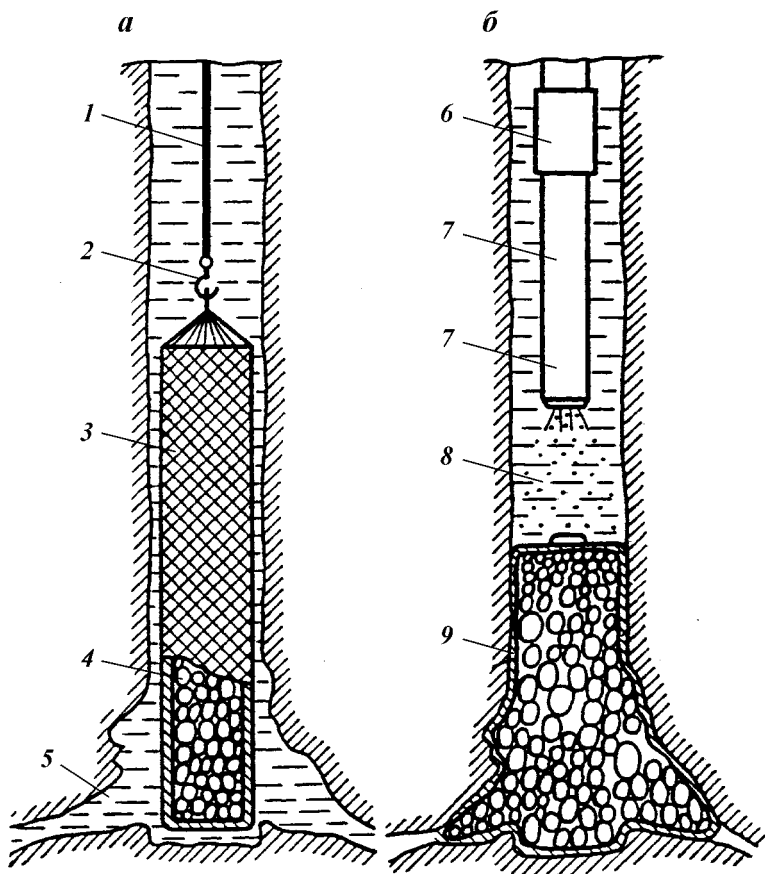


Рис. 6.5. Гибкий контейнер для перекрытия больших трещин:

a – 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

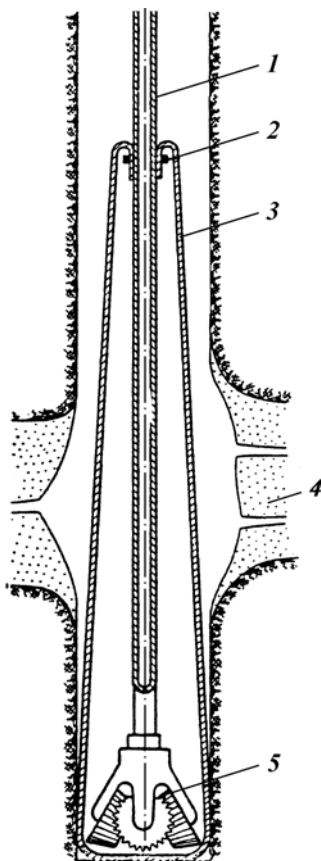
Рис. 6.6. Оболочка для перекрытия зоны поглощения в процессе бурения скважины:
 1 – бурильная колонна; 2 – зажим; 3 – водо-непроницаемая оболочка; 4 – поглощающий пласт; 5 – долото

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.

Устройству 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,



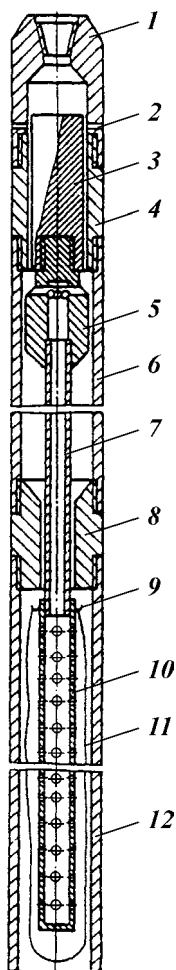


Рис. 6.7. Устройство ДАУ для доставки брезентового мешка в зону поглощения

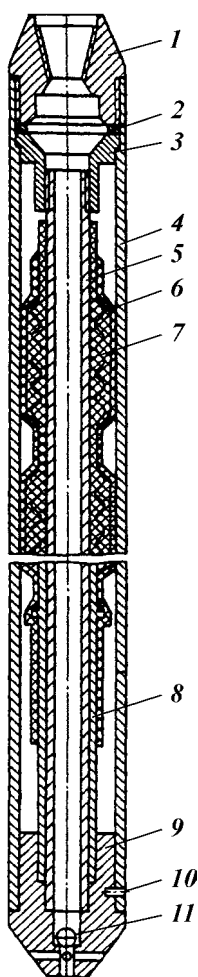


Рис. 6.8. Устройство УПИ-4М

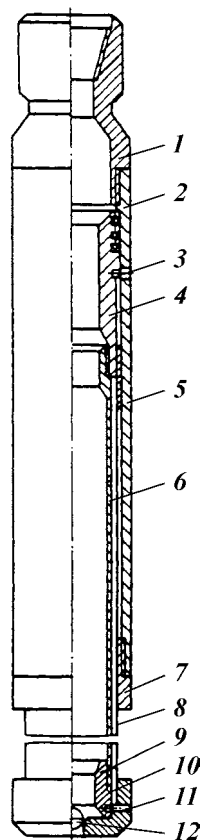


Рис. 6.9. Кассетный перекрыватель

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 поднимает, 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 цилиндр 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 переключить 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.

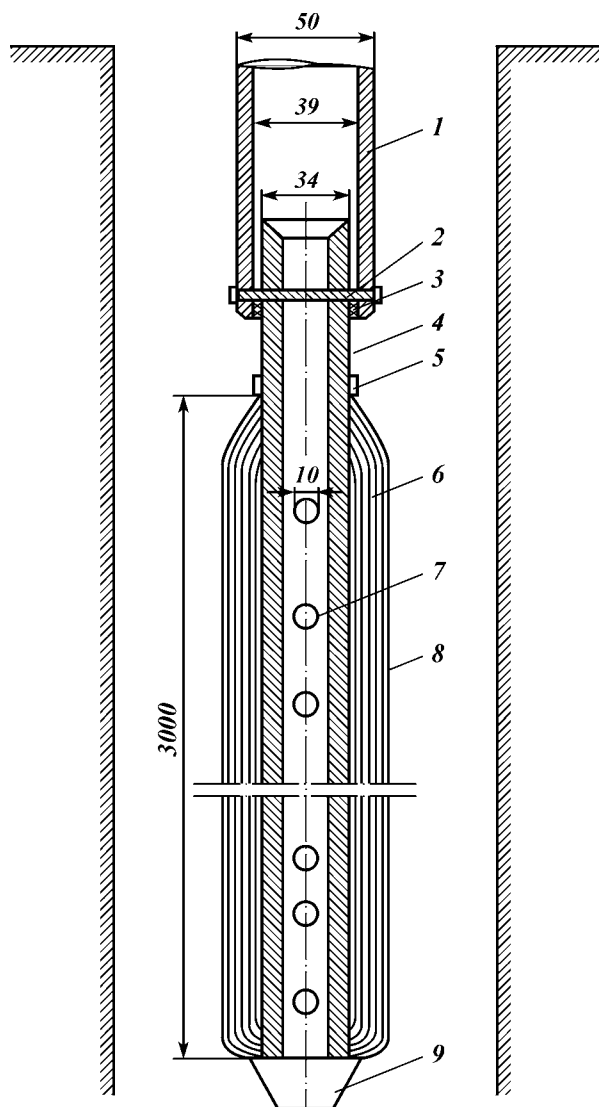


Рис. 6.10. Устройство для создания пробки в каверне (трещине) скважины

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

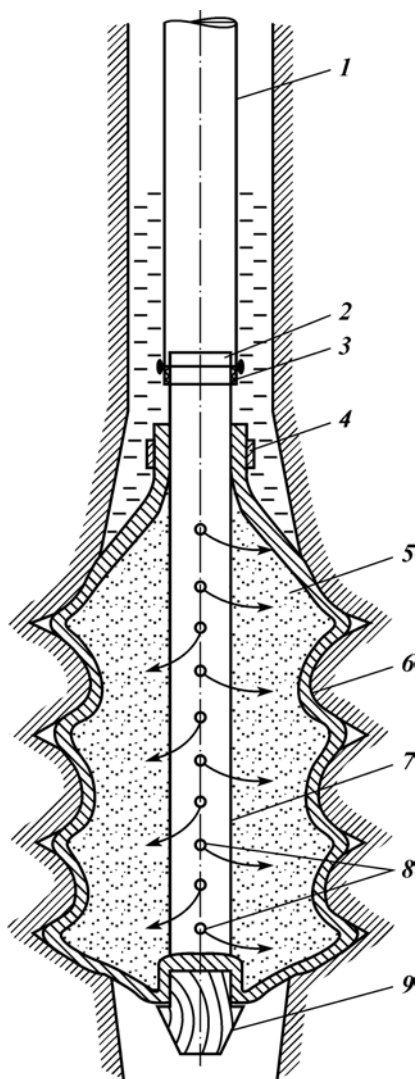


Рис. 6.11. Раздуть оболочки цементным раствором:

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 зачекки 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 разбуриванию 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 зазоре 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.

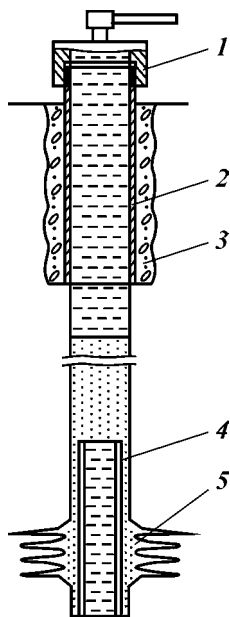


Рис. 6.12. Схема изоляции затрубного пространства «потайной» колонны глиноцементным раствором:

1 — цементировочная головка; 2 — направление; 3 — цементный камень; 4 — «потайная» колонна; 5 — зона поглощения

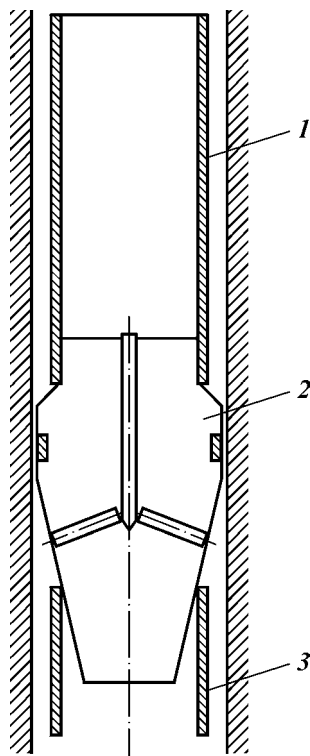


Рис. 6.13. Схема тампонирувания зазора между «потайной» колонной и скважиной:

1 — колонковая труба; 2 — центровочная пробка; 3 — «потайная» колонна

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

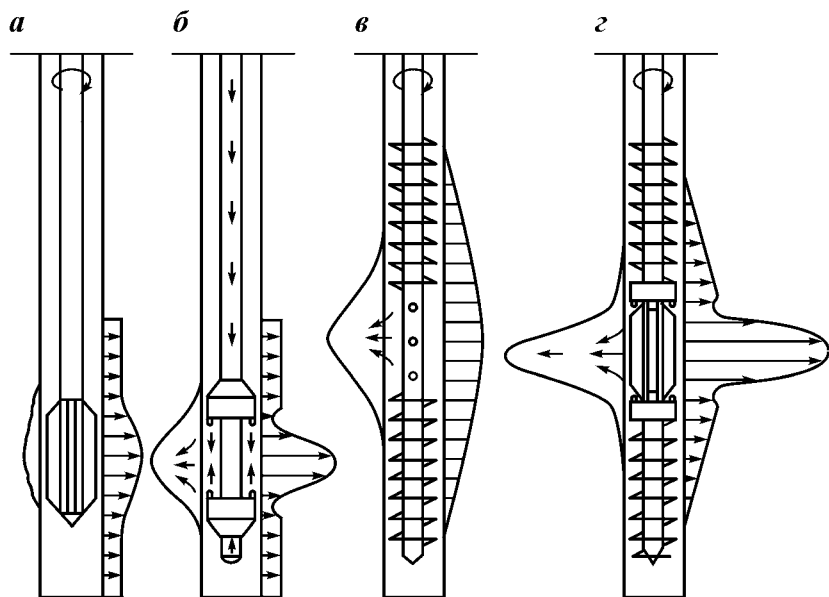


Рис. 6.14. Принципиальная схема поинтервального тампонирования скважин:
а – инерционный способ; *б* – струйный способ; *в* – шнековый (винтовой) способ;
г – комбинированный способ

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

$$F_{\text{ц}} = m \omega^2 r, \quad (6.1)$$

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:

$$m = 0,785(D_{\text{н}}^2 - d^2)l_{\text{н}}\rho,$$

где $D_{\text{н}}$ – диаметр узла нагнетания; d – диаметр труб узла нагнетания; $l_{\text{н}}$ – длина узла нагнетания; ρ – плотность тампонажного раствора.

Центробежная сила воздействия тампонажного раствора на пласт с учетом этого

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

Дополнительный перепад давления на пласт в интервале работы инструмента

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

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

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

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

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

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

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

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

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 тампонирования, равный разнице давления в стволе скважины и пласте.

Общий расход поглощения на интервале тампонирования 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 тампонирования 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 тампонирования 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 тампониования.

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 тампониования 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 тампонирувания на заданном интервале будет больше на
 0,12 %, что свидетельствует о низкой избирательной способности
 инерционного способа тампонирувания. 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 тампонирувания. К гидромонитор-
 ным насадкам тампонажный раствор подводят через бурильные
 трубы под давлением. При истечении струй тампонажного рас-
 твора из насадок в зоне тампонирувания создается давление,
 обусловленное гидравлической составляющей, пропорциональной
 квадрату скорости истечения.

Напротив границ зоны тампонирувания, 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 тампонирувания.
 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 тампониру-
 вания:

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

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

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

Уменьшение общего расхода поглощения тампонажного раствора в соседних интервалах

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$q1 + \frac{\rho v^2}{p} = 1 + \frac{0,304}{0,05} = 7; \quad q' = 600 \text{ \%}.$$

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 набегаёт 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:

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

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 тампонирувания 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 тампонирувания

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

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

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

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

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

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

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

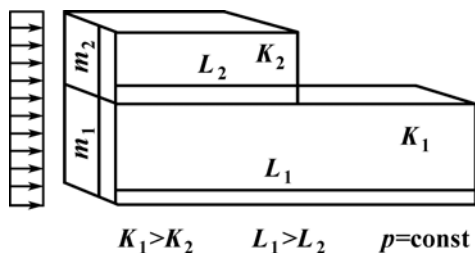


Рис. 6.15. Схема неоднородного пласта

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

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

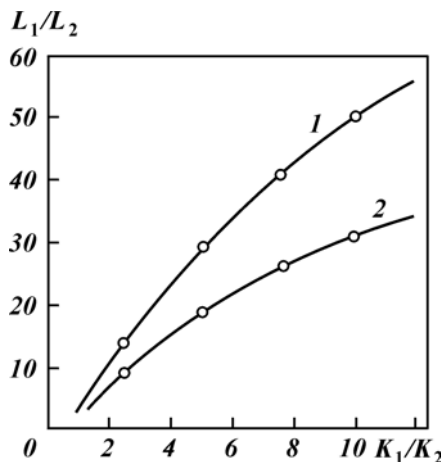
Решая это уравнение относительно $\delta_r = k_1/k_2$, имеем

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

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 относительно-
го проникновения тампонажного
раствора в пласт при различных
режимах фильтрации:
1 – ламинарный; 2 – турбулент-
ный 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

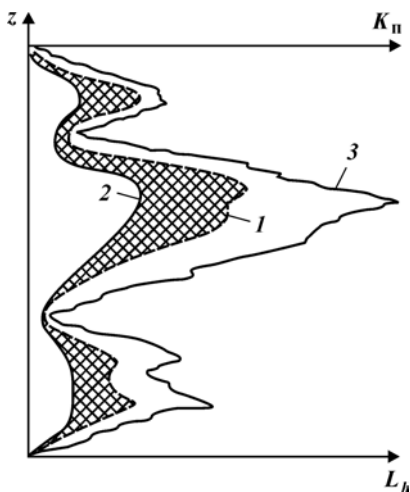


Рис. 6.17. Глубина проникновения
тампонажного раствора в пласт
при ламинарном (1) и турбулент-
ном (2) режимах фильтрации при
заданном изменении фильтраци-
онных свойств пласта (3) по ин-
тервалу тампонирувания

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 цементирования, 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

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

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

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

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 :

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

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):

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

Определим отсюда требуемую репрессию на интервал цементированной, которую необходимо создать с целью обеспечения турбулентного режима фильтрации тампонажного раствора в околоскважинной зоне радиуса r :

$$\frac{k\rho g\Delta p}{\mu r} = \frac{\text{Re}_{\text{кр}}^2 a^4 \mu^2}{144(1-a)^2 k};$$

$$\Delta p = \frac{\text{Re}_{\text{кр}}^2 a^4 \mu^3 r}{144(1-a)^2 k^2 \rho g}, \quad (6.82)$$

где $\text{Re}_{\text{тр}} = 0,019 \div 8,1$.

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).

При заданном расходе закачки Q в интервале изоляции создается репрессия на пласт

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

где k_1 – проницаемость интервала изоляции; L_1 – глубина проникновения тампонажного раствора в интервале изоляции; r_0 – радиус скважины.

Верхний (или нижний) поглощающий пласт, находящийся за

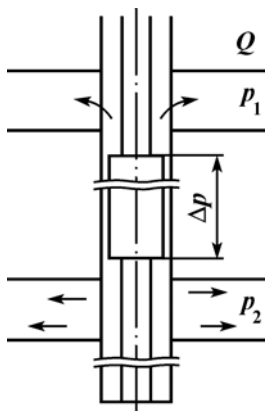


Рис. 6.18. Тампонирование с учетом проницаемого пласта выше или ниже интервала изоляции

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 –

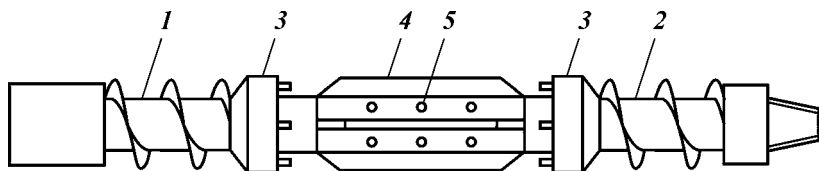


Рис. 6.19. Инструмент для поинтервального тампонирования:

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 патрубке, соединяющем два узла изоляции, которые установлены по периферии интервала тампониرو- вания.

Узел изоляции может быть представлен в двух модификациях:

блоками гидромониторных насадок, установленными по периферии интервала изоляции и направленными к центру изоли- руемой зоны;

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

Узел транспортирования раствора и добавок включает на- сос, колонну труб, узел нагнетания; кольцевое пространство скважины, шнековый, турбулизаторный или винтовой тран- спортер.

Узел ликвидации застойных зон выполняется в виде враща- ющихся с приводом от колонны труб лопаток турбулизаторов, шнеков или винтов, установленных выше и ниже интервала изо- ляции.

Инструмент должен иметь следующие размеры и параметры:

наружный диаметр на 5–6 мм меньше диаметра тампонируе- мого 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 изоля- ционных 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-

заторов 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 полузастывшей 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 тампониования, 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 тампониования. Проводят повторное тампониование 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.

Глава 7



ОПЕРАТИВНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА СКВАЖИН

В процессе сооружения, опробования или ремонта скважин часто необходимо оперативно определить дебит скважины, оценить гидродинамическое состояние околоскважинной зоны пласта, обсыпки и фильтра. Традиционно такие данные можно получить при откачке, которая требует существенных затрат времени, монтажа (демонтажа) насоса или эрлифта, отводе и утилизации сточных вод, которые значительно осложняются в населенных районах. Сложно определить дебит резервных скважин, скважин гражданской обороны и другого назначения, которые некоторое время простаивали. Откачка из таких скважин требует демонтажа установленного устьевого оборудования, а иногда и павильона.

Во ВСЕГИНГЕО разработан метод, обеспечивающий получение оперативной информации о дебите скважины, ее техническом состоянии. Возможность измерения фильтрационных параметров околоскважинной зоны делает метод незаменимым при внедрении новых технологий вскрытия пласта, типов промывочной жидкости, конструкций фильтров, фракций гравийной обсыпки и т.д.

Применение этого метода в процессе сооружения скважины позволяет на базе изменения фильтрационных параметров околоскважинной зоны и сопротивления системы скважина – пласт оценить эффективность использования тех или иных методов. При ремонтно-восстановительных работах, расколматации и освоении скважин экспресс-опробование обеспечивает без прекращения работ выбор рациональных режимов и прежде всего времени обработки. Обычно удаление колюматизирующих осадков из околоскважинной зоны и с поверхности фильтра идет наиболее интенсивно на начальном этапе обработки и освоения. Со временем интенсивность снижения гидравлического сопротивления околоскважинной зоны уменьшается и дальнейшая обработ-

ка неэффективна. Следует периодически прекращать работы и проводить откачку, что из-за сложности операций на практике не проводится. Экспресс-метод не требует прекращения обработки и существенно экономит время отработки и выборку нужного интервала.

Метод основан на анализе реакции скважины на возбуждение, в результате которого определяют фильтрационные характеристики околоскважинной зоны. При возбуждении скважины возникает перепад давления, начинается фильтрация и со временем давление уравнивается. Чем быстрее происходит выравнивание давления, тем лучше фильтрационные параметры околоскважинной зоны и более совершенна конструкция скважины.

Изменение перепада давления в скважине со временем t

$$J = J_0 e^{-\alpha t}, \quad (7.1)$$

где J_0 – начальный перепад давления в скважине при $t = 0$; α – постоянная времени.

Постоянная времени α может быть выражена отношением водопроводимости пласта km к произведению радиуса скважины на сопротивление фильтра и околоскважинной зоны n :

$$\alpha = km / rn. \quad (7.2)$$

Постоянную времени можно также выразить через перепад давления, фиксируемого в определенный промежуток времени,

$$\alpha = \frac{\ln(J_1 / J_2)}{t_2 - t_1}, \quad (7.3)$$

где J_1, J_2 – перепад давления в скважине в моменты времени соответственно t_1 и t_2 .

Применяя метод переменного напора Хворслева, получаем фильтрационную характеристику околоскважинной зоны k пласта как функцию постоянной времени:

$$k = \frac{r^2 \alpha \ln \frac{mL}{r}}{2L}, \quad (7.4)$$

где m – коэффициент изотропности среды; r – радиус скважины в интервале изменения уровня.

В.М. Шестаков предлагает оценивать фильтрационные параметры околоскважинной зоны пласта по формуле

$$k = 7,2 \frac{r^2}{l_0(t_2 - t_1)} \ln \frac{J_1}{J_2}; \quad l_0 = \frac{2,7l}{\lg(0,7 - l/r)}, \quad (7.5)$$

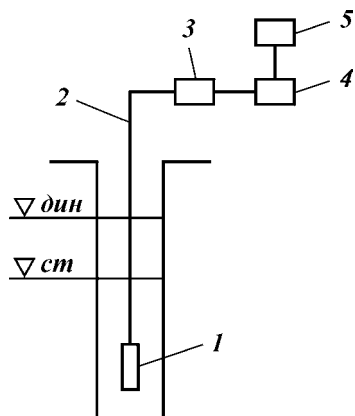
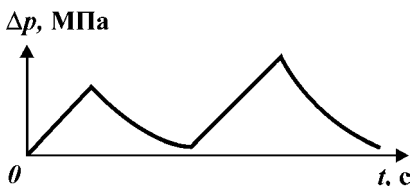


Рис. 7.1. Измерительный комплекс ИК для экспресс-опробования скважин: 1 – датчик; 2 – канал связи; 3 – первичный преобразователь; 4 – вторичный преобразователь; 5 – регистрирующий прибор

Рис. 7.2. Типовые записи диаграмм давления в скважине



где J_1 и J_2 – понижение в скважине в моменты времени соответственно t_1 и t_2 ; l – длина фильтра.

Преобразовав это выражение, получим

$$k = \frac{d^2 \alpha \ln \frac{0,7l}{r}}{2L}. \quad (7.6)$$

Выражения (7.5) и (7.6) идентичны и отличаются только величиной коэффициента m , который рекомендуется принимать равным единице. Влияние коэффициента m в интервале изменения 0,7–1 не превышает 10 %.

Удельный дебит скважины выражается через постоянную времени следующей зависимостью:

$$g = ad^2\alpha, \quad (7.7)$$

где a – постоянный коэффициент.

Экспресс-опробование (рис. 7.1) осуществляется специальным измерительным комплексом ИК, разработанным во ВСЕГИНГЕО. Измерительный комплекс состоит из датчика давления, устанавливаемого в скважину, соединенного посредством канала связи с первичным преобразователем, расположенным на поверхности. Первичный сигнал, поступающий из скважины, преобразуется во вторичном приборе. Типовые диаграммы записи первичных сигналов представлены на рис. 7.2.

На диаграммах представлены момент возмущения скважины и ее реакции на возмущение. Число возмущений и их интенсивность выбираются по определенной методике по критерию наи-

более достоверной информации и минимума ошибки. Полученная информация преобразовывается и обрабатывается в микро-ЭВМ по специально заложённой программе. На принтере распечатывается паспорт скважины с её основными характеристиками – удельный дебит, коэффициент фильтрации околоскважинной зоны, постоянная времени, параметр инерционности. Применение метода показало его высокую сходимость с данными откачки, возможность оперативной диагностики скважины и экономии средств.

Глава 8



ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПЕСКОВАНИЯ СКВАЖИН

8.1. ПЕСКОВАНИЕ КАК ФИЗИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС

8.1.1. МЕХАНИЗМ ДВИЖЕНИЯ ПЕСКА В ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЕ

Пластовый песок может проникать в скважину при наличии фильтрации и без нее. На практике пескопроявления обычно обусловлены воздействием фильтрационного потока на продуктивный пласт, в процессе которого происходит изменение его структуры за счет удаления отдельных частиц или их агрегатов из околоскважинной зоны. При низких скоростях фильтрации силы сцепления между частицами превосходят силы гидродинамического давления и суффозии не наблюдается. С увеличением скоростей фильтрации силы гидродинамического давления разрушают структурные связи между частицами или агрегатами последних.

Скорости, при которых начинается разрушение структурных связей грунта и начинается суффозия, называют критическими.

Определению критических скоростей фильтрации из пласта посвящено много исследований, которые не сводятся к общему знаменателю. Достаточно точно определяются критические скорости фильтрации для выноса частицы с поверхности воронки бесфильтровой скважины или речного дна. В этом случае частица находится в свободном состоянии и ее путь миграции не прегражден другими частицами. В реальных условиях в пласте частица находится в стесненном состоянии, так как окружена соседними частицами, часть которых преграждает путь возможного перемещения. В этой связи на суффозионные процессы влияют не только скорости фильтрации, размер частиц и коэффициент трения породы, но и степень неоднородности песка, его окатанности, коьматации околоскважинной зоны пласта при вскрытии, характер освоения скважины и другие факторы. Очевидно, что

учесть влияние вышеперечисленных параметров для всего многообразия горно-геологических условий и создать универсальные зависимости для прогнозирования суффозии не реально. Известные формулы применимы только для строго оговоренных условий и не позволяют охарактеризовать процесс миграции песка в околоскважинной зоне в целом.

Отсутствие до настоящего времени удовлетворительного описания суффозии для различных условий проведения работ, методики прогноза выноса песка из скважины при эксплуатации пласта обусловлено тем, что в качестве основного параметра, по которому прогнозировалась суффозия, принималась скорость фильтрации, являющаяся по своей сути подчиненным фактором. Некоторыми исследователями отмечается, что абсолютная скорость после установившегося режима, особенно для малых скоростей фильтрации, слабо влияет на вынос песка. К резкой интенсификации пескования приводит изменение скорости фильтрации как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения. Другими словами, вынос песка существенно возрастает при дестабилизации режима фильтрации, а с течением времени при установившемся режиме резко уменьшается (иногда до нуля). При установившемся режиме фильтрации вокруг пор пласта, обсыпки или отверстий фильтра формируется арочная структура, силы сцепления между частицами и перепада давления компенсируют друг друга при заданном режиме фильтрации. При изменении режима эксплуатации меняется расход через арочную структуру, перепад давления на арке, что приводит к ее перестроению. Перестроение арки происходит после ее полного обрушения и выноса обрушенной породы из скважины, что и приводит к интенсификации пескования. Новая арка формируется на расстоянии от отверстий пор грунта или фильтра, соответствующем измененному расходу через арку и перепаду давления при новом режиме.

Автором установлено, что основным фактор, определяющий суффозию, — режим фильтрации флюида в околоскважинной зоне. При ламинарном режиме возможно формирование устойчивых арочных структур и предотвращение пескования при установившейся фильтрации. В случае турбулентной фильтрации арочные структуры под воздействием пульсирующих скоростей и давления на контуре разрушаются, что приводит к суффозии. Нарушение устойчивых структур можно наблюдать и в случае ламинарного режима при остановке или интенсификации откачки. В этом случае также наблюдается пульсация давления на контуре арочной структуры, возникает гидравлический удар и дестабилизация режима фильтрации. Последний учитывает

влияние на суффозию кольматационных процессов. При кольматации снижается активная пористость грунта, увеличиваются скорости фильтрации, возникает ранняя турбулизация потока, что приводит, как правило, к интенсификации суффозии.

Вынос песка при фильтрации и отсутствии удовлетворительного фильтра происходит в периодическом режиме, который в зависимости от условий проведения работ может либо интенсифицироваться, либо стабилизироваться и прекратиться. Стабилизация выноса песка происходит при формировании в околоскважинной зоне естественного фильтра. Естественный фильтр в процессе откачки образовывается редко, что связано с определенным фракционным составом песка продуктивного пласта, характеризующегося практически отсутствием средних фракций. Присутствие в песке средних фракций препятствует выносу мелких частиц через крупные, а следовательно и формированию естественного фильтра.

Обычно фракционный состав песков продуктивного пласта характеризуется плавным изменением размера частиц по кривой гранулометрического состава. В таких условиях процесс формирования естественного фильтра затрудняется и стабилизации пескования со временем не происходит. При невозможности стабилизации и прекращения выноса песка пескование приводит к необратимым явлениям, связанным со снижением эксплуатационных характеристик и прежде всего – снижением удельной производительности скважин. Снижение удельной производительности скважины происходит за счет замещения более проницаемых пород продуктивного пласта на менее проницаемые и в различных горно-геологических условиях протекает по-разному.

Продуктивный пласт слагается обычно неоднородными (по фильтрационным свойствам в вертикальном разрезе) породами с чередованием более и менее проницаемых пропластков. Основной приток в скважину при эксплуатации, а следовательно и максимальные скорости фильтрации наблюдаются в более проницаемых пропластках, что приводит к преобладающему выносу песка через эти интервалы. По мере эксплуатации объем вынесенной из наиболее продуктивных интервалов породы увеличивается и растет объем полостей, образованных в околоскважинной зоне.

С увеличением объема каверны ее устойчивость снижается и при некоторых критических значениях происходит обрушение стенок, сопровождающееся резким увеличением песка, поступающего в скважину и формирующего песчаную пробку (рис. 8.1). При обрушении каверны менее проницаемые пески из вышележающих интервалов, обогащенные глинистыми и другими

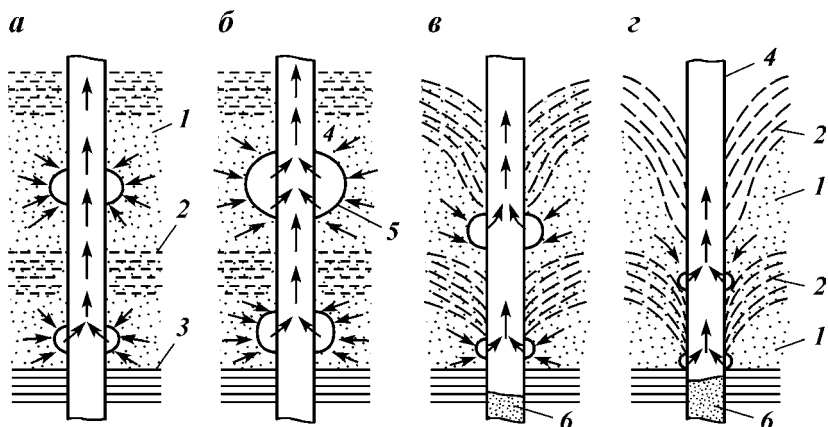


Рис. 8.1. Развитие суффозии в неоднородных по фильтрационным свойствам песках:

а — освоение скважин; *б* — развитие суффозионных воронок и каверны; *в* — частичное перекрытие интервалов слабопроницаемыми породами; *г* — экранирование приемной части скважины; 1 — проницаемые породы; 2 — менее проницаемые породы; 3 — водоупор; 4 — скважина; 5 — каверна; 6 — песчаная пробка

кольматирующими частицами частично перекрывают проницаемый интервал.

В процессе последующей откачки в нижней части наиболее проницаемого интервала вновь формируется каверна, но уже на менее протяженном интервале притока. Сопротивления притоку в околоскважинной зоне за счет замещения части проницаемой породы на менее проницаемую увеличиваются, что приводит к усугублению неравномерности эпюры входных скоростей фильтрации и более резкому развитию каверны в горизонтальном направлении.

С уменьшением угла наклона поверхности воронки к горизонту ее устойчивость снижается, что приводит к увеличению чувствительности свода к колебаниям давления в гидравлической системе и ускоренному разрушению при изменении режима откачки. Вторичное и последующее обрушение воронки происходит за меньший промежуток времени, чем первичное. Это связано с усугублением неравномерности притока в скважину и возникновением каверны критического размера с критическими скоростями фильтрации на поверхности при меньшем дебите. Итак, в процессе освоения скважины при постоянном дебите в неоднородных песках происходит периодическое ускоряющееся во времени разрушение сводов, образующихся при выносе песка

из каверн и проницаемые породы замещаются на менее проницаемые.

Прифильтровая зона скважины может частично или полностью экранироваться от наиболее продуктивных интервалов слабопроницаемыми породами. Обычно слабопроницаемые породы включают тонкие и глинистые фракции. Поэтому при замещении процесс пескования не уменьшается, а наоборот интенсифицируется. Потери напора в околоскважинной зоне резко возрастают и дальнейшая эксплуатация скважины становится экономически невыгодной. Характерно, что ремонту такие скважины не подлежат, и их следует перебуривать.

В условиях, когда продуктивный пласт сложен чередующимися пропластками песчаных и глинистых пород, процесс снижения проницаемости околоскважинной зоны протекает иначе. При откачке песок из скважины выносится, образуя ряд бесфильтровых воронок, в которых роль устойчивой кровли выполняют глинистые пропластки. Удаление песка происходит плавно, причем с течением времени пескование уменьшается. По мере разработки каверн их устойчивость также уменьшается, что приводит к обрушению глинистой кровли и перекрытию интервала водопритока глинистыми породами.

В момент обрушения воронок происходит резкое уменьшение удельной производительности скважины, которая при последующей откачке не только не восстанавливается, но и еще больше снижается.

Динамика развития суффозии в пластах, сложенных чередующимися пропластками песков и глинистых пород, представлена на рис. 8.2. После замещения песка в интервале притока на глину скважина подлежит перебуриванию. Увеличение сопротивления пород в околоскважинной зоне может наблюдаться при резких перепадах давления на пласт даже в скважинах, ранее не подверженных суффозии. Обычно такие явления происходят в начальный момент откачки при значительных депрессиях на пласт в течение ограниченного промежутка времени. При резком перепаде давления на пласт часть породы из наиболее проницаемых пропластков выносится из скважины, а окружающие менее проницаемые породы или пропластки перекрывают частично основной интервал притока. В начальный момент откачки в околоскважинной зоне возникает разрыв потока, создается вакуум, способствующий подсосыванию в интервал основного потока инородных примесей, что приводит к снижению его проницаемости.

Развитие суффозионного процесса при резких перепадах давления показано на рис. 8.3. Создание больших депрессий на пласт приводит к снижению удельной производительности сква-

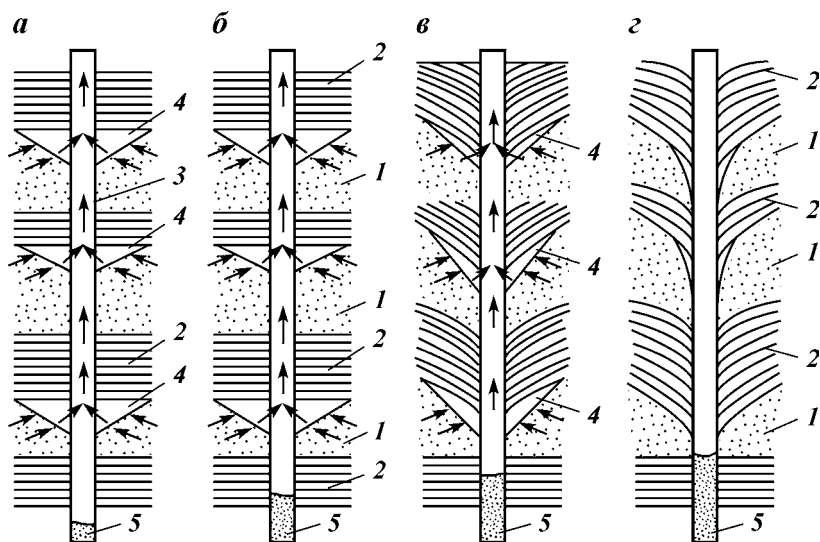


Рис. 8.2. Развитие суффозии в песчано-глинистых пластах:
а – освоение скважины и образование воронок; *б* – развитие воронок; *в* – обрушение воронок и частичное перекрытие продуктивных интервалов; *г* – экранирование продуктивных интервалов непроницаемыми породами; 1 – песок; 2 – глинистые породы; 3 – скважина; 4 – каверна; 5 – песчаная пробка

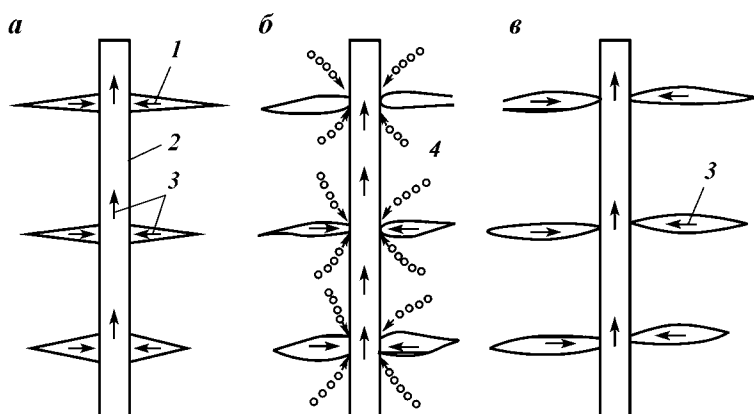


Рис. 8.3. Развитие суффозии в относительно устойчивых породах при резких перепадах давления:

а – раскрытие трещин; *б* – частичное перекрытие трещин; *в* – полное перекрытие трещин; 1 – продуктивные трещины или пропластки, сложенные наиболее проницаемым материалом; 2 – скважина; 3 – направление движения потока флюида; 4 – направление перемещения породы

жины, восстановить которую при ремонтных работах сложно. Проникновение песка в скважину без фильтрации может происходить при определенных соотношениях реологических свойств раствора, заполняющего скважину, пластового флюида и гранулометрического состава пластового песка. В практике продуктивные пласты, частицы которых при определенных условиях без фильтрации проникают в скважину, называют плывунами. Для плывунов характерно, что частицы в пластовой или заполняющей скважину жидкости находятся во взвешенном состоянии и могут образовывать естественный раствор. Проникновение песка в скважину происходит в случае отсутствия фильтрации под влиянием диффузии. Запишем условие возникновения суффозии при отсутствии фильтрации

$$\tau_n > \frac{gd(\rho_n - \rho)}{6k_\phi}, \quad (8.1)$$

где τ_n — статическое напряжение сдвига пластовой жидкости; d — размер частиц песка; ρ_n — плотность песка; ρ — плотность пластовой жидкости; k_ϕ — коэффициент формы, уменьшающийся с ростом диаметра частиц песка ($k_\phi = 3,5 \div 3$).

С целью устранения проникновения песка в скважину из пластов плывунного типа следует заполнять ствол скважины жидкостью с пониженными структурными свойствами, т.е.

$$\tau_p < \frac{gd(\rho_n - \rho_p)}{6k_\phi}, \quad (8.2)$$

где τ_p — статическое напряжение сдвига заполняющего скважину раствора; ρ_p — плотность заполняющего скважину раствора.

8.1.2. МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПЕСКОВАНИЯ

Существуют гидродинамический и механический методы предотвращения суффозии.

Гидродинамический метод может быть применен в относительно устойчивых породах, когда за счет эксплуатации в умеренных режимах пескования можно избежать. Суть метода заключается в исключении возникновения значительных депрессий на пласт в ограниченные промежутки времени, приводящих к нарушению ранее устойчивой структуры пород. Величина критических депрессий для конкретных горно-геологических условий должна определяться по методике, аналогичной определению критического градиента гидроразрыва пласта. Обычно эксплуатация скважин при ограниченном дебите экономически не выгодна.

Механический метод заключается в создании на пути миграции частиц при суффозии различных преград. Известен способ закрепления пород продуктивного пласта в околоскважинной зоне синтетическими материалами, упрочняющими структурные связи между частицами. Недостаток этого способа — существенное снижение проницаемости пород в околоскважинной зоне за счет заполнения клеящим веществом пор грунта и снижения его активной пористости. С целью устранения снижения пористости грунта при креплении прифилтровой зоны был разработан способ, заключающийся в создании в интервале продуктивного пласта каверны, заполнения каверны материалом с повышенной проницаемостью. В дальнейшем частицы этого материала скрепляются синтетическими материалами — смолами.

В процессе склеивания заполнителя формируются тупиковые поры, наличие которых приводит к существенному снижению активной пористости грунта и как следствие — повышению гидравлического сопротивления. Кроме того, существенную трудность представляет собой обеспечение равномерного распределения клеящего вещества в порах заполнителя.

Наиболее прогрессивным методом предотвращения суффозии считается экранирование поверхности песка продуктивного пласта фильтром. Известны самые разнообразные конструкции фильтров, суть которых заключается в задержании частиц песка продуктивного пласта вокруг отверстий фильтра. Размер отверстий фильтра выбирается по определенной методике с целью предотвращения выноса через них песка в соответствии с характерным размером частиц песка. Фильтры устанавливают также для поддержания устойчивости пород околоскважинной зоны при креплении их синтетическими материалами.

Наиболее прогрессивны конструкции скважин, когда между песком продуктивного пласта и каркасом фильтра намыывают высокопроницаемый материал (гравий). Гравийные фильтры нашли наиболее широкое применение в отечественной и зарубежной практике как наиболее перспективные и характеризуются следующими преимуществами:

- высокая проницаемость гравия в сравнении с песком продуктивного пласта, отсутствие тупиковых пор;

- неограниченная поверхность фильтрации и любая форма заполнения гравием каверны;

- малый градиент гидравлического сопротивления по толщине фильтра и низкая интенсивность кольматационных процессов;

- малое сопротивление каркаса фильтра вследствие возможного увеличения размеров отверстий в 6—10 раз;

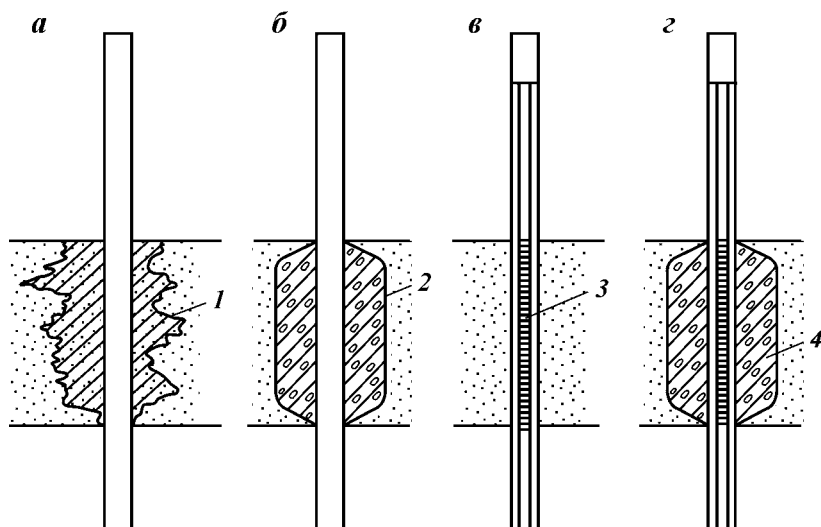


Рис. 8.4. Типовые схемы механических способов предотвращения пескования:
а — крепление пород призабойной зоны 1 специальными составами; *б* — создание каверны 2, ее заполнение высокопроницаемым материалом с последующим закреплением специальными составами; *в* — экранирование пород призабойной зоны фильтром 3; *г* — экранирование пород призабойной зоны фильтром через промежуточный слой гравия 4

простота конструкции, равномерные свойства по длине и толщине и возможность оперативного удаления фильтра при его замене; равномерный приток по длине фильтра.

Учитывая, что ни один из известных способов предотвращения пескования (рис. 8.4) не характеризуется преимуществами, способными конкурировать со свойствами гравийных фильтров, далее рассмотрим технику и технологию сооружения гравийных фильтров, разработанную при участии автора.

8.2. ГРАВИЙНЫЕ ФИЛЬТРЫ

8.2.1. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГРАВИЙНЫХ ФИЛЬТРОВ

К основным параметрам гравийных фильтров относят следующие:

- гранулометрический состав гравия;
- качество гравия;
- размер отверстий каркаса фильтра;
- толщина гравийного фильтра и его диаметр.

Гранулометрический состав гравия

При выборе гранулометрического состава гравия для обсыпки в нашей стране пользуются рекомендациями, принципиально отличными от рекомендаций ведущих зарубежных фирм. У нас нет достаточных оснований для однозначного разрешения отмеченного противоречия в пользу тех или иных исследователей по причине многообразия условий формирования фильтров, назначения скважин, условий эксплуатации и характера проводимых экспериментов. Приведем ниже наиболее типичные результаты работ отечественных и зарубежных авторов и определим рациональные области их использования.

В табл. 8.1 представлена классификация различных подходов к механизму предотвращения пескования гравийными фильтрами, преимуществ, недостатков и рациональных областей применения каждого с указанием рекомендуемых коэффициентов межслойности, равных отношению средних размеров гравия и песка.

Характерно, что процесс формирования научных взглядов на методику подбора гранулометрического состава гравия для обсыпки в нашей стране и за рубежом протекал в противоположных направлениях. Ранние зарубежные исследования были основаны на предположении о формировании вокруг пор обсыпки устойчивых арочных структур, на смену которым пришли выводы о необходимости образования естественного фильтра, а затем и о целесообразности механического задержания частиц песка по внешнему контуру обсыпки. Взгляды отечественных исследователей развивались наоборот от рекомендаций по механическому задержанию частиц песка по внешнему контуру гравийного фильтра через предположения о формировании вокруг пор обсыпки арочных структур к выводу о целесообразности формирования естественного фильтра.

Следует отметить, что результаты, аналогичные последним зарубежным рекомендациям, были получены ранее В.С. Оводовым, Е.А. Замариным, С.В. Комиссаровым и другими отечественными специалистами. Вывод о целесообразности предотвращения суффозии гравийным фильтром путем механического задержания по внешнему контуру основывался на простом сопоставлении размеров частиц песка и пор обсыпки в простейших опытах на фильтрационных лотках. Из предположения о сферичности частиц гравия для различной степени уплотнения геометрическим путем было установлено, что через рыхлую обсыпку возможна миграция зерен, составляющих 0,41 диаметра частиц гравия, а через уплотненную обсыпку – 0,154.

Крупность гравия, предотвращающего суффозию в рыхлом сложении, должна не более чем в 2,44 раза превышать крупность частиц песка. В случае уплотненного слоя частицы гравия должны быть не более чем в 6,49 раз крупнее частиц песка. В реальной засыпке объем пор близок к соответствующему объему при плотном сложении сферичных частиц. Размер пор однородной гравийной засыпки составляет ~0,21 от диаметра частиц. Отсюда, при соотношении диаметров зерен гравия и песка 5–4 вынос может быть исключен. Е.А. Замарин экспериментальным путем установил, что коэффициент межслойности обсыпки, предотвращающей пескование при реальных градиентах фильтрации, не должен превышать 7. В отечественной практике строительства нефтяных и газовых скважин в 40–50-х гг. для подбора гравийной обсыпки использовали правило

$$\bar{D} = 12,9d_{10}, \quad (8.3)$$

где $\bar{D}$ – средний диаметр частиц гравия; d_{10} – диаметр частиц песка, соответствующий 10%-му ситовому отсеvu.

При пересчете размера d_{10} на средний диаметр $\bar{d}$ для типовых песков продуктивных пластов коэффициент межслойности в формуле (3) уменьшается с 12,9 до 5–6.

В.С. Оводов подбирал обсыпку еще более строго. Он считает, что суффозии на контакте двух песчаных слоев не происходит, если отношение проницаемости обсыпки и песка продуктивного пласта не превышает 2–2,5. Изменение коэффициента фильтрации в зависимости от крупности гравия иллюстрируется цифрами, приведенными ниже.

Фракция гравия, мм.....	0,25–5	0,5–1	1–2	2–3	3–5	5–7	7–10
Коэффициент фильтрации, м/сут.....	20	120	200	800	1150	11 000	14 000

Рекомендуемый коэффициент межслойности (по В.С. Овову) не превышает 2, что, вероятно, объясняется рыхлым сложением слоев гравия в экспериментальных работах.

В 40–50-х гг. С.В. Комиссаровым были проведены фундаментальные исследования, которые спустя 30 лет были подтверждены Р. Сеусье и другими ведущими зарубежными специалистами. В экспериментах была исследована проницаемость гравийных фильтров при попадании в них примесей разного состава и в разных объемах. Значения коэффициента фильтрации наиболее типовой фракции гравийной обсыпки 0,5–1 мм в смеси с другими фракциями, по данным С.В. Комиссарова, представлены в табл. 8.2.

Добавление к фракции 0,5–1,0 мм до 10 % более крупных

Таблица 8.1

Метод предупреждения пескования	Характер предотвращения пескования	Преимущества метода	Недостатки метода	Область применения	Коэффициент межслойности (отношение среднего размера частиц гравия к среднему размеру частиц песка продуктивного пласта)
Механическое задержание частиц	Предупреждение проникновения песка в обсыпку путем задержания частиц по внешнему контуру	Высокая проницаемость гравийной обсыпки за счет исключения проникновения песка и инородных примесей внутрь фильтра, предотвращение пескования скважины при любых режимах эксплуатации во всем интервале притока, эффективное экранирование однородного песка	Невозможность декольматации скважины за счет исключения возможности выноса закольматированных частиц песка, снижение проницаемости обсыпки при проникновении в нее кольматанта, сложность эффективного подбора обсыпки для неоднородных песков	Однородные пески продуктивного пласта, малые кольцевые зазоры между стенками скважины и каркасом фильтра	5–6
Образование естественного фильтра	Частичное проникновение наиболее мелких частиц песка в обсыпку и скважину, частичное задержание наиболее крупных частиц песка по внешнему контуру обсыпки и внутри нее	Высокая проницаемость гравийной обсыпки после освоения скважины, возможность декольматации околоскважинной зоны за счет выноса частиц кольматанта и мелких фракций песка, эффективное экранирование после освоения скважины неоднородного песка	Сложность качественной декольматации скважины за счет исключения возможности выноса закольматированных частиц песка преимущественно крупных фракций, возможное снижение проницаемости фильтра за счет проникновения в него мелких и средних фракций песка, сложность предотвращения	Неоднородные по фракционному составу пески продуктивного пласта	8–12

Формирование арочных структур	Проникновение внутрь обсыпки частиц песка при дестабилизации режимов эксплуатации, предупреждение проникновения песка в скважину при устойчивом режиме эксплуатации путем задержания частиц по контуру арочных структур в обсыпке	Высокая проницаемость гравийной обсыпки после длительного освоения скважины при стабилизированном режиме, возможность качественного освоения скважины за счет выноса при откачке кольтмананта и закольматированных частиц песка любой фракции	пескования в однородных песках Пескование при изменении режимов эксплуатации и при высоких дебитах; сложность экранирования верхних интервалов фильтра, возможное снижение проницаемости фильтра при проникновении в него песка за счет пульсирующей откачки, увеличения неравномерности притока по длине фильтра	Невозможность исключения катастрофической кольтматации пласта, необходимость длительного освоения скважины, удаления закольматированной породы, большая толщина обсыпки, малые эксплуатационные дебиты	>12
-------------------------------	---	---	--	--	-----

Таблица 8.2

Содержание фракции 0,5–1 мм, %	Коэффициент фильтрации (в м/сут) при добавке фракции, мм			
	1–2	3–5	5–7	7–10
90	140	112	112	120
80	–	45	105	–
70	150	60	47	90
60	–	112	30	–
50	200	115	50	80
40	–	190	110	–
30	240	270	360	210
20	–	480	480	–
10	340	920	1700	3100

частиц почти не изменяет коэффициент фильтрации. Дальнейшее увеличение содержания крупной фракции (за исключением фракции 1–2 мм) приводит к уменьшению коэффициента фильтрации гравийной смеси. Добавление крупного гравия свыше 50–60 % резко увеличивает водопроницаемость смеси.

Основная фракция, определяющая фильтрационные свойства смеси (табл. 8.3) – наиболее мелкие частицы. Смесь гравия, состоящая из равного количества различных фракций, имеет почти такой же коэффициент фильтрации, как и наиболее мелкая фракция. Добавление крупных фракций 7–10 мм в объеме 10–20 % не вносит существенных изменений в изменение фильтрационных свойств смеси. При проникновении внутрь обсыпки песка, проницаемость фильтра резко уменьшается до значений исходной проницаемости пласта. В этой связи с целью снижения гидравлического сопротивления фильтра целесообразно задерживать песок по внешнему контуру обсыпки. Впоследствии эти выводы подтвердились в работах зарубежных специалистов.

Таблица 8.3

**Фильтрационные свойства различных смесей гравия
(по С.В. Комиссарову)**

Номер смеси	Содержание (в %) фракций, мм					Коэффициент фильтрации смеси, м/сут
	0,5–1	1–3	3–5	5–7	7–10	
1	40	20	20	10	10	76
2	30	10	20	20	20	175
3	20	20	20	20	20	153
4	40	–	30	30	–	113
5	30	–	30	40	–	210
6	20	–	40	40	–	568
7	20	20	30	30	–	166
8	50	20	20	10	–	67
9	50	10	20	10	10	74
10	50	–	10	20	20	72
11	50	–	–	30	20	87
12	40	–	20	20	20	89
13	30	10	20	20	20	140
14	10	30	20	20	20	390
15	20	20	20	20	20	95

Проницаемость гравийной обсыпки, сложенной большими по размеру частицами в течение первых пяти минут, уменьшается в 5–6 раз. Такое резкое снижение проницаемости можно объяснить тем, что при слишком большом размере частиц гравия песок проникает в гравийную обсыпку и закупоривает поровое пространство. В результате исследований было показано, что при коэффициенте межслойности менее 6 проницаемость гравийного фильтра в процессе эксплуатации остается постоянной, а при больших коэффициентах межслойности резко уменьшается.

Наиболее проницаемая обсыпка (по отношению к проницаемости песка коллектора) формируется из гравия, подобранного с учетом коэффициента межслойности, равного 6. На основании проведенных экспериментов Р. Сеусье утверждает, что при соотношении средних диаметров гравия и песка, равном 6, гравийная обсыпка предохраняет скважину от проникновения песка, сохраняет максимальную проницаемость и обеспечивает при этом высокие эксплуатационные параметры скважины.

Для определения коэффициента межслойности, при котором песок продуктивного пласта задерживается по внешнему контуру гравийной обсыпки, С.В. Комиссаровым была исследована зависимость размера частиц гравия и пор образуемой ими обсыпки. Различные фракции гравия после встряхивания в емкости цементировали канадским бальзамом. Затем было сделано несколько срезов по произвольным сечениям. При анализе фотографий срезов установлена зависимость размера гравия и пустот (табл. 8.4).

Максимальный размер пустот между частицами гравия в 1,5 раза меньше, а преобладающий размер примерно в 2 раза меньше диаметра самих частиц гравия. Крупные пустоты встречаются в каждом сечении, причем располагаются в различных местах и как бы изолированы. При толщине слоя, в несколько раз превышающем диаметр частиц, максимальные пустоты не являются показателем способности гравия удерживать песок, так как они в

Таблица 8.4

Зависимость размера частиц гравия и пустот, образуемой ими обсыпки

Фракция, мм	Диаметр частиц гравия, мм	Ширина пустот, мм	Отношение диаметра гравия к ширине пустот
0,5–1,0	0,85/0,67	1,15/0,6	1,17/1,11
1,0–2,0	1,92/0,9	1,35/0,7	1,5/1,3
2,0–3,0	2,6/1,6	1,6/1,0	1,6/1,6
3,0–5,0	4,6/3,0	3,0/1,5	1,5/2,0
5,0–7,0	5,0/4,8	3,2/1,8	1,6/2,6

Примечание. В числителе приведены максимальные значения, а в знаменателе – преобладающие.

начальный момент откачки заполняются песком. Способность экранировать песок определяется преобладающим размером пустот. Гравийная обсыпка, по С.В. Комиссарову, не будет пропускать песок, частицы которого в 2 раза меньше частиц засыпки. Следует отметить, что данный вывод был получен для рыхлого гравия. В случае уплотнения обсыпки рекомендуемый коэффициент межслойности увеличивается до 5—6.

Н. Стейн построил график, иллюстрирующий механизм задержания частиц песка гравийным фильтром и изменение проницаемости обсыпки в зависимости от величины коэффициента межслойности, подтверждающий целесообразность подбора обсыпки при $k = 6$.

Если $k < 6$, то песок коллектора в поры гравийной обсыпки не проникает, а задерживается по ее внешнему контуру и проницаемость фильтра максимальная. При k от 6 до 11—12 пескование скважины предупреждается за счет закупорки частицами песка порового пространства по всей толщине гравийного фильтра. Проницаемость гравийного фильтра при этом резко снижается и составляет около 30 % от начальных значений. При $k > 12$ гравийный фильтр не обеспечивает задержания песка от проникновения в скважину. За счет миграции песка, заполняющего поры, проницаемость гравийного фильтра возрастает, а если коэффициент межслойности равен 20 и более, то величина проницаемости стабилизируется и достигает максимальных значений, приблизительно равных начальной проницаемости обсыпки.

В течение нескольких лет водная служба штата Иллинойс собирала информацию о ситовых анализах песков коллекторов и гравийных обсыпок по 20 скважинам. По полученным данным был рассчитан коэффициент несовершенства, равный отношению дебита скважин, вычисленного по измеренным параметрам пласта к фактическому отбору. При коэффициенте межслойности от 4 до 5 коэффициент несовершенства составил 90—120 %. В скважинах с коэффициентом межслойности менее 4 фильтр получался уплотненным и они имели меньший коэффициент несовершенства. Скважины с коэффициентом межслойности 7—10 характеризовались еще меньшим коэффициентом несовершенства. Одна скважина, оборудованная гравийным фильтром с межслойным отношением 10 имела коэффициент несовершенства только 0,32, а другая с коэффициентом межслойности 20 выносила столько песка, что оказалась аварийной. На основании приведенных данных Х. Смит сделал вывод о рациональном коэффициенте межслойности в пределах 4—6.

Целесообразность подбора гравийной обсыпки при качественном вскрытии пласта в соответствии с коэффициентами меж-

слоистости $k = 6$ обоснована многими специалистами и отображена в рекомендациях ведущих западных фирм.

Рекомендации специалистов относительно целесообразности механического задержания частиц песка по внешнему контуру гравийной обсыпки, полученные в 40—50-х гг. в нашей стране и за рубежом пока не нашли реализации в отечественной практике сооружения скважин. Это объясняется неудовлетворительной технологией вскрытия продуктивного пласта, отсутствием необходимого для различных условий многообразия промывочных жидкостей, и, как правило, сильной кольматацией околоскважинной зоны.

При сильной кольматации важно своевременно освоить скважину и восстановить проницаемость пласта до значений, близких к естественным. Процесс освоения связан с необходимостью выноса из прифильтровой зоны кольматантов. Характерно, что в реальных условиях смыть глинистую или полимерную пленку с поверхности частиц песка невозможно из-за сильного адгезионного воздействия и недостаточно высоких скоростей фильтрации. В этой связи целесообразно удалять из прифильтровой зоны кольматант вместе с частицами песка, на которых он сконцентрирован.

По мнению различных специалистов в процессе формирования естественного фильтра с целью создания высокопроницаемой прифильтровой зоны следует вынести 40—70 %, а по рекомендациям Н.А. Плотникова до 90 % частиц мелких фракций и кольматанта. Вынос частиц песка с кольматантом возможен только при обеспечении их прохождения через обсыпку в начальный период откачки. В случае механического задержания частиц по контуру гравийной обсыпки процесс освоения затруднителен. С этим обстоятельством связано развитие в нашей стране разных подходов к механизму задержания частиц песка, основанном на выносе кольматантов и мелких фракций песка из околоскважинной зоны в период освоения и на предупреждении пескования в процессе эксплуатации. Как правило, освоение скважины ведут при откачке с дебитом, превышающим проектный.

Эффективное освоение скважины возможно при подборе гравийной обсыпки таким образом, чтобы вокруг пор формировались арочные структуры, которые сохраняют свою устойчивость при заданной производительности и разрушаются при интенсификации откачки. Отличительная особенность механизма подбора обсыпки с учетом формирования арочных структур заключается в том, что размер пор обсыпки во много раз превышает характерный диаметр песчаных частиц.

Интересны рекомендации И.Ф. Володько относительно под-

бора гравийной обсыпки с учетом арочного эффекта. Установлено, что при формировании арочных структур вокруг пор гравийной обсыпки отношение размеров гравия и песка существенного значения не имеет и может колебаться от 40 до 120. Рекомендуется удалить из обсыпки частицы менее 1–2 и более 15–18 мм и осуществлять строительную откачку с дебитом, превышающим эксплуатационный. Занос скважины песком, происходящий при строительной откачке, легко ликвидируется желонированием. Рекомендации И.Ф. Володько основаны на предположении, что по мере разработки каверны при откачке на ее периферии наблюдаются скорости, уже не вызывающие выноса песка. Гравий в этом случае служит только для защиты стенок каверны от обвала, но не для предотвращения вымыва песка. Отмечается, что по данным С.В. Избаш, в антифильтрах плотин при соотношении зерен гравийной обсыпки и песка в 30 и более гравий хорошо экранировал песок.

Для выполнения рекомендаций И.Ф. Володько необходимо в процессе строительной откачки обеспечивать все большее проникновение частиц гравия в пласт, что на наш взгляд затрудняется, особенно при песковании и требует использования специальной и сложной технологии, например намыва фильтра при полном поглощении жидкости-носителя с одновременным гидро-разрывом пласта. Поддержание стенок каверны крупным гравием не предотвращает поступления в фильтр песка под действием сил тяжести и горного давления.

При проникновении частиц песка внутрь обсыпки арочные структуры образуются не только по контуру воронки, но и внутри фильтра, что, с одной стороны, способствует снижению его проницаемости, а с другой – не предотвращает суффозию при откачке, так как арочные структуры быстро разрушаются при высоких скоростях потока и пульсациях давления. С другой стороны, несмотря на сложность предотвращения пескования, подбор обсыпки с учетом формирования арочных структур обеспечивает высокое качество декольматации прифильтровой зоны и не накладывает ограничений к выбору техники и технологии восстановления проницаемости пласта вблизи скважины после вскрытия.

В целях повышения суффозионной устойчивости фильтров, подобранных на основе арочного эффекта, имеется ряд более строгих рекомендаций, касающихся снижения рекомендуемых коэффициентов межслойности до 15–20. Однако характер работы фильтра при этом существенно не меняется.

К. Арэнс предлагает выбирать размер обсыпки для неоднородных коллекторов согласно условиям

$$58d \geq D \geq 12d;$$

$$40d_{85} \geq D_{85} \geq 12d_{85};$$

$$D_{\max} < 12 \text{ мм},$$

где D_{85} , d_{85} — диаметр соответственно частиц гравия и песка при 85%-ном ситовом отсеве, $D_{\max}$ — наибольший диаметр частиц гравия.

Рекомендации по подбору обсыпки при высоких коэффициентах межслойности за рубежом относятся к 40—50-м гг. и сейчас не применяются на практике из-за повышенной вероятности пескования.

Добиться устойчивого предотвращения пескования при коэффициентах межслойности более 15 можно только в случае экранирования продуктивного пласта, сложенного неоднородными по фракционному составу песками с высоким процентом крупных частиц, после длительной строительной откачки. Предотвращение суффозии обеспечивается после формирования естественного фильтра, размер частиц которого постепенно уменьшается от каркаса в направлении песка продуктивного пласта.

Процесс формирования естественного фильтра можно обеспечить даже в однородных песках и интенсифицировать в неоднородных путем соответствующего подбора гравийной обсыпки. Характерно, что в период формирования естественного фильтра скважина может быть хорошо освоена за счет выноса мелких фракций и кольматанта, а после сформирования структуры обсыпки при уменьшении размера частиц от каркаса в направлении стенок скважины исключается возможность пескования.

Теоретическое обоснование процесса формирования естественного фильтра дано И.Ф. Володько. При откачке с удалением от скважины скорости фильтрации убывают пропорционально квадрату расстояния от оси и соответственно уменьшается размер частиц, выносящихся из прифильтровой зоны. Н.А. Карамбиров опытным путем при экранировании песка гравийной обсыпкой установил критические скорости фильтрации, приводящие к выносу частиц определенной фракции. Результаты опытов приведены ниже.

Фракция, мм.....	0,1–0,25	0,25–0,5	0,50–1	1–2
Предельная скорость фильтрации, м/с.....	0,0006–0,0007	0,0014–0,0016	0,0023–0,0025	0,006–0,007

Зависимость диаметра частицы песка от скорости фильтрации, при которой начинается суффозия, с достаточной для практических расчетов точностью аппроксимируется линейной функцией. Решая совместно линейную зависимость, полученную на

основании данных, приведенных выше, и уравнения снижения скорости фильтрации с удалением от скважины, получим закон распределения диаметров частиц песка, не подверженных суффозии, как функцию расстояния от скважины

$$d = \frac{212,314Q}{mr}; \quad (8.4)$$

где d — диаметр частиц песка, не подверженных суффозии; Q — дебит скважины; m — мощность пласта; r — расстояние от скважины.

С.В. Комиссаров теоретическим путем определил оптимальное распределение фракционного состава песка в околоскважинной зоне после формирования естественного фильтра. Оптимальные условия притока воды к скважине будут в том случае, если в пределах прифильтровой зоны депрессионная кривая будет представлять собой прямую линию. Такое положение депрессионной поверхности возможно в том случае, если коэффициент фильтрации пород постепенно увеличивается от периферии к оси симметрии скважины.

Выведем уравнения для вычисления оптимальной проницаемости песка с удалением от скважины, исходя из закона Дарси. Для этого воспользуемся уравнениями Дюпюи для напорного горизонта

$$Q = k_{\phi} 2\pi r m \frac{dh}{dr}; \quad (8.5)$$

для безнапорного горизонта

$$Q = k_{\phi} 2\pi r h \frac{dh}{dr}; \quad (8.6)$$

где k_{ϕ} — коэффициент фильтрации; h — потери напора при фильтрации.

Примем, что в прифильтровой зоне оптимального строения $dh/dr = J = \text{const}$, а коэффициент фильтрации k_{ϕ} изменяется с изменением расстояния от скважины r . Подставляя постоянные значения градиента потерь напора J в уравнения (8.5) и (8.6) и решая их относительно коэффициента фильтрации k_{ϕ} , получаем

для напорного горизонта

$$k_{\phi} = \frac{Q}{2\pi m r J}; \quad (8.7)$$

для безнапорного горизонта

$$k_{\phi} = \frac{Q}{2\pi m r^2 / J^2}. \quad (8.8)$$

В табл. 8.5 представлено оптимальное уменьшение относительного коэффициента фильтрации песка в околоскважинной зоне по мере удаления от фильтра по С.В. Комиссарову. На контакте с фильтром коэффициент фильтрации породы принимается равным единице. По мере удаления от фильтра k_{ϕ} снижался.

Используя данные табл. 8.3 и 8.5, можно от оптимальных значений коэффициента фильтрации перейти к рекомендуемому фракционному составу пород в околоскважинной зоне.

Опытным путем С.В. Комиссаровым было установлено, что после формирования естественного фильтра коэффициент фильтрации пород в околоскважинной зоне изменяется в пропорциях, соответствующих установленным теоретическим зависимостям (8.7) и (8.8). Эксперименты проводились на фильтрационном лотке, оборудованном пьезометрами. Результаты экспериментов приведены в табл. 8.6. В опытах с 6-тью первыми смесями режим фильтрации поддерживался постоянным, а в остальных — пульсирующим. Все смеси, за исключением последней, испытывались с прямоугольными отверстиями фильтра размером 6×20 мм, а последняя — с круглым отверстием диаметром 5 мм.

Вынос мелких фракций из гравийной обсыпки при пульсирующем режиме фильтрации происходит более интенсивно, чем при постоянной фильтрации. В обсыпке, состоящей на 50 % из фракции 0,5–1 мм и на 50 % из фракции 5–7 мм, вынос фракции 0,5–1 мм при постоянной фильтрации составил 400 дм³ на 1 м² фильтра, а при пульсирующей — 900 дм³ на 1 м² фильтра. При пульсирующей откачке почти вся мелкая фракция была вынесена из состава засыпки и в лотке осталась только фракция 5—

Таблица 8.5

Диаметр фильтра, мм	Гидравлическое состояние во- доносного го- ризонта	Относительный коэффициент фильтрации пород на расстоянии от фильтра, м				
		0,05	0,1	0,2	0,3	0,5
100	Напорный	0,50	0,33	0,200	0,140	0,090
	Безнапорный	0,25	0,11	0,040	0,020	0,010
150	Напорный	0,60	0,42	0,270	0,200	0,180
	Безнапорный	0,36	0,18	0,076	0,040	0,017
200	Напорный	0,66	0,50	0,400	0,280	0,180
	Безнапорный	0,44	0,25	0,070	0,060	0,030
250	Напорный	0,71	0,55	0,380	0,300	0,200
	Безнапорный	0,50	0,31	0,150	0,087	0,040

Таблица 8.6

**Вынос мелких фракций из гравийной обсыпки при формировании
естественного фильтра**

Содержание фракций (в %) при размере, мм				Скважинность фильтра, %	Расход воды, м ³ /ч		Вынос мелких фракций, дм ³	
0,5–1	1–3	3–5	5–7		общий	на 1 м ² фильтра	общий	на 1 м ² фильт- ра
50	–	–	50	20	0,50	50	4	400
50	25	–	25	20	1,00	100	0,5	50
70	–	–	30	20	1,45	145	4,0	400
70	–	15	15	20	1,00	100	0,3	30
70	10	10	10	20	1,00	100	0,3	30
80	–	10	10	20	0,50	50	0,2	20
90	–	5	5	20	0,36	36	1,5	150
50	–	–	50	20	0,72	72	9,0	900
85	5	5	5	20	0,45	45	1,0	100
85	5	5	5	25	0,30	30	2,0	200
85	5	5	5	15	0,30	30	1,5	150
85	5	5	5	10	0,20	20	2,0	200
90	–	5	5	15	0,20	20	1,5	150

7 мм с небольшим количеством частиц 0,5–1 мм в периферийной части.

При постоянной фильтрации полный вынос мелкой фракции наблюдался только на расстоянии 10–12 см от фильтра. Формирование естественного фильтра происходит успешно при отсутствии в составе смеси средних фракций 1–3 и 3–5 мм. Добавление этих фракций от 10 до 50 % резко уменьшает вынос мелкой фракции и поэтому коэффициент фильтрации породы непосредственно у фильтра превышает коэффициент фильтрации смеси на периферийных участках всего в 2 раза. Следовательно, естественный фильтр образуется только в песках с неоднородным фракционным составом при незначительном (менее 10 %) содержании средних фракций.

Процесс миграции песка через обсыпку, формирование естественного фильтра за рубежом в последние годы исследовался Р. Сеусье. Ученый оценил влияние на суффозионные явления размера частиц песка и гравия, скорости и ускорения фильтрационного потока, а также газожидкостного фактора. В опытах Р. Сеусье использовал хорошо отсортированный и промытый гравий из речной долины. Коллектор имитировался песками миоцена, различные фракции которого смешивались в пропорциях, аналогичных характеру ситового анализа для наиболее типичных эксплуатационных горизонтов.

Специальные емкости в моделях заполнялись песком и гравием, который перед началом опытов механически уплотнялся до

значений минимальной пористости. В процессе течения жидкости через модель скорость потока изменялась от 0,16 до 0,26 м/с. Через 5—10 мин образцы гравийного материала взвешивались и при сравнении с начальной массой образца устанавливалось количество песка, поступившего в гравийный фильтр. При изменении скорости потока в сторону увеличения или снижения количество песка, поступившего в гравийный материал, резко увеличивалось. Если скорость потока после изменения в течение некоторого времени оставалась постоянной, то объем песка, поступающего в гравийный фильтр, постепенно снижался.

Поднятием и опусканием специального груза в нагнетательной магистрали возбуждался волновой процесс, что вызывало значительное увеличение песка, поступающего в фильтр. Амплитуда гидродинамического давления в опытах достигала 0,48 МПа. При коэффициенте межслойности 6,7 наблюдалось десятикратное увеличение объема песка, а при 9,4 — стократное. Наличие газа в потоке увеличивает количество вынесенного песка в 10 и 2000 раз соответственно для коэффициентов межслойности 6,7 и 9,4.

Итак, было установлено, что интенсификации процесса формирования естественного фильтра можно добиться путем создания волнового процесса откачки и периодической подачей воздуха в скважину.

Характер изменения коэффициента фильтрации с удалением от скважины для различных смесей после формирования естественного фильтра показан в табл. 8.7

Графики изменения потерь напора и коэффициентов фильтрации слоев естественного фильтра с удалением от оси скважины для двух режимов откачки показаны на рис. 8.5.

Эффективность процесса формирования естественного фильтра обусловлена режимом откачки и скоростью фильтрации.

Таблица 8.7

Состав гравийной смеси (в %) при содержании фракций, мм				Коэффициент фильтрации (в м/сут) на расстоянии от скважины, см				
0,5–1	1–3	3–5	5–7	0–10	10–20	20–30	30–40	40–50
50	—	—	50	1200	850	180	—	100
70	—	—	30	1000	410	160	116	—
50	—	25	25	225	225	129	—	127
50	25	—	25	480	380	220	212	214
70	—	15	15	230	155	120	120	—
70	10	10	10	260	235	222	—	216
80	—	10	10	192	169	90	—	71
90	—	5	5	245	—	—	75	70
85	5	5	5	440	293	242	220	180

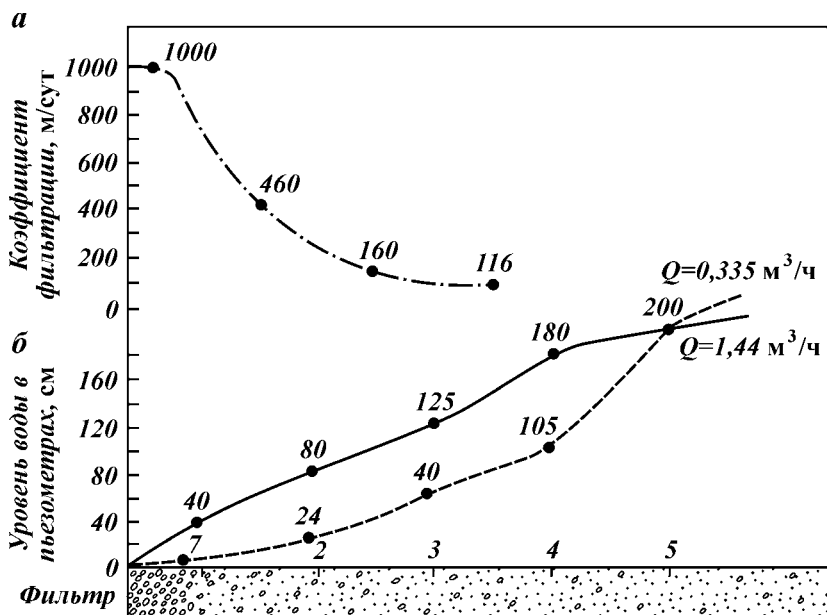


Рис. 8.5. Изменение потерь напора (б) и коэффициентов фильтрации (а) слоев естественного фильтра с удалением от оси скважины на 60 см:
1 – 5 – номера пьезометров

Гравийная обсыпка в этом случае должна подбираться на основе планируемых режимов эксплуатации. Д. Шверцем предложено выбирать размер обсыпки в соответствии со скоростью фильтрации по условию

$$\frac{d_{40}}{d_{90}} < 5; \quad v_{\phi} < 0,015 \text{ м/с}; \quad D_{10} = 6d_{10};$$

$$\frac{d_{40}}{d_{90}} > 5; \quad v_{\phi} > 0,015 \text{ м/с}; \quad D_{40} = 6d_{40};$$

$$\frac{d_{40}}{d_{90}} > 10; \quad v_{\phi} > 0,03 \text{ м/с}; \quad D_{70} = 6d_{70},$$

где d_{40} , d_{90} – диаметр частиц песка, соответствующий 40, 90%-ному ситовому отсеvu; v_{ϕ} – скорость фильтрации; D_{10} , D_{40} , D_{70} – диаметр частиц гравия, соответствующий 10, 40, 70%-ному ситовому отсеvu.

Таблица 8.8

Характеристика продуктивного пласта				Характеристика гравийной обсыпки				
Тип	Диаметр частиц, мм	Коэффициент неоднородности	Средний диаметр частиц, мм	Материал обсыпки	Диаметр частиц, мм	Коэффициент неоднородности	Средний диаметр частиц, мм	Коэффициент межслойности
Несуффозионный	0,05–0,5	3,7	0,09	Песок мелкозернистый	0,27–1,35 1,08–5,5	1,9–8,6	0,66 2,6	7–29
«	0,05–1,0	3,0	0,2	То же	0,5–5,0 1,0–10,0	1,5–8,3	1,7 4,0	8–20
«	0,01–0,25	3,0	0,08	Песок тонкозернистый	0,25–3,0 0,5–5,0	2,0–8,6	1,2 2,6	15–31
«	0,05–0,5	3,3	0,2	Песок мелкозернистый	0,25–5,0 0,5–10,0	2,0–11,5	1,5 3,0	7–16
Суффозионный (первый тип)	0,05–40	23	4,5	Гравий Галька	3–110 20–110	1,9–24,3	7,0 70,0	1,5–14,0
Суффозионный (второй тип)	0,005–40	220	2,0	Гравий Песок	0,5–4,0 1,0–10,0	1,7–6,5	2,0–3,5	1,0–1,8

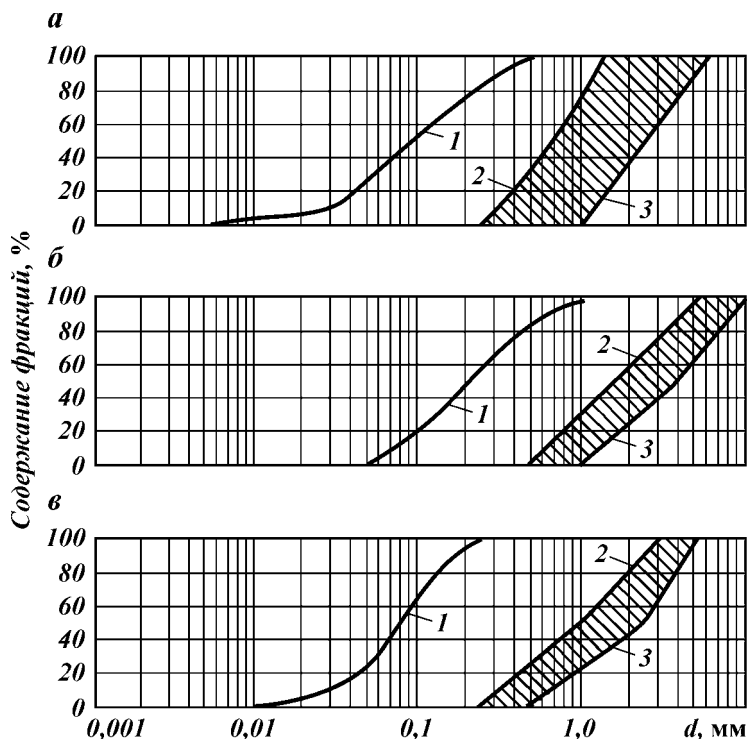


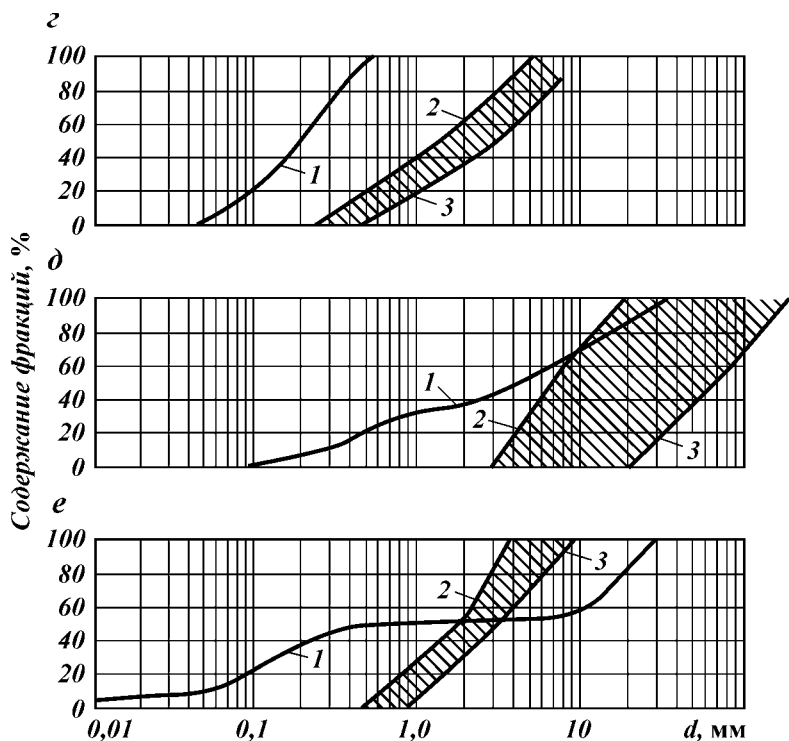
Рис. 8.6. Кривые гранулометрического состава пластового песка и рекомендуемых обсыпок:

а-е – типовые составы песков продуктивного пласта; *1* – кривая гранулометрического состава песка; *2, 3* – кривые минимального и максимального гранулометрического составов обсыпки

Последняя рекомендация для неоднородных песков и высоких скоростей фильтрации для центральных районов нашей страны полно обоснована А.Б. Бухваловым.

Наиболее фундаментальными в области подбора обсыпки с учетом гидродинамических факторов считаются работы В.И. Фоменко, в которых наряду со скоростью фильтрации и режимом откачки учитываются факторы физико-механического состояния песка продуктивного пласта.

В.И. Фоменко разделил породы продуктивного пласта на несифузионные, сифузионные первого и второго типа. Несифузионные породы воспринимают действие фильтрационного потока как единая статическая жесткая система и изменяют свою структуру при выносе отдельных частиц, не изменяя жесткости



скелета. В результате выноса мелких частиц в прифилтровой зоне образуется область с улучшенной проницаемостью, связанная с формированием естественного фильтра. В случае суффозионных пород вынос частиц из пласта вызывает его проседание и изменение прочности структуры скелета, причем для первого типа такое проседание незначительно и составляет 1–3 %, а для второго типа может привести к нарушению устойчивости прифилтровой зоны. Характеристики гравийной обсыпки и пород продуктивного пласта представлены в табл. 8.8 и на рис. 8.6.

В зарубежной практике разработан механизм подбора гравийной обсыпки для песков, неоднородных по фракционному составу в вертикальном разрезе. Суть этого механизма сводится к необходимости выбора гравия с учетом рекомендуемого коэффициента межслойности $k = 6$ для интервала пласта, сложенного наиболее мелкими породами. Очевидно, что для других интервалов, как правило, наиболее обильных в отношении пластового флюида, фильтр становится переуплотненным и работает неэффективно.

Н. Стейн рекомендует для неоднородных по суффозионным свойствам пластов при выборе обсыпки учитывать силы цементации между отдельными зернами. На практике пока такая информация отсутствует и рекомендовать ее к широкому внедрению рано.

Следует отметить, что с увеличением коэффициента межслойности повышается вероятность пескования скважины. Поэтому в случаях, связанных с эксплуатацией пылеватых и тонкозернистых песков плавунного типа при высоких дебитах, когда избежать пескования сложно, не рекомендуется подбирать обсыпку с учетом формирования естественного фильтра и устойчивых арочных структур. Интересны данные компании «Шелл Оил» по относительной зависимости вероятности пескования от коэффициента межслойности, приведенные ниже.

Коэффициент межслойности k	0–6	6–7	7–10	10–14,3	14,3–16	>16
Вероятность пескования	0,02	0,04	0,12	0,5	0,67	

Динамика изменения вероятности пескования с увеличением коэффициента межслойности подтверждается исследованиями и практическими результатами, в частности анализом около 200 эксплуатационных скважин в Китае [7].

Толщина гравийного фильтра

От толщины гравийного фильтра зависит суффозионная устойчивость и удельная производительность скважины. Влияние толщины гравийного фильтра на вынос песка необходимо рассматривать в непосредственной связи с коэффициентом межслойности. При правильно подобранном коэффициенте межслойности толщина обсыпки, предотвращающей вынос песка, может быть незначительной. Если в качестве обсыпки использовать неоднородную смесь или смесь с большим коэффициентом межслойности, то ее толщина, задерживающая песок, существенно увеличивается.

С.В. Комиссаров исследовал зависимость объема вынесенного песка от толщины обсыпки для различных коэффициентов межслойности. Опыты проводились следующим образом. В металлический цилиндр диаметром 5 см и высотой 12 см загружался слой гравия и поверх него насыпался мелкозернистый песок с частицами 0,25–0,1 или 0,1–0,05 мм, либо песок естественного сложения следующего гранулометрического состава: 0,25 мм – 0,08 %; 0,25–0,05 мм – 24,4 %; 0,05–0,01 мм – 60 %; 0,01 мм – 15,6 %. Вода фильтровалась через песчаный слой при давлении 0,3–0,35 МПа. Количество песчаных частиц, проникающих через гравий при фильтрации, определялось взвешиванием (табл. 8.9).

Таблица 8.9

**Вынос (в кг) мелких песчаных частиц через слои гравия
разной толщины на 1 м² фильтра**

Фракция песка, мм	Диаметр частиц гравия, мм								
	0,5–1,0			1–2			2–3		
	при толщине обсыпки, мм								
	15	30	50	15	30	50	15	30	50
0,25–0,1	0,01	Следы	Следы	0,22	0,15	0,01	2,0	1,5	1,5
0,1–0,05	0,02	0,015	0,013	1,0	0,4	0,29	3,7	2,8	2,3
Песок естест- венного состава	0,15	0,14	0,04	0,32	0,2	0,15	2,7	2,3	1,7

Опыты показали, что гравий размером 0,5–1 мм полностью удерживает частицы 0,1–0,25 мм при толщине слоя засыпки 3–5 мм. С увеличением коэффициента межслойности вынос песка увеличивается, однако он может стабилизироваться за счет увеличения толщины фильтра. При коэффициентах межслойности 2–10 фильтр толщиной 15 мм пропускал примерно столько же песка, как и фильтр с коэффициентом межслойности 5–20 толщиной 50 мм. Частицы диаметром 2–3 мм почти не удерживали мелкого песка, в том числе и частиц 0,25 мм при исследуемой толщине обсыпки, ограниченной 50 мм.

Р. Сеусье исследовал на модели влияние толщины гравийного фильтра на объем вынесенного песка. В процессе эксперимента толщина гравийной обсыпки изменялась от 25 до 80 мм. При разном размере частиц гравия не более шестикратного диаметра частиц песка увеличение толщины гравийного фильтра не влияло на объем вынесенного песка. Если размер гравия превышал шестикратный размер песчаных частиц, то при увеличении толщины гравийного фильтра количество вынесенного песка снижалось.

Эти выводы подтверждаются опытами С.В. Комиссарова. Р. Эллис отмечает, что теоретически при правильном подборе размеров гравийной обсыпки предупреждение выноса песка из коллектора в скважину обеспечивает фильтр толщиной, соответствующей трем диаметрам гравийных частиц. Т. Ландресс рекомендует принимать минимальную толщину гравийной обсыпки, равную пяти диаметрам частиц гравия. Китайский инженер Ю. Чанг проводил эксперименты по определению минимально допустимой толщины гравийной обсыпки при различных режимах эксплуатации. Полученные данные свидетельствуют о том, что толщина гравийного фильтра в 3–5 диаметров частиц не обеспечивает задержание частиц песка при высоких скоростях фильтрации. При сооружении гравийных фильтров в высокоде-

битных водозаборных скважинах минимально допустимая толщина обсыпки должна быть 10 мм.

Действующими нормативными документами регламентируется механизм подбора гравия в соответствии с коэффициентом межслойности 8–12, что не обеспечивает предотвращение пескования при малой толщине обсыпки. С.К. Абрамов рекомендует минимально допустимую толщину обсыпки для указанных коэффициентов межслойности 50 мм. И.Ф. Володько считает, что фильтр толщиной 30–35 мм устойчив к проникновению песка, но с учетом несоосности установки фильтровой колонны в скважине рекомендуемая толщина обсыпки составляет 45–50 мм. К аналогичному выводу пришел и В.М. Гаврилко.

Указанные рекомендации справедливы для однородных по мощности в отношении фракционного состава продуктивных пластов. В случае сложения пласта из чередующихся пропластков более и менее крупных частиц на некоторых интервалах фильтра коэффициент межслойности может значительно превышать рекомендуемые СНиП 8–12 и толщины обсыпки 30–50 мм недостаточно для предотвращения пескования. М.Г. Оноприенко отмечает, что надежнее принимать толщину гравийной обсыпки 150–200 мм. Однако, в некоторых случаях создание фильтров такой мощности экономически нецелесообразно, а иногда и не позволяет избежать пескования.

Автором разработана методика дифференцированного подхода к выбору толщины обсыпки исходя из неоднородности пластового песка и коэффициентов межслойности (рис. 8.7). При коэффициентах межслойности менее 6–7 минимальная толщина обсыпки должна составлять 10 мм.

С увеличением межслойного коэффициента до 10–12 толщина обсыпки должна быть не менее 50–60 мм, а до 16–18 — 250–320 мм. При коэффициентах межслойности более 18 скважина, как правило, не застрахована от пескования при любой

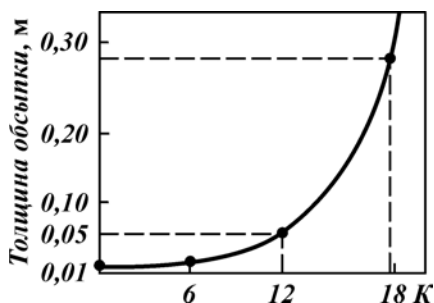


Рис. 8.7. Зависимость рекомендуемой толщины гравийной обсыпки от коэффициента межслойности

толщине фильтра и интервалы, сложенные наиболее тонкими частицами, в этом случае рекомендуется перекрывать глухой трубой. Рациональная конструкция скважины в интервале фильтра выбирается так. Определяют фракционный состав наиболее обильных по данным геофизических исследований и экспресс-опробования продуктивных интервалов. Средний диаметр частиц этих интервалов умножают на рекомендуемый коэффициент межслойности, равный 6, и получают необходимый средний диаметр гравийной смеси.

Исходя из необходимости предотвращения пескования в таких интервалах достаточная толщина обсыпки составляет 10 мм, а с учетом несоосности установки колонны — 15–20 мм. Диаметр вскрытия пласта должен на 30–40 мм превышать наружный диаметр фильтра-каркаса. При уменьшении среднего диаметра частиц с удалением от периферийных зон наиболее обильного интервала коэффициент межслойности растет и увеличивается рациональный диаметр скважины в интервале продуктивного пласта. При уменьшении среднего диаметра частиц (по сравнению с наиболее обильным интервалом) в два раза, что соответствует коэффициенту межслойности 12, рациональный диаметр скважины должен на 100–120 мм превышать диаметр фильтра-каркаса. В интервалах, сложенных частицами размером в 3 раза меньшим, чем размер частиц наиболее обильных интервалов, диаметр скважины должен превышать диаметр фильтра на 500–640 мм. Рекомендуемые диаметры скважины в интервале продуктивного пласта, исходя из неоднородности фракционного состава пород, интерпретированы заштрихованной на рис. 8.8 областью в координатах относительного диаметра частиц продуктивного интервала (отношение среднего диаметра фракции интервала $\bar{d}_i$ к среднему диаметру фракции наиболее обильных интервалов $\bar{d}_{\max}$) и диаметра пилот-скважины D_0 в интервале наиболее обильных пропластков.

При средней фракции частиц пропластка менее 0,33 от диаметра частиц наиболее обильного интервала его целесообразно перекрыть глухой трубой или затампонировать с целью предотвращения пескования.

Г.П. Квашнин установил, что правильнее говорить не о толщине фильтра, а о его диаметре. Суффозии происходить не будет, если диаметр фильтра превышает диаметр зоны устойчивого равновесия. Диаметр зоны равновесия находят из уравнения равновесия частиц на стенке скважины и определяют по формуле

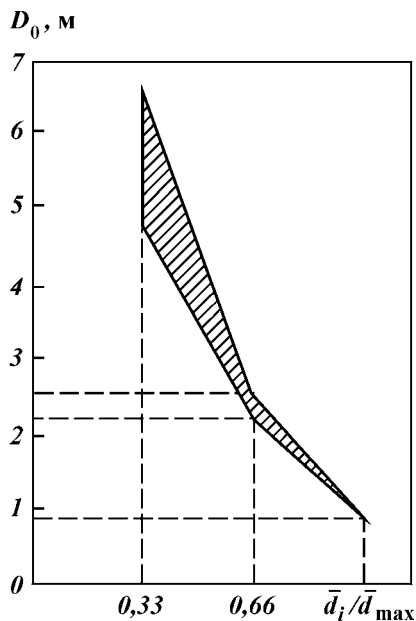


Рис. 8.8. Рекомендуемые диаметры скважины в интервале продуктивного пласта в масштабе диаметра пилот-ствола в зависимости от отношения $\bar{d}_i/\bar{d}_{\max}$

$$D_p = \frac{Q \left(1 + 2,32 \frac{d_i^2}{d_n^2} \right)}{\pi m n f v_{d_i}}, \quad (8.9)$$

где Q — расход; d_i — диаметр вымываемых частиц; d_n — гидравлический эквивалент пор скелета породы пласта; m — мощность пласта; n — активная пористость грунта; f — коэффициент трения песка; v_{d_i} — гидравлическая крупность вымываемых частиц.

Предлагается при выборе диаметра фильтра учитывать степень кольматации продуктивного пласта. Чем выше кольматация пласта, тем больше должен быть диаметр скважины. Диаметр зоны кольматации определяют по объему поглощенного при вскрытии глинистого раствора и площади фильтрации. Косвенно влияние кольматации в формуле (8.9) можно учитывать через переменную активную пористость пород прифильтровой зоны.

В неоднородных пластах меняется гидравлический эквивалент пор скелета пород грунта d_n и диаметр вымываемых частиц d_i . Расход Q по мощности изменяется от максимума в наиболее обильных интервалах до нуля в сцементированных пропластках и нижних интервалах фильтра. Зону равновесия для весьма однородных в гранулометрическом отношении пород пласта ограниченной мощности можно определять по формуле (8.9).

Для неоднородных пород рекомендуется определять диаметр зоны равновесия, а следовательно и диаметр гравийного фильтра по формуле

$$D_p \geq \frac{Q k_n k_e}{\pi m n v_p}, \quad (8.10)$$

где k_n — коэффициент, учитывающий неравномерность притока по длине фильтра; k_e — коэффициент, учитывающий силы сцепления между частицами в условиях горного давления; v_p — скорость, приводящая к суффозии.

В формуле (8.10) по сравнению с выражением (8.9) гидравлическая крупность частиц заменена на критическую скорость, приводящую к суффозии, которую определяют по формуле С.В. Избаш и Л.И. Козловой. Дело в том, что гидравлическая крупность характеризует скорость, необходимую для страгивания свободной частицы в потоке. В реальных условиях частица в грунте находится в стесненном состоянии.

Автором установлено, что основной фактор, обуславливающий суффозию — турбулизация потока в прифильтровой зоне. Автором предложено техническое решение, заключающееся в необходимости создания фильтра диаметром, превышающим диаметр зоны турбулизации потока при заданных режимах эксплуатации.

Эффективность гравийных фильтров определяется не только задержанием песчаных частиц. При увеличении диаметра скважины и толщины фильтра каверна, ранее заполненная малопроницаемым песком, засыпается высокопроницаемым гравием. Следовательно, фильтрационная поверхность скважины увеличивается, что и влияет на результирующий дебит скважины. Все исследователи рекомендуют для повышения производительности скважины увеличивать ее диаметр. Различия в рекомендациях касаются только диаметра фильтра, превышать который не целесообразно.

С.В. Комиссаров на основе анализа уравнения Щелкачева выявил теоретическую зависимость дебита скважины от толщины слоя гравия для различных коэффициентов фильтрации гравия (табл. 8.10). В расчетах принимается радиус влияния скважины 1000 м, мощность пласта 10 м, коэффициент фильтрации песка 5 м/сут, понижение 10 м.

Влияние толщины гравийного фильтра на его дебит несущественное (см. табл. 8.10). Увеличение толщины фильтра в 50 раз повышает дебит от 20 до 55 %. Проницаемость обсыпки также не приводит к существенному изменению производительности. Увеличение коэффициента фильтрации обсыпки в 10 раз приводит к росту дебита от 5 до 10 %.

Таблица 8.10

Коэффициент фильтрации гравия, м/сут	Дебит скважины (в м ³ /ч) при толщине слоя гравия, м							
	0,1	0,2	0,3	0,5	1	2	3	5
10	358	362	370	372	392	410	420	435
20	362	380	388	391	425	455	475	505
30	366	382	392	400	435	470	495	530
50	368	384	396	410	440	485	510	550
100	370	388	400	412	455	500	530	580
Без засыпки	370	390	403	415	460	510	540	600

А.Ж. Муфтахов и В.И. Фоменко теоретическим путем установили, что с целью повышения дебита скважины нет смысла увеличивать толщину обсыпки более 20–50 см.

И.Ф. Володько построил график зависимости дебита скважины Q от ее диаметра D'_0 , базирующийся на уравнении Дюпюи, при ламинарном режиме фильтрации (рис. 8.9). При ламинарной фильтрации нет смысла увеличивать диаметр скважины более 0,2–0,3 м, так как существенного прироста в дебите это не обеспечивает. Для фильтра диаметром 300 мм при понижении, равном половине столба воды в скважине, эксплуатационный дебит составит около 80 % теоретически возможного при понижении до отстойника, т.е. увеличение понижения в 2 раза позволяет повысить дебит всего на 15–20 %.

На практике зависимость производительности от толщины гравийной обсыпки и диаметра фильтра более ярко выражена. Ю. Чанг провел сопоставление дебитов четырех скважин на воду одинаковой конструкции и пробуренных в идентич-

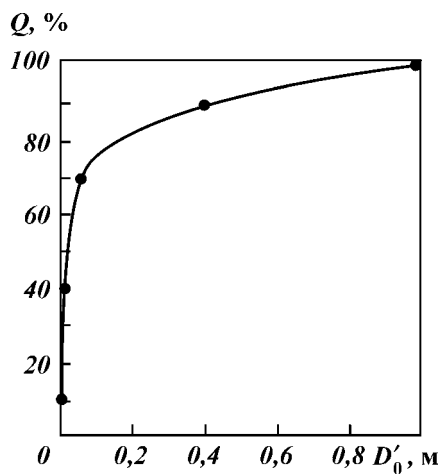


Рис. 8.9. Зависимость дебита скважины от диаметра при ламинарной фильтрации

ных условиях, но имеющих различную толщину гравийного фильтра (135, 250, 450 и 500 мм). Удельный дебит скважины, имеющей толщину гравийного фильтра 135 мм, составлял 12,5, а остальных 25 м³/ч. На основании этого был сделан вывод, что при сооружении высокодебитных скважин минимально допустимая толщина гравийного фильтра должна составлять 250 мм. Очевидно, что этот вывод был сделан применительно к конкретным горно-геологическим условиям сооружения скважины.

При малой толщине обсыпки (до 250 мм) зависимость производительности скважины от ее диаметра близка к линейной, что противоречит результатам теоретических исследований, приведенных выше. И.Ф. Володько проанализировал работу многих скважин и выявил зависимость между производительностью и ее диаметром. Рост удельного дебита с увеличением диаметра менее интенсивный, чем при линейной зависимости (табл. 8.11).

Несоответствие теоретических выводов практическим результатам относительно зависимости удельной производительности скважины от диаметра фильтра объясняется тем, что при анализе характера фильтрации в околоскважинной зоне предполагают, что на всем интервале мощности пласта поддерживается ламинарный режим притока и справедлив закон Дарси. В реальных условиях в околоскважинной зоне возникает турбулизация потока, приводящая к значительным дополнительным потерям напора, которые могут многократно превышать рассчитанные по формулам, базирующимся на законе Дарси. Например, при обо-

Таблица 8.11

Зависимость удельного дебита скважин от диаметра фильтра

Тип пород	Диаметр фильтра, мм	Площадь по- верхности фильтра, м ²	Скорость входа воды в фильтр, см/с	Дебит, л/с
Палеогеновые пески Харьковского яруса	50	0,48–0,7	0,285–0,295	1,42–2,0
	100	1,26–1,58	0,27–0,29	3,4–4,6
	140–150	1,22–1,23	0,492–0,58	6,0–7,38
	200	1,85–3,98	0,154–0,26	4,9–6,15
	250	3,58	0,227	8,15
Пески Девонского воз- раста	89	1,2	0,135	1,62
	100	1,58	0,154	2,46
	200	0,62–1,42	0,345–0,55	3,4–4,9
Пески ледникового происхождения	75	0,97	0,056	0,54
	100	1,62	1,182	2,95
	125	1,85	0,162	2,95
	150	2,35	0,18	4,28
	200	6,74	0,087	7,7
	266	3,95	0,29	11,51
	300	18,0	0,017	8,37

рудовании водозаборных скважин Ялutorовского водозабора Тюменской области при участии автора в скважинах при заданном дебите наблюдалось понижение 25 м вместо 7 м, рассчитанных по формулам с учетом ламинарной фильтрации.

При турбулентном режиме на всем интервале фильтрации зависимость удельной производительности обратно пропорциональна диаметру фильтра. Если наблюдается ламинарная фильтрация на всем интервале водопритока, то связь между удельным дебитом и диаметром фильтра логарифмическая, т.е. незначительная. В практике мы не сталкиваемся с ламинарной или турбулентной фильтрацией в «чистом виде» на всем интервале притока. Обычно, на удаленных участках пласта наблюдается ламинарный режим фильтрации, а в околоскважинной зоне — турбулентный.

Автором установлено, что диаметр скважины с целью обеспечения максимальной производительности при минимуме затрат должен соответствовать диаметру зоны турбулизации потока при заданных режимах эксплуатации. Увеличивать диаметр более чем диаметр зоны турбулизации потока нет смысла, так как там наблюдается ламинарная фильтрация, при которой зависимость дебита от диаметра незначительная. В зоне турбулентной фильтрации увеличение диаметра особенно эффективно, так как оно приводит к интенсивному росту удельной производительности. Новый метод подтверждается многими практическими данными, в том числе и зарубежных авторов.

Так, в описанном выше примере водозаборных скважин в Китае становится очевидным, что при заданной производительности диаметр зоны турбулизации потока составил около 700 мм (удвоенная толщина обсыпки 2×250 мм плюс диаметр каркаса фильтра). Увеличение диаметра скважин до 700 мм сопровождается пропорциональным ростом дебита. Сооружение каверн диаметром более 700 мм практически не приводит к увеличению производительности.

С ухудшением качества вскрытия пласта и интенсификации кольматации диаметр скважины должен увеличиваться. Русбурмаш разработана методика определения рационального диаметра скважины исходя из принципа поддержания ламинарного режима фильтрации. Методика включает несколько этапов. На первом этапе определяют критическую скорость фильтрации в пласте естественной проницаемости, приводящую к турбулизации потока. Затем с учетом изменения естественной проницаемости при различных способах вскрытия пласта определяют действительную скорость фильтрации, приводящую к турбулизации потока в закольматированной зоне. Далее находят расстояние от скважи-

ны, на котором действительные скорости фильтрации уменьшаются до критических значений и получают рекомендуемый диаметр фильтра.

Следует отметить, что выбор диаметра фильтра, исходя из принципа поддержания ламинарного режима притока, позволяет значительно увеличить долговечность работы скважины снижением темпов колюматационных процессов.

При увеличении толщины обсыпки исходные требования к фракционному и минеральному составу гравия могут снижаться. Этот подход экономически невыгоден, так как затраты на бурение скважин большего диаметра многократно перекрывают затраты на просеивание и промывку гравия перед закачкой в скважину.

Качество гравия

В отечественных исследованиях не уделялось серьезного внимания качеству гравия, используемого для фильтра. Ведущие зарубежные фирмы считают, что качество гравия и прежде всего его окатанность и минеральный состав во многом обуславливают эффективность борьбы с пескованием. С. Шрайок исследовал зависимость величины потерь напора на контакте каркаса фильтра с обсыпкой от окатанности частиц. Опыты проводились на стенде, в котором фильтр имитировали трехметровой трубой с целевыми прорезами длиной 54 мм и шириной 6 мм. После засыпки гравия фракция 3—8 мм на высоту 1,5 м все щели фильтра оказались закупоренными. Циркуляция раствора через щели вызвала их закупорку крупной фракцией гравия. Мелкие фракции как бы цементировали поровое пространство между крупными частицами гравия, закупоривающими щели хвостовика. Давление в нагнетательной линии магистрали возрастало и вследствие ограниченной мощности насоса в модели прекращалась циркуляция. На основании полученных данных было установлено, что концентрация крупных фракций в материале обсыпки не должна превышать 1 %, а наличие в материале обсыпки мелких фракций существенно снижает продуктивность скважины.

Х. Смит провел сравнение эффективности гравийных фильтров, сложенных однородным и неоднородным по гранулометрическому составу гравием, на примере водозаборных скважин, пробуренных в штатах Арканзас и Канзас. Единственное преимущество разнозернистых обсыпок — исключение необходимости просеивания гравийного материала, привезенного с карьеров. Однако при использовании разнозернистых обсыпок

песок коллектора проникает внутрь скважины, закупоривает поры, чем значительно увеличивает сопротивление фильтра. Использование однородного гравия позволяет избежать расслоения и получить однородный по высоте фильтр. Путем сопоставления фактических данных по критерию себестоимости 1 м³ воды сделаны выводы о незначительности затрат на просеивание гравия по сравнению с прибылью, которая может быть получена за счет увеличения производительности скважины при установке в ней гравийного фильтра однородного гранулометрического состава.

Р. Сеусье исследовал влияние окатанности частиц гравия на результирующую производительности скважины, которая определялась по величине падения давления в фильтре. С увеличением окатанности частиц сопротивление слагаемого ими фильтра уменьшается. Результаты экспериментов представлены ниже.

Перепад давления различной формы

Расход, м ³ /ч.....	5	10	15
Перепад давления в обсыпках из частиц, МПа:			
плохо окатанный гравий.....	1,1	1,9	2,1
окатанный гравий.....	1,05	1,3	1,4
стеклянные шарики.....	1	1	1

Потери напора в фильтре, сложенном из стеклянных шариков, принимались равными единице. При увеличении угловатости частиц потери напора в фильтре возрастают с увеличением расхода, а при дебите 15 м³/ч могут достигать 110 %. Поэтому рекомендуется использовать для обсыпки окатанный гравий. Некоторые фирмы выпускают искусственный заменитель гравия для обсыпки окатанной формы.

Китайскими специалистами установлено, что сопротивление гравийных фильтров из скатанных частиц в среднем на 8 % ниже чем у фильтров, сложенных из угловатых частиц.

Гравийный материал должен состоять из нерастворимых, кремнистых частиц. Наличие в материале обсыпки карбонатных частиц объемом более 3 % затрудняет кислотную обработку после закачки гравия, которую широко используют в практике сооружения гравийных фильтров за рубежом. При кислотной обработке карбонатные частицы растворяются, образуя пустоты и открытые каналы в обсыпке, через которые в процессе эксплуатации происходит миграция частиц коллектора. Наличие некондиционных частиц снижает проницаемость гравийной обсыпки и их максимально допустимая концентрация не должна превышать 3 %.

Ведущими зарубежными фирмами принят стандарт на качество гравийного материала, согласно которому максимально до-

пустимая концентрация мелких и крупных примесей не должна превышать 2 %, гравия не кварцевого состава — не более 2 %; коэффициент формы частиц гравия — не менее 0,6.

Размер отверстий фильтра-каркаса

Ранние исследования по определению рациональных размеров отверстий фильтра базировались в основном на предположении, что при соотношении размеров зерен гравия к размеру отверстий фильтра 1:2 вокруг отверстий фильтра образуется устойчивая арочная структура. Результаты этих исследований послужили базой для действующих нормативных документов, согласно которым размер отверстий фильтра принимается в 1,4—4 раза большим среднего размера частиц гравия.

Ведущие зарубежные фирмы осуществляют выбор размера отверстий фильтра исходя из других принципов. С. Шрайок отмечает, что устойчивость арочных структур вокруг отверстий возможна только при соблюдении определенных условий. Прежде всего, это добыча вязкой жидкости при малых скоростях притока из пласта и стабильных понижениях. При откачке широко используемыми насосами и эрлифтами перепад давления в системе скважина — пласт изменяется, что приводит к разрушению арочных структур. Кроме этого, входные скорости по длине фильтра распределены неравномерно и, как правило, существуют участки с высокими скоростями фильтрации, обычно приуроченными к верхним отверстиям. При высоких скоростях притока арочные структуры также теряют устойчивость.

На основании проведенных опытов были сделаны выводы о частом нарушении устойчивости арочных структур для реальных условий. Во всех случаях, когда размер частиц гравия меньше размеров отверстий фильтра, наблюдался его вынос на модели. Если зерна гравия больше, чем отверстия фильтра, то в процессе закачки гравия щели фильтра закупоривались, происходило повышение давления в нагнетательной линии магистрали. На практике повышение давления закачки приводит к поглощению жидкости-носителя, оплыванию стенок скважины, перемешиванию песка с гравием и повышению сопротивления фильтра. При закачке частиц гравия угловатой формы процесс закупорки ускорялся. С. Шрайок, используя данные опытов, сделал вывод о необходимости соответствия размеров отверстий фильтра минимальному диаметру частиц гравийной обсыпки и предпочтительном использовании скатанных частиц. Большинство зарубежных исследователей пришли к аналогичному выводу и на практике при выборе размеров щели фильтра пользуются правилом

С. Шрайока, согласно которому размер отверстий фильтра не должен превышать размера мельчайших частиц гравия, применяемого в обсыпке.

К аналогичным выводам пришел в 1946 г. Ф.С. Бояринцев — автор конструкции проволочных фильтров. Согласно его рекомендациям ширина щелей проволочного фильтра должна соответствовать 0,8—1,0 среднего диаметра гравия, используемого в качестве обсыпки. В 1988 г. Д. Тауш и С. Монроу предложили принимать размер отверстий фильтра в 2 раза меньше среднего размера частиц гравия. Такой строгий подход они объясняют тем, что даже небольшой вынос гравия при пуске насоса или эрлифта приводит к серьезным повреждениям гравийного фильтра. При выносе гравия из скважины в обсыпке образуются открытые каналы и пустоты, наличие которых вызывает массовый вынос песка из скважины.

А.Б. Бухвалов обосновал целесообразность подбора размера щели фильтра, равного размеру частиц гравия, соответствующих 70%-ному ситовому отсеvu. В процессе последних исследований ПРО «Центр-геология» было установлено, что основной структурообразующий элемент песков — частицы размером, соответствующим 70%-ному ситовому отсеvu. В этой связи, при одинаковом размере щелей фильтра и частиц после 70%-ного ситового отсева порода на контакте с фильтром будет суффозионно устойчива. Вывод об определяющем влиянии частиц после 70%-ного ситового отсева на физико-механические свойства грунтов ранее был получен В.Н. Кондратьевым.

Существенное влияние на сопротивление фильтра на контакте с породой оказывает форма отверстий. В отечественной и зарубежной практике теоретически и экспериментально обоснована целесообразность применения проволочных фильтров, образующих щель, которая расходится внутрь фильтра. Такая форма щели может быть получена при намотке на каркас проволоки треугольного и трапециoidalного сечения. При фильтрации через щель, расширяющуюся в форме диффузора внутрь фильтра, максимум скорости потока, а следовательно и минимум статического напора наблюдается на некотором удалении от поверхности фильтрации в сторону оси скважины. Таким образом, между наружной и внутренней поверхностью обмотки создается вакуум, равный разнице статических напоров, на величину которого сопротивление такого фильтра становится меньше.

Важно, чтобы щель со стороны породы не имела формы клина, расширяющегося в сторону пласта. Такая форма щели образуется при намотке проволоки круглого сечения. При контакте с породой в процессе фильтрации порода расклинивается в отвер-

ствиях фильтра, многократно повышая его гидравлическое сопротивление.

Ведущие зарубежные фирмы используют в качестве каркаса гравийной обсыпки проволочные фильтры с отверстиями, расширяющимися вовнутрь в форме диффузора.

8.2.2. КЛАССИФИКАЦИЯ СПОСОБОВ СООРУЖЕНИЯ ГРАВИЙНЫХ ФИЛЬТРОВ В СКВАЖИНЕ

Рациональный способ сооружения гравийного фильтра в скважине выбирается исходя из необходимости получения обсыпки высокого качества с заданными параметрами при определенных условиях проведения работ и минимуме затрат. Разнообразие природных горно-геологических и гидрогеологических факторов, конструкций скважин, их назначения, способствовало разработке принципиально различных способов сооружения гравийных фильтров в скважине, каждый из которых имеет свои преимущества, недостатки и рациональные области применения (рис. 8.10).

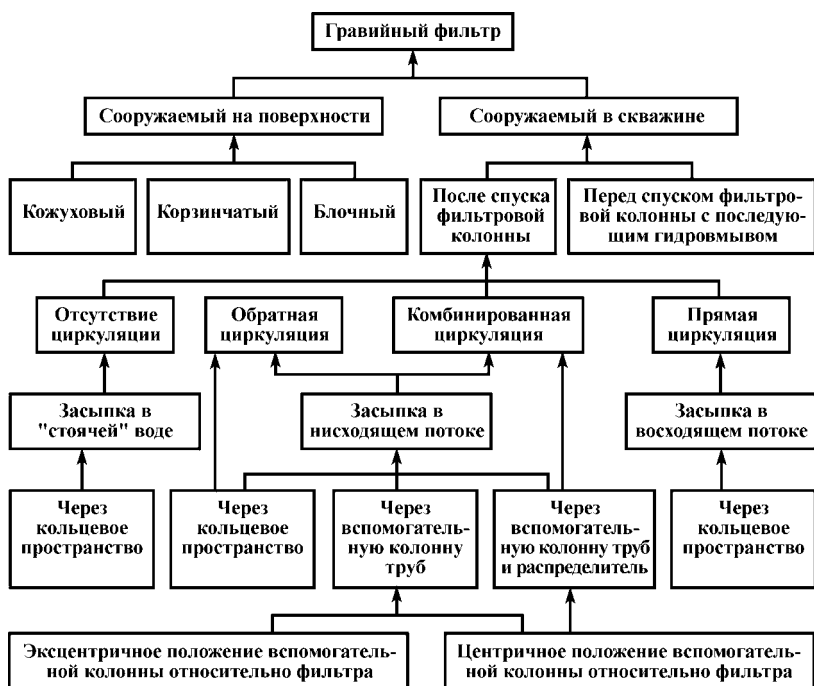


Рис. 8.10. Классификация способов сооружения гравийных фильтров

Гравийные фильтры могут сооружаться либо на поверхности перед спуском фильтровой колонны в скважину, либо в скважине после установки каркаса фильтра. К основным типам гравийных фильтров, сооружаемых на поверхности, относятся кожуховые, корзинчатые и блочные конструкции. Наиболее важным преимуществом конструкций гравийных фильтров, сооружаемых на поверхности, — возможность формирования вокруг каркаса фильтра гравийного слоя высокого качества с заданными параметрами при постоянном визуальном контроле. При этом исключается вероятность проявления таких часто встречающихся на практике осложнений, как расслоение гравия в вертикальном сечении фильтра, образование открытых каналов и пустот. Существенно уменьшается доля инородных примесей, поступающих в гравийный фильтр до освоения скважины, от объема которых зависит сопротивление гравийного слоя, а следовательно и его качество.

Наряду с очевидными преимуществами гравийных фильтров, сооружаемых на поверхности, они характеризуются и существенными общими недостатками, значительно сужающими рациональную область их применения. Установка в скважине блочных, кожуховых и корзинчатых конструкций вызывает необходимость бурения скважины большого диаметра. Диаметр бурения скважины D_0 выбирают с учетом диаметра каркаса фильтра, толщины гравийного слоя и требуемого для безопасной установки зазора между фильтром и стенками скважины

$$D_0 = D_{\Phi} + 2(S + \Delta S), \quad (8.11)$$

где D_{Φ} — диаметр каркаса фильтра; S — толщина гравийного слоя; ΔS — зазор между фильтром и стенками скважины.

Рекомендуется обеспечивать зазор между стенками скважины и фильтром не менее 10 мм. Если толщину гравийного слоя принять равной 50 мм и более, то из выражения (8.11) получим, что диаметр бурения на 120–150 мм превысит диаметр каркаса фильтра. Отмеченное обстоятельство вызывает необходимость крепления скважины до кровли водоносного пласта обсадной колонной, диаметр которой, как правило, на 150–180 мм превышает диаметр фильтра. В табл. 8.12 приведены рекомендуемые диаметры вскрытия водоносного пласта и обсадных труб, закрепляющих скважину до кровли водоносного пласта для типовых диаметров каркасов фильтра при установке блочных, корзинчатых и кожуховых конструкций.

Установка в скважине блочных, корзинчатых и кожуховых фильтров (см. табл. 8.12) требует дополнительных затрат на бу-

Таблица 8.12

Диаметр каркаса фильтра D_{ϕ} , м	Толщина гравийного слоя S , м	Минимальный диаметр бурения в интервале водоносного пласта D_0 , м	Минимальный диаметр обсадных труб, закрепляющих скважину до кровли водоносного пласта, м	Минимальный диаметр бурения под обсадную колонну, м
0,073	50	0,214	0,245	0,320
	80	0,269	0,299	0,394
0,089	50	0,214	0,245	0,320
	80	0,295	0,324	0,394
0,108	50	0,243	0,299	0,394
	80	0,295	0,324	0,394
0,127	50	0,269	0,299	0,394
	80	0,320	0,351	0,445
0,146	50	0,269	0,299	0,394
	80	0,346	0,377	0,445
0,168	50	0,295	0,324	0,394
	80	0,394	0,426	0,490
0,219	50	0,346	0,377	0,445
	80	0,445	0,508	0,580

рение скважины и ее крепление до кровли водоносного пласта значительно большего диаметра, чем предусмотрено в типовых конструкциях гидрогеологических скважин. С увеличением глубины залегания водоносного пласта затраты на сооружение скважины перед установкой гравийных фильтров, формируемых вокруг каркасов на поверхности, резко возрастают и при определенных условиях обуславливают их экономическую непригодность. В этой связи рациональную область применения гравийных фильтров, сооружаемых на поверхности, следует ограничить скважинами большого диаметра и малой глубины. Обычно это скважины, пробуренные ударно-канатным способом глубиной до 50 м или вращательным способом с обратной промывкой глубиной до 200 м с конечным диаметром 0,346–0,445 м и более. Сложность установки сооружаемых на поверхности конструкций гравийных фильтров в скважинах, пробуренных наиболее распространенным вращательным способом с прямой промывкой, объясняется необходимостью использования при сооружении бурового и насосного оборудования повышенной мощности, которым гидрогеологическая служба практически не комплектуется.

Конструкции гравийных фильтров, сооружаемые на поверхности, отличаются по способу закрепления гравийного слоя относительно каркаса. Слой гравийных частиц в кожуховом фильтре закрепляется относительно каркаса с помощью специального кожуха. Функцию кожуха обычно выполняет сетка галунного или

квадратного плетения, обмотанная вокруг каркаса таким образом, чтобы выдержать равномерный зазор между сеткой и каркасом фильтра по высоте и радиусу. На 30–40 мм под нижними отверстиями каркаса фильтра устанавливается фланец, к которому жестко закрепляется сетка. Наружный диаметр фланца на 8–10 мм должен превышать диаметр кожухового фильтра с учетом его безопасной установки в скважине. Фланцы устанавливаются на каркасе с шагом, соответствующим ширине сетки. Заполнение кольцевого пространства между сеткой и каркасом осуществляется через верхний торец фильтра, который после уплотнения гравийного материала жестко прикрепляется к каркасу на 30–40 мм выше его верхних отверстий. Жесткое крепление сетки на каркасе может осуществляться хомутами. Однако при таком креплении сложнее сохранить целостность фильтра в процессе его установки в скважину.

Кожуховые фильтры с предохранительной сеткой широко использовались в Кировском СУ НПО Спецпромстрой и Союзгипроводхозе. Недостатки таких фильтров — их повышенное гидравлическое сопротивление, обусловленное сеткой. Кроме этого, в процессе эксплуатации такие фильтры склонны к быстрому зарастанию из-за ускоренного осаждения железа, содержащегося в подземных водах, на поверхности латунных сеток вследствие электрохимической реакции. В процессе спуска кожуховые фильтры могут деформироваться, что приводит к образованию неравномерного по толщине гравийного слоя, а иногда и к формированию открытых каналов и пустот, оголению некоторых отверстий каркаса, их непосредственному контакту с песком водоносного пласта, и как следствие — к пескованию скважины в процессе эксплуатации.

В корзинчатых фильтрах гравийный слой удерживается около отверстий каркаса под влиянием сил тяжести. У каждого ряда отверстий каркаса устанавливаются специальные корзинки, которые жестко крепятся к каркасу ниже отверстий и имеют открытый торец выше отверстий. На поверхности через открытый торец в корзинки засыпают гравий, который под действием сил тяжести удерживается в процессе спуска фильтровой колонны. Корзинчатые фильтры, как правило, имеют сложную и ненадежную конструкцию, которая при спуске фильтра разрушается, что приводит к высыпанию части гравия из корзинок, неравномерному экранированию каркаса фильтра гравием относительно песка водоносного пласта. Все это свидетельствует о неудовлетворительном качестве фильтра. Корзинчатые конструкции вследствие отмеченных недостатков практически не нашли применения в практике.

В блочных конструкциях гравийных фильтров предусматривается закрепление гравийного слоя относительно каркаса и частиц друг с другом с помощью различных клеев. Блочные конструкции чаще применяются в практике, чем кожуховые и корзинчатые. Гравийный материал склеивают на поверхности в кольцевые блоки, которые затем надевают на каркас и жестко прикрепляют к нему с помощью клея или фланцев. Основное требование к блочным фильтрам — надежность применяемых клеев, обуславливающих целостность фильтрационной поверхности и эффективность эксплуатации в целом.

В качестве материала, скрепляющего зерна гравия, используют обычно клеи типа БФ и эпоксидные смолы. Несмотря на обилие клеев, пока не существует рецептуры, обеспечивающей гарантированное сохранение фильтрационной поверхности в процессе транспортировки к месту работ и спуска в скважину. Блочные фильтры боятся ударных нагрузок, которые вызывают разрушение структуры блоков. Следовательно, при использовании блочных гравийных фильтров необходимо предъявлять специальные требования к процессу транспортировки блоков и спуску фильтров, что значительно удорожает работы.

Кроме этого, блочные фильтры имеют меньшую проницаемость и большее гидравлическое сопротивление, чем просто слой гравия данной толщины определенного гранулометрического состава. Это объясняется тем, что часть пор заполняется клеем, формируются тупиковые поры. Эффективная пористость гравийного слоя уменьшается за счет либо полного перекрытия целого ряда фильтрационных каналов клеем, либо их сужения. Эксплуатационные характеристики такого фильтра значительно ниже возможных значений даже при условии сохранения целостности фильтрационного слоя в процессе транспортировки и спуска. Очевидно, что при формировании блочных фильтров гранулометрический состав гравия должен выбираться по методике, отличной от традиционного подхода к подбору гравия. Коэффициент межслойности таких конструкций должен превышать рекомендуемые коэффициенты межслойности для гравийных фильтров. К сожалению, научно обоснованных рекомендаций по этому вопросу нет.

В скважине гравийные фильтры могут сооружаться либо до, либо после установки фильтровой колонны. Метод гидровмыва был разработан в США в 50-х гг. нашего столетия. В нашей стране большой вклад в разработку и рекламу этого способа сооружения гравийного фильтра внес И.А. Сергиенко. После крепления скважины водоносный пласт вскрывается. Проводят геофизические исследования. На основании анализа результатов

определяют интервал установки фильтра, который при необходимости может быть расширен до нужного диаметра расширителем.

В интервал водоносного пласта подают гравий. Последний может подаваться с поверхности или через ствол скважины, или через вспомогательную колонну, спущенную внутрь скважины до забоя и представленную, как правило, бурильными трубами. После засыпки в скважину расчетного объема гравия начинают спуск фильтровой колонны. Для этого в башмаке фильтра монтируют обратный клапан с внутренним переходником на бурильные трубы. Бурильные трубы на поверхности соединяются с башмаком фильтра. Спуск фильтровой колонны осуществляют с помощью бурильных труб. При достижении башмаком фильтра уровня намывтого в скважину гравия, в бурильные трубы на поверхности с помощью бурового насоса подают промывочную жидкость, которая через обратный клапан в башмаке фильтровой колонны поступает в скважину. Таким образом, в скважине создают прямую циркуляцию. Струя жидкости при выходе из отверстия башмака разуплотняет гравийный материал, что способствует углублению фильтровой колонны, или ее гидровмыву в гравий.

Рекомендуется в процессе вмыва колонны обеспечивать такие расходы промывочной жидкости, которые приводят гравийный материал в состояние кипящего слоя, широко известного в химической технологии. При создании кипящего гравийного слоя фильтровая колонна быстро погружается в скважину без нарушения фильтрационного покрытия фильтра.

Следует заметить, что согласно теории кипящего и фонтанирующего слоев, формирование рекомендуемой структуры сложения гравийных частиц происходит в три этапа: фонтанирующий слой, кипящий слой и поршневой режим. Переход от одного этапа к другому происходит при увеличении скоростей восходящего потока. Если принять во внимание, что скорости восходящего потока в скважине в интервале гидровмыва существенно изменяются вследствие различных диаметров скважины в интервале отстойника, водоносного пласта и обсадной колонны, кавернообразования, то можно предположить, что по высоте фильтра будут наблюдаться фонтанирующий и кипящий слои и поршневой режим.

Фонтанирующий слой возникает при относительно малых скоростях восходящего потока, которые имеют место в расширенном и наиболее обводненном интервале водоносного пласта. Фонтанирующий слой представляет собой отдельные вертикальные каналы, окруженные относительно равномерным разуплот-

ненным слоем гравийных частиц. Промывочная жидкость в интервале фонтанирующего слоя поднимается только по открытым каналам и пустотам, а в зоне гравийных частиц восходящая фильтрация отсутствует. Часть гравийных частиц из открытых каналов выносятся из фонтанирующего слоя.

Кипящий слой возникает при больших скоростях восходящего потока, чем фонтанирующий слой. Кипящий слой формируется обычно в интервале обсадной колонны и водоносного пласта, не подлежащего расширению и представляет собой сочетание большого числа пустот, окруженных разуплотненным гравийным материалом. В процессе формирования пустот часть гравийных частиц из кипящего слоя выносятся.

Поршневой режим возникает при больших скоростях движения потока промывочной жидкости, недостаточных для выноса всего гравия из скважины. При таком режиме нарушается сплошность гравийного фильтра в вертикальной плоскости, образуются большие пустоты, захватывающие все поперечное сечение кольцевого пространства скважины. Поршневой режим возникает в наиболее суженных участках скважины.

Структура гравийного фильтра после гидровмыва колонны как в интервале кипящего и фонтанирующего слоев, поршневого режима не удовлетворяет требованиям, предъявляемым к компактности и равномерности укладки гравия вокруг каркаса из-за обилия открытых каналов и пустот. При эксплуатации фильтра в начальный момент пустоты и открытые каналы заполняются песком водоносного пласта и скважина пескует. В целях устранения пустот и открытых каналов и придания гравийному фильтру свойств, обеспечивающих его пригодность к эксплуатации, после гидровмыва и перед откачкой следует принудительно уплотнить гравий. Уплотнение можно осуществлять передачей на фильтр вибрационных нагрузок. Метод гидровмыва фильтровой колонны в предварительно доставленный на забой гравий используется преимущественно для оборудования геотехнологических скважин.

В практике часто применяют методы сооружения гравийных фильтров в скважине после установки фильтровой колонны. Эти фильтры имеют высокую водозахватную поверхность при относительно малых диаметрах бурения, а при рациональной технологии доставки гравия в интервал формирования обсыпки — и высокое качество, обеспечиваемое равномерной, компактной укладкой гравийных зерен вокруг каркаса, минимизацией попадания в фильтр инородных примесей.

В некоторых случаях при выборе технологии сооружения гравийного фильтра ориентируются на максимально возможную

простоту проведения технологических операций. С этим связано распространение способа засыпки гравия при отсутствии циркуляции в скважине. Гравий подается вручную в кольцевое пространство, вследствие чего в скважину попадает большое количество инородных примесей, значительно ухудшающих фильтрационные характеристики гравийного фильтра.

Гравийный материал, засыпаемый в скважину, часто не достигает зоны установки фильтра из-за пробкообразования. Поэтому в зоне фильтра образуются открытые каналы и пустоты, наличие которых способствует повышенному выносу песка из скважины в процессе эксплуатации. Кроме того, вследствие различной гидравлической крупности гравия частицы различных размеров и формы имеют различные скорости свободного осаждения, что при ручной подаче гравия в скважину приводит к сильному расслоению фильтра. Недостатки технологии засыпки гравия при отсутствии циркуляции свидетельствуют о нецелесообразности применения данного способа при сооружении гравийных фильтров в скважинах глубиной более 30 м.

В целях предупреждения попадания в зону фильтра некондиционных примесей была разработана технология засыпки гравия в восходящем потоке жидкости. Значительный вклад в разработку этой технологии в нашей стране внесли работы М.Г. Оноприенко. При определенных скоростях восходящего потока в кольцевом пространстве в зону фильтра осаждаются частицы расчетного размера, а частицы меньшего диаметра либо застревают, либо удаляются из скважины.

Как показала практика, при засыпке в восходящем потоке сложно обеспечить надежную доставку гравия в зону фильтра. Гравийные частицы застревают на направляющих фонарях, местах перехода на другой диаметр бурения, стенках скважины и фильтра, образуя пробки, которые препятствуют равномерному осаждению частиц в кольцевом пространстве, что значительно усложняет дальнейшее проведение работ. Гравийные пробки не разрушаются в ламинарном восходящем потоке, возникающем при скоростях не более 0,15 м/с. Такие пробки образуют устойчивые структуры, ликвидация которых требует дополнительных затрат времени и средств.

Засыпка гравия в восходящем потоке — процесс длительный и при оборудовании фильтра в неустойчивых коллекторах увеличивается возможность обрушения стенок скважины, что приводит к перемешиванию частиц песка и гравия, а также резкому снижению проницаемости гравийного фильтра. Большие затраты времени на транспортировку гравия в зону фильтра вызывают сильное расслоение частиц в процессе засыпки, что приводит к

образованию слоистого гравийного фильтра, часть которого в процессе эксплуатации работает неэффективно.

Теоретические исследования, проведенные автором, показали, что предупредить пробкообразование и расслоение гравия в процессе закачки в восходящем потоке можно при использовании частиц, имеющих форму, близкую к сферичной (коэффициент сферичности более 0,76). Отсутствие хорошо окатанного однородного гравия на практике ограничивает использование технологии засыпки в восходящем потоке.

Закачка гравия в нисходящем потоке через кольцевое пространство позволяет уменьшить его расслоение за счет снижения времени транспортировки в зону фильтра по сравнению со способом засыпки в восходящем потоке. Однако при установке фильтра на 50 м и более, расслоение проявляется в значительной степени. Это связано со сложностью обеспечения высоких скоростей нисходящего потока в кольцевом пространстве (обычно 0,1—0,15 м/с) из-за отсутствия высокопроизводительного насосного оборудования.

Как показали опыты и теоретические исследования, частицы гравия неправильной формы стремятся двигаться в пристенной области, а в некоторых случаях прижимаются к стенкам скважины и эксплуатационной колонны, что способствует пробкообразованию. При ликвидации гравийных пробок необходимо обеспечить пульсирующую подачу жидкости в скважину, а это приводит к обрушению стенок скважины в процессе закачки. Кроме указанных недостатков, при закачке гравия в нисходящем потоке через кольцевое пространство с целью исключения попадания в зону фильтра инородных примесей следует обеспечить тщательную очистку стенок скважины перед закачкой.

Способ сооружения гравийных фильтров при транспортировке смеси через кольцевое пространство скважины от устья к забою в нисходящем потоке широко используется при оборудовании нефтяных и газовых скважин, склонных к пескованию. В отличие от гидрогеологических и водозаборных скважин, оборудуемых по данной технологии, в газовой и нефтяной отрасли гравийную смесь в кольцевое пространство скважины подают не вручную, а закачивают под давлением высокопроизводительным насосным оборудованием, как правило, несколькими спаренными цементировочными агрегатами. За счет большой подачи насосного оборудования обеспечиваются высокие скорости нисходящего потока гравийной смеси в кольцевом пространстве скважины, обуславливающие турбулентный режим движения и предупреждение пробкообразования.

Высокие скорости движения гравийной смеси приводят к

возникновению больших гидравлических потерь и как следствие — к большим давлениям закачки и интенсификации поглощения. При высоких скоростях движения смеси увеличивается объем попадаемых в интервал формирования фильтра инородных примесей, значительно ухудшающих его фильтрационные характеристики.

Следует отметить, что применение способов сооружения гравийных фильтров при транспортировке смеси через кольцевое пространство скважины значительно осложняет, а иногда и исключает возможность установки каркасов фильтра впотай. При оборудовании глубоких скважин это приводит к значительному удорожанию работ за счет необходимости вывода фильтровой колонны к устью.

Способы сооружения гравийного фильтра при отсутствии циркуляции в восходящем и нисходящем потоках через кольцевое пространство не обеспечивают надежной подачи гравия в зону фильтра при глубине гидрогеологических скважин более 50 м. В некоторых производственных организациях используют способ закачки гравия через вспомогательную колонну труб. При этом в кольцевое пространство скважины до забоя спускают колонну бурильных или насосно-компрессорных труб, через которые гравий подается в зону фильтра. Скорости движения гравийной смеси в трубах при закачке должны превышать 3 м/с во избежание появления гравийных пробок, возникающих в результате ламинарного режима. Благодаря высоким скоростям движения гравийной смеси расслоения в процессе закачки практически не наблюдается. Закачка гравия через вспомогательную колонну труб позволяет значительно упростить механизацию подачи гравия в скважину на поверхности. Для подачи гравия в струю жидкости используют обычные гидравлические смесители эжекторного типа.

Основной недостаток закачки через вспомогательную колонну труб — неравномерное осаждение части гравия вокруг поверхности фильтра-каркаса. Часть отверстий фильтра остается непрерывной гравием и контактирует непосредственно с песком коллектора, что приводит к длительному пескованию скважины. Увеличение диаметра водоприемной каверны по отношению к диаметру каркаса фильтра и центрированная установка фильтровой и эксплуатационной колонн в скважине не позволяют избежать неравномерного осаждения гравия вокруг каркаса фильтра, что делает данную технологию неэффективной при любых условиях проведения работ.

С целью обеспечения надежной доставки гравия в зону продуктивного пласта и его равномерной укладки вокруг каркаса

Таблица 8.13

Способ сооружения гравийного фильтра	Основные преимущества	Основные недостатки	Рациональные области применения	Примечание
Гидропромыв фильтровой колонны в предварительно закачанный на забой гравий	Упрощение технологического процесса доставки гравия на забой	Формирование в гравийном слое большого числа пустот и открытых каналов, сложность центрированной установки фильтровой колонны, возможность нарушения фильтрационной поверхности каркаса фильтра при гидровмыве, необходимость использования насосного оборудования повышенной мощности при расширении скважины в интервале водоносного пласта. Сложность установки фильтровой колонны впотай	В скважинах без расширения в интервале водоносного пласта глубиной, как правило, не более 100 м. Оборудование скважин с одной секцией фильтровой колонны длиной не более 10–15 м при использовании в качестве каркаса перфорированной трубы или проволочного фильтра с усиленным креплением проволоки. Фильтровая колонна с выводом на поверхность	Применение способа может быть рекомендовано только при обязательном проведении работ по принудительному уплотнению гравийного фильтра перед откачкой
Сооружение гравийного фильтра при транспортировке гравия в интервал водоносного пласта через кольцевое пространство при отсутствии циркуляции	Упрощение технологического процесса сооружения гравийного фильтра	Сложность обеспечения надежной доставки гравия в интервал формирования обсыпки, рыхлое сложение частиц гравия в фильтре, повышенная вероятность возникновения в гравийном слое открытых каналов и пустот и пескования. Невозможность оборудования	Одноколонные конструкции скважин с большим кольцевым зазором между фильтровой и обсадной колоннами глубиной не более 30 м. Преимущественно скважины, пробуренные ударно-канатным способом. Сооружение многослойных гравийных фильт-	Целесообразно перед откачкой проведение работ по принудительному уплотнению гравийного фильтра с целью повышения его качества

Продолжение табл. 8.13

Способ сооружения гравийного фильтра	Основные преимущества	Основные недостатки	Рациональные области применения	Примечание
Сооружение гравийного фильтра при транспортировке гравия в интервал водоносного пласта через кольцевое пространство в восходящем потоке	Простота проведения технологических операций в скважинах, пробуренных вращательным способом с прямой промывкой, заниженные требования к качеству гравийного материала с учетом его фракционирования в скважине в процессе засыпки	гравийным фильтром нескольких интервалов водоносного пласта. Сильное расслоение гравия в процессе закачки, особенно при ручной подаче в скважину Сложность обеспечения надежной доставки гравия в интервал формирования обсыпки. Возникновение в гравийном слое большого числа открытых каналов и пустот, повышенная вероятность пескования скважины, невозможность оборудования гравийным фильтром нескольких интервалов водоносного пласта или нескольких водоносных пластов. Очень сильное расслоение гравия, особенно при ручной подаче в кольцевое пространство скважины	ров. Фильтровая колонна с выводом на поверхность. Односекционные конструкции фильтров В скважинах одноколлонной конструкции глубиной, как правило, не более 50 м и пробуренных вращательным способом с прямой промывкой, при невозможности фракционирования гравийной смеси плохого качества на поверхности, односекционные конструкции фильтров, окатанный гравий	Применение способа может быть рекомендовано только при обязательном проведении работ по принудительному уплотнению гравийного фильтра перед откачкой

Сооружение гравийного фильтра при транспортировке гравия в интервал водоносного пласта через кольцевое пространство в нисходящем потоке	Простота выполнения технологических операций в скважинах, пробуренных вращательным способом с обратной промывкой и гидротранспортом керна	Сложность обеспечения надежной доставки гравия в интервал формирования обсыпки при малых скоростях нисходящего потока, сложность сохранения герметичности обсадных труб, особенно при больших глубинах и диаметрах скважин. Попадание в гравийном слое большого объема инородных примесей. Невозможность оборудования гравийными фильтрами нескольких интервалов водоносного пласта или нескольких водоносных пластов. Сложность установки фильтровой колонны впотай. Расслоение при больших глубинах скважины	Скважины, как правило, глубиной до 50 м при малых скоростях нисходящего потока и скважины глубиной до 200 м при больших скоростях нисходящего потока, пробуренные с обратной промывкой или гидротранспортом керна. Скважины, оборудованные фильтровой колонной, выведенной на поверхность	Перед закачкой скважину необходимо промыть при расходе, превышающем расход закачки гравийной смеси
Сооружение гравийного фильтра при транспортировке гравия в интервал водоносного пласта через вспомогательную колонну труб, опущенную в кольцевое пространство скважины	Относительная простота выполнения технологических операций в скважинах, пробуренных с промывкой	Невозможность создания равномерной обсыпки со всех сторон каркаса фильтра, обрушение стенок скважины в интервале водоносного пласта, перемешивание песка с гравием, снижение качества фильтра	Закачка гравия в зону вокруг бесфильтровой скважины	После намыва фильтра необходимо принудительно уплотнить гравий, выполнение с целью предотвращения обрушения стенок скважины целесообразно вести при больших репрессиях на пласт, создаваемых подливом воды в кольцевое пространство скважины или другими способами

Продолжение табл. 8.13

Способ сооружения гравийного фильтра	Основные преимущества	Основные недостатки	Рациональные области применения	Примечание
Сооружение гравийного фильтра в скважине при транспортировке смеси при комбинированной циркуляции	Получение гравийного фильтра высокого качества при любых горно-геологических условиях проведения работ	Необходимость использования специального скважинного и поверхностного оборудования	Скважины глубиной более 50 м и другие условия, при которых получение гравийного фильтра удовлетворительного качества обычными методами затруднительно	При использовании фильтров, сооружаемых поверхности, необходимо соблюдать дополнительные требования к транспортировке и установке фильтров, обеспечивающие сохранность фильтрационного слоя
Сооружение гравийного фильтра блочного, корзинчатого и кожухового типа на поверхности с последующим их спуском в скважину	Получение фильтра высокого качества	Сложность сохранения фильтрационного слоя фильтра в процессе установки в скважину, малая водозахватная поверхность фильтра, необходимость увеличения диаметра бурения и крепления скважины	Скважины большого диаметра глубиной обычно до 50–100 м	

фильтра была разработана технология засыпки при комбинированной циркуляции, согласно которой гравий подается к зоне установки фильтра по колонне бурильных труб, спущенных внутрь эксплуатационной колонны. Непосредственно над фильтром гравийная смесь через распределительный узел подается в кольцевое пространство скважины и частицы гравия равномерно укладываются вокруг каркаса.

Освобожденная жидкость-носитель проходит через отверстия фильтра и по водоподъемной колонне, через специальные отверстия распределительного узла и кольцевое пространство скважины в восходящем потоке поднимается к устью. Сооружение гравийных фильтров методом комбинированной циркуляции обеспечивает наиболее качественное формирование гравийного слоя, хотя и требует применения специальных технических средств. Необходимо отметить, что практически все ведущие зарубежные фирмы используют эту технологию для оборудования гидрогеологических, водозаборных, геотехнологических, нефтяных и газовых скважин.

Первые разработки и внедрение в этом направлении в нашей стране осуществили специалисты ПСО «Востокбурвод» Г.П. Квашнин, А.И. Деревянных и др. Эта технология все шире начинает использоваться при оборудовании наиболее сложных объектов в геологической, нефтяной, газовой и строительной отраслях. Дальнейшее повышение качества сооружения скважин в условиях пескопроявления связано с широким внедрением технологии сооружения гравийных фильтров при комбинированной циркуляции, поэтому эту технологию необходимо детально рассмотреть. В табл. 8.13 представлены основные преимущества, недостатки и рациональные области применения различных способов сооружения гравийных фильтров.

8.3. ТЕХНОЛОГИЯ НАМЫВА ГРАВИЙНЫХ ФИЛЬТРОВ ПРИ КОМБИНИРОВАННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ

8.3.1. ПРОБКООБРАЗОВАНИЕ

Основной недостаток наиболее широко применяемых в практике технологий доставки гравия в интервал формирования обсыпки через кольцевое пространство скважины и вспомогательную колонну труб — пробкообразование. Образование гравийной пробки выше интервала сооружения фильтра приводит сначала к ограничению, а затем и прекращению поступления частиц в зону

продуктивного пласта. При зависании гравия выше продуктивного пласта каркас фильтра непосредственно контактирует с песком, что обуславливает аварийное состояние скважины. Ликвидация пробок требует значительных затрат времени и средств, а в некоторых случаях приводит к необходимости переоборудования скважины.

Целесообразно в процессе сооружения гравийного фильтра ориентироваться на технологию, обеспечивающую предупреждение пробкообразования, а не на планирование дополнительных мероприятий по ликвидации пробок. Глубокие скважины практически не оборудуются гравийными фильтрами. Имеется единственный опыт сооружения гравийных фильтров в глубоких скважинах, что свидетельствует о непосредственной связи механизма пробкообразования не только с глубиной скважины, но и с рядом других факторов, влияние которых на процесс транспортировки гравия в зону фильтра пока не определено.

В отечественной и зарубежной литературе нет работ, специально посвященных процессам образования гравийных пробок в вертикальных потоках жидкости, что вызывает необходимость в проведении анализа имеющихся разработок в смежных областях знания. Очевидно, что процесс пробкообразования определяется закономерностями перемещения твердых частиц в потоке жидкости, которые рассматриваются в теории промывки скважин, гидравлического и пневматического транспорта, обогащения и гидравлической классификации материалов в потоках, гидравлики движения наносов в открытых руслах, теории гидродинамики, массопередачи, а также псевдооживления и теории фонтанирующего слоя.

По мнению автора, процесс образования гравийных пробок может протекать двумя путями. Первый заключается в формировании гравийной пробки в некотором сечении кольцевого пространства скважины, в котором концентрация частиц гравия со временем увеличивается. Формирование пробки происходит в три этапа (рис. 8.11).

На первом этапе на некотором участке ABCD потока происходит зависание мелкой фракции гравия, а частицы больших размеров, проходя сквозь слой мелких частиц, свободно осаждаются в зоне фильтра (см. рис. 8.11, *а*). На втором этапе число зависших в зоне ABCD мелких частиц увеличивается, достигая критических концентраций, когда сначала затрудняется, а затем и прекращается миграция сквозь слой мелких частиц крупных фракций гравия (см. рис. 8.11, *б*). На последнем этапе формирования пробки весь закачанный в скважину гравий не поступает в зону фильтра, а зависает над участком ABCD (см. рис. 8.11, *в*).

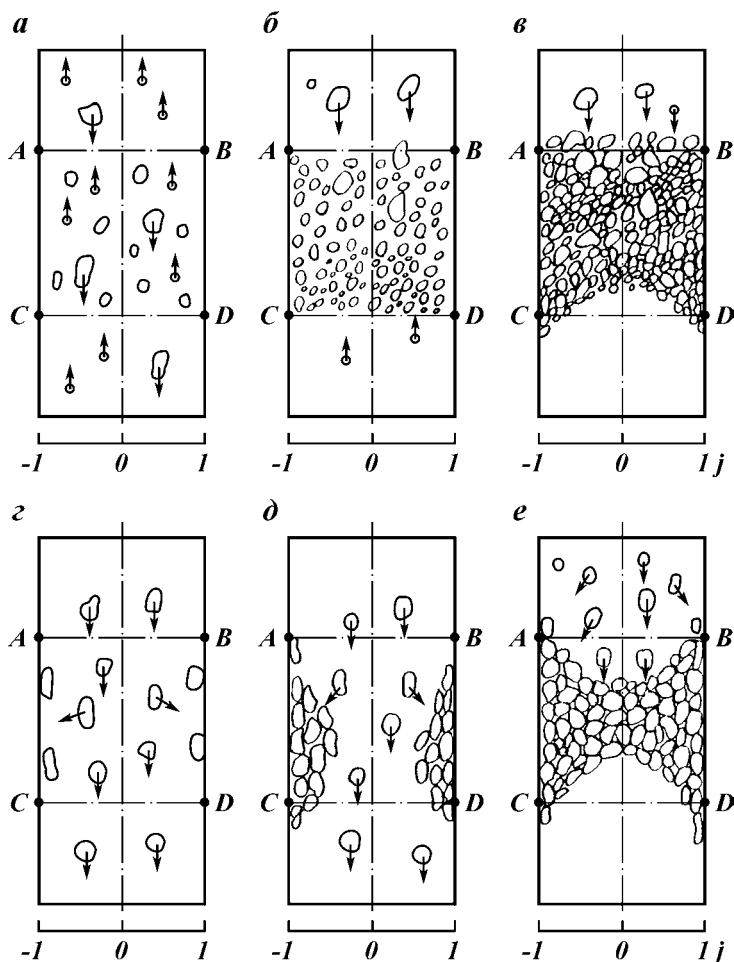


Рис. 8.11. Формирование гравийной пробки

Очевидно, что первый вариант формирования гравийной пробки носит узкий характер, так как может объяснить пробкообразование только в восходящем потоке жидкости. Поэтому наиболее справедливым следует считать второй вариант, заключающийся в предположении о формировании гравийной пробки от границ потока к его центру (см. рис. 8.11, г, д, е). В начальный период закачки гравия некоторые частицы под влиянием ряда причин стремятся переместиться от центра к границам потока,

где скорость движения жидкости близка к нулю и частицы налипают или висят на поверхности обсадных или фильтровых труб (см. рис. 8.11, *г*).

На втором этапе формирования пробки (см. рис. 8.11, *д*) частицы гравия прижимаются не к стенкам труб, а к уже зависшему на них гравийному материалу. Со временем толщина налипшего слоя увеличивается и достигает критических значений, когда закачиваемый в скважину гравий задерживается над налипшим слоем и не поступает в зону фильтра (см. рис. 8.11, *е*).

Механизм формирования гравийной пробки по первому варианту (см. рис. 8.11, *а, б, в*) просто объясняется с позиций гидравлики. Второй вариант, предполагающий формирование гравийной пробки за счет перемещения частиц от центра к границам потока, позволяет объяснить пробкообразование в потоках любого направления и поэтому представляет наибольший интерес. Прижатие и налипание частиц на стенки труб и скважины будет наблюдаться при условии, если суммарное воздействие активных сил, приложенных к частице, сместит ее от центра к границам потока. Рассмотрим теоретические обоснования исследований механизма перемещения частиц в направлении, перпендикулярном направлению потока, предложенные различными исследователями.

В теории промывки скважины отмечается, что образование сальников в кольцевом пространстве – явление широко распространенное. Г. Цайдлер, проводивший исследования на специальном стенде, свидетельствует, что некоторые частицы налипают на стенки скважины и не выносятся на поверхность даже при форсированных режимах промывки. Таким образом, ученый доказал, что на вынос частиц из скважины влияет не только величина скорости потока, но и другие факторы.

А.К. Козодой и другие исследователи считают, что на частицу шлама при промывке действуют три силы: вес, сила Архимеда и сила сопротивления. Очевидно, что все эти силы направлены по оси вертикального потока и не могут вызвать перемещение в перпендикулярной плоскости. Поэтому предложенное теоретическое объяснение перемещения частиц в потоке не объясняет пробко- и сальникообразование.

В.Г. Беликов объясняет перемещение частиц в горизонтальной плоскости влиянием силы Жуковского, возникающей за счет различной скорости обтекания по противоположным от вертикальной оси симметрии сторонам частицы из-за наличия градиента скорости по сечению потока. Скорость потока увеличивается от границ к ядру, принимая максимальные значения в центре симметрии потока, и сила Жуковского при любом положении

частицы в потоке пытается сместить ее в центр, где величина действующей горизонтальной силы снижается до нуля. Следовательно, предложенная теория не только не объясняет процесса налипания частиц на стенки потока, а скорей наоборот, доказывает его невозможность, чем противоречит многочисленным практическим данным.

В.Ф. Роджерс определяет механизм перемещения частиц в потоке либо законом Стокса, либо законом Риттингера (в зависимости от режима движения), которые не позволяют оценить перемещение частиц в плоскости, перпендикулярной направлению вертикального потока.

Специалистами по гидро- и пневмотранспорту механизм движения частиц рассматривался в основном применительно к горизонтальным потокам. В.М. Карасик считает, что на частицу в потоке действуют подъемная сила Жуковского; подъемная сила, вызванная турбулентной пульсацией, пульсация давления, сила веса, сила лобового давления, сила трения при обтекании жидкостью частицы. Из вышеперечисленных сил применительно к вертикальному потоку жидкости горизонтальное смещение может вызвать только сила, вызванная турбулентной пульсацией. Однако величина и направление турбулентных пульсаций постоянно хаотически изменяются и поэтому, если в некоторый момент времени частица за счет одной турбулентной пульсации перемещается к границе потока, то под действием другой, имеющей противоположное направление — переместится наоборот к центру потока. Кроме того, установлено, что в потоке преобладают вихри, закручивающиеся от границ к центру потока и, следовательно, вызывающие преимущественное перемещение частиц от границ потока к его центру.

А.Е. Смолдырев считает, что на частицу в потоке действуют четыре силы, а именно: сила тяжести без учета Архимедовой силы; подъемная сила Жуковского; сила гидродинамического давления и сила молекулярного взаимодействия. Очевидно, что действие вышеперечисленных сил применительно к вертикальному потоку не может объяснить пробкообразования.

В.И. Муштаев и другие авторы, рассматривая механизм движения частиц в закрученном потоке газа, выделяют следующие действующие на частицу силы: центробежная; гидродинамического сопротивления; тяжести; переносная Кориолисова; подъемная Жуковского; подъемная Архимедова. При взаимодействии частиц со стенками потока и другими частицами добавляются силы: трения качения; удара частицы о стенку; удара частицы о другую частицу. Горизонтальное смещение частицы к границам потока можно объяснить либо центробежной силой, либо силой

удара частицы о другую частицу. В процессе доставки гравия в скважину поток гравийной смеси не закручивается и центробежная сила равна нулю. Закачку осуществляют при концентрации гравия в потоке менее 15 %, что свидетельствует об отсутствии взаимодействия между частицами. В связи с этим, ни центробежная сила, ни сила взаимодействия частиц друг с другом не позволяют описать механизм пробкообразования.

В теории гидравлической классификации движение частиц в потоке рассматривалось многими специалистами. Б.В. Кизевальтер выделяет следующие действующие на частицу силы: тяжести; Архимеда; сопротивления для равномерного движения частицы; дополнительная составляющая сопротивления, вызванная ускоренным движением частицы в потоке. Ни одна из четырех сил не может способствовать смещению частиц к границам потока.

Г.К. Смышляев и Г.Д. Краснов учитывают только силы веса, сопротивления и гидравлического давления, что также явно не достаточно для объяснения механизма налипания частиц на стенки скважины и труб.

В теории движения наносов в открытых руслах рассматривается механизм взвешивания частиц под действием подъемных сил Жуковского и турбулентной пульсации. Теория псевдооживления и фонтанирующего слоя рассматривает стесненное движение частиц, учитывающее силу тяжести, гидродинамическое давление и влияние частиц друг на друга в зависимости от их концентрации.

К. Матур отмечает, что при обтекании частицы возникает отрыв потока, который может оказать существенное влияние на перемещение частицы. Однако такое утверждение противоречит данным, полученным П. Чженом. Он доказал, что отрыв потока может быть ликвидирован за счет вращения частицы. Аналогичный вывод ранее сделал Прандтль. Отрыв потока наблюдается за жестко закрепленной в потоке частицей, что соответствует методике эксперимента. При возможности свободного перемещения частицы она вращается, что способствует ликвидации отрывного течения. Устранение отрыва потока за счет вращения частицы вытекает из энергетической теории гидротранспорта, согласно которой при движении частицы в потоке потери энергии в системе жидкость — твердое тело стремятся к минимуму. При отрыве потока сопротивление обтеканию тела возрастает в среднем на 14,5 % и поэтому частица вынуждена поворачиваться или вращаться с целью устранения отрыва потока, что обеспечивает минимум потерь напора при транспортировке твердого.

В.Г. Беликов считает, что перемещение шлама от центра к границам потока объясняется вращением частиц. С другой сто-

роны, Г. Цайдлер отмечает, что вращение частиц в потоке носит временный характер, а в пристенной области частицы не вращаются совсем. К. Матур и Н. Эпстайн показывают, что в фонтанирующем слое вытянутые частицы движутся без вращения.

Из представленного каждого обзора следует, что существующие теории не объясняют механизма перемещения частиц от центра к границам потока, их налипание на стенки, т.е. процесс пробкообразования.

Наряду с отсутствием прямого объяснения механизма образования пробок существуют экспериментальные работы, позволяющие косвенно судить о горизонтальном распределении частиц в вертикальном потоке. Многими исследованиями доказана связь между скоростью движения частицы в вертикальном потоке и ее формой.

В.Г. Волков предлагает ввести в формулу Риттингера эмпирический коэффициент, учитывающий зависимость скорости движения частиц от их формы. Значения коэффициента изменяются от 27,3 (для округлых зерен) до 19,7 (для плоских зерен). Для шара данный коэффициент равен 44,29 (по Риттингеру) или 55 (по Люону). Монроэ установил, что чем неправильнее форма частиц, тем меньше скорость их падения в потоке. Для шара скорость падения частиц равна скорости витания, т.е. соответствует значениям, рассчитанным по формуле Риттингера.

В ИГД АН СССР опытным путем установили, что происходит расслаивание частиц в зависимости от их формы. И.Ф. Девидсон и Д. Харрисон показали, что скорость витания зависит от фактора формы частиц. К аналогичному выводу пришли Л. Абрагам, П. Пизо, Ф. Чинкабилла и С. Фаббри, К. Хейсканен.

В теории гидравлической классификации материалов также отмечена связь между скоростью падения частиц и их формой. Однако эта зависимость устанавливается не дополнительным коэффициентом, а считается, что коэффициент сопротивления обтеканию в формуле Риттингера — это функция формы частиц и кривые Рабея, построенные для одинаковых чисел Рейнольдса, но для частиц различной формы, не совпадают друг с другом.

Н.С. Григ и Р.И. Рэтбан приводят результаты исследования скорости падения частиц различной формы. Кривые зависимости скорости падения от диаметра частиц различной формы сравнивались с кривой Рабея, построенной для сферических частиц, и при этом отмечалось, что причина несоответствия значений, полученных по формуле Рабея и данных доклада неизвестна.

Скорость витания частиц определяется по известным формулам на основании средней скорости потока, но на частицу в потоке действует сила гидродинамического давления, пропорцио-

нальная квадрату не средней, а местной скорости в точке, в которой находится частица. Поэтому скорость выноса частиц зависит от положения частицы в потоке и чем ближе частица находится к границе потока, тем меньше скорость ее движения в восходящем потоке.

Принимая во внимание, что скорость транспортировки частиц потоком зависит от формы, разумно предположить, что частицы по сечению потока распределяются в зависимости от формы. Чем более сплющена частица, тем ближе она располагается к границе потока. Очевидно, что при определенной форме (назовем ее критической) частицы прижимаются к стенкам потока, налипают на них, образуя пробки. В связи с этим фактор формы может определять перемещение частиц от центра к границам вертикального потока.

Смещение частиц к границам потока, их налипание на стенки — необходимое, но не достаточное условие пробкообразования. Наряду с механизмом налипания частиц на границы потока для образования пробок необходимо, чтобы первичный контур пробки сохранял свою устойчивость и не разрушался в потоке жидкости. Работы, посвященные устойчивости гравийных пробок в кольцевом пространстве скважины, не известны. Устойчивость свода сыпучих пород над кровлей горной выработки рассматривалась М.М. Протодяконовым. Предложенная теория не позволяет оценить механизм разрушения свода равновесия при наличии фильтрации жидкости через сыпучую породу. Интересные исследования проведены Н. Стейном относительно возможности образования устойчивых арочных песчаных структур около отверстий фильтра. Н. Стейн опытным путем показал, что устойчивость песчаных арок сохраняется только при ламинарном притоке из пласта. В турбулентном потоке своды равновесия быстро разрушаются. Очевидно, что использование предложенной методики оценки устойчивости арочных структур применительно к гравийным пробкам в кольцевом пространстве скважины некорректно, так как в первом случае наблюдается радиальная фильтрация, а с последним — плоскопараллельная. Кроме того, Н. Стейном не предложено количественной оценки устойчивости арочных структур.

Итак, для образования гравийных пробок необходимо наличие либо восходящего потока в кольцевом пространстве скважины, либо условий, при которых частицы гравия стремятся сместиться из центра к границам потока, где они зависают на стенках скважины или обсадных труб. Смещение частиц к стенкам, их налипание и зависание — необходимое, но недостаточное условие пробкообразования. Предупредить пробкообразование

можно в случае разрушения образовавшихся структур пробки в потоке. Механизм пробкообразования за счет налипания частиц на стенки и характер устойчивости структур пробки объяснить на базе имеющихся работ невозможно, в связи с чем автор считает необходимым привести теоретические основы механизма пробкообразования, которые могут послужить основой для разработки новой техники и технологии, модернизации имеющегося оборудования.

Пробкообразование в ламинарном потоке жидкости

В процессе доставки гравия на забой скважины через кольцевое пространство частицы движутся преимущественно в ламинарном потоке. Ламинарный режим устанавливается при малых скоростях движения жидкости (до 0,1 м/с), для восходящего потока ограниченными возможностью выноса или зависания частиц гравия, а для нисходящего потока — производительностью откачного оборудования.

Рассмотрим движение сферических гравийных частиц в ламинарном потоке в направлении оси x , перпендикулярной вертикальному потоку жидкости. Дифференциальное уравнение движения частицы имеет вид

$$\frac{d}{dt}(m\vec{v}_x) = \sum_{i=1}^{i=n} F_x = \vec{F}_{ж_1} + \vec{F}_{гд} + \vec{F}_c, \quad (8.12)$$

где t — время; m — масса частицы; $\vec{v}_x$ — скорость частицы в направлении оси x ; F_x — проекция силы на ось x ; $\vec{F}_{ж_1}$ — первая составляющая подъемной силы Жуковского; $F_{гд}$ — сила гидродинамического давления; F_c — сила сопротивления.

Первая составляющая силы Жуковского $F_{ж_1}$ возникает за счет наличия циркуляции скорости Γ по контуру гравийной частицы. Циркуляция скорости Γ по контуру частицы наблюдается при наличии изменяющегося по сечению градиента скорости потока. Скорость обтекания частицы по ее противоположным относительно вертикали сторонам различна, и, соответственно, согласно уравнению Бернулли различно и давление, действующее на противоположные стороны частицы (рис. 8.12). Скорость обтекания поверхности частицы, направленной к центру потока, всегда больше, чем скорость обтекания поверхности, обращенной к границе потока. Поэтому первая составляющая силы Жуковского при любых условиях пытается сместить частицу от границ

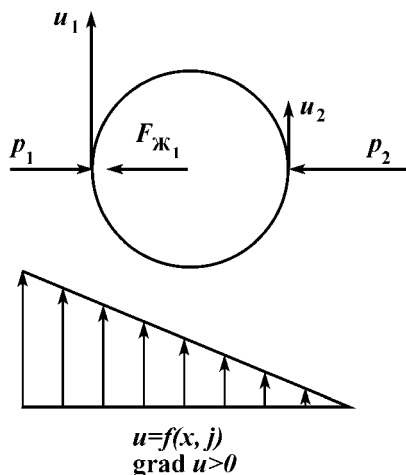


Рис. 8.12. Механизм возникновения первой составляющей силы Жуковского при наличии градиента скорости по сечению потока

к центру потока, что способствует предупреждению пробкообразования. Первая составляющая силы Жуковского

$$F_{ж1} = \rho \Gamma u_i d, \quad (8.13)$$

где ρ — плотность жидкости; u_i — скорость потока в сечении координаты центра тяжести частицы; d — диаметр частицы.

Циркуляция по контуру гравийной частицы из-за наличия градиента скорости по сечению потока

$$\Gamma = \oint_l u_i dx. \quad (8.14)$$

Для сферичной формы частиц после интегрирования равенства (8.14) и подстановки результата в уравнение (8.13) получим уравнение для определения величины первой составляющей силы Жуковского

$$F_{ж1} = \psi \rho \bar{S} (u_1^2 - u_2^2), \quad (8.15)$$

где ψ — коэффициент сопротивления; $\bar{S}$ — площадь Миделевого сечения частицы; u_1, u_2 — скорости обтекания частицы по противоположным относительно оси симметрии потока сторонам.

Величину скорости в любой точке сечения потока легко определить, если известен закон ее распределения по сечению потока. Большинство авторов утверждают, что при ламинарном режиме этот закон с достаточной точностью (для практических расчетов) может быть выражен параболой вида $u = ax^2 + b$. Принимая во внимание справедливые для ламинарного режима движения сме-

си граничные условия о равенстве максимальной удвоенной средней скорости потока $u_{\max} = 2\bar{u}$ и учитывая, что на стенках скважины и труб $x = \pm(D_0 - D_\phi)/2$ скорость потока u равна нулю, получаем уравнения для определения скоростей обтекания частицы по противоположным от вертикальной оси симметрии сторонам

$$u_1 = 2\bar{u} \left[1 - \frac{4}{(D_k - D_\phi)^2} \left(x - \frac{d}{2} \right)^2 \right];$$

и

$$u_2 = 2\bar{u} \left[1 - \frac{4}{(D_k - D_\phi)^2} \left(x + \frac{d}{2} \right)^2 \right],$$

где D_k, D_ϕ – диаметр обсадной и фильтровой колонны соответственно.

Выражая среднюю скорость потока u через расход смеси Q и площадь сечения потока $w_{\text{кп}} = 0,785(D_k^2 : D_\phi^2)$ и подставляя значения u_1 и u_2 в уравнение (8.15), получаем выражение для первой составляющей силы Жуковского

$$F_{\text{ж1}} = \frac{4\rho r d^2 Q^2}{(D_k - D_\phi)^2} \left[\left(1 - \frac{4(x - 0,5d)^2}{\Delta S^2} \right)^2 - \left(1 - \frac{4(x + 0,5d)^2}{\Delta S^2} \right)^2 \right], \quad (8.16)$$

где ΔS – размер кольцевого зазора ($\Delta S = D_k - D_\phi$).

Первая составляющая силы Жуковского способствует смещению частиц из периферийных в центральные сечения потока, препятствуя тем самым формированию первичных структур гравийных пробок по второму варианту пробкообразования.

Из уравнения (8.16) следует, что первая составляющая силы Жуковского достигает своих максимальных значений у стенок потока (градиент скорости максимален) и минимальных значений – в центре потока (скорость обтекания частицы по противоположным поверхностям одинакова и сила Жуковского для сферической частицы обращается в нуль). Очевидно, что выражение (8.16) справедливо для восходящего и нисходящего ламинарного потоков. С целью объяснения механизма перемещения частиц из центральных сечений к границам потока и их зависания на стенках скважины и труб, способствующего пробкообразованию, были проанализированы возможные причины и сферы проявления такого смещения. На частицу действует горизонтальная составляющая силы гидродинамического давления $F_{\text{гд}}$.

Характер возникновения этой силы становится понятен, если представить действие ламинарного потока на поверхность частицы как действие бесконечного числа параллельных струек жидкости бесконечно малого диаметра на наклонную плоскость, что справедливо согласно определению ламинарного режима движения потока.

Горизонтальная проекция гидродинамического давления состоит из двух составляющих (рис. 8.13). Первая составляющая, действующая на четверть поверхности сферы и находящаяся ближе к оси симметрии потока, отлична от второй, действующей на четверть поверхности сферы, близлежащей к границе потока. В результате различия (по величине) первой и второй составляющих гидродинамического давления возникает усилие, действующее на частицу в горизонтальной плоскости. В восходящем потоке сила гидродинамического давления пытается сместить частицу от центра к границам потока, так как горизонтальная составляющая $F_{гд}$, действующая на четверть поверхности частицы, обращенную к оси потока, выше, чем на противоположную поверхность. В нисходящем потоке действующую на частицу силу правильнее назвать не силой гидродинамического давления, а силой гидродинамического сопротивления. Скорость движения частицы в нисходящем потоке выше, чем скорость движения жидкости. Скорость жидкости в любом сечении нисходящего ламинарного потока увеличивается от границ к центральным сечениям, а скорость движения частиц не зависит от ее положения

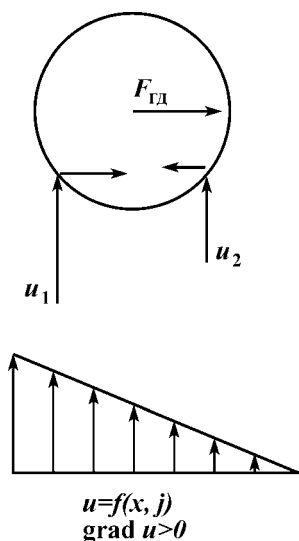


Рис. 8.13. Механизм возникновения горизонтальной составляющей силы гидродинамического давления при наличии градиента скорости по сечению потока

в потоке. Поэтому можно утверждать, что абсолютная скорость частицы относительно слоев жидкости тем больше, чем меньше эта частица удалена от оси потока. Следовательно, для нисходящего потока горизонтальную составляющую силы гидродинамического сопротивления можно также определить через действие элементарных струек на поверхность частицы (см. рис. 8.13). Действие элементарной струйки на частицу в горизонтальной плоскости определяется выражением

$$f_{гд} = 0,5\rho u^2 \bar{S} \sin 2\delta, \quad (8.17)$$

где u — скорость элементарной струйки жидкости; δ — угол наклона касательной к поверхности частицы и вертикали.

Проинтегрировав уравнение (8.17) с учетом градиента скорости по поверхности частицы, получим уравнение для определения горизонтальной составляющей гидродинамического давления (сопротивления)

$$F_{гд} = \rho \psi \int_l \text{grad } \bar{u}^2 dS = \frac{8\rho \psi d^2 Q^2}{\pi(D_K^2 - D_\Phi^2)^2} \left\{ \left[1 - \frac{4(x - 0,5d)^2}{\Delta S^2} \right]^2 - \right. \\ \left. - \left[1 - \frac{4(x + 0,5d)^2}{\Delta S^2} \right]^2 \right\}. \quad (8.18)$$

В восходящем потоке первая составляющая силы Жуковского способствует смещению частиц от границ к центру, а горизонтальная составляющая гидродинамического давления наоборот, препятствует такому смещению. Первая составляющая силы Жуковского в $\pi/2$ превышает горизонтальную составляющую силы гидродинамического давления, поэтому в установившемся режиме сферичные частицы движутся всегда в центральных сечениях потока и первичные структуры гравийных пробок по второму варианту пробкообразования (см. рис. 8.11, z , d , e) не образуются.

В нисходящем потоке первая составляющая силы Жуковского и горизонтальная составляющая гидродинамического сопротивления способствуют смещению частиц из периферийных в центральные сечения потока и первичные структуры гравийных пробок по второму варианту также не формируются. Эпюра распределения усилия, смещающего сферичную частицу к центру в зависимости от положения частицы в потоке, представлена на рис. 8.14. Очевидно, что чем дальше частица находится от центра потока и чем больше ее диаметр, тем выше действующее на нее суммарное усилие.

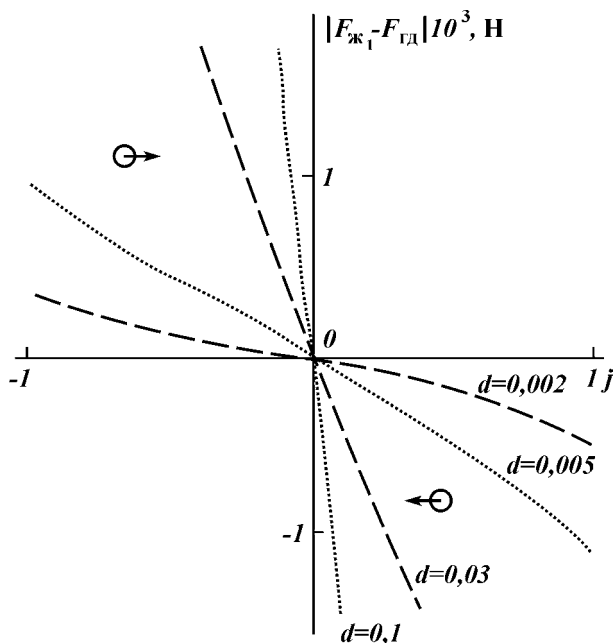


Рис. 8.14. Эпюры распределения усилия, действующего на сферическую частицу различной крупности по сечению потока и смещающего ее к центру

Вывод о том, что сферическая частица всегда движется в центре вертикального потока [см. уравнения (8.16) и (8.18)] хорошо согласуется с экспериментальными данными А.Е. Смолдырева, проводившего скоростную киносъемку движения сферических шариков в вертикальном потоке. Итак, при закачке в скважину частиц сферической формы (согласно второму варианту) пробкообразования наблюдаться не будет.

На практике обеспечить снабжение гравием только идеально сферической формы невозможно. Известны классификации гравийных частиц по форме. Типичные формы гравийных частиц определяются коэффициентами окатанности и сферичности (рис. 8.15).

При движении частицы неправильной формы возникает сложное обтекание жидкости по контуру частицы, определяющееся не наличием градиента скорости по сечению потока (первая составляющая силы Жуковского), а формой частицы. Циркуляция жидкости по контуру гравийной частицы, вызванная ее неправильной формой, приводит к возникновению дополнитель-

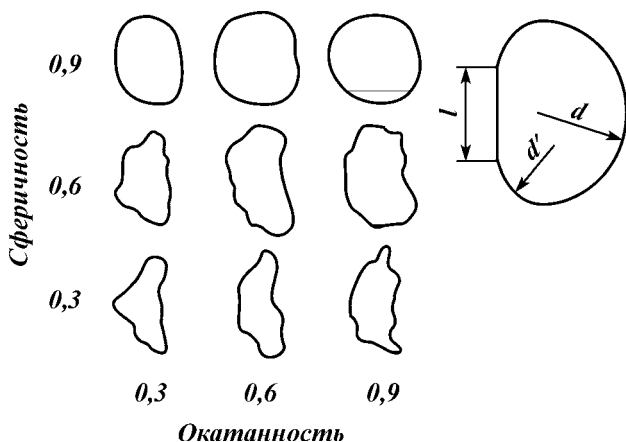


Рис. 8.15. Типовые формы частиц

ного усилия, действующего на частицу в горизонтальной плоскости, которое было названо второй составляющей силы Жуковского. Вторая составляющая силы Жуковского может быть определена из выражения

$$F_{ж2} = \rho \bar{u}_i \oint_1 \text{rot } \bar{u}_i dS. \quad (8.19)$$

Форма гравийных частиц (см. рис. 8.15) при обтекании жидкостью хорошо описывается тремя параметрами: большим d и малым d' радиусами обтекания частицы и длиной вытянутой части частицы l' . Из энергетической теории гидротранспорта следует, что частица гравия в потоке движется как и жидкость в водоносном пласте — по пути наименьшего сопротивления. Для гравийной частицы это означает, что в процессе транспортировки она ориентируется в потоке таким образом, чтобы сопротивление обтеканию было минимальным. Если принять во внимание, что сила сопротивления пропорциональна площади сечения частицы, перпендикулярного направлению потока, то можно предположить, что частица располагается вытянутой стороной вдоль оси потока и поэтому на циркуляцию жидкости вдоль контура частицы влияет только большой и малый радиус обтекания. Обозначим отношение d'/d коэффициентом формы гравийных частиц K . Решая уравнение (8.19) с учетом принятого коэффициента формы гравийных частиц, получаем выражение для определения второй составляющей силы Жуковского

$$F_{ж2} = \frac{16,7 \psi \rho S Q^2}{(D_k^2 - D_\Phi^2)^2} (1 - K) \left(1 - \frac{4x^2}{\Delta S^2} \right)^2. \quad (8.20)$$

Вторая составляющая силы Жуковского способствует смещению частицы к границам потока. С учетом влияния формы на горизонтальное перемещение частиц в потоке дифференциальное уравнение движения частицы (8.12) при установившемся режиме запишется в следующем виде:

для случая засыпки в восходящем потоке жидкости

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt}(mv_x) = & 2,35 \frac{\psi \rho S Q^2}{(D_k^2 - D_\Phi^2)^2} [7,08(1 - K) \left(1 - \frac{4x^2}{\Delta S^2} \right)^2 - \\ & - \left(1 - \frac{4(x + 0,5d)^2}{\Delta S^2} \right)^2 - \left(1 - \frac{4(x - 0,5Kd)^2}{\Delta S^2} \right)^2] \pm [\rho \psi S \bar{v}_x^2 + \mu \psi d v_x]; \end{aligned} \quad (8.21)$$

для случая засыпки в нисходящем потоке жидкости

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt}(mv_x) = & \frac{10,57 \psi \rho S Q^2}{(D_k^2 - D_\Phi^2)^2} [1,57(1 - K) \left(1 - \frac{4x^2}{\Delta S^2} \right)^2 - \\ & - \left(1 - \frac{4(x + 0,5d)^2}{\Delta S^2} \right)^2 - \left(1 - \frac{4(x - 0,5Kd)^2}{\Delta S^2} \right)^2] \pm [\rho \psi S \bar{v}_x^2 + \mu \psi d v_x], \end{aligned} \quad (8.22)$$

где μ — вязкость жидкости.

Выражения (8.21) и (8.22) представляют собой нелинейные дифференциальные уравнения второго порядка, которые не решаются обычными методами интегрирования. При анализе условий формирования первичных структур гравийных пробок за счет смещения частиц из центральных в периферийные сечения потока первостепенное значение приобретает оценка установившегося движения частиц, для которого справедливы граничные условия

$$\frac{d}{dt}(mv_x) = 0; \quad \frac{dx}{dt} = 0.$$

С учетом принятых граничных условий решение уравнений (8.21) и (8.22) показывает, что при различных коэффициентах формы частицы гравия будут стремиться занять строго определенное положение в потоке. Если форма частицы правильная и $K = 1$, то частица гравия будет двигаться в ламинарном потоке жидкости в центре потока. Если K уменьшается, то частица гравия будет смещаться от центра к границам потока. С целью

предупреждения зависания частиц гравия в процессе закачки большой интерес представляет нахождение таких значений K , при которых частица будет прижиматься к границам потока. Приравняв к нулю правые части уравнений (8.21) и (8.22), подставим значения x , характерные для границ потока $[x = \pm 0,5 \times (D_k - D_\phi)]$ и предположив, что размер частицы гравия значительно меньше размеров кольцевого пространства, получим, что при закачке в восходящем потоке воды, критический коэффициент формы $K_{кр}$, при котором частица начинает прижиматься к границам потока, равен 0,76. При закачке гравия в нисходящем потоке $K_{кр} = 0,32$. Распределение частиц гравия в процессе закачки для восходящего и нисходящего потоков в зависимости от коэффициента формы частиц представлено графиками на рис. 8.16. В качестве геометрического критерия подобия потока автором при построении графиков принималась безразмерная величина $j = 2x/(D_k - D_\phi)$, которая на границах потока принимает значения ± 1 , а в центре равна нулю.

Из представленных графиков видно, что при закачке в нисходящем потоке жидкости требования к качеству материала с учетом исключения возможного зависания могут быть менее строгими, чем для восходящего потока. При засыпке гравия в нисходящем потоке пригоден материал, коэффициент формы частиц которого больше 0,32, а в восходящем потоке необходимо использовать гравий более правильной формы ($K > 0,76$).

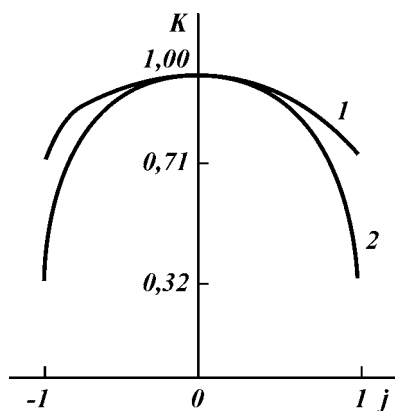


Рис. 8.16. Распределение частиц гравия в поперечном сечении восходящего (1) и нисходящего (2) потоков

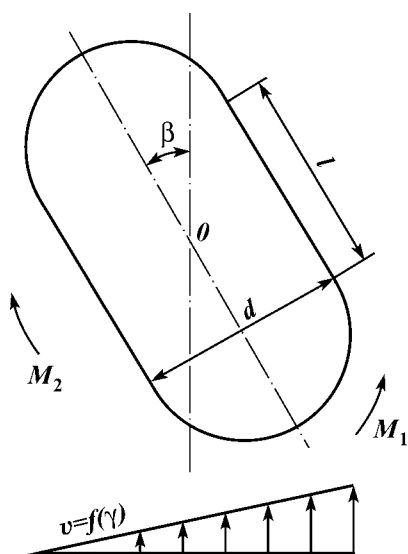


Рис. 8.17. Вращение частицы в потоке

За счет наличия градиента скоростей жидкости по сечению потока в некоторых случаях будет наблюдаться вращательное движение частиц гравия. В связи с этим целесообразно оценить влияние возможного вращения на перемещения частиц в горизонтальной плоскости.

На рис. 8.17 показана гравийная частица в вертикальном потоке жидкости. Очевидно, что вращение частицы в некоторой точке сечения потока будет наблюдаться, если вращательный момент, стремящийся повернуть частицу по часовой стрелке M_2 , больше вращательного момента, поворачивающего частицу против часовой стрелки M_1 . Величина вращательных моментов определяется величиной гидродинамического давления (сопротивления) на противоположные от центра тяжести поверхности частицы

$$dM_{1,2} = dE_{\text{гд}} dS. \quad (8.23)$$

Проинтегрировав выражение (8.23) по поверхности гравийной частицы, получим уравнения для моментов

$$M_1 = 3,24a \left\{ d \left[\left(1 - \frac{4(x-0,5d)^2}{\Delta S^2} \right)^2 - \left(1 - \frac{4x^2}{\Delta S^2} \right)^2 \right] + \right. \\ \left. + l' \sin \beta \left[\left(1 - \frac{4x^2}{\Delta S^2} \right)^2 - \left(1 - \frac{4(x+0,5l' \sin \beta)^2}{\Delta S^2} \right)^2 \right] \right\}; \quad (8.24)$$

$$M_2 = 3,24a(1-\sin \beta)(d-l' \sin \beta) \left[\left(1 - \frac{4(x+0,5l' \sin \beta)^2}{\Delta S^2} \right)^2 + \right. \\ \left. - \left(1 - \frac{4(x+0,5d)^2}{\Delta S^2} \right)^2 \right] + d(1-\cos \beta) \left[\left(1 - \frac{4(x+0,5d+l' \sin \beta)^2}{\Delta S^2} \right)^2 + \right. \\ \left. + \left(1 - \frac{4(x+0,5d+l' \sin \beta+0,5d \sin \beta)^2}{\Delta S^2} \right)^2 \right] + 3,24 \frac{\psi' \rho \bar{S} Q^2 l' \sin \beta}{(D_{\text{к}}^2 - D_{\text{ф}}^2)} \times \\ \times \left[\left(1 - \frac{4(x+0,5d)^2}{\Delta S^2} \right)^2 - \left(1 - \frac{4(x+0,5d+l' \sin \beta)^2}{\Delta S^2} \right)^2 \right], \quad (8.25)$$

где ψ' — коэффициент обтекания цилиндрической части гравийной частицы, изменяющейся в зависимости от величины угла от 0,11 до 0,2.

Сравнивая значения M_1 и M_2 , полученные при расчетах по

формулам (8.24) и (8.25), можно судить о характере вращательного движения частицы данной формы. Если M_1 больше M_2 при любых значениях угла наклона частицы к вертикали β для определенной точки потока, то в этой точке частица будет вращаться. В противном случае, при определенном значении β моменты M_1 и M_2 уравниваются и частица движется при установившемся наклоне к вертикали без вращения. Графики изменения угла стабильного движения частиц различной формулы $K_{\Pi} = l/d$ по сечению потока представлены на рис. 8.18. Если угол наклона большей оси симметрии частицы к вертикали превышает 90° , то частица в этом сечении потока будет вращаться. Вращение частиц наблюдается преимущественно в периферийных областях потока, где велик градиент скорости. При смещении частиц к центру вращение постепенно затухает. Частицы с коэффициентом продолговатости $K_{\Pi} = 0,25$ вращаются только в области от границ потока $j = \pm 1$ до значений $j = \pm 0,4$. Сферичные частицы вращаются по всему сечению потока за исключением центра.

В потоке вращаются только скатанные частицы с коэффициентом продолговатости $K_{\Pi} < 0,5$ (см. рис. 8.17). С увеличением продолговатости частиц область вращения частиц в потоке сужается от центральных к периферийным сечениям и уменьшается угол наклона частиц к оси потока частиц, двигающихся без вращения. Проанализировав выражения (8.21), (8.22), (8.24) и (8.25), было получено, что за счет горизонтального усилия, действующего на частицу, определяемого из уравнений (8.21) и

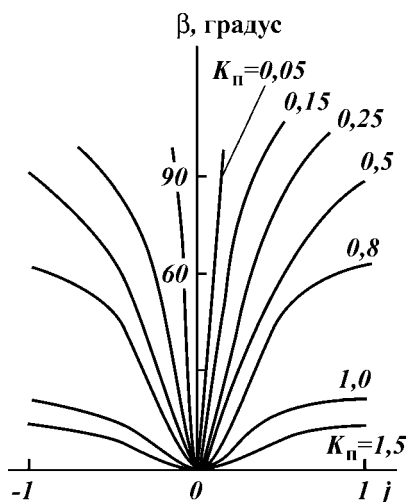


Рис. 8.18. Изменение угла наклона частицы по сечению потока от ее формы

(8.22), частица определенной формы K_n будет стремиться занять в потоке строго определенное положение (см. рис. 8.16), в котором гидродинамическое давление на противоположные от центра тяжести поверхности частицы равны, и соответственно равны моменты M_1 и M_2 . При достижении частицей точки сечения потока, в которой M_1 уравнивается M_2 , частица гравия продолжает двигаться в этом слое жидкости в строго вертикальном положении без вращения.

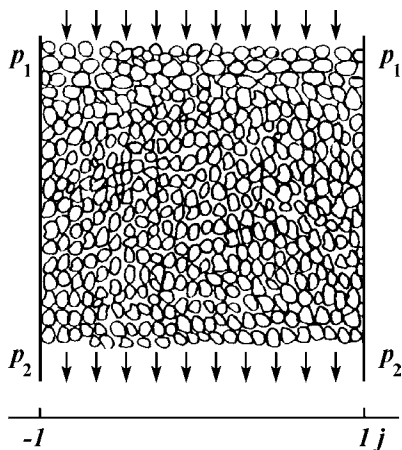
В соответствии с этим, при засыпке гравия наблюдается вращение окатанных частиц ($K_n < 0,5$) в потоке. Однако период вращения частиц очень незначителен, так как под действием горизонтальных сил частица смещается в такое сечение потока, в котором значения M_1 и M_2 уравниваются друг друга и учитывать влияние вращения частиц в потоке на горизонтальное перемещение частицы гравия нецелесообразно.

В ламинарном потоке жидкости создаются благоприятные условия для образования гравийных пробок в случае, если при засыпке используют гравий неправильной формы, характеризующийся значениями меньшими критических. С увеличением концентрации частиц гравия критической формы в потоке вероятность пробкообразования увеличивается, но оценить это влияние возможно только экспериментальным путем. Вывод о влиянии формы на распределение частиц по сечению потока в горизонтальной плоскости подтверждается экспериментальными данными, полученными различными исследователями. Однако ранее это явление не имело научного обоснования. Смещение частиц гравия к границам потока, их налипание и скопление на стенках скважины и обсадных труб есть необходимое, но не достаточное условие пробкообразования. Доставку гравия в зону фильтра можно обеспечить, если первичные структуры гравийных пробок, образующихся в потоке, не сохраняют свою устойчивость и под влиянием многих факторов разрушаются.

Возможность образования устойчивого контура равновесия в сыпучих породах при креплении горных выработок была рассмотрена М.М. Протодяковым. Применение предложенной методики не позволяет оценить устойчивость гравийной пробки в кольцевом пространстве скважины, так как в значительной степени она определяется характером фильтрации жидкости в гравийном материале.

Оценим устойчивость гравийной пробки к разрушению в ламинарном потоке жидкости. При малых скоростях движения потока фильтрация жидкости через гравийную пробку (рис. 8.19) подчиняется закону Дарси. Потери напора на гравийной пробке за счет наличия фильтрации

Рис. 8.19. Гравийная пробка в потоке



$$h = \frac{QL}{K_{\phi} w_{\text{кп}}}, \quad (8.26)$$

где L — высота пробки; K_{ϕ} — коэффициент фильтрации пробки; $w_{\text{кп}}$ — площадь поперечного сечения пробки.

С учетом уравнения Бернулли, записанного для верхнего и нижнего сечений гравийной пробки, перепад давления определится из выражения

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \rho g L \left(\frac{Q}{K_{\phi} w_{\text{кп}}} - 1 \right). \quad (8.27)$$

Закон сопротивления при обтекании тел жидкостью в общем виде

$$F_c = \psi \mu d v_{\phi} + \psi' \rho d^2 v_{\phi}^2. \quad (8.28)$$

Если силы инерции и вязкости малы (при ламинарном потоке в скважине), то второй член выражения (8.28) приближенно равен нулю и им можно пренебречь. В связи с этим запишем, что сила сопротивления при фильтрации прямо пропорциональна скорости потока или квадрату координаты, т.е.

$$F_c \propto j^2. \quad (8.29)$$

С учетом уравнения (8.29) можно записать, что закон распределения гидродинамического давления потока на пробку по сечению потока в общем виде

$$p_{\text{гд}} = p_{\text{max}}(1 - j^2), \quad (8.30)$$

где p_{max} — максимальное гидродинамическое давление по сечению пробки.

Площадь эпюры под кривой распределения гидродинамического давления по сечению потока равна силе гидродинамического давления на гравийную пробку. Интегрируя уравнение (8.30), получаем выражение для определения силы гидродинамического давления в координатах при фильтрации жидкости через пробку

$$F_{\text{гд}} = \frac{4}{3} p_{\text{max}}. \quad (8.31)$$

Сила гидродинамического давления на пробку равна произведению средней величины давления потока на площадь потока, В координатах $F_{\text{гд}} = f(j)$ справедливо равенство

$$F_{\text{гд}} = 2\bar{p}. \quad (8.32)$$

Решая совместно уравнения (8.31) и (8.32), получаем

$$p_{\text{max}} = \frac{3}{2} \bar{p}. \quad (8.33)$$

Закон распределения гидродинамического давления на пробку по сечению потока с учетом выражений (8.30) и (8.27) примет вид

$$p_{\text{гд}} = \frac{3}{2} \rho g L \left(\frac{Q}{K_{\text{ф}} w_{\text{кп}}} - 1 \right) (1 - j^2). \quad (8.34)$$

Кроме гидродинамического давления на свод гравийной пробки действует статическое усилие, равное весу вышележащих гравийных частиц

$$p_c = \rho g L e \left(\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho} - 1 \right), \quad (8.35)$$

где $\rho_{\text{п}}$ — плотность породы; e — пористость породы.

Общее давление на своде пробки равно сумме гидродинамической и статической составляющих

$$p = p_{\text{гд}} + p_c = \rho g L \left[\left(\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho} - 1 \right) e + \frac{3}{2} \left(\frac{Q}{K_{\text{ф}} w_{\text{кп}}} - 1 \right) (1 - j^2) \right]. \quad (8.36)$$

Рассмотрим возможность образования устойчивого свода гравийной пробки в ламинарном потоке при заданной величине действующей нагрузки, определяемой из уравнения (8.36).

Контур гравийной пробки будет устойчив к разрушению, если моменты активных сил, действующих на свод гравийной пробки относительно некоторой точки N с координатами n_1 и n_2 , принадлежащей этому контуру, равны. Образование устойчивого свода равновесия гравийной пробки в кольцевом пространстве скважины при ламинарном режиме движения потока и действующая на этот контур нагрузка показаны на рис. 8.20, а, б.

Момент, стремящийся сдвинуть свод равновесия по часовой стрелке,

$$M_2 = N_1 n_1. \quad (8.37)$$

Интегрируя уравнение (8.37) от нуля до n_1 , по dj , получаем

$$M_2 = 0,5 n_1^2 \left[p + \frac{3}{2} \left(\frac{Q}{K_\phi w_{\text{кп}}} - 1 \right) \rho g L (j^2 - n_1^2) \right]. \quad (8.38)$$

Момент, стремящийся сдвинуть свод равновесия по часовой

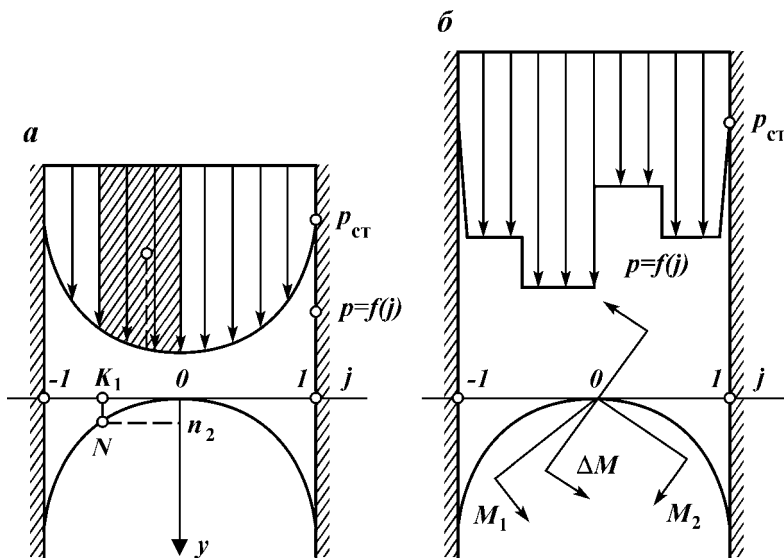


Рис. 8.20. Механизм образования и разрушения свода равновесия в гравийной пробке

стрелке, равен произведению реакции правой части свода на координату

$$M_1 = N_2 n_2. \quad (8.39)$$

Реакция правой части свода равновесии N_2 равна произведению суммарного усилия активных сил на правую часть свода на коэффициент бокового распора

$$M_1 = 0,5 p w_{\text{кп}} \operatorname{tg}^2 \left(\frac{90 - \theta}{2} \right) n_2, \quad (8.40)$$

где θ — угол внутреннего трения.

Площадь кольцевого пространства скважины в системе координат j равна двум и выражение (8.40) запишем в следующем виде:

$$M_1 = p \operatorname{tg}^2 \left(\frac{90 - \theta}{2} \right) n_2. \quad (8.41)$$

Согласно условию равновесия свода гравийной пробки $M_2 = M_1$. Решая совместно уравнения (8.38) и (8.41) и принимая, что коэффициент бокового распора равен 0,5, получаем уравнение свода равновесия

$$y = x \left[1 + \frac{p_{\text{гд}}}{p} (j^2 - x^2) \right]. \quad (8.42)$$

В начальный период образования пробки ее высота незначительна и статической составляющей нагрузки на свод пробки можно пренебречь. В этом случае уравнение (8.42) запишется в более простом виде

$$y = x^2 (2 - x^2). \quad (8.43)$$

Из выражений (8.42) и (8.43) следует, что при ламинарном режиме движения потока в кольцевом пространстве скважины гравийные пробки, сформировавшиеся за счет налипания, зазависания частиц гравия неправильной формы на стенках скважины и обсадных труб сохраняют устойчивое состояние и препятствуют надежной доставке гравия в зону фильтра. Свод гравийной пробки в ламинарном потоке жидкости принимает вид параболы, причем с увеличением высоты гравийной пробки (возрастает статическая составляющая нагрузки на пробку) ветви параболы занимают более крутое положение, что свидетельствует о повышении устойчивости гравийной пробки к разрушению.

Пробкообразование в турбулентном потоке жидкости

Сложность оценки перемещения частиц в турбулентном потоке связана с отсутствием количественного описания турбулентности. Из многочисленных работ, посвященных этой проблеме, целесообразно выделить и взять за основу последующих исследований работу Х. Шуберта, Т. Нессе и П. Коха, в которой предложена оригинальная качественная теория переноса частиц в турбулентном потоке. Турбулентный поток представлен как некоторое постоянно изменяющееся поле вихревых скоростей, наложенное на поле осредненных скоростей. В этой связи турбулентный перенос частиц в потоке определяется с одной стороны вихревым полем изменяющихся скоростей, а с другой — полем осредненных скоростей

$$q_i = -D_t \frac{dn_i}{dx} - \bar{v}_x n_i, \quad (8.44)$$

где q_i — показатель турбулентного переноса i -ой частицы гравия; D_t — коэффициент диффузии; n_i — число частиц гравия, проходящих через некоторую вертикальную плоскость.

Первый член уравнения (8.44) определяет количество частиц, проходящих через некоторую вертикальную плоскость в потоке гравийной смеси за счет турбулентной диффузии. Горизонтальное перемещение частиц в потоке под действием вихревого поля скоростей определяется коэффициентом диффузии D_t , значения которого находятся только опытным путем. Очевидно, что такой подход к оценке перемещений частиц в потоке может объяснить экспериментальный материал, но не позволяет оценить условия прижатия частиц к стенкам скважины и обсадных труб и выявить определяющие его факторы.

Рассмотрим влияние вихревого поля скоростей потока на горизонтальное перемещение частиц. Согласно теореме Жуковского, подъемная сила, возникающая вследствие циркуляции вихрей и перпендикулярная к оси потока, который движется в бесконечности с некоторой скоростью, равна плотности жидкости, умноженной на циркуляцию, скорость потока и длину обтекаемого тела. Теорема Жуковского применима для определения подъемной силы любых тел, движущихся в жидкости. Н.Е. Жуковский разработал теорию присоединения вихрей, основная идея которой заключается в том, что обтекаемые тела могут быть заменены вихрями. Поэтому можно воспользоваться теоремой Жуковского применительно к движению самих вихрей. На любой вихрь, когда он перемещается внутри жидкости, всегда действует сила, направленная так же, как и сила Жуковского, т.е.

нормально к оси обтекающего вихрь потока. Под действием этой силы вихри будут смещаться в направлении, где скорость больше, т.е. от периферии к оси потока.

Вихрь, двигаясь в направлении, перпендикулярном к оси потока, подвергается также действию сил трения и поэтому его путь не будет прямой линией, а будет изогнут в виде дуги, обращенной своей выпуклостью навстречу потоку. Кроме того, вихри создают определенное поле скоростей в жидкостях. Поскольку вихри образуются в слоях с малыми скоростями, они будут тормозить движение этих слоев и, следовательно, уменьшать их скорость. Итак, вихри будут выравнивать скорости в поперечном сечении потока, что имеет большое значение для процессов массообмена и распределения гравийных частиц в поперечном сечении потока.

Определим соотношение между подъемной силой вихря и силой сопротивления F_c , испытываемой им при перемещении в жидкости. Заменяя циркуляцию скорости в уравнении (8.13) работой силы на поверхности вихря поперечного сечения S_v , получаем

$$F_v = C_n \rho S_v \frac{\bar{u}^2}{2}, \quad (8.45)$$

где F_v — подъемная сила вихря; C_n — коэффициент подъемной силы, определяемый опытным путем; $\bar{u}$ — осредненная скорость турбулентного потока.

При перемещении вихря необходимо преодолеть силу сопротивления, которая определяется по формуле

$$F_c = C_0 \rho S_v \frac{\bar{u}_v^2}{2}, \quad (8.46)$$

где C_0 — коэффициент сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса; $\bar{u}_v$ — скорость подъема турбулентного вихря.

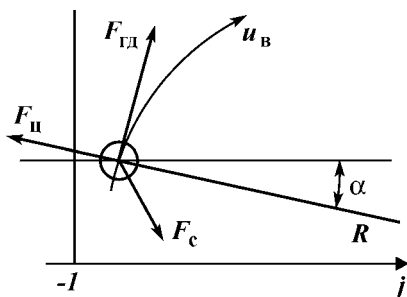
Приравняв силы F_v и F_c , получаем скорость подъема вихря

$$\bar{u}_v = \sqrt{\frac{C_n}{C_0}} \bar{u}. \quad (8.47)$$

Судя по опытам Прандтля, величины C_n и C_0 имеют один порядок и поэтому можно полагать, что скорость вихря $\bar{u}_v$ будет соизмерима со скоростью потока $\bar{u}$.

Рассмотрим движение частиц гравия в единичном вихре, перемещающемся согласно теореме Жуковского о подъемной силе от периферии к оси симметрии потока по дугообразной траектории (рис. 8.21). В горизонтальной плоскости перемещение частиц

Рис. 8.21. Движение частицы в вихревом потоке и действующие на нее силы



под действием единичного вихря определяет соотношение трех сил: горизонтальной составляющей центробежной $F_{\text{ц}}$, гидродинамического давления $F_{\text{гд}}$ и сопротивления $F_{\text{с}}$. Дифференциальное уравнение движения гравийной частицы в потоке запишем в виде

$$m \frac{d^2 x}{dt^2} = \sum_{i=1}^{i=n} F_x = -F_{\text{ц}} + F_{\text{гд}} \pm F_{\text{с}}. \quad (8.48)$$

Центробежная сила $F_{\text{ц}}$, действующая на гравийную частицу, определяется массой частицы m , скоростью движения частицы v и радиусом закручивания вихря R . Как отмечалось выше, скорость движения частиц в турбулентном потоке приравняется к скорости движения самого потока вследствие малости относительных скоростей движения жидкости и частиц в сравнении со скоростью потока. Поэтому при оценке величины центробежной силы удобнее пользоваться не скоростью частицы v , а скоростью потока $\bar{u}$. Вихри зарождаются у границ потока, а затем закручиваются к его центру, в связи с чем радиус закручивания вихря можно приравнять к радиусу потока гравийной смеси. Если учесть принятые обозначения, то величина центробежной силы

$$F_{\text{ц}} = \frac{mv^2}{R} = \frac{\pi d^3 \rho_n}{3\Delta S} \bar{u}^2 \cos \alpha, \quad (8.49)$$

где α — угол наклона вихря к оси потока.

Горизонтальная составляющая гидродинамического давления определится по аналогии с уравнением (8.17)

$$F_{\text{гд}} = \psi \rho \bar{S} \frac{\bar{u}^2}{2} \sin \alpha. \quad (8.50)$$

Очевидно, что центробежная сила способствует смещению частиц к периферии потока, а сила гидродинамического давления вихря — наоборот — к его центру. Сила сопротивления $F_{\text{с}}$ имеет

направление, противоположное направлению движения частицы, и не может самостоятельно вызывать горизонтальное перемещение частиц в потоке, так как определяет только скорость и время движения частиц, не изменяя его направления. В этой связи, тенденцию перемещения частиц в горизонтальной плоскости определяют только первые две составляющие дифференциального уравнения (8.48), а сила сопротивления считается их производной. Из выражений (8.49) и (8.50) следует, что центробежная сила пропорциональна диаметру частицы гравия в кубе, а сила гидродинамического давления — квадрату диаметра частицы. С увеличением размеров частиц центробежная сила возрастает быстрее, чем сила гидродинамического давления, и при определенном диаметре частиц будет наблюдаться смещение частиц к границам потока и их зависание на стенках скважины и обсадных труб, что приводит к образованию гравийной пробки. Приравняв правые части уравнений (8.49) и (8.50), получаем выражение для определения критического диаметра частиц гравия, выше которого под действием единичного вихря частицы налипают, зависают на границах потока

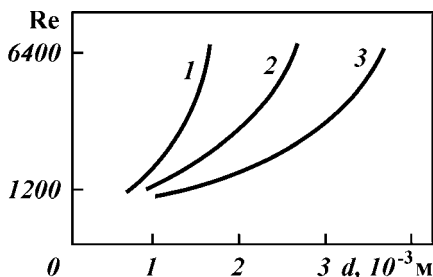
$$d_{кр} = 0,375\psi\Delta S \operatorname{tg} \alpha. \quad (8.51)$$

Угол наклона вектора скорости вихря к вертикали α определяется соотношением вертикальной и горизонтальной составляющих скоростей вихря. Как показали исследования, в зависимости от числа Рейнольдса горизонтальная проекция вектора скорости вихря может достигать трех десятых вертикальной скорости вихря $\bar{u}_n$ или в соответствии с уравнением (8.47) трех десятых средней скорости потока $\bar{u}$. При незначительной степени турбулизации потока, что наблюдается при переходе от ламинарного к турбулентному потоку ($Re = 1200$), горизонтальная составляющая проекции скорости вихря равна приблизительно десятой части средней скорости потока. В этой связи угол α — функция числа Рейнольдса, в зависимости от степени турбулизации потока — изменяется от 6 до 16°.

На рис. 8.22 представлена зависимость критического диаметра гравийных частиц, при котором наблюдается пробкообразование, от числа Рейнольдса для различных сечений кольцевого пространства скважины f . При зазоре между стенками скважины (обсадных труб) в 100 мм при незначительной турбулизации потока ($Re = 1200$) частицы размером более 0,6 мм зависают на границах потока. С ростом степени турбулизации потока критический диаметр зависших частиц увеличивается и достигает при развитой турбулентности ($Re = 6400$) 1,7 мм, что свиде-

Рис. 8.22. Зависимость критического диаметра частиц гравия, смещающихся к границам потока в турбулентном потоке, от числа Рейнольдса при разных значениях f :

1 — 0,1; 2 — 0,15; 3 — 0,2



тельствует об уменьшении вероятности пробкообразования с ростом числа Рейнольдса. Из формулы (8.51) следует, что при увеличении межтрубного зазора в скважине ΔS критический диаметр частиц также возрастет. Если учесть, что размер гравийных частиц, засыпаемых в скважину, редко превышает 2–3 мм, то согласно уравнению (8.51) при кольцевом зазоре $\Delta S \geq 0,5$ м налипания частиц на границы потока под влиянием вихрей можно избежать.

Горизонтальное перемещение в турбулентном потоке определяется не только влиянием вихревого поля скоростей, но и поля осредненных скоростей потока [см. формулу (8.44)]. Дифференциальное уравнение движения частиц в горизонтальной плоскости под действием поля осредненных скоростей потока соответствует выражению (8.22). Отметим, что при турбулентном потоке частицы распределяются по сечению в зависимости от их формы, однако характер этого распределения будет отличен от распределения в ламинарном потоке. Отличие заключается в различных изменениях осредненных скоростей потока по его сечению и градиенте скорости, который согласно формулам (8.15), (8.18) и (8.20) определяет горизонтальное перемещение частиц в потоке.

Характер изменения осредненных скоростей турбулентного потока описывается следующим уравнением:

$$u_i = \bar{u} \frac{8}{7} \left(1 - \frac{2x}{\Delta S} \right)^{1/7}, \quad (8.52)$$

где u_i — скорость турбулентного потока в сечении, соответствующем центру тяжести i -ой частицы.

Решая дифференциальное уравнение (8.22) с учетом равенства (8.52), получим кривые распределения частиц по сечению турбулентного потока в зависимости от их формы (см. рис. 8.16). Коэффициент критической формы $K_{кд}$ для турбулентного потока соответствует критическому коэффициенту формы для ламинарного потока и равен для восходящего направления движения

гравийной смеси 0,76, а для нисходящего — 0,31. При коэффициенте формы, меньшем критического, гравийная частица под действием осредненного поля скоростей стремится зависнуть, налипнуть на границы потока, что способствует пробкообразованию.

При турбулентном потоке (в отличие от ламинарного) влияние формы частиц наблюдается только для определенных сечений вертикального потока, которые принято называть в технической литературе пограничным слоем. В ядре потока частицы различной формы распределены равномерно и движутся хаотично, подчиняясь законам диффузии. В пограничном слое влияние формы частиц на их горизонтальное перемещение особенно велико, что качественно отличает этот слой от ядра потока.

Распределение гравийных частиц по поперечному сечению турбулентного потока в зависимости от коэффициента критической формы будет искажаться за счет воздействия вихревого поля скоростей. Однако вихревое воздействие носит временный характер и за счет наличия градиента осредненной скорости по сечению потока будет наблюдаться смещение частицы в зависимости от ее формы либо к границам, либо к ядру потока.

В турбулентном потоке могут возникнуть условия, способствующие смещению частиц к периферии потока и их зависанию на стенках скважины и обсадных труб (см. рис. 8.16–8.22). Вероятность пробкообразования в турбулентном потоке увеличивается с ростом размеров гравийных частиц и уменьшении коэффициента их формы. Поэтому в первую очередь налипнуть на стенки скважины и обсадных труб должны частицы неправильной формы наиболее крупной фракции гравия, используемого при засышке. Увеличение степени турбулизации, а также площади сечения потока гравийной смеси позволяет уменьшить вероятность пробкообразования, но не устраняет его, так как для исключения возможного зависания частиц кольцевой зазор скважины должен быть более 0,5 м, что не соответствует установленным требованиям к конструкциям скважин.

В связи с тем, что турбулентный режим движения гравийной смеси не устраняет (в большинстве случаев) горизонтального смещения частиц от центра к периферии потока, их налипания на стенки скважины, особую важность приобретает вопрос оценки устойчивости образующихся первичных структур гравийной пробки к разрушению в турбулентном потоке. Предположим, что за счет смещения гравийных частиц к периферии потока образовалась гравийная пробка. Тогда на каждую точку устойчивого свода равновесия действуют моменты M_1 и M_2 от статической и гидродинамической нагрузки, уравнивающие друг друга (см. рис. 8.20, б).

Известно, что турбулентный поток характеризуется наличием пульсирующей продольной составляющей скорости потока, т.е. на некотором интервале потока, равном размеру вихря, мгновенные скорости увеличиваются, но согласно условию постоянства расхода жидкости в процессе закачки гравия, на противоположном от центра потока интервале мгновенная скорость вихря уменьшается на такую же величину (при равенстве площадей сечения, возросшего и уменьшающегося по скорости вихря). За счет мгновенного изменения скоростей потока относительно центра симметрии свода возникает дополнительный момент ΔM , стремящийся повернуть свод образовавшейся пробки. Согласно гипотезе М.М. Протодяконова устойчивый контур равновесия в сыпучих породах будет разрушаться при выполнении условия

$$\Delta M > M_{1,2}. \quad (8.53)$$

В начальный период образования гравийной пробки статической нагрузкой, действующей на свод пробки от веса вышележащих гравийных частиц, можно пренебречь. Тогда из уравнения моментов для центра симметрии свода равновесия получим величину отношения приращения гидродинамической нагрузки $\Delta F_{гд}$ за счет мгновенного изменения скоростей потока к гидродинамической нагрузке $F_{гд}$ от поля осредненных скоростей потока, при котором гравийная пробка в турбулентном потоке будет разрушаться, т.е. справедливо выражение

$$\frac{\Delta F_{гд}}{F_{гд}} \geq 0,25 \frac{j}{x}. \quad (8.54)$$

Приняв, что мощность турбулентного вихря в 4 раза меньше сечения потока, что наблюдается при развитом турбулентном режиме, преобразуем выражение (8.54)

$$\frac{\Delta F_{гд}}{F_{гд}} \geq 0,5. \quad (8.55)$$

Сила гидродинамического давления на свод пробки пропорциональна квадрату скорости потока и поэтому справедливо следующее соотношение

$$\frac{\Delta u^2}{\bar{u}^2} \geq 0,5, \quad (8.56)$$

или

$$\Delta u \geq 1,4 \bar{u}, \quad \Delta u = \bar{u}_в - \bar{u}. \quad (8.57)$$

Из выражения (8.57) следует, что структура гравийной пробки, при принятом (согласно М.М. Протодяконову) запасе устойчивости, будет всегда разрушаться, если мгновенная скорость потока превышает осредненную скорость в 1,41 раза. Известно, что при развитом турбулентном режиме движения потока мгновенные скорости могут в два и даже более раз превышать средние. Следовательно, в начальный период образования пробка будет всегда разрушаться.

При увеличении высоты гравийной пробки, образовавшейся в кольцевом пространстве скважины, статическая составляющая нагрузки от веса вышележащих гравийных частиц на свод равновесия растет и соответственно снижается роль дополнительной составляющей гидродинамической нагрузки, возникающей за счет наличия пульсации скоростей потока. При определенной высоте гравийной пробки она не будет подвержена разрушению в турбулентном потоке. Для определения критической высоты гравийной пробки, при которой она сохраняет свою устойчивость, запишем выражение (8.55) с учетом статической нагрузки $F_{ст}$

$$\frac{\Delta F_{гд}}{F_{гд} + F_{ст}} \geq 0,5. \quad (8.58)$$

Учитывая, что мгновенные скорости турбулентного потока могут примерно в 2 раза превышать средние и величина $\Delta F_{гд}$ согласно уравнению (8.50) будет достигать значений, в 4 раза превышающих $F_{гд}$, получим критическое соотношение между статической и гидродинамической нагрузками на свод равновесия гравийной пробки

$$F_{ст} = 7F_{гд}. \quad (8.59)$$

Подставляя в выражение (8.36) значения $F_{ст}$ и $F_{гд}$, определенные выше, и решая уравнение относительно критической длины гравийной пробки, при которой она не подвержена разрушению в турбулентном потоке, получаем

$$L_{кр} = \frac{7\psi Q^2}{\pi g(\rho_n / \rho - 1)(1 - e)}, \quad (8.60)$$

где e — пористость гравийной пробки.

При увеличении высоты пробки выше $L_{кр}$ ее устойчивость в соответствии с формулой (8.60) будет расти и работы по ликвидации пробкообразования в кольцевом пространстве скважины осложнятся.

8.3.2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

В практике изучения гидравлических явлений очень широко распространен метод экспериментальных исследований, позволяющий оценить комплекс факторов, определяющих тот или иной процесс в условиях, доступных для визуального контроля. Ниже приведены материалы экспериментальных исследований процессов сооружения гравийных фильтров на лабораторной модели. В ходе проведения эксперимента исследовали механизм пробкообразования в процессе транспортировки гравия в вертикальном потоке.

В основу экспериментальных исследований процесса сооружения гравийного фильтра в скважине легли теоретические разработки автора. Основная задача при проведении эксперимента — проверка правомерности теоретических выводов, их корректировка в соответствии с данными, полученными в лабораторных условиях. Большое внимание уделялось выявлению дополнительных факторов, влияющих на процесс сооружения гравийного фильтра в скважине, оценить которые на основании теоретических исследований сложно.

Общие принципы построения модели

При исследовании гидравлических процессов на лабораторной модели необходимо максимально приблизить условия проведения эксперимента к практическим условиям, так как только при соблюдении подобия натуры и модели возможно изучение практических вопросов на основании данных, полученных на модели.

В гидравлике известны геометрическое и гидродинамическое подобия натуры и модели. Геометрическое подобие предполагает определенное постоянное соотношение между геометрическими размерами натуры и модели, которое выражается коэффициентом подобия. Обеспечить геометрическое подобие при построении модели гораздо проще, чем гидродинамическое. Гидродинамическое подобие выражается критериями подобия, которые устанавливают соотношение между преобладающими в потоке силами. При преобладании в потоке сил трения и инерции моделирование осуществляют по критерию Рейнольдса, сил тяжести и инерции — по критерию Фруда, сил трения и тяжести — по критерию Стокса, сил перепада давления и инерции — по критерию Эйлера, сил трения и перепада давления — по критерию Лагранжа. Существуют критерии подобия Сен-Венана — Ильюшина, Струхалия и другие, позволяющие учесть также силы пластичности, поверхностного натяжения для стационарного и не-

стационарного режимов. Соблюдение гидродинамического подобия по одному из критериев предполагает его нарушение по всем остальным. В этой связи чрезвычайно важно при построении модели выбрать критерий подобия, который учитывает все действующие в потоке силы, влияющие на изучаемый процесс.

Пробкообразование в скважине зависит от соотношения трех сил, две из которых были впервые предложено учитывать автором. Введение двух новых сил, горизонтальной составляющей силы гидродинамического давления (сопротивления) на частицу и второй составляющей силы Жуковского, определяющейся формой частицы, осложняет выбор для моделирования процесса пробкообразования известных критериев подобия, так как их применение не позволяет выявить соотношение между силами Жуковского и гидродинамического давления для натуры и модели. Рассмотрим вопрос разработки критерия подобия, позволяющего моделировать процессы перемещения частиц в поперечном сечении потока под воздействием предложенных выше сил. Основными параметрами, определяющими процесс пробкообразования согласно формулам (8.21), (8.22), (8.49) и (8.50), следует считать разницу квадратов скоростей обтекания частицы по противоположным от оси симметрии потока сторонам, среднюю скорость потока $\bar{u}$, крупность d и коэффициент формы гравийных частиц k , характеристики несущей гравий среды v , режимы движения гравийной смеси Re , площадь кольцевого пространства скважины $w_{\text{кп}}$, площадь поверхности и высота образовавшейся гравийной пробки L . Учитывая, что разницу квадратов скоростей обтекания частиц гравия по противоположным от вертикальной оси симметрии сторонам можно выразить через градиент скорости по сечению потока $\text{grad } \bar{u}$ и среднюю скорость потока, запишем процесс пробкообразования в скважине как функцию следующих параметров:

$$y = f(\text{grad } \bar{u}; \bar{u}; k; d; Re; w_{\text{кп}}, L, v). \quad (8.61)$$

Для обеспечения достоверности изучаемого на модели процесса пробкообразования необходимо, чтобы параметры гравийной засыпки, записанные в формуле (8.61), в натуре и на модели были подобны.

Геометрическое подобие натуры и модели будет соблюдено, если отношение размеров скважины и модели будет постоянно. Пусть величина кольцевого зазора скважины — ΔS , диаметр скважины — D_0 , а диаметр фильтра — $D_{\text{ф}}$, тогда для натуры и модели получим

$$\frac{D_{0н}}{D_{0м}} = \frac{D_{фн}}{D_{фм}} = \frac{\Delta S_{н}}{\Delta S_{м}} = \text{idem.} \quad (8.62)$$

Соответственно справедливо и подобие площадей кольцевого пространства натуры и модели

$$\frac{w_{кп.н}}{w_{кп.м}} = \text{idem.} \quad (8.63)$$

Очевидно, размеры частиц гравия и сечения потока, в котором они перемещаются для натуры и модели, также должны быть подобны. Поэтому с учетом постоянного для модели и натуры коэффициента формы частиц

$$J = \frac{d}{D_0 - D_{\phi}} = \frac{d}{\Delta S} = \text{idem.} \quad (8.64)$$

Выражение (8.64) представляет собой геометрический критерий подобия, принятый при построении лабораторной модели. Критерий гидродинамического подобия процессов возникновения и разрушения гравийных пробок в потоках различного направления для натуры и модели, позволяющий максимально приблизить условия эксперимента к практическим, был получен на основании формул (8.61) и (8.64) методом анализа размерностей. Критерий гидродинамического подобия D для начального периода образования и разрушения гравийной пробки выразим через основные факторы, влияющие на пробкообразование и постоянные коэффициенты, известные из π -теоремы. Для критерия подобия Рейнольдса справедливо следующее выражение:

$$D = \frac{\text{Re}}{(\text{grad } \bar{v}) q_{1\bar{u}} q_{2\Delta S} q_{3g} q_{4\bar{d}} q_5}. \quad (8.65)$$

Решим уравнение (8.65) по известной из π -теоремы методике и получим значения коэффициентов $q_1; q_2; q_3; q_4; q_5$. Окончательно выражение для определения критерия гидродинамического подобия натуры и модели принимает вид

$$D = \text{Re} \frac{\text{grad } \bar{v} \bar{u} w_{кп}}{g \bar{d}^3} = \frac{\bar{u}^2 \text{grad } \bar{v} w_{кп} \Delta S}{D g \bar{d}^3}. \quad (8.66)$$

Подобие произведения средней скорости потока u , изменения скорости по сечению потока $\text{grad } v$ и площади сечения потока $w_{кп}$, отнесенное к произведению куба диаметра гравийной частицы $\bar{d}^3$ на ускорения свободного падения g , обеспечивает подобие активных сил, действующих на частицу в ламинарном потоке, а следовательно, и процесс пробкообразования. Для турбулентного потока перемещение частиц определяется, с одной

стороны, полем осредненных скоростей, а с другой — полем вихревых скоростей. Активная нагрузка на частицу от осредненного поля скоростей турбулентного потока выражается, как и для ламинарного потока, произведением $(\text{grad } v w_{\text{кп}})/gd^3$. Влияние вихревого поля скоростей на перемещение частицы в поперечном сечении потока, а также устойчивость сформировавшейся гравийной пробки учитывается через критерий подобия Рейнольдса Re .

Кроме геометрического и гидродинамического подобия в процессе сооружения гравийного фильтра в скважине и на модели необходимо соблюдать также подобие технологических операций. Назовем это подобие технологическим. Технологическое подобие применительно к процессу пробкообразования и гидравлической классификации частиц в поперечном сечении потока предполагает постоянное значение концентрации гравия c и коэффициента формы k частиц в потоке, в натуре и на модели:

$$T = \frac{c_n k_n}{c_m k_m} = \text{idem}. \quad (8.67)$$

Сопоставляя значения геометрического, гидродинамического и технологического подобия, определяемые в формулах (8.64), (8.66) и (8.67) отметим, что критерий гидродинамического подобия предполагает и геометрическое подобие потока, так как в выражение (8.66) включена величина, обратная критерию геометрического подобия J , равная отношению величины кольцевого пространства скважины к диаметру гравийной частицы. Учитывая, что осуществлять моделирование сразу по трем параметрам сложно, выведем обобщенный критерий подобия, позволяющий учесть как геометрическое, так гидродинамическое и технологическое подобия. Вводя в равенство (8.66) значения коэффициента формы гравийных частиц и концентрации гравия в потоке, получаем обобщенный критерий подобия натуре и модели, на основании которого осуществлялась разработка лабораторной модели и методики проведения эксперимента,

$$G = \frac{\text{Re grad } \bar{v} \bar{u}}{J g \bar{d}} T = \frac{\text{grad } \bar{v} \bar{u}^2 w_{\text{кп}} \Delta S k}{v g \bar{d}^3 C}. \quad (8.68)$$

Увеличение произведения сомножителей в числителе формулы (8.68), а также уменьшение сомножителей в знаменателе снижает вероятность пробкообразования в скважине. Это свидетельствует о наличии некоторого критического значения обобщенного критерия подобия. Ведение работ при значениях G меньших критических сопровождается пробкообразованием, а выше критических обеспечивает надежную транспортировку гравия в зону фильтра.

Пробкообразование при различных способах доставки гравия в зону фильтра

Исследование пробкообразования проводили на лабораторной модели, построенной на основании равенства (8.68), с учетом типовых конструкций скважин. Кольцевое пространство скважины имитировалось двумя стеклянными коаксиально установленными трубами длиной 2200 мм. Внутренний диаметр трубы, имитирующей стенки скважины или обсадных труб, принимался равным 150 мм. Наружный диаметр трубы, имитирующей эксплуатационную (фильтровую) колонну, менялся от 100 до 50 мм. Максимальный диаметр внутренней стеклянной трубы выбирался (с учетом типовых межтрубных зазоров между стенками эксплуатационной и обсадной колонн) для скважин, пробуренных с прямой промывкой и ударно-канатным станком, а минимальный — для скважин, пробуренных с обратной промывкой, а также для участка расширения скважины в зоне установки фильтра.

Пробкообразование в восходящем потоке в кольцевом пространстве скважины

Восходящий поток жидкости в кольцевом пространстве скважины возникает при следующих способах закачки гравия в скважину:

в восходящем потоке через кольцевое пространство скважины;
через вспомогательную колонну труб, спущенную в кольцевое пространство скважины;

через вспомогательную колонну труб и распределительный узел по методике ПСО «Востокбурвод»;

по методике фирм «Бейкер» и «Лайенс» при нарушении герметизации кольцевого пространства скважины;

гидровмыве каркаса фильтра в предварительно закачанный в скважину гравий.

Отличительная особенность технологии сооружения гравийных фильтров в скважине при наличии восходящего потока в кольцевом пространстве — малая скорость восходящего потока, ограниченная возможностью выноса гравийных частиц на поверхность при их гидравлической крупности меньшей, чем скорость потока. Скорость потока при размерах гравийных частиц 1,5—2 мм не должна превышать 0,1 м/с. Закон распределения скоростей по поперечному сечению потока описывается параболой вида

$$\bar{u} = a\bar{u}(1 - j^2). \quad (8.69)$$

Дифференцируя уравнение (8.69) по dj и подставляя результат в выражение для нахождения значений критерия гидродинамического подобия (8.68) и исключая из полученного постоянный коэффициент a для ламинарного потока, получаем

$$G = \frac{\bar{u}^3 w_{\text{кп}} \Delta S k}{v g \bar{d}^3 c}. \quad (8.70)$$

Принимая во внимание, что средняя скорость восходящего потока равна 0,1 м/с, в качестве жидкости-носителя используют воду, с учетом типовых конструкций скважин получаем значение G для натуры, составляющее $0,38 \cdot 10^3$. Решая равенство (8.70) при условии $G = 0,38 \cdot 10^3$; $w_{\text{кп}} = 9,81 \cdot 10^{-3}$; $\Delta S = 0,025$; $v = 1 \cdot 10^{-2}$, получаем соотношение между средней скоростью потока $\bar{u}$ и диаметром гравийных частиц. Средний диаметр гравия, который необходимо использовать на модели, получим из уравнения (8.70). На основании полученного размера гравия $\bar{d} = 0,0015 \div 0,002$ м была найдена средняя скорость восходящего потока на модели, равная 0,09 м/с. При установлении в кольцевом пространстве восходящего потока со средней скоростью 0,09 м/с осуществлялась засыпка гравия среднего диаметра 0,0015 в пространство между двумя стеклянными трубами. В процессе засыпки часть гравийного материала осаждалась, часть выносилась из кольцевого пространства модели, а некоторые частицы записали в восходящем потоке, образуя подобие облака. С увеличением объема засыпаемого гравия плотность облака зависших частиц увеличивалась, а количество гравия, выносимого из кольцевого пространства, сначала постепенно уменьшилось, а затем резко прекратилось. Спустя некоторое время в межтрубном пространстве из облака скопления частиц определенной фракции образовалась гравийная пробка, нижняя поверхность которой приняла форму арки. Под гравийной пробкой образовалась пустота, т.е. гравийный фильтр в восходящем потоке намылся не в зоне установки фильтра-каркаса, а в кольцевом пространстве над сформировавшейся пробкой. Лишь незначительный объем наиболее крупных фракций гравия преимущественно правильной формы осаждался в начальный период закачки у башмака фильтра-каркаса.

Восходящим потоком выносился гравий размером менее 0,5 мм. Однако в вынесенном материале были частицы более крупных фракций (до 1 мм) правильной, окатанной формы. Анализ материала, слагающего гравийную пробку, показал, что он состоит из частиц размером до 0,8 мм.

Описанный опыт подтверждает выдвинутый ранее первый вариант пробкообразования, согласно которому в кольцевом пространстве скважины пробка образуется за счет постепенного повышения концентрации частиц гравия определенной крупности на некотором участке потока.

Аналогичные опыты были проведены при средних скоростях восходящего потока соответственно 0,07; 0,05; 0,03 и 0,015 м/с. В отличие от первого опыта, сформировавшаяся гравийная пробка в кольцевом пространстве при меньших скоростях потока состояла из более мелких фракций гравия. При $\bar{u} = 0,05$ м/с диаметр частиц пробки не превышал 0,0005 м, а для $\bar{u} = 0,03$ м/с — 0,004 м. Необходимо отметить, что при уменьшении скорости восходящего потока процесс формирования гравийной пробки затягивался и при $\bar{u} = 0,015$ м/с $D = 0,08$ гравийная пробка не сформировалась и только незначительная часть гравийных частиц налипла на стенках скважины над кольцом, имитирующим муфту эксплуатационной колонны. При прекращении подачи жидкости в модель зависшие частицы оседают на поверхности гравийного фильтра.

Из проведенных опытов следует, что в восходящем потоке образование пробок протекает двумя путями. При наличии в гравийном материале, используемом при засыпке, частиц с гидравлической крупностью, равной средней скорости потока, наблюдаются их зависание в определенном интервале, постепенное увеличение концентрации частиц и затем пробкообразование.

Опыт при средней скорости в кольцевом пространстве модели $u = 0,0015$ м/с показал, что при отсутствии в гравийном материале частиц гидравлической крупности, близкой к средней скорости потока, часть частиц вытянутой, неправильной формы зависает на стенках скважины. Очевидно, с увеличением концентрации частиц неправильной формы в материале засыпки, что наблюдается при засыпке гравия больших, чем на модели, объемов, за счет налипания частиц на стенки колонны вероятность пробкообразования увеличивается. Это предположение было подтверждено экспериментально. В восходящем потоке жидкости в межтрубное пространство модели засыпался гравий и из пристенных областей отбирались частицы неправильной формы.

При отборе частиц неправильной формы ($k < k_{кр}$) в объеме, достаточном для гравийной засыпки, на модели провели следующий опыт. В кольцевое пространство модели в восходящий поток подавался только гравий неправильной формы. В процессе эксперимента на направляющем фонаре была получена гравийная пробка, не разрушавшаяся при остановке и повторном включении циркуляции воды на модели. Образование пробок по пер-

второму варианту протекает гораздо быстрее, чем по второму, и поэтому первый вариант — доминирующий для восходящих потоков.

Избежать пробкообразования по первому варианту на первый взгляд можно, если использовать при засыпке гравийный материал гидравлической крупностью большей, чем скорость потока на любом интервале движения гравийной смеси. Однако, как было доказано выше, гидравлическая крупность определяется не только средним размером, но и формой частиц. В любом материале засыпки имеются частицы гидравлической крупности меньшей или равной скорости восходящего потока, и частицы неправильной формы даже при значениях $k > k_{кр}$ могут застрять в потоке, способствуя пробкообразованию. Кроме этого, на практике соосно установить эксплуатационную колонну внутри стенок скважины или обсадных труб невозможно.

Эксплуатационная колонна на некоторых участках скважины приближается к стенкам скважины, а иногда и контактирует с ними. Из теории промывки скважин известно, что при определенном приближении колонны к стенкам скважины образуется застойная зона, восходящий поток в которой отсутствует. Поэтому по мере приближения эксплуатационной колонны к стенкам скважины будет изменяться активная площадь сечения потока и соответственно его средняя скорость. На участках скважины, где застойная зона наиболее велика, средняя скорость восходящего потока значительно возрастает, что увеличивает вероятность пробкообразования.

Предположение, что несоосность установки фильтровой колонны в скважине влияет на пробкообразование, подтвердилось опытом. Внутренняя стеклянная труба была установлена на расстоянии 1,5 см от внутренней поверхности большой трубы. При засыпке гравия при значениях $u = 0,015$ м/с сформировалась гравийная пробка, получить которую при центрированной установке внутренней трубы при тех же значениях расхода и том же гравийном материале невозможно.

Правомерность первой гипотезы пробкообразования подтвердилась на экспериментальной скважине. При закачке гравия по методике ПСО «Востокбурвод» над выпускными отверстиями надфильтровой трубы образовалась гравийная пробка, а проволочный фильтр почти не обсыпался и непосредственно контактировал с песком водоносного пласта. В начальный период образования пробки из скважины выносились мелкие фракции гравия, а средние зависали над фильтром. На втором этапе концентрация зависших гравийных частиц увеличилась до критических значений. В этот момент мелкие частицы были лишены возмож-

ности мигрировать через более крупные и выноситься на поверхность. При «цементации» мелкими частицами облака из частиц гравия средних фракций образовывалась пробка, которая не разрушалась при остановке и повторном пуске насоса.

Аналогичные сведения об образовании гравийных пробок в восходящем потоке жидкости были получены автором совместно с сотрудниками на геотехнологических скважинах в Средней Азии. Гравий закачивали в скважину через вспомогательную колонну труб, спущенную в кольцевое пространство. По мере закачки над фильтром-каркасом образовалась гравийная пробка, которая разрушилась в процессе эксплуатации, о чем свидетельствовало резкое проседание уровня гравийного материала (около 10 м), намытого в кольцевое пространство скважины.

Для проверки правомерности второй гипотезы пробкообразования для восходящего потока, согласно которой частицы неправильной формы смещаются к границам потока, налипая на стенку и формируя таким образом гравийные пробки, была проведена серия экспериментов. В кольцевое пространство модели устанавливали специальное устройство, состоящее из коаксиально установленных на перфорированном металлическом кольце, обтянутом латунной сеткой, и патрубков длиной 0,150 м. В процессе осаждения гравийных частиц они попадали в межтрубные зазоры между патрубками. Анализ формы частиц, отложившихся в каждом межпатрубковом зазоре, позволяет судить о распределении частиц гравия в поперечном сечении потока в зависимости от их формы (рис. 8.23, а).

Хорошо окатанные частицы гравия ($k = 0,8 \div 1$) движутся в центральных сечениях потока. При уменьшении коэффициента формы частиц они смещаются к границам потока. Между стенками скважины и центральным сечением потока откладываются частицы гравия со средним коэффициентом формы 0,7, а между стенками фильтра и центральным сечением потока — 0,6. Частицы наиболее неправильной формы движутся и зависают у фильтровой колонны, а не у стенок скважины. Это объясняется тем, что эпюра скоростей в кольцевом пространстве скважины не носит симметричный характер, как было принято ранее. Градиент скорости у фильтровой колонны выше, чем у стенок скважины, и поэтому, согласно уравнению (8.21), частицы неправильной формы быстрее смещаются к фильтру, чем к стенкам скважины.

Во всех опытах, проведенных при ламинарном режиме движения восходящего потока, отмечалось, что центральные сечения занимают более крупные фракции гравия правильной формы, а периферийные сечения — более мелкие. Эти результаты хорошо подтверждаются данными экспериментов, проведенных А.Е. Смол-

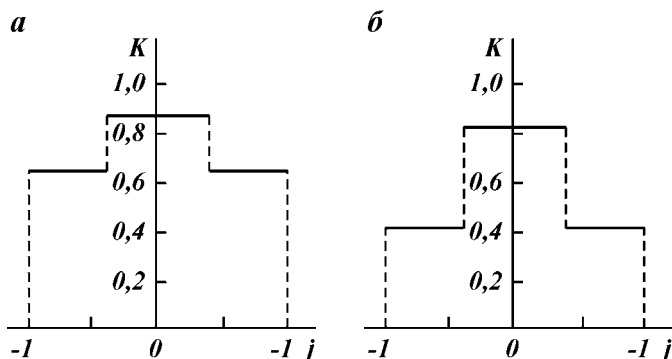


Рис. 8.23. Диаграммы распределения частиц гравия в поперечном сечении потока от формы

дыревым. Частицы правильной формы больших размеров занимают центральные сечения потока быстрее, чем более мелкие, что хорошо объясняется уравнением (8.16). Чем больше размер гравийной частицы, тем больше перепад давления на противоположных от вертикальной оси симметрии ее сторонах и соответственно больше усилие, смещающее частицы правильной формы к центру. Поэтому крупные частицы быстрее занимают центральные сечения потока, чем мелкие. Частицы неправильной формы крупных фракций быстрее занимают периферийные сечения потока.

Следовательно, частицы крупных фракций гравия быстрее распределяются по поперечному сечению потока в зависимости от формы, чем более мелкие. Перемещение в горизонтальной плоскости мелких фракций затрудняется наличием препятствий из крупных частиц гравия, уже занявших определенное положение в потоке, соответствующее их форме (см. рис. 8.16). Поэтому в эксперименте при изучении горизонтального перемещения частиц в потоке в зависимости от их формы исключение из правила составляли только мелкие фракции гравия. Так, часть частиц неправильной формы (около 5 %) двигалась в центральных сечениях потока, а некоторые мелкие частицы правильной формы — в периферийных сечениях.

Очевидно, что с увеличением длины модели (и соответственно времени движения частиц) все частицы в ламинарном восходящем потоке независимо от крупности займут строго определенное положение.

Проведенные опыты позволили выявить критерии пробкообразования в ламинарном восходящем потоке. Пробкообразование

наблюдаться не будет (первая гипотеза), если концентрация c гравийных частиц, зависающих в кольцевом пространстве скважины, в общем объеме гравия меньше некоторых критических значений

$$c < c_{кр1}. \quad (8.71)$$

Пробкообразование наблюдаться не будет (второй вариант), если при $k < k_{кр}$ не превышает допустимых значений

$$c < c_{кр2}. \quad (8.72)$$

Значения $c_{кр1}$ и $c_{кр2}$ были выражены через размеры кольцевого пространства скважины. Оказалось, что критические значения концентрации некондиционного по размерам и форме гравия соответствуют 8—9 и количествам частиц, укладываемым в поперечном сечении потока. Поэтому число некондиционных гравийных частиц, используемых при закачке гравия,

$$c < 8 \div 9 \frac{D_k^2 - D_\Phi^2}{d^2}. \quad (8.73)$$

С учетом конструкций скважин на воду объем некондиционных по форме и размерам гравийных частиц, при котором не будет пробкообразования, не превышает десятых долей процента от общего объема гравия, используемого при засышке. Очевидно, что такой качественной сортировки гравия по крупности и форме осуществить при современной технологии невозможно, поэтому способы сооружения гравийных фильтров в скважине при наличии восходящего потока в кольцевом пространстве применять не следует.

Пробкообразование в нисходящем потоке в кольцевом пространстве скважины

Пробкообразование в нисходящем потоке жидкости возникает за счет зависания частиц неправильной формы у границ потока, а затем — у слоя уже зависших частиц. Гравийная пробка формируется начиная от границ потока в направлении к его центру (вторая гипотеза пробкообразования). Это положение было проверено автором в лабораторных условиях.

В кольцевом пространстве скважины устанавливался нисходящий поток воды согласно критериям подобия $G = 0,1 \cdot 10^3 \div 0,4 \cdot 10^4$, что соответствовало ламинарному режиму движения смеси ($Re < 200$). Процесс осаждения частиц гравия в нисходящем по-

токе контролировали визуально через стеклянную трубу. Во всех четырех опытах при использовании гравийной смеси исходного гранулометрического состава пробкообразования получить не удалось. Однако часть частиц зависала на границах потока. Особенно крупное скопление частиц наблюдалось на пластмассовом патрубке, имитирующем муфту фильтровой колонны. Зависшие частицы были вытянутой, неправильной формы.

Исследовалось распределение частиц гравия в нисходящем потоке в зависимости от формы, для чего на стеклянную трубу, имитирующую фильтровую колонну, надевалось устройство из коаксиальных патрубков, описанное выше. Опыты показали, что частицы неправильной формы в нисходящем потоке движутся в его периферийных областях, а правильной — в центральной области (рис. 8.23, б). Из графика следует, что частицы с коэффициентом формы меньшим 0,4 прижимаются к границам потока и зависают на них. Полученный опытным путем коэффициент формы превосходит найденные теоретическим путем значения $k_{кр} = 0,31$. Это расхождение объясняется, во-первых, погрешностью эксперимента, а во-вторых — приближенной аппроксимацией диаграмм распределения частиц (которые получены путем анализа частиц из межпатрубкового пространства устройства) в кривую распределения частиц на рис. 8.23, а.

Гравийный материал, используемый на модели, был классифицирован по форме. Для этого частицы, движущиеся в пристенных областях потока, отбирались.

Дальнейшие эксперименты проводились только с использованием гравия неправильной формы. Из четырех опытов в трех случаях была получена гравийная пробка, перекрывающая все кольцевое пространство модели. В одном эксперименте гравийная пробка перекрывала кольцевое пространство только с одной из сторон стеклянной трубы, имитирующей фильтровую колонну, а с другой стороны гравий осаждался на поверхности намываемого гравийного фильтра. Однако намываемый фильтр формировался только с одной из сторон внутренней стеклянной трубы.

Необходимо отметить, что все гравийные пробки, намываемые на модели, формировались в месте установки на внутренней стеклянной трубе пластмассового патрубка, имитирующего муфту фильтровой колонны, а нижний свод гравийной пробки после остановки насоса принимал форму арки. При критериях подобия $G = 0,1 \cdot 10^3 \div 0,4 \cdot 10^3$ гравийные пробки не разрушались.

При использовании исходного (неклассифицированного по крупности) гравия пробкообразования удалось избежать. Это объясняется тем, что в кольцевое пространство модели попадали гравийные частицы неправильной формы меньше критических

значений. При использовании в процессе сооружения гравийного фильтра частиц только неправильной формы образование пробок наблюдалось во всех четырех опытах. Итак, если относительный объем частиц неправильной формы (используемого на модели исходного гравия) составил 0,42, то при увеличении объемов засыпаемого исходного гравия в 2,1 раза, количества некондиционных по форме частиц в этом объеме было бы достаточно для пробкообразования.

Учитывая, что длина эксплуатационных фильтров скважин на воду минимум в 5 раз превышает длину фильтра на модели, можно утверждать, что в кольцевом пространстве скважины будут образовываться пробки. Причем некоторая часть фильтра будет обсыпана нормально. Такая засыпка гравия будет наблюдаться до тех пор, пока в скважину не поступит критическое количество некондиционных по форме частиц. Приняв во внимание результаты эксперимента, можно записать, что критический объем гравийных частиц неправильной формы

$$\omega_{кр} = 2,1 l_{\phi} (D_k^2 - D_{\phi}^2). \quad (8.74)$$

Подставляя в формулу (8.74) значения длины фильтра на модели $l_{\phi,м} = 2,2$ м, получаем

$$\omega_{кр} = 4,6 (D_k^2 - D_{\phi}^2). \quad (8.75)$$

Необходимо отметить, что в зависимости от качества исходного гравия (окатанности частиц) постоянный коэффициент в формуле (8.75) может измениться в широких пределах. Так, при наличии в гравийном материале некондиционных по форме частиц в объеме 20 % (что на практике встречается очень редко) значение постоянного коэффициента в равенстве (8.75) достигает 11 м. В этой связи при оборудовании гравийного фильтра в скважине длиной более 11 м даже при высококачественном гравии пробкообразование неизбежно. При использовании обычного гравия пробкообразование наблюдается уже при длине фильтра более 5 м.

Учитывая, что способов классификации частиц гравия по форме нет, можно утверждать, что на практике при засыпке гравия в нисходящем ламинарном потоке гравийные пробки образуются в кольцевом пространстве скважины всегда после подачи критического объема частиц неправильной формы. Нижняя часть фильтра-каркаса перекрывается гравием, а после пробкообразования формирование гравийного фильтра прекращается и верхние отверстия фильтра-каркаса остаются оголенными. При ис-

пользовании на практике гравия, аналогичного используемого в опытах на модели, гравийный фильтр формируется только на высоту 4,62 м от забоя скважины. Эксперименты подтвердили выдвинутое ранее предположение о возможности формирования гравийных пробок в нисходящем и восходящем потоках. При наличии в потоках любого направления предпосылок для образования гравийных пробок первостепенное значение приобретает выбор таких режимов закачки гравийной смеси, при которых предупреждается пробкообразование за счет разрушения первичных структур гравийной пробки под воздействием турбулентных вихрей.

Серия опытов была посвящена оценке устойчивости гравийных пробок в кольцевом пространстве модели при различных скоростях движения потока воды. В теоретической части было показано, что при увеличении скоростей потока (степени его турбулизации) вероятность образования гравийных пробок уменьшается. В качестве основной причины уменьшения вероятности пробкообразования была выдвинута гипотеза о разрушении гравийных пробок под воздействием пульсирующих скоростей потока (скоростей единичных вихрей). Большинство исследователей связывают величину пульсационной скорости со степенью турбулизации потока. Попробуем выявить зависимость между характером разрушений гравийной пробки и обобщенным критерием подобия потока на модели и в натуре, позволяющем учесть влияние, с одной стороны, условий, способствующих образованию гравийных пробок, а с другой стороны, через параметр Рейнольдса Re , входящего в G , степень турбулизации потока.

Опыты проводились для различных зазоров между трубами в следующем порядке. В кольцевом пространстве на модели принудительно сформировывали гравийные пробки различной мощности. Затем, постепенно открывая сливной кран и включая центробежный насос на модели, обеспечивали нисходящую фильтрацию жидкости через пробку с постепенным увеличением скорости нисходящего потока. Скорость потока, при которой происходило разрушение гравийной пробки в кольцевом пространстве модели, фиксировалась. Максимальная скорость потока ограничивалась конструкцией модели и составляла 1,65 м/с.

Первая серия опытов была проведена при внутреннем диаметре стеклянной трубы, имитирующей скважину, $D_k = 0,15$ м и наружном диаметре фильтровой колонны $D_\phi = 0,1$ м. Высота пробки составляла 0,3; 0,6; 0,9 и 1,2 м. При высоте гравийной пробки 0,3 и 0,6 м она разрушалась при средних скоростях нисходящего потока соответственно 1,5 и 1,55 м/с. Пробка высотой 0,9 и 1,2 м при максимальной скорости потока 1,65 м/с не раз-

рушалась. Средняя скорость нисходящего потока $\bar{u}_{кр}$, при которой происходило разрушение пробки, рассчитывалась как среднеарифметическое от результатов двух опытов $\bar{u}_{кр1}$ и $\bar{u}_{кр2}$. Обобщенный критерий подобия, при котором разрушается гравийная пробка $G = 3,1 \cdot 10^3$ (первая серия опытов).

Во второй серии опытов значения D_k и D_ϕ составили соответственно 0,15 и 0,08 м. При мощности гравийной пробки 0,3; 0,6 и 0,9 м она разрушалась в нисходящем потоке при средних критических скоростях 1,25; 1,25 и 1,3 м/с. Критические значения обобщенного критерия подобия $G = 3,15 \cdot 10^3$ (вторая серия опытов).

В третьей серии опытов при $D_k = 0,15$ м и $D_\phi = 0,05$ м гравийные пробки высотой 0,3; 0,6 и 0,9 м разрушались при средних скоростях нисходящего потока 0,9; 1 и 1 м/с соответственно. Гравийная пробка высотой 1,2 м, как и в первых двух сериях опытов, не разрушалась. Значения критических значений обобщенного критерия подобия G , при которых наблюдается разрушение первичных структур гравийных пробок, составляют в среднем $3,0 \cdot 10^3$.

Для максимального приближения условий проведения эксперимента к натурным условиям последняя серия опытов была проведена на экспериментальной скважине. Скважина была обсажена трубами диаметром 0,377 м с внутренним диаметром $D_k = 0,357$ м. При эксперименте использовали фильтр с проволоочной обмоткой на перфорированном каркасе диаметром 0,168 м и наружным диаметром $D_\phi = 0,17$ м. При высоте гравийной пробки 1 м она была разрушена нисходящим потоком средней скорости 0,5 м/с, что соответствовало подаче цементировочного агрегата ЦА-320 М 0,0375 м³/с.

Эксперименты показали, что разрушение первично сформировавшихся гравийных пробок происходит при $G = 3,0 \cdot 10^3 - 3,15 \times 10^3$. С увеличением площади кольцевого зазора, а следовательно, и гравийной пробки ее разрушение происходит при значительно меньших скоростях нисходящего потока. При скорости нисходящего потока 1,5–1,55 м/с разрушается пробка площадью $9,8 \times 10^{-3}$ м², а при $\bar{u} = 0,9 \div 1$ м/с — площадью 0,02 м². Критическая скорость возрастает от некоторых значений $\bar{u}_{кр1}$, обеспечивающих переход от ламинарного к турбулентному режиму движения гравийной смеси, а следовательно, и возникновения вихрей (способствующих разрушению гравийной пробки) до значений $\bar{u}_{кр2}$, при которых степень турбулизации при значениях скорости выше $\bar{u}_{кр2}$ остается постоянной.

Увеличение скорости потока выше значений $\bar{u}_{кр2}$ не влияет на характер разрушения гравийных пробок. Опыты показали, что значения находятся в пределах 1,5–1,55 м/с, при которых обеспечивается турбулизация потока, близкая к максимальной. Возникновение единичных вихрей в потоке происходит при скоростях движения смеси около 0,4 м/с.

Учитывая, что критические значения обобщенного критерия подобия известны и составляют $G = 3,0 \div 3,15 \cdot 10^3$ и с учетом уравнения (8.70) и рис. 8.24, можно утверждать, что при увеличении размеров кольцевого пространства скважины до $0,09 \div 0,1 \text{ м}^2$ пробкообразования можно избежать при закачке гравия со средней скоростью движения гравийной смеси около 0,4 м/с.

Три серии экспериментов показали, что разрушение гравийной пробки происходит только в случае, если ее высота не превышает критических значений. Это положение подтверждается теоретическими исследованиями автора. Однако в отличие от равенства (8.60), устанавливающего связь между критической высотой гравийной пробки и технологией закачки, опыты показали, что значения зависят от площади сечения пробки и средней скорости нисходящего потока. При $w_{кп} = 9,8 \cdot 10^{-3} \text{ Л} = 0,9 \text{ м}$, а при увеличении $w_{кп}$ до 0,02 критическая высота пробки увеличивается до 1 м.

На модели было изучено влияние соосности установки фильтровой колонны в скважине на равномерность укладки гра-

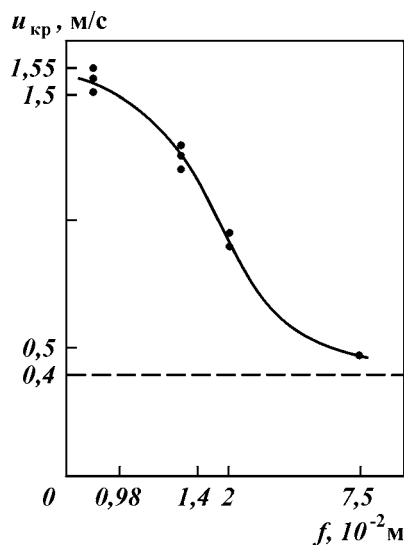


Рис. 8.24. Зависимость критической скорости нисходящего потока от площади поперечного сечения гравийной пробки

вийных частиц вокруг поверхности фильтра-каркаса. В процессе экспериментов внутренняя стеклянная труба устанавливалась на различном расстоянии от стенок наружной стеклянной трубы, имитирующей стенки скважины. В качестве параметра соосности установки фильтровой колонны в скважине принималось отношение минимального расстояния от центра симметрии фильтровой колонны до стенок скважины к максимальному Φ . Результаты четырех опытов, полученные на модели при диаметре внутренней стеклянной трубы 100 мм при разных значениях Φ , представлены ниже.

Отношение минимального кольцевого зазора к мак- симальному.....	0,5; 0,6	0,7	0,8
Характеристика обсыпки вокруг фильтра-каркаса	Обсыпка только с одной из сто- рон фильтра- каркаса	Обсыпка с одной из сторон; фильтр-каркас не полностью перекрыт гравием	Обсыпка равно- мерная

Проведенные опыты показали, что на равномерность гравийной обсыпки вокруг фильтра-каркаса в значительной степени влияет соосность установки фильтровой колонны в скважине. При определенном положении фильтровой колонны в скважине, назовем его критическим, гравий начинает осаждаться только с одной из сторон фильтра-каркаса, а с противоположной образуются пустоты. Дальнейшее приближение фильтровой колонны к близлежащей стенке скважины приводит к полному оголению фильтра-каркаса. Гравийная обсыпка будет равномерной вокруг фильтра-каркаса, если величина Φ находится в пределах от 0,8 до 1,0. Уменьшение Φ до значений меньших 0,8 (третий опыт) приводит к образованию пустот в гравийном фильтре, которые свидетельствуют о его неудовлетворительном качестве.

8.3.3. ТЕХНОЛОГИЯ НАМЫВА ГРАВИЙНЫХ ФИЛЬТРОВ ПРИ КОМБИНИРОВАННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ

При сооружении гравийных фильтров в скважинах глубиной более 50 м основная сложность заключается в обеспечении надежной доставки гравия с поверхности на забой и его компактной и равномерной укладки вокруг каркаса фильтра. В предыдущем параграфе были обоснованы режимы транспортировки смеси в скважине, исключающие возможность пробкообразования и сводящиеся к необходимости создания высоких скоростей движения потока при турбулентном режиме и критерии подобия

$G > 3,0 \cdot 10$. Заданные режимы транспортировки гравийной смеси на всех этапах от устья до забоя обеспечиваются при комбинированной циркуляции в скважине. Над каркасом фильтра устанавливают распределительный узел, соединенный верхним торцом с колонной бурильных труб, выведенной на поверхность, а нижним — со вспомогательной колонной, башмак которой располагают под нижними отверстиями каркаса фильтра.

Гравийную смесь подают через бурильные трубы к распределительному узлу и в затрубное пространство скважины непосредственно над интервалом формирования фильтра. За счет высоких скоростей движения смеси в бурильных трубах пробкообразование исключается и обеспечивается надежная доставка гравия в заданную зону. После прохождения распределительного узла смесь поступает в кольцевое пространство скважины, расширенное в интервале установки фильтра до расчетного диаметра. За счет высокой площади сечения кольцевого пространства в расширенном стволе скважины и высоких скоростей нисходящего потока в интервале формирования фильтра наблюдается компактная и плотная укладка зерен гравия, обеспечивающая высокое качество оборудования скважины.

Гравий укладывается в каверне, в жидкость-носитель фильтруется через каркас фильтра и по вспомогательной колонне через распределительный узел, кольцевое пространство между фильтровой, бурильной и обсадной колоннами поднимается на поверхность. При намыве фильтра мелкие примеси и кольматант вымываются из обсыпки, обеспечивая тем самым ее высокое качество. Для повышения надежности работы фильтра создают запас гравия над верхними отверстиями каркаса фильтра высотой 5—10 м с учетом его проседания и возможного уплотнения при эксплуатации. В этой связи распределительный узел устанавливают, как правило, на высоте не менее 5 м над верхними отверстиями каркаса фильтра.

Для осуществления технологии намыва гравийных фильтров в различных горно-геологических условиях «Интер-Аква» и Русбурмаш разработаны три модификации скважинного инструмента.

При установке фильтровой колонны впотай следует применять устройство для сооружения гравийного фильтра в скважине УГФ модификации П, при сооружении многосекционного гравийного фильтра — модификации М. Если конструкцией скважины предусмотрено сооружение односекционного гравийного фильтра, при выводе фильтровой колонны на поверхность используют инструмент УГФ.

Сооружение односекционного гравийного фильтра в скважине, оборудованной фильтровой колонной, установленной впо-

тай с помощью инструмента УГФ-П (рис. 8.25). В скважину спускают отстойник с обратным клапаном секции фильтровой колонны и надфильтровую трубу расчетной длины. Инструмент фиксируют на устье с помощью хомута. На нижний торец УГФ-П наворачивают бурильные трубы длиной, соответствующей длине надфильтровой трубы и секций фильтровой колонны. Внутри фильтровой колонны спускают бурильные трубы и УГФ-П, которые соединяют с верхним торцом надфильтровой трубы (см. рис. 8.25, а). Верхний торец УГФ-П соединяют с бурильными трубами на которых инструмент плавно спускают в скважину. При задержках инструмента его проворачивают ключом. При достижении инструментом расчетной глубины отстойник встает на забой и на пакер УГФ-П передается разжимающее усилие, равное весу колонны бурильных труб. Пакер разжимается и герметизирует кольцевое пространство скважины между фильтровой и обсадной колоннами. Одновременно с распаковкой герметизируется кольцевое пространство между фильтровой и вспомогательной колоннами ниже закачных отверстий устройства (см. рис. 8.25, б).

Скважину промывают; в бурильные трубы на поверхности подают промывочную жидкость. По бурильным трубам жидкость в нисходящем потоке движется к УГФ-П, поступает в кольцевое пространство между фильтровой и вспомогательной колоннами, и через выпускные отверстия УГФ-П выходит в кольцевое пространство скважины между фильтровой и обсадной колоннами. При прохождении промывочной жидкости через интервал водоносного пласта она начинает фильтроваться через фильтр, из внутреннего пространства которого в восходящем потоке через вспомогательную колонну, опорные патрубки УГФ-П и кольцевое пространство скважины между бурильной и обсадной колоннами выше пакера УГФ-П поднимается на поверхность.

Итак, скважину промывают при комбинированной циркуляции (см. рис. 8.25, в). После промывки на поверхности в нагнетательную магистраль подают гравий, который закачивается в интервал формирования фильтра. Гравий откладывается в зафильтрованном пространстве, а жидкость-носитель фильтруется через фильтр и по вспомогательной колонне через патрубки УГФ-П и кольцевое пространство между бурильными и обсадными трубами выше пакера УГФ-П поднимается к устью. Частично или полностью жидкость-носитель может поглощаться водоносным пластом.

При поглощении в качестве жидкости-носителя недопустимо использовать специальные растворы, приводящие к ухудшению фильтрационных свойств пласта. В этом случае необходимо

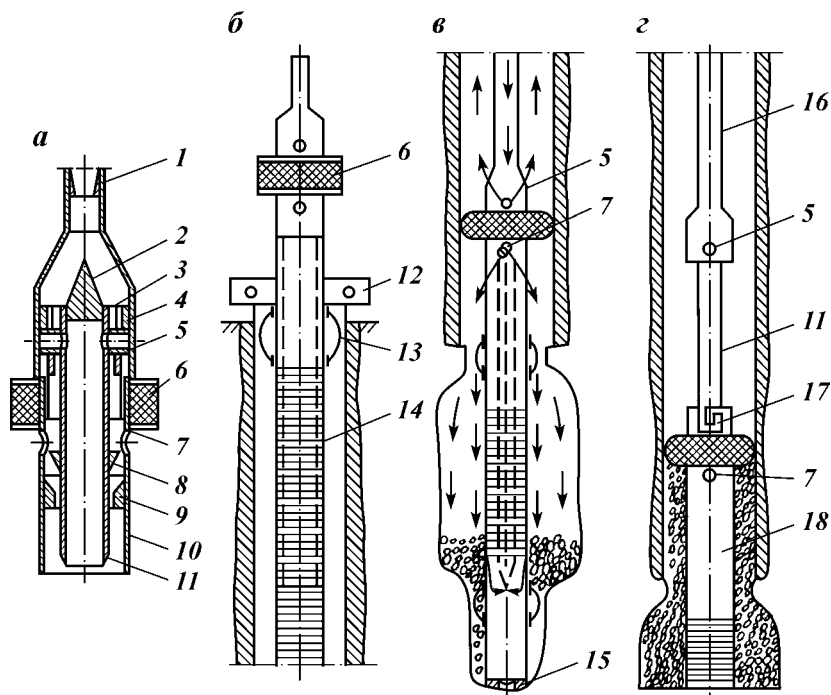


Рис. 8.25. Сооружение гравийного фильтра в скважине с установленной впотай фильтровой колонной:

1 – верхний торец УГФ-П; 2 – пробка; 3 – герметизирующая втулка; 4 – направляющая втулка; 5 – опорные патрубки; 6 – пакер; 7 – выпускные отверстия; 8 – конус; 9 – седло; 10 – переходник; 11 – вспомогательная труба; 12 – хомут; 13 – центраторы; 14 – фильтровая колонна; 15 – отстойник с обратным клапаном; 16 – бурильная колонна; 17 – замковое соединение; 18 – надфильтровая труба

транспортировать гравий в воде, очищенной от инородных примесей. О заполнении гравием расчетного объема полости за фильтр свидетельствует резкое повышение давления в нагнетательной магистрали при перекрытии выпускных отверстий УГФ-П.

Инструмент взвешивают и проворачивают на 45–60°. При провороте опорные патрубки УГФ-П выходят из замкового соединения и инструмент поднимают на поверхность (см. рис. 8.26, г). При подъеме инструмента специальная втулка УГФ-П перекрывает выпускные отверстия УГФ-П, что обеспечивает требуемую герметизацию фильтровой колонны.

Сооружение односекционного гравийного фильтра в скважине, оборудованной фильтровой колонной, выведенной на по-

верхность с помощью инструмента УГФ показано на рис. 8.26. В скважину спускают отстойник с обратным клапаном 20, секции фильтровой колонны и надфильтровую трубу расчетной длины 17. Инструмент фиксируют на устье с помощью хомута. На надфильтровой трубе устанавливают муфту УГФ 2, после чего продолжают спуск фильтровой колонны 18, укомплектованной центраторами. Кольцевое пространство скважины между фильтровой колонной и кондуктором на устье герметизируют.

Внутри фильтровой колонны спускают бурильные трубы общей длиной, соответствующей длине секций фильтра и надфильтровой трубы. Бурильные трубы фиксируют на устье с помощью хомута или подкладной вилки. На бурильные трубы наворачивают распределительный узел УГФ. Распределительный узел УГФ 4 с присоединенной к его нижнему торцу вспомогательной колонной, представленной бурильными трубами, спускают внутрь фильтровой колонны на бурильных трубах 14. Спуск осуществляют плавно (см. рис. 8.26, а). При достижении распределительным узлом глубины установки муфты УГФ происходит фиксация инструмента, при которой закачные отверстия муфты УГФ открываются и совмещаются с закачными каналами распределительного узла.

Скважину промывают при комбинированной циркуляции. В бурильные трубы подают промывочную жидкость. По бурильным трубам жидкость в нисходящем потоке движется к распределительному узлу, через закачные каналы которого и закачные отверстия муфты УГФ поступает в кольцевое пространство скважины между фильтровой и обсадной колоннами. При прохождении нисходящего потока промывочной жидкости через интервал водоносного пласта она начинает фильтроваться через фильтр, из внутреннего пространства которого в восходящем потоке через вспомогательную колонну, распределительный узел УГФ и кольцевое пространство между фильтровой колонной и бурильными трубами поднимается к устью скважины.

В нагнетательную магистраль на поверхности подают гравий, который потоком жидкости-носителя транспортируется в интервал формирования обсыпки (см. рис. 8.26, б). Закачку гравия осуществляют при комбинированной циркуляции. В процессе сооружения фильтра жидкость-носитель может частично или полностью поглощаться водоносным пластом. При поглощении с целью минимизации кольтматации недопустимо в качестве жидкости-носителя использовать полимерные и другие растворы и рекомендуется применять чистую воду. О заполнении интервала формирования обсыпки гравием свидетельствует резкое повыше-

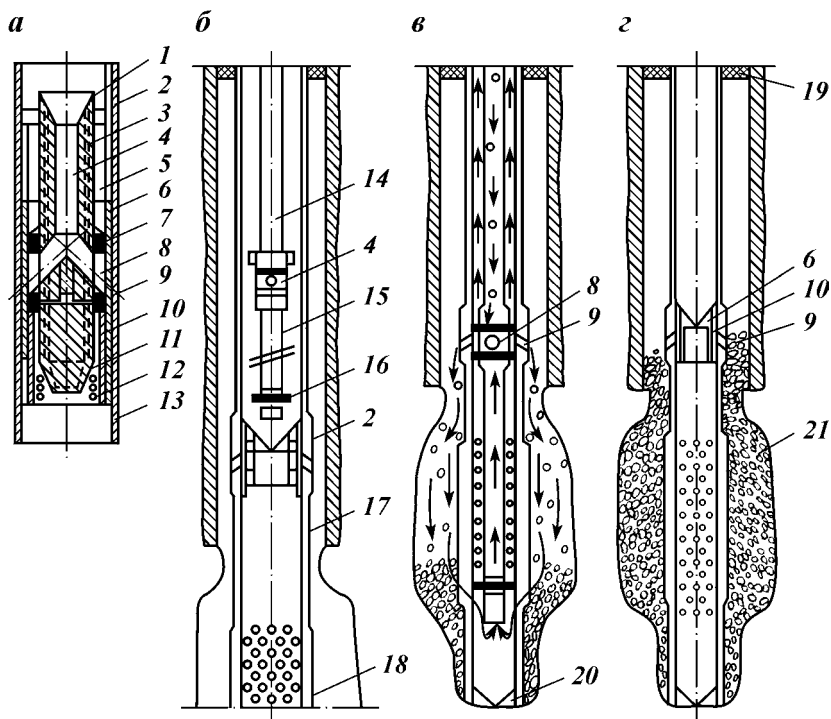


Рис. 8.26. Сооружение гравийного фильтра в скважине с выведенной на поверхность фильтровой колонной:

а — инструмент для сооружения гравийного фильтра в скважине УГФ; *б* — спуск распределительного узла; *в* — фиксация распределительного узла внутри муфты УГФ в фильтровой колонне и намыв гравия при комбинированной циркуляции; *г* — извлечение распределительного узла; 1 — переходник для соединения с бурильной колонной; 2 — муфта УГФ; 3 — водоподъемные каналы; 4 — распределительный узел УГФ; 5 — опорные штыри; 6 — направляющая втулка; 7 — сальники; 8 — закачные каналы; 9 — выпускные отверстия; 10 — герметизирующая втулка; 11 — переходник для соединения со вспомогательной колонной; 12 — пружина; 13 — переходник для соединения с надфильтровой трубой; 14 — бурильные трубы; 15 — вспомогательная колонна; 16 — сваб; 17 — надфильтровая труба; 18 — фильтровая колонна; 19 — герметизатор; 20 — отстойник с обратным клапаном; 21 — гравийный фильтр

ние давления в нагнетательной магистрали — следствие перекрытия закачных отверстий муфты УГФ гравием.

Из скважины извлекают бурильные трубы, распределительный узел и вспомогательную колонну. При подъеме инструмента закачные отверстия муфты УГФ перекрываются специальной подпружиненной втулкой, что обеспечивает надежную герметизацию фильтровой колонны (рис. 8.27, *е*). Допускается совместно

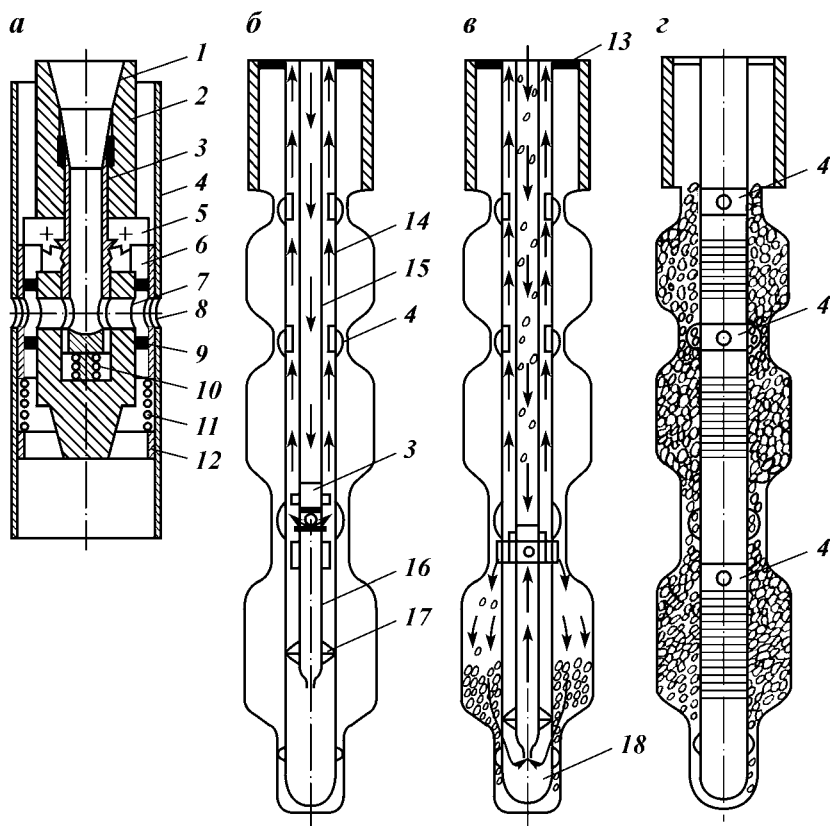


Рис. 8.27. Сооружение многосекционных гравийных фильтров в скважине:
а – инструмент для сооружения многосекционных гравийных фильтров в скважине УГФ-М; *б* – спуск распределительного узла, промывка и выдвигание опорных штырей; *в* – фиксация распределительного узла внутри муфты УГФ-М в фильтровой колонне и намыв гравия в интервал формирования и обсыпки; *г* – извлечение распределительного узла; 1 – переходник для соединения с бурильной колонной; 2 – распределительный узел УГФ-М; 3 – подвижной шток; 4 – муфта УГФ-М; 5 – опорные штыри; 6 – направляющая втулка; 7 – закачные каналы; 8 – выпускные отверстия; 9 – сальники; 10 – подпружиненная пробка; 11 – пружина; 12 – стопорное кольцо; 13 – герметизатор; 14 – фильтровая колонна; 15 – бурильная колонна; 16 – вспомогательная колонна; 17 – сваб; 18 – отстойник с обратным клапаном

с фильтровой колонной спускать распределительный узел УГФ со вспомогательной колонной. Для этого распределительный узел и вспомогательную колонну фиксируют внутри закачной муфты УГФ на поверхности. После спуска фильтровой колонны внутрь ее спускают бурильные трубы, которые при достижении

глубины фиксации распределительного узла соединяют с ним вращением. В дальнейшем технологические операции по сооружению фильтра повторяют.

Сооружение многосекционных гравийных фильтров в скважине с помощью инструмента УГФ-М (рис. 8.27). Над каждой секцией фильтра при плавном спуске фильтровой колонны устанавливают закачные муфты УГФ-М. Фильтровая колонна снабжается центраторами. Кольцевое пространство скважины между фильтровой и обсадной колонной герметизируют под головой фильтровой колонны. Внутри фильтровой колонны спускают на бурильных трубах распределительный узел УГФ-М, на нижнем торце которого предварительно закрепляется вспомогательная колонна длиной, соответствующей сумме длин надфильтровой трубы и наиболее короткой секции фильтра. Распределительный узел спускают к нижнему интервалу формирования обсыпки и фиксируют на высоте 1–3 м выше закачной муфты УГФ-М, установленной над нижней секцией фильтра.

Включают промывку. От бурового насоса жидкость поступает в бурильные трубы и распределительный узел УГФ-М, из выпускных каналов которого через кольцевое пространство между фильтровой колонной и бурильными трубами в восходящем потоке она поднимается к устью. При промывке подвижная втулка УГФ-М опускается и выдвигаются из корпуса распределительного узла опорные штыри (см. рис. 8.27, б). Продолжают спуск распределительного узла с промывкой. При достижении распределительным узлом глубины установки закачной муфты УГФ-М опорные штыри распределительного узла взаимодействуют с направляющей втулкой закачной муфты, закачные отверстия муфты открываются и совмещаются с закачными каналами распределительного узла. Происходит фиксация распределительного узла внутри закачной муфты УГФ-М, о чем свидетельствует скачок давления в нагнетательной магистрали.

Промывают нижний интервал формирования гравийного фильтра при комбинированной циркуляции. В бурильные трубы на поверхности с помощью бурового насоса подают промывочную жидкость. Из распределительного узла через закачные каналы и отверстия муфты УГФ-М промывочная жидкость поступает в интервал формирования фильтра, где движется в нисходящем потоке. Из интервала формирования обсыпки жидкость фильтруется через фильтр и поступает внутрь фильтровой колонны, откуда через вспомогательную колонну, распределительный узел и кольцевое пространство между фильтровой и обсадной колоннами в восходящем потоке поднимается на поверхность.

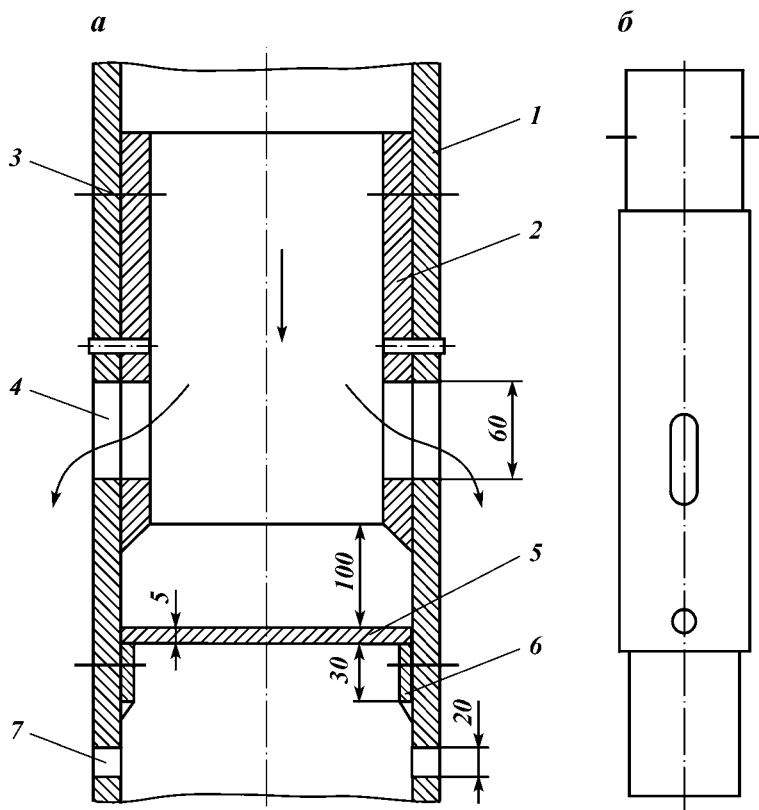


Рис. 8.28. Схема (а) и общий вид (б) клапана распределительного:
 1 – нагнетательная колонна; 2 – кольцо; 3 – шпонки (пластмассовые); 4 – отверстия; 5 – перегородка стеклянная; 6 – упоры; 7 – окна

На поверхности в нагнетательную магистраль подают гравий, который в нисходящем потоке транспортируется в интервал формирования фильтра. В процессе закачки частично или даже полностью жидкость-носитель может поглощаться водоносным пластом. При наличии поглощения в качестве жидкости-носителя используют воду. О заполнении расчетного интервала свидетельствует резкое повышение давления в нагнетательной линии магистрали, обусловленное перекрытием закачных отверстий муфты УГФ-М гравием (см. рис. 8.27, в).

Закачку гравия и промывку прекращают. Инструмент поднимают и фиксируют над второй от забоя закачной муфтой УГФ-М. При подъеме инструмента опорные штыри под воздействием

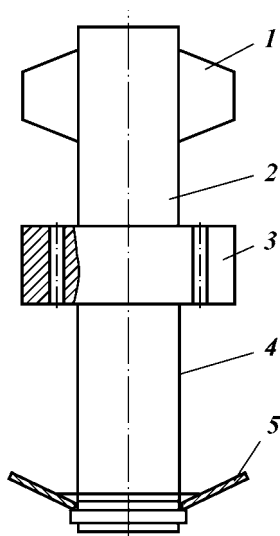


Рис. 8.29. Компоновка низа колонны:

1 - направляющий фонарь (центратор); 2 - бурильная труба; 3 - ударная муфта; 4 - бурильная труба (нижняя часть); 5 - отражатель резиновый

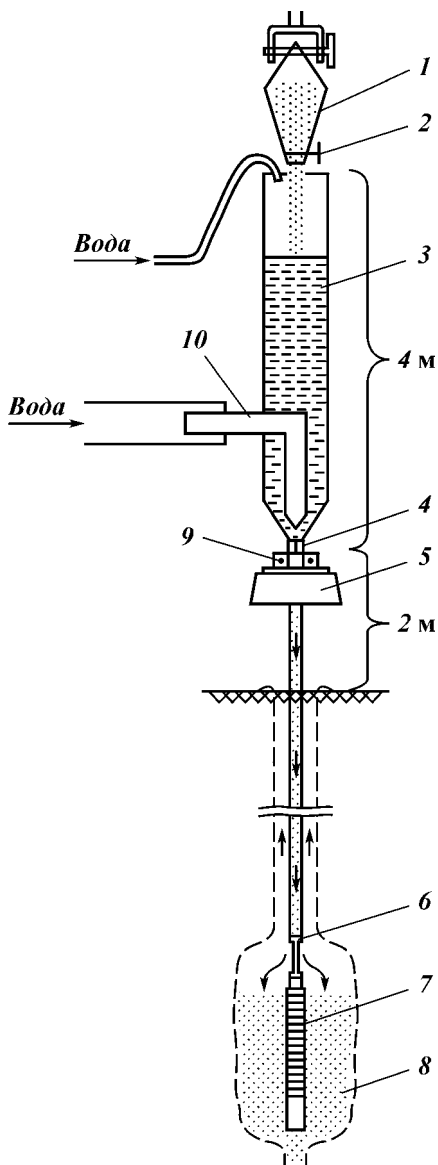
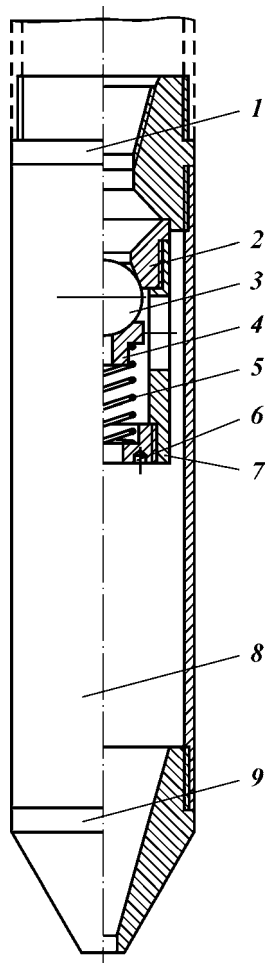


Рис. 8.30. Схема засыпки гравия с помощью эжектора и дополнительной емкости с водогравийной смесью:

1 - емкость с гравием; 2 - дозатор; 3 - емкость для приготовления водогравийной смеси; 4 - устройство для герметизации; 5 - ротор; 6 - циркуляционный клапан; 7 - фильтр; 8 - гравийная обсыпка; 9 - хомут; 10 - эжекторное устройство

пружины убираются в корпус УГФ-М и перекрываются специальной втулкой. Второй и последующие от забоя интервалы формирования фильтра оборудуют гравием по аналогии с пер-

Рис. 8.31. Схема конструкции обратного клапана:
 1 – переходник; 2 – крышка; 3 – шарик; 4 – седло;
 5 – пружина; 6 – гайка; 7 – корпус; 8 – труба диа-
 метром 108 мм; 9 – насадка



вым. После оборудования всех интервалов распределительный узел со вспомогательной колонной и бурильные трубы извлекают из скважины (см. рис. 8.27, з).

Сотрудниками ЗАО «Русбурмаш» разработана специальная конструкция распределительного клапана для оборудования гравийными фильтрами скважин подземного выщелачивания. Последовательность технологических операций при намыве гравийных фильтров в скважинах ПВ аналогична описанной выше технологии намыва при комбинированной циркуляции. Особенностью условий проведения работ является необходимость изоляции кольцевого пространства скважины выше обсыпки гелъцементным составом и наличия в скважине эксплуатационной колонны ПВХ, устойчивой к агрессивным средам. Конструкция клапана проста и показана на рис. 8.28.

Засыпку гравия осуществляют через клапан и спущенную внутрь эксплуатационной колонны ПВХ НКТ, оборудованную в нижней части специальным приспособлением для фиксации и намыва смеси (рис. 8.29).

Схема засыпки гравия с помощью эжектора и дополнительной емкости показана на рис. 8.30. После заполнения гравием проектной полости давление в нагнетательной магистрали увеличивается, и через инструмент подают гелъцементный раствор, который изолирует кольцевое пространство скважины выше фильтра. После окончания работ скважину осваивают с помощью ходового эрлифта конструкции Д.А. Петросова (ЗАО «Русбурмаш») с расчетным доливом воды в кольцевое пространство скважины.

Нижняя часть колонны оборудуется обратным клапаном, представленным на рис. 8.31.

8.3.4. ПОВЕРХНОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ГРАВИЙНОЙ СМЕСИ И ЕЕ ПОДАЧИ В СКВАЖИНУ

Одним из наиболее сложных и важных обязательных технологических этапов при сооружении гравийных фильтров в скважине считают этап приготовления гравийной смеси на поверхности и ее подачи в скважину. Как показывает практика, по причине неудовлетворительного фракционирования гравия на поверхности, приготовления низкокачественной гравийной смеси и использования упрощенных модификаций оборудования для закачки смеси часто не удается сформировать в скважине гравийный фильтр удовлетворительного качества.

Приготовление и закачка гравийной смеси в скважину обычно считается процессом вспомогательным, второстепенным, существенно не влияющим на эффективность работ. Исследованиями, проведенными Русбурмаш и зарубежными организациями, установлено, что экономия на начальном этапе работ за счет выбора максимально упрощенной схемы поверхностного оборудования многократно перекрывается дополнительными затратами при освоении и эксплуатации скважины, обусловленными низким качеством сооружаемого гравийного фильтра. Формирование высококачественного гравийного фильтра возможно только при использовании рациональных схем поверхностного оборудования, обеспечивающих при данных условиях требуемый уровень фракционирования гравия, приготовления смеси и ее подачи в скважину при минимальных затратах.

Необходимо отметить, что в практике оборудования скважин гравийными фильтрами ведущие зарубежные фирмы используют в качестве поверхностного оборудования сложную и громоздкую технику, специально разработанную и изготовленную для приготовления гравийной смеси и ее закачки в скважину, стоимость которой превышает в некоторых случаях стоимость буровой и насосной установок. Все это свидетельствует о сложности и важности вопросов приготовления гравийной смеси и ее закачки в скважину, экономической целесообразности разработки для этих целей специального оборудования, которое отсутствует не только в геологической, но и в нефтяной, газовой и строительных отраслях.

Поверхностное оборудование в процессе сооружения гравийных фильтров (по целевому назначению) используют для:

- фракционирования гравия;
- приготовлений гравийной смеси;
- закачки гравийной смеси в скважину.

Экономически оправдано обеспечивать централизованное

фракционирование гравия на карьерах, его затаривание и транспортировку в производственные организации. Несмотря на важность вопроса снабжения фракционированным гравием производственных организаций и все возрастающие потребности отрасли в этом сырье, централизованное снабжение не налажено. В этой связи производственные организации снабжаются гравийной смесью очень низкого качества, преимущественно укрупненных фракций.

В многих случаях содержание искомой фракции в гравийной смеси составляет не более 10 %. Использовать такую смесь для гравийной обсыпки без просеивания нельзя из-за неудовлетворительных и гидравлических и суффозионных свойств таких фильтров, резкого снижения эффективности работ вплоть до необходимости проведения повторных операций по заканчиванию скважины. В связи с этим производственные организации вынуждены организовывать работы по фракционированию гравия непосредственно на своей базе или на буровой, которые вследствие неоправданно низкой стоимости и своей специфики убыточные.

Обычно гравийную смесь просеивают вручную через сита квадратного плетения непосредственно на буровой. Эта технология характеризуется следующими основными недостатками:

- высокая трудоемкость работ;

- отсутствие средств механизации для частичной или полной замены ручного труда;

- необходимость отрыва членов бригады на несвойственные им работы, т.е. использование высококвалифицированных работников не по профилю;

- увеличение транспортных расходов на перевозку к месту работ гравийного отсева, содержание которого редко бывает меньше 60—70 %;

- повышенная вероятность возникновения аварийной ситуации в скважине при фракционировании гравия после вскрытия водоносного пласта.

С целью устранения вышеперечисленных недостатков, присущих ручному просеиванию гравия непосредственно на буровой (в некоторых производственных организациях на базе экспедиции), управления или партии создан специализированный участок по подготовке гравия к использованию для обсыпки. В Краснодарском СУ НПО Спецпромстрой участок приготовления гравийной смеси представляет собой установку для просеивания гравия, которую обслуживает специальная бригада.

Установка для просеивания гравия представлена перфорированной трубой большого диаметра, наклоненной к горизонту под углом 10—15°. Наклонная труба может вращаться вокруг

большой оси симметрии с приводом от электромотора. Перфорированная труба обматывается в один слой сеткой квадратного плетения с размером ячейки, выбираемым исходя из нужной фракции гравия. Под перфорированной трубой устанавливают специальные поддоны для сбора искомой фракции гравия. У нижнего торца наклонной трубы устанавливают емкость для сбора гравийного отсева, который используется в строительных работах. Верхний торец наклонной трубы снабжен загрузочным люком и воронкой. Самосвал с неотсортированной гравийной смесью подъезжает к наклонной трубе и сгружает часть смеси в воронку, из которой через загрузочный люк она поступает в наклонную трубу. Наклонная труба вращается, при этом искомая фракция, просыпаясь через ячейки, попадает в поддоны, где накапливается.

Отсев гравия, представленный более крупными фракциями, чем ячейки сита, высыпает через нижний торец наклонной трубы в специальную емкость. Из поддонов гравийная смесь забирается, затаривается и отправляется к месту производства работ. С целью получения высококачественной гравийной смеси целесообразно одну и ту же смесь дважды пропустить через установку для просеивания гравия, в этих процессах сначала отсеивается некондиционная более мелкая фракция, а затем — более крупная.

В ПСО Востокбурвод для целей подготовки гравия к засыпке в скважину использовался сортировочный агрегат СА, который состоит из приемного бункера, грохота и четырех конвейеров. В приемный бункер СА засыпают исходную гравийную смесь, откуда она поступает на верхнее сито грохота. На первом сите из общей массы отсеивается фракция более 10 мм, которая первым конвейером транспортируется и складывается в 20 м от агрегата. На последующих ситах отсеивается фракция 3—7 мм, которая транспортируется вторым конвейером и складывается также в стороне от агрегата. Фракция гравия < 3 мм третьим и четвертым конвейерами транспортируется к месту складирования.

При работе агрегата в зимних условиях (как промежуточное звено) между ситами устанавливаются дробилки для размельчения смерзшихся кусков. Сортированный гравий искомой фракции затаривают в мягкие контейнеры для сыпучих материалов, выпускаемые промышленностью, и транспортируют на буровую. Основные параметры контейнеров приведены ниже.

Техническая характеристика мягких контейнеров

Типоразмер.....	МК-0,5	МК-0,7	МК-1
Масса, кг.....	20	25	35
Масса брутто, кг.....	1,5	1,5	2,0
Рабочий объем в загруженном состоянии, м.....	0,51	0,67	0,89

Контейнеры выпускаются двух модификаций, которые маркируются индексами П и Л. Индекс П свидетельствует о том, что контейнер выполнен с грузовыми элементами в виде несущих проушин, а индекс Л — с грузовыми элементами в виде грузовых лент с кольцами. Для механизации погрузо-разгрузочных работ с контейнерами применяют краны-укосины.

Для просеивания гравийной смеси на базе производственных организаций можно использовать вибрирующие сита, изготавливаемые для очистки промывочной жидкости. Некоторые производственные организации страны укомплектованы одинарными СВ-1 и сдвоенными СВС-2 виброситами. Техническая характеристика вибросита СВС-2 представлена ниже.

Пропускная способность, л/с	50–55
Угол наклона сетки, градус	15
Частота колебаний сетки в 1 мин	1400, 1600, 1800, 2000
Полезная площадь сетки, м ²	2,5
Размеры ячеек, мм	0,7×2,3 1,0×2,3 1,0×5,0
Привод	Индивидуальный от электродвигателей типа А0 42-4 мощностью 2×2,8 кВт при 1420 об/мин

ВНИИнефтемашем разработано сдвоенное вибросито СВ-2 со следующей технической характеристикой.

Пропускная способность, л/с	50–60
Частота колебаний сетки в 1 мин	1600, 2000
Рабочая площадь сетки, м ²	2,6
Длина сетки одной вибрирующей рамы, м	4,5
Тип электродвигателя	А0 2-31
Установленная мощность, кВт	2,2×2-4,4
Габариты, мм:	
длина	2450
ширина	2650
высота	1530
Масса, кг	1380

По сравнению с виброситом СВС-2 у нового вибросита значительно увеличен срок службы сетки. Кроме того, угол наклона сетки по длине вибрирующей рамы переменный, что создает условия для лучшего сбрасывания гравия.

Общий недостаток вибросит — их малая производительность, сложность механизации погрузки и разгрузки исходной фракционной смеси. Наиболее высокую производительность по твердому, а следовательно, и большую эффективность применения в процессе фракционирования имеют гидроциклоны. Принцип действия гидроциклона следующий.

В корпусе, имеющем форму воронки, создается закрученный поток жидкости с содержанием гравия исходной фракции. При попадании частиц гравия в гидроциклон на них начинает дей-

водить центробежное поле, обуславливающее возникновение центробежной силы, стремящейся сместить частицу из центральных сечений в периферийные. Такому смещению препятствует сила сопротивления. Так как центробежная сила пропорциональна объему частицы или кубу ее характерного диаметра, а сила сопротивления — площади поверхности частицы, или квадрату характерного диаметра, можно утверждать, что с увеличением крупности частиц центробежная сила растет быстрее, чем сила сопротивления.

Решение дифференциального уравнения движения частиц гравия в центробежном поле позволяет установить, что чем больше размер частиц, тем быстрее они переместятся к периферийным сечениям гидроциклона, к его стенкам. И наоборот, чем меньше частица, тем сложнее ее сместить из центральных сечений гидроциклона. В связи с этим, если отбирать из пристенной части гидроциклона одну часть потока, то в ней будут содержаться преимущественно крупные фракции. Во второй части потока, отбираемой из центральных сечений гидроциклона, будут содержаться преимущественно мелкие фракции. За счет изменения подачи рабочего потока в гидроциклон и его геометрических характеристик добиваются заданных параметров фракционирования. Как правило, применение гидроциклонов не позволяет добиться четкого разделения гравия по фракциям в связи с тем, что существует промежуточная фракция, которая содержится как в отсеке, так и в искомой фракции.

Гидроциклоны в геологической отрасли широко используют в практике очистки промывочной жидкости от примесей. Рассмотрим типовую схему очистного оборудования с гидроциклонами.

Установка ОГХ-8Б состоит из гидроциклона и питательного насоса с электроприводом, смонтированных на общей раме. Гидроциклон выполнен в виде конусной воронки, переходящей в нижней и верхней частях в цилиндры с двумя сливными патрубками. Питательный насос центробежного типа забирает водогравийную смесь и закачивает ее в верхнюю часть гидроциклона через нагнетательный патрубок, вваренный в корпус по направлению касательной. Смесь нагнетают под давлением 0,15–0,3 МПа. При попадании в гидроциклон смесь закручивается, наиболее крупные частицы смещаются к поверхности конусной воронки и через нижний цилиндр и сливной патрубок поступают в специальную емкость, где гравий складывается, а жидкость отфильтровывается и удаляется.

Более мелкие фракции гравия из центральных сечений поступают в верхний цилиндр большего (чем нижний) диаметра и оттуда через вторую сливную магистраль поступают в другую ем-

кость, где также собираются, а отфильтрованная жидкость удаляется. С увеличением диаметра гидроциклона его подача возрастает, а качество фракционирования снижается. Для улучшения качества фракционирования могут применяться блоки гидроциклонов, состоящие из нескольких спаренных гидроциклонов. Геологическая отрасль снабжена гидроциклонами типа 1ГЦ-15ОР, которые можно эффективно применять для отсеивания наиболее применяемой фракции гравия 0,5—1,5 мм.

Техника и технология приготовления гравийной смеси и ее закачки в скважину в процессе работ должна обеспечивать при минимуме затрат:

- приготовление гравийной смеси заданной концентрации с равномерным распределением частиц по всему объему;

- равномерную подачу гравийной смеси в скважину с требуемым расходом под необходимым давлением, обусловленным суммой гидравлических потерь в циркуляционной системе в процессе закачки;

- надежную работу поверхностного оборудования при перекачке абразивных смесей;

- непрерывность процесса приготовления и закачки смеси;

- простоту технологических операций и применяемого оборудования;

- возможность механизации процесса сооружения гравийного фильтра.

В практике оборудования скважин гравийными фильтрами используют схемы поверхностной обвязки. Эти рекомендации недостаточно обоснованы и сейчас некоторые технические средства и соответствующие технологии устарели. Во ВСЕГИНГЕО теоретически и экспериментально на специально оборудованном стенде и натурных скважинах испытаны известные в практике принципиально различные схемы поверхностного оборудования и оценено их влияние на эффективность сооружения гравийного фильтра.

Способ приготовления гравийной смеси и ее закачка в скважину эжекторным смесителем широко применяется и рекламируется ПСО Востокбурвод. Согласно этой технологии жидкость-носитель от бурового насоса подается к гидросмесителю эжекторного типа, обычно представленного модификациями ГД-1 и ГДМ-1, которыми комплектуются буровые установки 1БА-15В. При прохождении жидкости-носителя через сопло увеличивается скорость потока и согласно эффекту Вентури в камере смешения гидросмесителя создается подсос 0—0,06 МПа. За счет подсоса гравий из бункера эжекторного смесителя поступает в струю жидкости-носителя и подается в нагнетательную магистраль.

На начальном этапе испытания этой схемы было установлено, что гравий крайне неравномерно поступает в нагнетательную магистраль вследствие образования в бункере гидромешалки устойчивого гравийного контура равновесия над камерой смешения. Неравномерность подачи приводит к периодическому увеличению концентрации гравийной смеси больше критических значений, которые (например, для воды) составляют приблизительно 15 %, и пробкообразованию в поверхностной обвязке. С целью минимизации неравномерности подачи гравия в струю жидкости носителя был модернизирован корпус гидромешалки таким образом, что отверстие, через которое гравий поступал в камеру смешения, было асимметричным по отношению к корпусу. Однако модернизация корпуса позволила лишь частично устранить пробкообразование. Опробовано было предложение ПСО Востокбурвод, заключающееся в формировании параллельно с основной струей жидкости-носителя после сопла вспомогательной струи, которая постоянно разрушала бы сформировавшийся контур равновесия. Испытания показали, что неравномерность подачи устраняется лишь на начальном этапе после включения насоса. В дальнейшем образовывался свод равновесия большого масштаба, который не захватывался струей и не был подвержен разрушению. Разрушение свода наблюдалось лишь при передаче вибрационного воздействия на бункер.

Итак, при использовании гидросмесителей эжекторного типа для приготовления и подачи в скважину гравийной смеси (согласно имеющимся рекомендациям) не представляется возможным устранить неравномерность подачи гравия в нагнетательную магистраль, и следовательно обеспечить надежную транспортировку гравия в скважину, минимизацию расслоения смеси в процессе движения к забою. С целью устранения сводообразования на бункер гидромешалки необходимо устанавливать вибратор, что значительно удорожает и усложняет работы.

Кроме того, установлено, что применение гидросмесителя не позволяет развить давление в нагнетательной магистрали более 0,06—0,07 МПа. Отмеченное обстоятельство исключает возможность применения гидросмесителей эжекторного типа в процессе сооружения гравийного фильтра при комбинированной и обратной циркуляции, а также при глубинах статического уровня скважин более 50 м при засыпке гравия через вспомогательную колонну труб, установленную в кольцевом пространстве скважины. Дело в том, что при стандартной подаче насосного оборудования 10—20 л/с при нисходящей фильтрации через гравийный фильтр типового размера, потери напора только в фильтре существенно превышают давление нагнетания. Поэтому гидро-

смеситель «захлебывается» и жидкость-носитель начинает вытекать из бункера гидросмесителя.

Установка гидросмесителя в нагнетательной магистрали приводит к аэрации гравийной смеси, которая в свою очередь обуславливает увеличение потерь напора при циркуляции в сравнении с неаэрированной жидкостью. Увеличение потерь напора за счет аэрации существенно сужает возможную область применения гидросмесителей эжекторного типа для целей приготовления гравийной смеси и ее подачи в скважину. С целью расширения возможной области применения гидросмесителей Русбурмаш было предложено устанавливать в нагнетательной магистрали после камеры смешения специальный тройник с фильтром, от которого отводилась сливная магистраль.

Часть жидкости-носителя фильтровалась через фильтр, на котором оседал и задерживался гравий и поступала на слив, снижая тем самым рабочий расход смеси, а следовательно и потери напора в циркуляционной системе. Таким образом, за счет уменьшения подачи смеси в скважину после смесителя удалось снизить требуемое рабочее давление нагнетания и несколько расширить область применения гидросмесителей при сооружении гравийных фильтров. Однако, как показали испытания, такое расширение области применения этой технологии незначительно вследствие невозможности существенного снижения расхода смеси в скважине исходя из необходимости поддержания в циркуляционной системе турбулентного режима движения, позволяющего предотвратить пробкообразование и обеспечить надежную транспортировку частиц гравия в интервал формирования фильтра. Кроме этого, вести закачку смеси при ограниченных режимах экономически невыгодно. Единственное преимущество схемы приготовления и закачки гравийной смеси гидросмесителями эжекторного типа — простота технологических операций и доступность технических средств. Однако применение этой схемы в практике, как правило, не обеспечивает формирования гравийного фильтра высокого качества и эффективного проведения работ в целом.

Приготовление гравийной смеси в герметичных бункерах и закачка приготовленной смеси насосами высокого давления при попеременном подключении к бункерам рекомендовали ВНИИ-газ и ВНИПИ Термнефть при оборудовании гравийными фильтрами глубоких нефтяных и газовых скважин. Бункерные смесители широко применяют в практике гидротранспорта. Впервые для приготовления гравийной смеси и ее подачи в скважину, герметичные бункера предложил использовать в 30-х гг. прошлого столетия Л. Лайенс. Бункер представлял собой обсадную

трубу длиной 1,5–2 м, с одного торца заваренную металлическим диском, а с противоположного — металлическим кольцом с загрузочным люком. В нижней части бункера высверливали два отверстия, в которых жестко закрепляли входной и рабочий патрубки. Входной патрубок соединяли с поршневым насосом, а рабочий — со скважиной. Герметичный бункер через загрузочный люк заполняли гравием. После герметизации загрузочного люка от насоса в бункер через входной патрубок нагнетали жидкость-носитель, которая, смешиваясь с гравием, образовывала смесь. Гравийная смесь через рабочий патрубок герметичного бункера и гибкие шланги подавалась в скважину.

Схемы поверхностного оборудования ВНИИгаз и ВНИПИ Термнефть принципиально аналогичны схеме расположения поверхностного оборудования с герметичным бункером, рекомендованной Л. Лайенсом. Отличие заключается в том, что применяемые схемы обеспечивают одновременную разгрузку сразу нескольких герметичных бункеров, соединенных с поршневыми насосами цементируемых агрегатов, а нижняя часть бункера выполнена в виде полусферы или конусной воронки.

Автором с НПО Спецпромстрой проведены исследования по выявлению преимуществ, недостатков и рациональных областей применения герметичных бункеров для приготовления и подачи в скважину гравийной смеси. Работы проводились на экспериментальной скважине Московского СУ НПО Спецпромстрой. Первоначально испытывалась поверхностная обвязка, рекомендуемая для применения в нефтяных и газовых скважинах и аналогичная схеме Л. Лайенса при малых давлениях, не превышающих 0,02 МПа. В ходе испытаний выявлены следующие недостатки схемы поверхностной обвязки с герметичными бункерами:

- невозможность приготовления гравийной смеси с заданной постоянной объемной концентрацией;

- неравномерность поступления гравия в струю жидкости-носителя вследствие сводообразования, зависания гравия;

- необходимость прерывистого ведения работ вследствие прекращения закачки на время загрузки бункеров;

- сложность герметизации загрузочного люка и высокая трудоемкость работ в процессе загрузки бункера гравием;

- сложность контроля за опорожнением бункера и технологическим процессом закачки.

В начальный момент закачки в рабочий патрубок поступал большой объем гравия, средние величины которого по мере опорожнения герметичного бункера уменьшились. Высокие концентрации гравийной смеси при подключении насоса к герметичному бункеру приводили к пробкообразованию еще до поступле-

ния гравия в скважину, т.е. в поверхностной обвязке. Образование гравийных пробок происходило не только в начальный период закачки. По мере опорожнения бункера образовывались устойчивые гравийные своды над отверстием рабочего патрубка и концентрация гравия в смеси уменьшалась до нуля.

При обрушении свода, которое наблюдалось при передаче ударных нагрузок на корпус герметичного бункера, концентрация смеси резко возрастала, что приводило к образованию пробки. Следует отметить, что неравномерность поступления гравия в скважину, прерывистость технологических операций в процессе работ недопустимы не только из условия необходимости предупреждения пробкообразования, но также исходя из соображений повышения качества намываемого гравийного фильтра, за счет минимизации расслоения.

В процессе испытаний для обеспечения равномерной подачи гравия в скважину поверхностная обвязка с герметичными бункерами была модернизирована. Во-первых, герметичные бункера, выполненные из обсадных труб диаметром 426 мм, были установлены под углом 20–30° к вертикали, что исключило вероятность возникновения в бункере устойчивых сводов равновесия. Дело в том, что при асимметричной форме поверхности бункера (по отношению к отверстию рабочего патрубка) свод равновесия возникать теоретически не должен. Во-вторых, за счет установки в корпусе специальной муфты обеспечили возможность перемещения входного патрубка в герметичном бункере относительно продольной оси, что позволило в процессе закачки регулировать объем камеры смещения, который определяется расстоянием между отверстием рабочего патрубка и нагнетательным патрубком. Перед заполнением бункера гравием нагнетательный патрубок перемещали к рабочему до упора, т.е. камеры смещения практически не было.

При включении насоса жидкость-носитель из нагнетательного патрубка поступала через отверстие в рабочий патрубок и в скважину не обогащаясь гравием. Постепенным отодвиганием нагнетательного патрубка от отверстия рабочего патрубка путем вращения обеспечивали заданную концентрацию гравия в жидкости-носителе. По мере опорожнения бункера объем камеры смещения увеличивали с целью поддержания постоянной объемной концентрации смеси.

Режимы закачки отработывали в лабораторных условиях на базе построения графиков зависимости объема поступающего в рабочий патрубок гравия от объема камеры смещения при типовых расходах используемого насосного оборудования по мере опорожнения бункера. Необходимо отметить, что в настоящее

время отсутствуют теоретические исследования, позволяющие определить режимы закачки без проведения эксперимента.

При использовании герметичных бункеров для поддержания концентрации гравия в воде 5–7 % расстояние между нагнетательным патрубком и отверстием рабочего патрубка увеличивали плавно по мере опорожнения бункера с 15–20 до 50–60 мм. Использование полученных соотношений для бункеров других конструкций возможно только для ориентировочных оценок. Для обеспечения непрерывности работ по закачке гравия в скважину использовали два бункера, причем пока первый разгружался, второй заполняли гравием, и наоборот. Попеременное подключение насоса к каждому из бункеров осуществляли с помощью трехходовых кранов.

При увеличении давления нагнетания растет давление в герметичном бункере и усложняется его эксплуатация. В некоторых случаях работы под большим давлением при использовании герметичных бункеров могут оказаться небезопасными. В процессе испытаний при давлении нагнетания 1,2 МПа нарушилась герметичность загрузочного люка, а при давлении 1,8 МПа в другом бункере оторвало кольцо с загрузочным люком. Аналогичные аварии наблюдались при испытании герметичных бункеров при сооружении гравийных фильтров в скважине.

Таким образом, при использовании в поверхностной обвязке герметичных бункеров к ним необходимо предъявлять соответствующие требования как к сосудам, работающим под большим давлением, что значительно усложняет и удорожает работы. Поэтому использовать бункерные схемы поверхностного оборудования в процессе оборудования глубоких скважин при высоких давлениях нагнетания не рекомендуется.

В.Я. Мешков предложил уменьшить объем герметичного бункера до размеров, обеспечивающих его безопасную работу при полуторакратных рабочих давлениях. В качестве герметичного бункера использовали стандартные газовые баллоны, испытанные на определенное давление. Баллон жестко закрепляли в специальном патрубке перпендикулярно его продольной оси и устанавливаемом в нагнетательной магистрали таким образом, чтобы расстояние между выпускным отверстием баллона и нижней поверхностью патрубка было 5–10 мм. В противоположном торце баллона устанавливали загрузочный люк, через который засыпали гравий.

После засыпки гравия люк закрывали и включали насос. При прохождении жидкости через патрубок, в который был вмонтирован торец баллона с выпускным отверстием, гравий захватывался струей и закачивался в скважину. Практика оборудования

скважин на объектах треста Промбурвод при использовании в качестве герметичных бункеров газовых баллонов показала ее пригодность при оборудовании глубоких скважин гравийными фильтрами, гидроразрыве пласта, установке песчано-гравийного моста и других работах. Недостаток предложенной схемы — очень высокие затраты труда на открытие и герметизацию грузозачных люков при заполнении баллонов малого объема гравием, сложность контроля за поступлением гравия в скважину, неравномерность подачи гравия в скважину вследствие сводообразования в баллоне. Особенно ярко проявляются недостатки этой схемы при необходимости засыпки в скважину больших объемов гравия.

При оборудовании глубоких скважин ПВ давления в нагнетательной магистрали после эжекторного смесителя недостаточно для обеспечения циркуляции в скважине. Для таких условий в ЗАО «Русбурмаш» разработан и изготовлен грузозачно-обменный аппарат, показанный на рис. 8.32. Значительный объем бун-

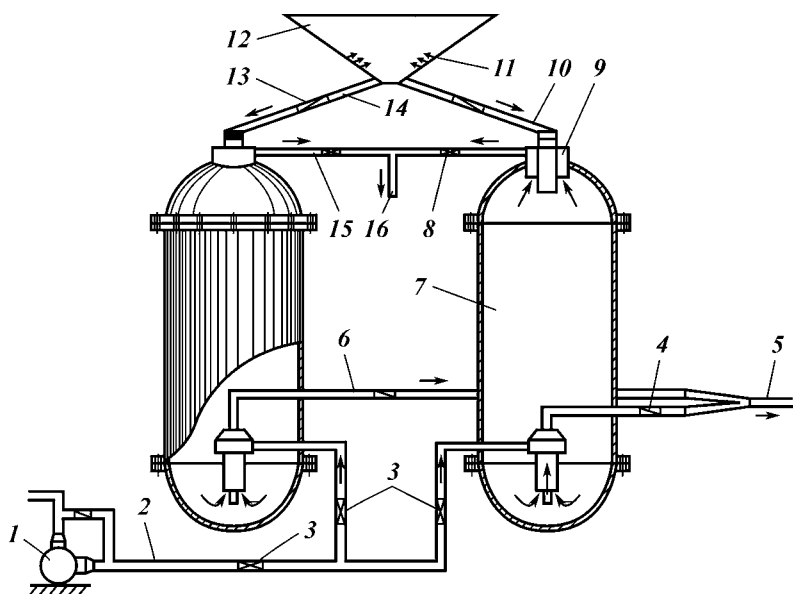


Рис. 8.32. Грузозачно-обменные емкости гидротранспортного аппарата:

1 — насос; 2 — напорный водовод; 3, 8 — электрозаводки; 4, 13 — обратные клапаны; 5 — магистральный пульповод; 6 — разгрузочный пульповод; 7 — грузозачно-обменные емкости; 9 — патрубки для слива жидкости; 10, 14 — загрузочные пульповоды; 11 — напорная вода для смачивания загрузочного материала; 12 — загрузочный бункер; 15 — водоводы; 16 — сброс воды или шламовой пульпы

коров позволяет существенно снизить затраты на оборудование скважин гравийного фильтра. Данная установка успешно применяется для транспортировки гравийной смеси на поверхности от места разгрузки и просеивания по рудному полю к скважинам.

В последние два-три десятилетия в зарубежной практике четко прослеживается тенденция перехода на закачку гравийной смеси поршневыми насосами высокого давления. Сегодня почти все ведущие фирмы используют для закачки гравия в скважину такую технологию. В нашей стране ранее при сооружении гравийных фильтров схема закачки гравийной смеси поршневыми насосами не использовалась. Имелся единичный опыт использования поршневых насосов преимущественно цементировочных агрегатов для закачки в скважину небольших объемов песчано-гравийной смеси в процессе проведения гидро-разрыва продуктивных пластов нефтяных и газовых скважин. Основная причина ограниченного применения технологии закачки гравийной смеси поршневыми насосами заключалась в повышенном износе цилиндрических втулок, клапанных седел и других частей насоса в процессе работ.

Автором проведен анализ работ, посвященных надежности работы насосного оборудования при перекачке абразивных смесей, и комплекс экспериментальных и полевых исследований. Анализ показал, что при качественном просеивании гравия, удаления из его состава фракций более 4—5 мм возможна удовлетворительная работа насоса при перекачке абразивной смеси в течение длительного срока. По данным А.С. Волкова, надежная работа поршневых насосов при перекачке водогравийной смеси концентрации до 5 % с размером частиц не более 2 мм обеспечивается в течение 700—800 ч непрерывной работы, после которых необходимо заменить изношенные детали гидравлической части насоса. На оборудование гидрогеологической скважины типовой конструкции требуется приблизительно 1 м³ гравия. Основываясь на данных А.С. Волкова с учетом подачи насоса 5—10 л/с при концентрациях смеси порядка 5 %, можно определить, что одного поршневого насоса будет достаточно для оборудования без ремонта порядка 1000 скважин.

С целью проверки этих данных были проведены испытания схемы поверхностного оборудования, при которой гравийная смесь поршневым насосом закачивалась в скважину. Испытания проводились на объектах треста НПО Спецпромстрой в Ярославской области, Краснодарском крае, Башкирской АССР и в ПО Молдавгеология ССР в южных районах.

Для перекачки гравийной смеси в Краснодарском СУ НПО Спецпромстрой использовали гравийную смесь фракции от 2 до

10 мм. Перекачка гравийной смеси осуществлялась поршневым насосом цементировочного агрегата ЦА-32ОМ. В процессе перекачки водогравийной смеси концентрации 2–3 % со временем уменьшалась подача цементировочного агрегата. Это было связано с засорением всасывающего патрубка и клапанов наиболее крупными фракциями гравия.

Прекращение подачи наблюдалось через 10–15 мин после промывки насоса. Засорение клапанов и всасывающего патрубка насоса наблюдалось по причине невозможности перекачки поршневым насосом данной конструкции частиц крупностью более 5 мм вследствие ограниченной высоты подъема клапана. По мере проведения закачки концентрация крупных фракций в гидравлической части увеличивалась, что приводило к увеличению гидравлического сопротивления во всасывающей магистрали и как следствие — к снижению подачи. При достижении концентрации скопившихся частиц критических значений подача насоса прекращалась и требовалась промывка гидравлической части.

Проведенные работы показали, что использование поршневых насосов для перекачки гравийной смеси возможно только при качественном просеивании гравия, в процессе которого удаляется фракция более 5 мм. Необходимо отметить, что использование для гравийной засыпки фракций гравия более 3 мм, а тем более крупнее 5 мм, согласно имеющимся нормативным документам ни для одного района работ нашей страны рекомендовано быть не может. Намыв фильтра такого фракционного состава не только не обеспечит предупреждения пескования скважины, но и приведет к увеличению гидравлического сопротивления фильтрационному потоку и как следствие — к снижению удельных дебитов.

Перекачку гравийной смеси состава 1–3 мм с концентрациями 5–7 % на Ярославском участке Московского СУ НПО Спецпромстрой осуществляли поршневым насосом НБ-125, установленным на насосном блоке НП-15А. Гравийную смесь закачивали при расходах 10 л/с в течение 12 и 18 ч. Осложнений в процессе работ не наблюдалось. В Уфимском СУ треста Промбурвод для закачки аналогичной по фракционному составу гравийной смеси использовали насос 11ГР. В процессе оборудования скважины гравийным фильтром снижения подачи и перерывов циркуляции не наблюдалось.

При оборудовании гравийными фильтрами скважин, пробуренных в сложных условиях юга Молдавии, для закачки гравия фракции 0,3–1,5 мм насосом цементировочного агрегата ЦА-100 осложнений также не наблюдалось.

В ходе испытаний установлено, что для целесообразности снижения абразивного износа деталей насоса в качестве жидко-

сти-носителя нужно использовать более вязкую жидкость, чем воду, и обеспечивать равномерную подачу гравия во всасывающую часть насоса с дополнительным подпором 0,01–0,03 МПа.

Итак, установлено, что поршневые насосы — единственное техническое средство, которое при правильной эксплуатации и контроле может подавать гравийную смесь в скважину под большим давлением. Это позволяет формировать гравийные фильтры высокого качества. Применение других схем поверхностного оборудования не позволяет обеспечить в скважине обратную или комбинированную циркуляцию, нисходящую фильтрацию жидкости-носителя через уже намытый гравийный слой. Экономически целесообразно модернизировать поршневые насосы специально для перекачки абразивных смесей. Эти работы можно осуществлять на базе принципа гидравлической или механической защиты контактирующих с гравием частей насоса, выбора рациональных конструкций клапанов, седел, уплотнений поршня и т.д. В ПГО Гидроспецгеология, Молдавской ГГЭ и других организациях при использовании поршневых насосов для целей перекачки абразивных смесей обычные тарельчатые клапана заменяют на шаровые. Надежность работы клапанов при такой модернизации увеличивается.

В зависимости от оборудования, используемого для приготовления гравийной смеси, и типа поршневого насоса, используемого для закачки гравия в скважину, возможно применение четырех принципиальных схем поверхностной обвязки (рис. 8.33):

приготовление гравийной смеси в пескосмесительных агрегатах и ее закачка в скважину цементировочными агрегатами (см. рис. 8.33, *а*);

приготовление и закачка гравийной смеси в скважину цементировочными агрегатами (см. рис. 8.33, *б*);

приготовление гравийной смеси в установленной на поверхности специальной емкости с помощью вспомогательного насоса и ее закачка в скважину буровым насосом (см. рис. 8.33, *в*);

приготовление гравийной смеси в установленной в отстойнике специальной емкости с помощью вспомогательного насоса и ее закачка в скважину буровым насосом (см. рис. 8.33, *г*).

Наиболее качественная гравийная смесь заданных параметров готовится в пескосмесительных агрегатах. Пескосмесительные агрегаты УСП-50, 4ПА и 3ПА предназначены для транспортировки песка, приготовления песчано-жидкостной смеси и ее подачи к насосным установкам при гидроразрыве нефтяных и газовых пластов, а также при гидропескоструйной перфорации. В нефтяной и газовой отраслях пескосмесительные агрегаты ис-

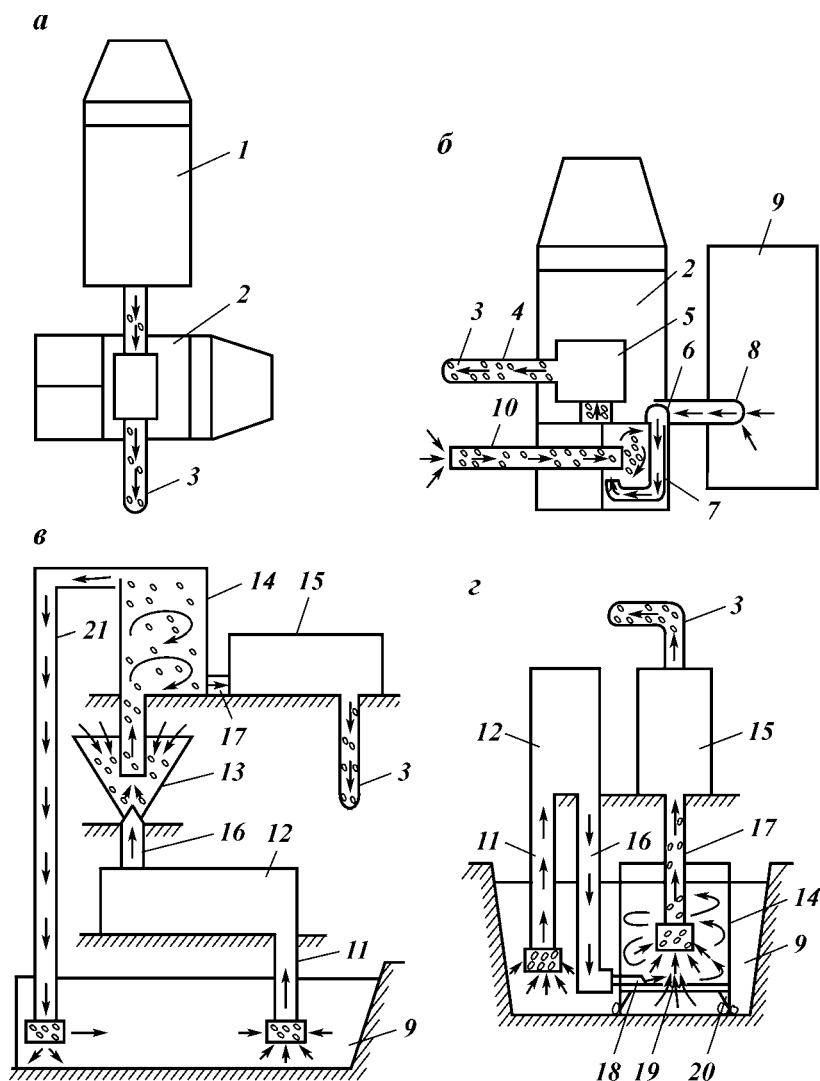


Рис. 8.33. Схемы поверхностной обвязки:

а — приготовление гравийной смеси в пескосмесительном агрегате и ее закачка в скважину цементировочным агрегатом; *б* — приготовление и закачка гравийной смеси цементировочным агрегатом; *в* — приготовление гравийной смеси в специальной емкости с помощью вспомогательного насоса и ее закачка в скважину буровым насосом; *г* — приготовление гравийной смеси в установленной в отстойнике специальной емкости с помощью вспомогательного насоса и ее закачка в скважину буровым насосом; 1 — пескосмесительный агрегат УСП-50; 2 — цементировочный агрегат; 3 — скважина; 4 — нагнетательная магистраль; 5 — насос

пользуют для приготовления гравийной смеси при оборудовании скважин гравийными фильтрами.

Пескосмесительные агрегаты смонтированы на базе автомобиля КрАЗ-257 и состоят из бункера, разделенного перегородкой на две секции для песка двух различных фракций, установленных на стенках бункера пневмовибраторов, рабочего и загрузочного шнеков, регулятора выдачи сыпучего материала, смесителя, представляющего собой цилиндрическую емкость с коническим днищем и лопастной мешалкой, раздаточного и приемного коллекторов, а также центробежного пескового насоса.

С помощью рабочего шнека песок подается из отсеков бункера в смеситель. На коническом дне бункера установленные пневмовибраторы, приводимые в действие от пневмосистемы автомобиля, улучшают условия поступления песка в рабочий шнек. Из рабочего шнека песок поступает в смеситель, где при помощи лопастной мешалки он перемешивается с жидкостью-носителем. Регулированием частоты вращения рабочего шнека можно готовить смесь различной концентрации. Смеситель укомплектован показателем уровня. Готовая смесь отбирается центробежным насосом и подается к насосным установкам.

Техническая характеристика пескосмесительных агрегатов УСП-50 и ЧПА представлена ниже.

Тип агрегата	УСП-50	4ПА
Монтажная база – шасси автомобиля	КрАЗ-257 Б1А	КрАЗ-257
Масса транспортируемого песка, т.....	9	9
Максимальная производительность шнеков, т/ч:		
рабочего.....	50	50
загрузочного.....	25	12–15
Объем, м ³ :		
бункера.....	6,83	6,50
смесителя.....	1	1
Песковой насос:		
шифр	5 ПС-10	5 ПС-10
напор, МПа.....	0,22	0,22
габариты, мм.....	9530×2630×3750	8750×2630×3750
Масса, кг:		
без груза.....	13735	13775
с грузом.....	22735	23000

Техническая характеристика пескосмесительного агрегата 3ПА от 4ПА отличается тем, что емкость бункера увеличена с 6,5 до 6,7 м³, а масса транспортируемого песка с 9 до 10 т. Модифика-

цементировочного агрегата; 6 – центробежный насос; 7 – нагнетательная магистраль центробежного насоса; 8 – всасывающая магистраль центробежного насоса; 9 – отстойник; 10 – транспортер гравия; 11 – всасывающая магистраль; 12 – вспомогательный насос; 13 – гидросмеситель; 14 – емкость для приготовления гравийной смеси; 15 – буровой насос; 16 – нагнетательная магистраль бурового насоса; 17 – всасывающая магистраль бурового насоса; 18 – нагнетательный патрубок вспомогательного насоса; 19 – отверстие в емкости для приготовления гравийной смеси; 20 – опоры; 21 – сливная магистраль

ции 4ПА и 3ПА на производстве заменяются более совершенной конструкцией УСП-50.

Готовая гравийная смесь заданной концентрации подается к насосам, как правило, к насосам цементировочных агрегатов, которыми и закачивается в скважину. Преимуществом данной схемы считается наличие подпора во всасывающей магистрали насоса, который способствует улучшению условий работы клапанов при перекачке абразивной смеси.

Схема поверхностного оборудования из пескосмесительных и цементировочных агрегатов широко используется в практике по инициативе ВНИИгаза при сооружении гравийных фильтров в скважинах подземных хранилищ газа. Очевидно, эксплуатация дорогостоящих пескосмесительных и цементировочных агрегатов, а тем более комплексов, состоящих из нескольких пескосмесительных и цементировочных агрегатов, не всегда экономически оправдана. Прежде всего это относится к организациям, имеющим малые объемы гравийных обсыпок, при их разбросанности по территории.

В гидрогеологических организациях пескосмесительные агрегаты отсутствуют, а приобретение их редко обосновано экономической необходимостью из-за сравнительно незначительных концентраций объемов гравийной обсыпки. Поэтому рекомендуется использовать для приготовления гравийной смеси и ее зачки в скважину цементировочные агрегаты ЦА-400, ЦА-320М, ЦА-100 (рис. 8.33, б).

Гравийная смесь готовится непосредственно в емкостях цементировочного агрегата. Всасывающий шланг центробежного насоса цементировочного агрегата спускается в отстойник, а нагнетательный крепится внутри любой из двух емкостей так, чтобы выходящая струя создавала внутри емкости замкнутую круговую циркуляцию. Емкости заполняются из отстойника жидкостью-носителем. При необходимости в емкости добавляют реагенты, способствующие повышению вязкости структурных свойств раствора. Через верхний открытый торец емкости, в которой создана замкнутая круговая циркуляция, подают гравий. Концентрация приготавливаемой смеси регулируется подачей центробежного насоса и подачей гравия.

Вместо центробежного насоса цементировочного агрегата для создания циркуляции в емкости можно использовать буровой насос. Приготовленная гравийная смесь забирается поршневым насосом цементировочного агрегата и закачивается в скважину. Внедрение данной схемы поверхностного оборудования, разработанной автором, показало, что часть гравия откладывается в углах емкости прямоугольного сечения и не захватывается порш-

невым насосом, что усложняет технологический процесс вследствие повышения доли ручного труда, необходимого для приведения осадка во взвешенное состояние.

Для исключения откладывания частиц гравия в стороне от всасывающего клапана рекомендуется устанавливать внутри емкости цементирующего агрегата специальный направляющий кожух. Последний выполняется из жести и имеет форму воронки с открытым нижним отверстием на 40—50 мм большем диаметра всасывающего клапана. Гравийная смесь поступает во всасывающую магистраль насоса с подпором, равным превышению уровня жидкости в емкости по отношению к уровню всасывающего клапана, что создает благоприятные условия для перекачки абразивной смеси. Схема поверхностного оборудования с использованием цементирующего агрегата проста и надежна.

В некоторых случаях на практике не удастся обеспечить работы по сооружению гравийных фильтров в скважине цементирующими агрегатами. Для таких условий рекомендуется схема поверхностной обвязки со стандартным буровым оборудованием. Гравийную смесь готовят в специальной емкости, установленной на поверхности таким образом, чтобы уровень в ней превышал уровень всасывающего клапана насоса, которым предполагается закачивать гравийную смесь в скважину.

Емкость может быть выполнена из отрезка обсадной трубы большого диаметра объема 0,5—0,8 м³. В нижней части емкости вырезается отверстие под хrapок всасывающего шланга насоса, закачивающего гравийную смесь в скважину. Хrapок герметично закрепляется в этом отверстии. В нижней части емкости в направлении касательной к корпусу закрепляют входной патрубок, который соединяют гибким шлангом с нагнетательной магистралью гидросмесителя.

Гравийную смесь готовят с помощью вспомогательного насоса, который может быть представлен как поршневой, плунжерной, так и центробежной конструкцией. Жидкость-носитель забирается из отстойника вспомогательным насосом и подается через гибкий шланг к гидросмесителю. В бункер гидросмесителя засыпают гравий, который, смешиваясь со струей после сопла, поступает через гибкий шланг и входной патрубок в емкость. За счет пространственного расположения входного патрубка в емкости создается замкнутая циркуляция, способствующая равномерному распределению твердых частиц по ее сечению и приготовлению высококачественной гравийной смеси. Концентрацию гравийной смеси регулируют путем изменения подачи гравия в бункер гидросмесителя. Готовая гравийная смесь забирается поршневым насосом (табл. 8.14) и закачивается в скважину.

Таблица 8.14

Типоразмер насоса	Диаметр сменных втулок, мм	Удельная подача (в $\text{дм}^3/\text{с}$) при частоте двойных ходов поршня в 1 мин			Наибольшее давление на выходе из насоса (в МПа) при частоте двойных ходов поршня в 1 мин			Длина хода поршня, мм	Диаметр патрубка, мм	
		105	95	75	105	95	70		всасывающего	нагнетательного
НБ-32	80	4,9	—	—	4	—	—	160	113	50
	90	6,4	—	—	4	—	—			
	100	8,1	—	—	3,2	—	—			
	110	9,9	—	—	2,6	—	—			
НБ-50	40	6,4	—	—	6,3	—	—	160	113	50
	100	8,1	—	—	5,0	—	—			
	110	9,9	—	—	4,1	—	—			
	120	11,9	—	—	3,4	—	—			
НБ-80	80	6,1	—	—	10,0	—	—	200	113	50
	90	8,0	—	—	8,0	—	—			
	100	10,1	—	—	6,3	—	—			
	110	12,4	—	—	5,2	—	—			
НБ-125 (9МГР)	120	14,9	—	—	4,3	—	—	250	100	60
	40	—	8,8	6,49	—	13	16			
	100	—	11,2	8,25	—	10	13			
	110	—	13,75	10,15	—	8	10			
	125	—	18,15	13,37	—	6	8			

Примечание. Степень неравномерности давления на выходе из насоса не более 12 %.

При необходимости из схемы поверхностной обвязки можно исключить гидросмеситель за счет обеспечения подачи гравия непосредственно в емкость через верхнее отверстие. Реализация схемы на практике усложняется необходимостью уравнивать подачу вспомогательного и закачивающего гравийную смесь насоса. Решить проблему уравнивания подачи двух насосов можно за счет оборудования специальной сливной магистрали от верхнего торца емкости к отстойнику двумя путями. Первый путь заключается в развитии вспомогательным насосом большей подачи, чем закачным, а второй — в дополнительной подпитке емкости от трубопровода.

В случае невозможности обеспечения вспомогательным насосом подачи большей, чем закачным и подпитке емкости от трубопровода возможна установка емкости в отстойник (см. рис. 8.33, в). Для этого в дне емкости вырезается дополнительное отверстие диаметром 7–10 мм, а к корпусу привариваются опорные лапы. При погружении емкости в отстойник в них устанавливается единый уровень. Всасывающий шланг закачного насоса опускается в емкость ниже уровня непосредственно через верхний открытый торец. Приготовление смеси в емкости обеспечивается за счет непрерывной циркуляции, создаваемой вспомогательным насосом. Гравий может подаваться в емкость либо непосредственно через ее открытый верхний торец, либо по аналогии с третьей схемой с помощью гидросмесителя, устанавливаемого в нагнетательной магистрали вспомогательного насоса через эксцентричный входной патрубок емкости.

Подача вспомогательного и закачного насосов уравнивается путем перетока жидкости через отверстие в дне либо из отстойника в емкость, либо наоборот. Недостаток этой схемы — менее надежная работа насоса при перекачке абразивной смеси вследствие отсутствия подпора во всасывающей линии закачного насоса. При возможности следует максимально приблизить уровень всасывающих клапанов закачных насосов к уровню жидкости в отстойнике или применять первые три схемы поверхностной обвязки.

Рассмотренные схемы поверхностного оборудования для приготовления гравийной смеси и ее закачки в скважину охватывают практически все многообразие условий проведения работ и обеспечивают успешное решение поставленной цели в случае правильной оценки ситуации, рационального выбора типа оборудования и его компоновки. В табл. 8.15 представлены сведения относительно преимуществ, недостатков и рациональных областей применения различных схем поверхностного оборудования для приготовления гравийной смеси и ее закачки в скважину.

Таблица 8.15

Оборудование	Преимущества	Недостатки	Рациональные области применения	Примечание
Гидросмесители эжекторного типа	Простота выполнения технологических операций, доступность оборудования	Ограниченное рабочее давление в нагнетательной магистрали и как следствие – невозможность использования для подачи гравия в скважину при намыве гравийного фильтра методом обратной или комбинированной циркуляции. Неравномерность поступления гравия в нагнетательную магистраль, сложность регулирования концентрации смеси, предотвращения пробкообразования расслоения и других осложнений	Механизация процесса транспортировки гравия на поверхности, подача гравия в смесительные емкости песко-смесительных и цементировочных агрегатов. Допускается использование для подачи гравия в кольцевое пространство скважины при намыве гравийного фильтра в восходящем потоке и при отсутствии циркуляции	Использование возможно только при обеспечении равномерного поступления гравия в струю жидкости, которое достигается установкой на корпусе гидросмесителя вибратора, эксцентричного выполнения камеры смешения и т.д.
Смесители бункерного типа	Возможность закачки смеси под большим давлением при исключении контакта насоса с абразивной смесью	Сложность изготовления и эксплуатации бункеров, как сосудов, работающих под большим давлением. Повышенная опасность ведения работ. Трудоемкость процессов, связанных с герметизацией люка	Сооружение гравийных фильтров при незначительных объемах засыпки преимущественно крупной фракции гравия при малых глубинах скважин	Использование возможно только при малых объемах бункера, например при замене бункера на газовые баллоны. Перед началом работ необходимо произвести опрессовку обвязки на полуторакратное рабочее давление

Продолжение табл. 8.15

Оборудование	Преимущества	Недостатки	Рациональные области применения	Примечание
Поршневые насосы высокого давления для закачки гравийной смеси в скважину	Возможность закачки гравийной смеси на любую глубину при сооружении гравийного фильтра методом комбинированной или обратной циркуляции	Повышенный износ гидравлической части насоса при перекачке абразивной смеси. Повышенные требования к качеству фракционирования гравия	Сооружение гравийных фильтров в скважинах любой глубины и конструкции при размере частиц не более 4–5 мм	Необходимо тщательное фракционирование гравия перед закачкой в скважину с целью исключения некондиционных частиц
Пескосмесительные агрегаты	Приготовление гравийной смеси высокого качества, механизация процесса закачки гравия. Улучшенная работа насоса при перекачке абразивной смеси за счет подпора	Большая стоимость оборудования	Оборудование гравийными фильтрами крупных и ответственных объектов	То же
Цементирувочные агрегаты	Приготовление гравийной смеси высокого качества. Технологичность процесса. Улучшенная работа насоса при перекачке абразивной смеси за счет подпора	Неудовлетворительная укомплектованность отрасли цементирувочными агрегатами	Оборудование скважин любой глубины и конструкции гравийными фильтрами высокого качества методом комбинированной и обратной циркуляции	«
Смесительная емкость	Простота и доступность используемого оборудования. Возможно получение гравийной смеси высокого качества при правильном использовании	Сложность уравнивания подачи вспомогательного и закачного насоса, трудоемкость процессов	Для приготовления гравийной смеси в случае отсутствия пескосмесительных и цементирувочных агрегатов	«

Некоторыми зарубежными фирмами созданы комплексы поверхностного оборудования для проведения работ по гравийной обсыпке. Комплексы поверхностного оборудования смонтированы на базе тяжелых автомобилей и включают:

- смесительный блок для приготовления гравийной смеси;

- насос высокого давления для закачки гравийной смеси в скважину;

- бункера для гравия;

- бункер для жидкости-носителя;

- вспомогательный насос для приготовления смеси и подачи жидкости-носителя в смесительный блок;

- систему транспортеров для загрузки бункеров гравием и их разгрузки в смесительный блок;

- контрольно-измерительную аппаратуру.

Поверхностное оборудование для проведения работ по гравийной засыпке сложнее и дороже цементировочного и другого оборудования, используемого на скважинах. Несмотря на это разработано много модификаций различных агрегатов, что свидетельствует о важности этапа подготовки гравийной смеси на поверхности и ее закачки в скважину в общем цикле строительства. В нашей стране комплексы поверхностного оборудования для приготовления гравийной смеси и ее подачи в скважину на единой транспортной базе не разработаны.

8.4. ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА

8.4.1. ФРАКЦИОНИРОВАНИЕ ГРАВИЯ В ПОПЕРЕЧНОМ СЕЧЕНИИ ФИЛЬТРА

Размер частиц гравийных фильтров в поперечном сечении плавно уменьшается от каркаса в направлении водоносного пласта. Такие фильтры характеризуются повышенной суффозионной устойчивостью и минимальным гидравлическим сопротивлением. В практике создания фильтров в экспериментальных объемах использовали многослойные гравийные фильтры, которые являются самой упрощенной моделью фильтра с плавным изменением размера частиц в поперечном сечении. Фильтры с постепенным уменьшением диаметра гравийных частиц от каркаса в направлении пласта (ФПУ) не нашли практического применения из-за отсутствия разработанной методики фракционирования частиц при закачке, технологии намыва гравия и соответствующих технических средств.

Автором разработаны теоретические основы фракционирования частиц в скважине, проведен комплекс экспериментальных исследований и предложена технология намыва гравийного фильтра типа ФПУ и соответствующие технические средства. Разделение частиц гравия по фракциям в поперечном сечении потока и затем фильтра, при котором наиболее крупные фракции откладываются у каркаса, а наиболее мелкие — у стенок скважины, происходит при создании в кольцевом пространстве градиента давления или после прохождения смесью специальных устройств — отклонителей. Автор считает необходимым привести ниже теоретические основы разделения частиц в поле градиента давления и после прохождения отклонителей.

Намыв фильтра в поле градиента давления

Предположим, что в поперечном сечении кольцевого пространства скважины в зоне фильтра существует некоторый градиент давления, причем давление постепенно убывает от стенок скважины к поверхности фильтра-каркаса.

На частицу гравия, движущуюся в потоке и попадающую в зону влияния градиента давления, будет действовать сила F_d , смещающая ее к поверхности фильтра-каркаса.

$$F_d = \oint_S d \operatorname{grad} p dS = \pi d^3 \operatorname{grad} p, \quad (8.76)$$

где F_d — сила градиента давления; d — характерный размер частицы гравия; $\operatorname{grad} p$ — градиент давления в кольцевом пространстве скважины; S — площадь поверхности частицы.

В процессе смещения частицы к фильтру-каркасу возникает сила сопротивления F_c , пытающаяся замедлить такое перемещение

$$F_c = \psi \rho d^2 v_x^2, \quad (8.77)$$

где ψ — коэффициент сопротивления обтеканию частицы гравия; ρ — плотность жидкости-носителя; v_x — скорость частицы гравия в поперечном сечении потока в направлении фильтровой колонны, т.е. в направлении оси x .

Запишем дифференциальное уравнение движения частицы гравия в поле градиента давления

$$m \frac{d^2 x}{dt^2} = F_d - F_c = \pi d^3 \operatorname{grad} p - \psi \rho d^2 v_x^2, \quad (8.78)$$

где m — масса частицы гравия; x — расстояние, проходимое час-

тицей в поперечном сечении потока в направлении к фильтровой колонне, т.е. в направлении оси x , под влиянием силы градиента давления; t — время.

Разделим (8.78) на массу частицы m и получим

$$\frac{d^2x}{dt^2} = \frac{6 \text{grad } p}{\rho} - \frac{6\psi}{\pi d} v_x^2 = \frac{6\psi}{\pi d} \left(\frac{\text{grad } \rho \pi d}{\psi \rho} - v_x^2 \right). \quad (8.79)$$

Введем обозначения

$$\frac{6\psi}{\pi d} = a. \quad (8.80)$$

$$b = \frac{\pi d \text{grad } \rho}{\psi \rho}. \quad (8.81)$$

Перепишем уравнения (8.79) с учетом равенств (8.80) и (8.81) в следующем виде:

$$\frac{dv_x}{dt} = a(b - v_x^2). \quad (8.82)$$

Разделяя переменные, получаем

$$\frac{dv_x}{b - v_x^2} = a dt. \quad (8.83)$$

Интегрируя выражение (8.83), получаем

$$\frac{1}{2\sqrt{b}} \ln \frac{v_x + \sqrt{b}}{v_x - \sqrt{b}} = at + c_1. \quad (8.84)$$

Определим постоянную интегрирования c_1 , подставив в равенство (8.84) начальные условия $x = 0$; $t = 0$; $v_x = 0$:

$$c_1 = \frac{1}{2\sqrt{b}} \ln 1 = 0; \quad c_1 = 0. \quad (8.85)$$

Преобразуем уравнение (8.84)

$$\ln \frac{v_x + \sqrt{b}}{v_x - \sqrt{b}} = 2\sqrt{b} at; \quad (8.86)$$

$$\ln \frac{\sqrt{b} \left(\frac{v_x}{\sqrt{b}} + 1 \right)}{\sqrt{b} \left(\frac{v_x}{\sqrt{b}} - 1 \right)} = 2\sqrt{b} at. \quad (8.87)$$

После сокращения $\sqrt{b}$ под знаком логарифма с учетом того, что

$$\ln \frac{\frac{v_x}{\sqrt{b}} + 1}{\frac{v_x}{\sqrt{b}} - 1} = 2 \operatorname{arth} \frac{v_x}{\sqrt{b}}. \quad (8.88)$$

Имеем

$$\operatorname{arth} \frac{v_x}{\sqrt{b}} = \sqrt{b} \, at \quad (8.89)$$

или

$$\frac{v_x}{\sqrt{b}} = \operatorname{th} \sqrt{b} \, at. \quad (8.90)$$

Отсюда

$$v_x = \sqrt{b} \operatorname{th} \sqrt{b} \, at. \quad (8.91)$$

Однако $v_x = dx/dt$, тогда

$$dx = \sqrt{b} \operatorname{th} \sqrt{b} \, at \, dt. \quad (8.92)$$

Интегрируя уравнение (8.92), получаем

$$x = \sqrt{b} \frac{1}{a\sqrt{b}} \ln \operatorname{ch} \sqrt{b} \, at + c_2. \quad (8.93)$$

Подставляя начальные условия (8.85) в равенство (8.93), определяем постоянную интегрирования c_2 , так как $\operatorname{ch} 0 = 1$, а $\ln 1 = 0$, то $c_2 = 0$.

Преобразовав выражение (8.93), получим

$$x = \frac{1}{d} \ln \operatorname{ch} \sqrt{b} \, at. \quad (8.94)$$

Подставляя в равенство (8.94) значения a и b из (8.80) и (8.81), получим

$$x = \frac{\pi d}{6\psi} \ln \operatorname{ch} \frac{6\psi t}{\pi d} \sqrt{\frac{\operatorname{grad} \rho \pi d}{\psi \rho}}. \quad (8.95)$$

Решая уравнение (8.95) относительно времени t , необходимо-го для смещения частицы в поперечном сечении потока в направлении фильтровой колонны на расстояние $x = r$, получаем

$$t = \frac{\pi d}{6\psi} \frac{\operatorname{arch} e^{\frac{6\psi r}{\pi d}}}{\sqrt{\frac{\operatorname{grad} p \pi d}{\psi \rho}}}. \quad (8.96)$$

Решая уравнение (8.95) относительно градиента давления в кольцевом пространстве скважины $\operatorname{grad} p$, необходимого для смещения частицы заданной крупности в поперечном сечении потока в направлении фильтровой колонны на расстояние r за время t , имеем

$$\operatorname{grad} p = \frac{\pi \rho d}{36 \psi t^2} \operatorname{arch}^2 e^{\frac{6\psi r}{\pi d}}. \quad (8.97)$$

Из уравнений (8.95) и (8.96) следует, что частицы гравия больших размеров проходят расстояние r быстрее, чем мелкие частицы. Это объясняется тем, что с ростом размеров частиц сила градиента давления на частицу увеличивается быстрее силы сопротивления, так как первая пропорциональна диаметру частицы в кубе, а вторая — квадрату диаметра частиц.

При больших значениях градиента давления увеличивается различие между расстояниями, проходимыми частицами различной крупности в поперечном сечении потока за одно и то же время t (рис. 8.34). За 10 с при градиенте давления 1 кПа/м частицы гравия размером 3 мм переместятся в сторону фильтра-

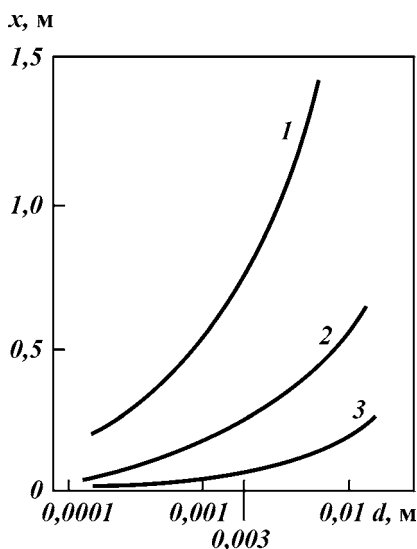


Рис. 8.34. Зависимость расстояния x , проходимого частицами за 10 с, от размеров частиц для разных значений градиента давления, кПа/м:
1 — 1; 2 — 0,1; 3 — 0,01

каркаса на 200 мм дальше, чем частицы размером 1 мм. При уменьшении градиента давления до 10 Па/м это различие уменьшается с 200 до 30 мм. В связи с этим регулировать процесс разделения частиц в потоке в зависимости от их крупности можно посредством изменения градиента давления в кольцевом пространстве скважины в зоне установки фильтра, величина которого регулируется технологическими параметрами закачки гравия в скважину.

Для выбора рабочего градиента давления не только важно знать расстояние, проходимое частицей за определенный промежуток времени, так как необходимая величина этого расстояния известна, но и время, необходимое для преодоления частицей различной крупности известного, расстояния (рис. 8.35).

При больших градиентах давления разница во времени прохождения частицами различной крупности определенного расстояния уменьшается, поэтому обеспечить надежную классификацию частиц гравия в зоне фильтра в зависимости от их крупности при больших градиентах давления сложно. С уменьшением градиента давления в кольцевом пространстве скважины крутизна графиков (см. рис. 8.35) увеличивается и соответственно улучшаются рабочие характеристики гидравлической классификации. Однако при малых градиентах давления увеличивается время, необходимое для прохождения частицей определенной крупности известного расстояния, которое с другой стороны ог-

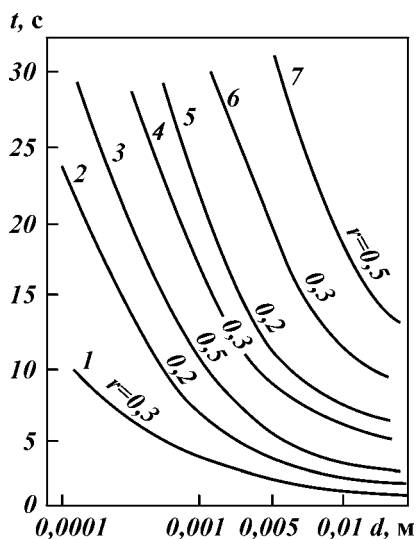


Рис. 8.35. Зависимость времени прохождения определенного расстояния r (в м) частицей гравия от ее крупности при разных значениях градиента давления, кПа/м:
1 – 1; 2, 3, 4 – 0,1; 5, 6, 7 – 0,01

раничивается временем прохождения частицей в вертикальной плоскости зоны влияния градиента давления (от верхних отверстий фильтра до поверхности уже намытого гравия).

Рассмотрим возможные варианты создания в кольцевом пространстве скважины требуемого для нормального процесса фракционирования градиента давления. Наиболее простой способ сводится к обеспечению внутри фильтровой колонны больших скоростей потока, чем за фильтром (рис. 8.36).

Гравий выбранного фракционного состава закачивают в нисходящем потоке через кольцевое пространство скважины 1 или через специальный распределительный узел. Внутри фильтра устанавливают вспомогательную колонну труб, причем зазор между фильтровой и вспомогательной колоннами герметизируют

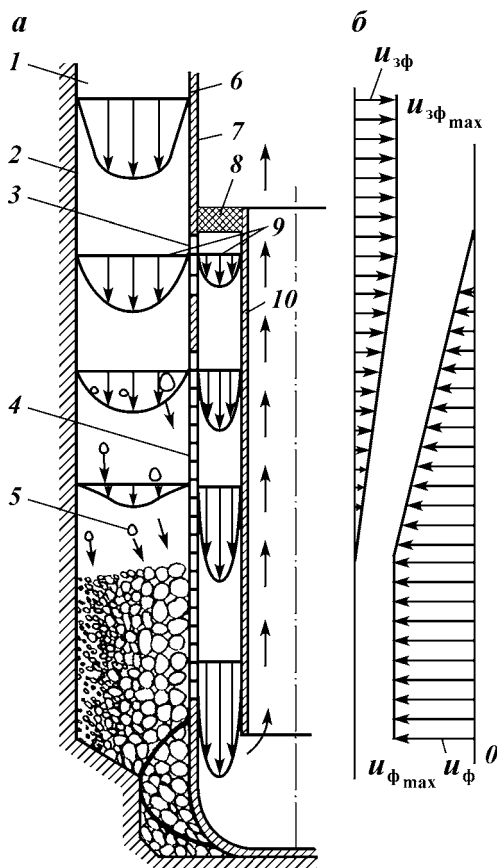


Рис. 8.36. Принципиальная схема создания градиента давления в кольцевом пространстве скважины (а) и эпюры скоростей нисходящего потока за фильтром и внутри его (б):

1 — кольцевое пространство скважины; 2 — скважина; 3 — верхние отверстия фильтра; 4 — фильтр; 5 — частица гравия; 6 — фильтровая колонна; 7 — глухая труба; 8 — герметизирующий элемент; 9 — эпюры скоростей нисходящего потока за и внутри фильтра; 10 — вспомогательная колонна

выше верхних отверстий фильтра сальником. Скорости движения смеси в кольцевом пространстве постепенно уменьшаются от максимальных значений в глухой части над верхними отверстиями фильтра до нуля у уровня уже намытого гравийного слоя за счет перетекания жидкости через отверстия каркаса фильтра. Скорости движения жидкости-носителя внутри фильтровой колонны u_{ϕ} увеличиваются от нуля у верхних отверстий фильтра до максимальных значений у уровня уже намытого гравийного слоя. Нисходящая фильтрация через намытый фильтр почти отсутствует вследствие высоких гидравлических сопротивлений.

Средние скорости нисходящего потока внутри фильтровой колонны u_{ϕ} могут быть выше средних скоростей за фильтром $u_{зф}$ в случае, если площадь кольцевого пространства между стенками скважины и фильтровой колонной больше площади кольцевого пространства между фильтром и вспомогательной колонной. Отмеченное соотношение справедливо только при отсутствии поглощения жидкости-носителя в процессе закачки, т.е. при постоянном расходе в нагнетательной и сливной магистралях. Если жидкость-носитель частично поглощается, то площадь кольцевого пространства между стенками скважины и фильтровой колонной должна превышать площадь кольцевого пространства между фильтром и вспомогательной колонной более чем в $Q/(Q - Q_{\text{п}})$ (Q и $Q_{\text{п}}$ — расход соответственно закачки и поглощения).

С учетом потерь напора в каркасе фильтра при перетекании жидкости из кольцевого пространства скважины внутрь фильтровой колонны $\Delta p'$ перепад давления в кольцевом пространстве составляет

$$\Delta p = \rho(\bar{u}_{\phi}^2 - \bar{u}_{зф}^2) - \Delta p', \quad (8.98)$$

где ρ — плотность жидкости-носителя; $\bar{u}_{\phi}$ — средняя скорость нисходящего потока внутри фильтра; $\bar{u}_{зф}$ — средняя скорость нисходящего потока в кольцевом пространстве скважины.

Разница давлений в кольцевом пространстве за фильтром и внутри него обуславливает возникновение и поддержание между стенками скважины и фильтровой колонной градиента давления, средняя величина которого определяется из выражения

$$\text{grad } p = 2 \frac{\rho(\bar{u}_{\phi}^2 - \bar{u}_{зф}^2) - \Delta p'}{D_0 - D_{\phi}}, \quad (8.99)$$

где D_0 — диаметр скважины; D_{ϕ} — диаметр фильтровой колонны.

Средняя скорость нисходящего потока в кольцевом пространстве скважины за фильтром (см. рис. 8.36, б)

$$\bar{u}_{\text{зф}} = 0,5u_{\text{зф max}} = \frac{Q}{1,57(D_0^2 - D_{\text{ф}}^2)}. \quad (8.100)$$

По аналогии средняя скорость нисходящего потока в кольцевом пространстве внутри фильтра (см. рис. 8.36, б)

$$\bar{u}_{\text{ф}} = 0,5u_{\text{ф max}} = \frac{Q}{1,57(D_0^2 - D_{\text{в}}^2)}. \quad (8.101)$$

Приравнявая выражения (8.100) и (8.101), находим уравнение для определения диаметра вспомогательной колонны, которую следует установить внутри фильтровой с целью создания в кольцевом пространстве скважины расчетного среднего градиента давления

$$D_{\text{в}} = \sqrt{2D_{\text{ф}}^2 - D_0^2}. \quad (8.102)$$

В случае установки внутри фильтра вспомогательной колонны постоянного диаметра качество фракционирования гравия в поперечном сечении по высоте фильтра неравномерное. В начальный момент закачки время движения частиц в поле градиента давления значительное и к каркасу фильтра успевают переместиться не только крупные фракции, но и более мелкие. При намыве верхних интервалов фильтра время нахождения частиц в поле градиента давления минимальное и смесь не успевает расщелиться на фракции. Поэтому в верхних и нижних интервалах фильтра плавного уменьшения размеров частиц от каркаса к стенкам скважины не наблюдается.

В оптимальном случае градиент давления в зафильтровом пространстве должен расти по мере намыва фильтра. При этом уменьшение времени движения частиц в поле градиента давления будет компенсироваться увеличением величины градиента давления. Автором предложено устанавливать внутри фильтра вспомогательную трубу, диаметр которой увеличивается от нижних к верхним отверстиям фильтра, что при правильном выборе геометрических соотношений обеспечивает требуемое изменение градиента давления по мере намыва фильтра.

С целью обеспечения фракционирования частиц (рис. 8.37) в поперечном сечении верхних интервалов фильтра над основным каркасом рекомендуется устанавливать дополнительный фильтр 7 расчетной длины. Кроме создания в кольцевом пространстве скважины 2 градиента давления дополнительный фильтр при закачке гравия (методом обратной или комбинированной циркуляции) может выполнять функцию контроля за окончанием на-

мыва гравия. При перекрытии поверхности дополнительного фильтра гравием давление нагнетания на насосе резко возрастает, что свидетельствует о заполнении расчетной полости гравием и окончании работ.

Учитывая, что время движения частицы гравия в поле градиента давления уменьшается с максимума (в начальный этап закачки) до минимума (в конечный этап закачки), градиент давления в кольцевом пространстве скважины при постоянных значениях r должен увеличиваться. Максимальное и минимальное время движения частицы определяется уравнением Риттингера. При подстановке полученных значений времени в уравнение (8.97) можно определить требуемое увеличение градиента давления в кольцевом пространстве скважины в процессе закачки.

Максимальное время движения частицы в кольцевом пространстве скважины в поле градиента давления определяется выражением

$$t_{\max} = \frac{l_d + l_{\text{осн}} + l_{\text{отс}}}{\bar{u}_{\text{эф}} + v}, \quad (8.103)$$

где l_d , $l_{\text{осн}}$, $l_{\text{отс}}$ — длина соответственно дополнительного фильтра, основного фильтра, отстойника; v — гидравлическая крупность частиц гравия.

Минимальное время движения частицы от верхних отверстий дополнительного фильтра до забоя

$$t_{\min} = \frac{l_d}{\bar{u}_{\text{эф}} + v}. \quad (8.104)$$

Текущее время движения частицы гравия в поле градиента давления

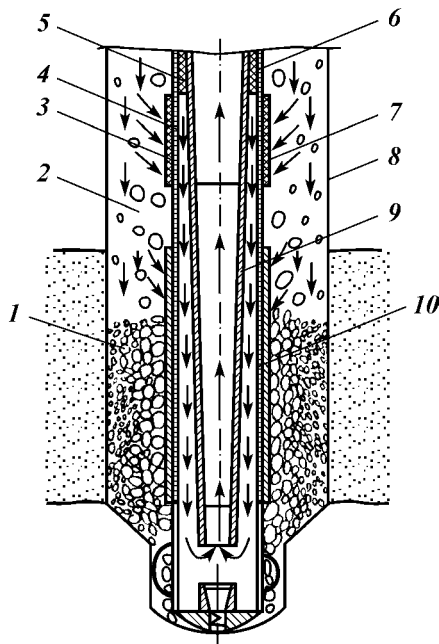


Рис. 8.37. Устройство для фракционирования гравия в поле градиента давления:

1 — гравий; 2 — кольцевое пространство скважины; 3 — верхние отверстия дополнительного фильтра; 4 — глухая труба; 5 — герметизирующий элемент; 6 — фильтровая колонна; 7 — дополнительный фильтр; 8 — скважина; 9 — вспомогательная колонна; 10 — фильтр

$$t = \frac{(l_d + H)w_{\text{кп}} - w}{Q + vw_{\text{кп}}}, \quad (8.105)$$

где H — расстояние от забоя скважины до верхних отверстий основного фильтра; $w_{\text{кп}}$ — площадь поперечного сечения кольцевого пространства скважины (живое сечение потока); w — объем закачанного к моменту t гравия.

За период времени между t_{max} и t_{min} градиент давления должен возрасти с минимальных $\text{grad } p_{\text{min}}$ до максимальных $\text{grad } p_{\text{max}}$ значений

$$\text{grad } p_{\text{min}} = \frac{\pi \rho d (Q + vw_{\text{кп}})^2}{36\psi(l_d + H)^2 w_{\text{кп}}^2} \text{arch}^2 e^{\frac{6\psi r}{\pi d}}; \quad (8.106)$$

$$\text{grad } p_{\text{max}} = \frac{\pi \rho d (Q + vw_{\text{кп}})^2}{36\psi l_d^2 w_{\text{кп}}^2} \text{arch}^2 e^{\frac{6\psi r}{\pi d}}. \quad (8.107)$$

Диаметр вспомогательной трубы, установленной внутри фильтровой колонны, должен обеспечивать требуемые максимальные скорости нисходящего потока за фильтровой колонной на уровне поверхности намытого гравийного фильтра, а следовательно, и средние скорости потока внутри фильтровой колонны и соответственно требуемый градиент давления.

Совместное решение уравнений (8.97) и (8.98) с (8.106) и (8.107) позволяет получить выражение для определения скоростей нисходящего потока внутри фильтровой колонны у слоя намытого гравия, которые равны удвоенным средним скоростям. Средняя скорость нисходящего потока внутри фильтровой колонны в интервале между верхними отверстиями основного и дополнительного фильтров, требующаяся для поддержания величины максимального градиента давления в конечный момент закачки, определяется следующей формулой:

$$u_{\text{фк}} = \sqrt{\bar{u}_{\text{зф}}^2 - \frac{\pi d (D_0 - D_{\text{ф}})}{72\psi t_{\text{max}}^2} \text{arch}^2 e^{\frac{6\psi r}{\pi d}}}. \quad (8.108)$$

Средняя скорость нисходящего потока внутри фильтровой колонны в начальный момент закачки в интервале от верхних отверстий дополнительного фильтра до нижних отверстий основного фильтра может быть найдена из равенства

$$u_{\text{фо}} = \sqrt{\bar{u}_{\text{зф}}^2 - \frac{\pi d (D_0 - D_{\text{ф}})}{72\psi t_{\text{min}}^2} \text{arch}^2 e^{\frac{6\psi r}{\pi d}}}. \quad (8.109)$$

Для поддержания требуемых скоростей можно установить внутри фильтровой колонны вспомогательную трубу в виде усеченного конуса с минимальным диаметром у нижних отверстий и максимальным диаметром у верхних отверстий основного фильтра. Диаметр вспомогательной колонны выбирается таким образом, чтобы скорость нисходящего потока внутри фильтровой колонны у поверхности намытого слоя гравия соответствовала расчетным значениям [см. формулы (8.108), (8.109)]. Площадь кольцевого пространства между фильтровой и вспомогательной колоннами $w'_{\text{кп}}$ должна обеспечивать удвоенные скорости нисходящего потока при заданном расходе закачки

$$w'_{\text{кп}} = \frac{Q}{2\pi\bar{u}_{\Phi}}. \quad (8.110)$$

Если выразить величину $w'_{\text{кп}}$ через диаметр вспомогательной $D_{\text{в}}$ и фильтровой D_{Φ} колонн, то

$$D_{\text{в}} = \sqrt{D_{\Phi}^2 - \frac{Q}{2 \cdot 0,785 \bar{u}_{\Phi}}}. \quad (8.111)$$

Подставляя в равенство (8.111) значения u_{Φ} из уравнений (8.99) и (8.100), получаем необходимый диаметр вспомогательной колонны у верхних и нижних отверстий основного фильтра

$$D_{\text{вmax}} = \sqrt{D_{\Phi}^2 - \frac{2Q}{\pi} \left(\frac{\text{grad } p_{\text{max}}(D_0 - D_{\Phi}) + 2\Delta p'}{2p} + \frac{16Q^2}{\pi^2(D_c^2 - D_{\Phi}^2)^2} \right)^{\frac{1}{2}}}, \quad (8.112)$$

$$D_{\text{вmin}} = \sqrt{D_{\Phi}^2 - \frac{2Q}{\pi} \left(\frac{\text{grad } p_{\text{min}}(D_0 - D_{\Phi}) + 2\Delta p'}{2p} + \frac{16Q^2}{\pi^2(D_c^2 - D_{\Phi}^2)^2} \right)^{\frac{1}{2}}}. \quad (8.113)$$

На основании полученных значений большего (у верхних отверстий основного фильтра) и меньшего (у нижних отверстий основного фильтра) диаметров вспомогательной колонны, отнесенных к длине основного фильтра, можно определить угол наклона образующей конусной вспомогательной трубы к оси скважины.

Длина дополнительного фильтра выбирается из условий необходимости обеспечения перемещения частицы заданной крупности в поперечном сечении потока в направлении фильтровой колонны на заданное расстояние при максимально возможном (из условий проведения работ) градиенте давления за время осе-

вого перемещения частицы в интервале между верхними отверстиями дополнительного и основного фильтров, определяемое на основе уравнений Риттингера

$$l_d = \frac{\pi d (Q + v w_{\text{кп}})}{6 \psi w_{\text{кп}}} \frac{\operatorname{arctg} e^{\frac{6 \psi \Gamma}{\pi d}}}{\sqrt{\operatorname{grad} p_{\max} \pi d}} \cdot \psi p \quad (8.114)$$

Характеристики гидравлической классификации не зависят от расхода жидкости Q , а определяются геометрическим соотношением между размерами скважины, фильтра и внутрифильтровой трубы. Это объясняется тем, что согласно принятому допущению о равенстве скоростей движения жидкости и частицы в кольцевом пространстве скважины с уменьшением Q увеличивается время движения частицы в зоне влияния градиента давления. За счет увеличения времени движения частицы даже при меньших значениях градиента давления возможно качественное разделение их по крупности. Очевидно, что такой вывод справедлив только в случаях, когда скоростью свободного падения частиц в сравнении со скоростью жидкости можно пренебречь. При одном порядке этих величин, что наблюдается особенно в нижних интервалах фильтра, где скорость потока уменьшается, характеристика классификации частиц по крупности в поперечном сечении потока зависит от расхода жидкости. При проверке этого положения опытным путем было установлено влияние на характеристики гидравлической классификации величин градиента давления, времени движения частиц. Градиент давления в кольцевом пространстве скважины изменился за счет изменения расхода жидкости и диаметра внутрифильтровой трубы. Время движения частиц изменялось путем изменения расхода жидкости или интервала отбора проб частиц из кольцевого пространства модели. Результаты опытов представлены в табл. 8.16.

Из проведенных данных опытов следует, что в процессе гидравлической классификации частиц гравия в зоне фильтра под воздействием градиента давления возможно получение оптимального гидравлического фильтра, в котором размер частиц постепенно уменьшается от фильтра-каркаса к стенкам скважины. Распределение частиц гравия в поперечном сечении фильтра, намываемого на модели, близкое к оптимальному, было получено только в одном опыте при $G = 3,0 \cdot 10^3$ и интервале отбора проб 2 м (от верхних отверстий фильтра). С уменьшением времени движения частиц под влиянием градиента давления, что наблюдается при увеличении гидродинамического критерия подобия G

Таблица 8.16

Результаты экспериментов по гидравлической классификации частиц гравия в зоне фильтра под воздействием градиента давления

Но- мер опы- та	Крите- рий гид- родина- миче- ского подобия G	Градиент давления $\text{grad } p$, [кПа/м]	Интер- вал от- бора проб от верхних отвер- стий фильтра	Диаграмма распределе- ния частиц в зависимо- сти от крупности					Характери- стика гидрав- лической классифика- ции частиц в поперечном сечении фильтра
				-1	-0,5	0	0,5	$\frac{1}{j}$	
1	$3,0 \cdot 10^3$	1	$0,5 \bar{d}$						Классифика- ция не проис- ходит. Части- цы максималь- ных размеров движутся в центре потока Наблюдается слабая клас- сификация вблизи стенок скважины
			$1 \bar{d}$						Наблюдается хорошее разделение ча- стиц по круп- ности Разделение частиц близ- кое к опти- мальному. Частицы мак- симальных размеров ук- ладываются у поверхности фильтра, а ми- нимальных — у стенок сква- жины
			$1,5 \bar{d}$						Классифика- ция наблюда- ется То же
		0,5	$2,0 \bar{d}$						Наблюдается слабая класси- сификация в центральных сечениях пото- ка и вблизи стенок сква- жины
		0,5	$0,5 \bar{d}$						Наблюдается слабая класси- сификация в центральных сечениях пото- ка и вблизи стенок сква- жины
		0,5	$1 \bar{d}$						Наблюдается слабая класси- сификация в центральных сечениях пото- ка и вблизи стенок сква- жины
		0,5	$1,5 \bar{d}$						Наблюдается слабая класси- сификация в центральных сечениях пото- ка и вблизи стенок сква- жины

Продолжение табл. 8.16

Но- мер опы- та	Крите- рий гид- родина- миче- ского подобия G	Градиент давления $\text{grad } p$, [кПа/м]	Интер- вал от- бора проб от верхних отвер- стий фильтра	Диаграмма распределе- ния частиц в зависимо- сти от крупности					Характери- стика гидрав- лической классифика- ции частиц в поперечном сечении фильтра
				-1	-0,5	0	0,5	1_j	
2	100	1	$2,0 \bar{d}$						Хорошая классифика- ция частиц по всему сечению потока
		1	0,5						Классифика- ция частиц в потоке по крупности не происходит
			1 1,5						Наблюдается слабая клас- сификация частиц в цен- тральных се- чениях потока и вблизи сте- нок скважины Классифика- ция не наблю- дается То же Слабая клас- сификация вблизи стенок скважины
			$2 \bar{d}$						
			$0,5 \bar{d}$						
			$1 \bar{d}$ $1,5 \bar{d}$						Хорошая классифика- ция по всему сечению фильтра
			$2,0 \bar{d}$						
		0,5	$1,5 \bar{d}$						Классифика- ция не наблю- дается
			$2,0 \bar{d}$						Слабая клас- сификация частиц вблизи стенок сква- жины

Продолжение табл. 8.16

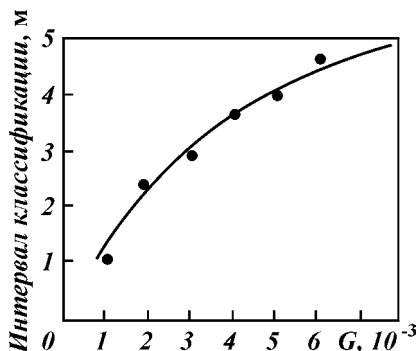
Но- мер опы- та	Крите- рий гид- родина- миче- ского подобия G	Градиент давления $\text{grad } p$, [кПа/м]	Интер- вал от- бора проб от верхних отвер- стий фильтра	Диаграмма распределе- ния частиц в зависимо- сти от крупности					Характери- стика гидрав- лической классифика- ции частиц в поперечном сечении фильтра
				-1	-0,5	0	0,5	1_j	
		0,1							Классифика- ция не наблю- дается
3	1000	1	$2,0 \bar{d}$						Слабая клас- сификация частиц вблизи фильтра-кар- каса Классифика- ция не наблю- дается
	$5,0 \cdot 10^3$	1	$\bar{d}$						
4	1000		$\bar{d}$						То же
	$6,0 \cdot 10^3$								

или уменьшении интервала отбора проб, качество гидравлической классификации ухудшается. Так при интервале отбора проб 0,5 м от верхних отверстий фильтра-каркаса гидравлической классификации частиц на модели не наблюдалось при любых значениях критерия подобия G .

С увеличением значений G , а следовательно, и расхода жидкости в процессе сооружения гравийного фильтра, качество классификации при аналогичных интервалах отбора проб снижается. Необходимо отметить, что указанного снижения качества классификации можно избежать за счет увеличения интервала отбора проб. При увеличении интервала отбора проб с 1 до 1,5 м или с 1,5 до 2 м и была получена диаграмма распределения частиц по крупности при $G = 4 \cdot 10^3$, аналогичная полученным диаграммам при $G = 5 \cdot 10^3$.

Очевидно, что в опытах 3 и 4 не было получено гидравлической классификации частиц именно за счет недостаточного интервала отбора проб, ограниченного размерами модели. С увеличением интервала отбора проб при значениях $G = 5 \cdot 10^3$ может быть получена диаграмма распределения частиц в поперечном сечении фильтра в зависимости от крупности, аналогичная полученным в опытах 1 и 2. На практике важно правильно задаться

Рис. 8.38. Зависимость интервала классификации частиц в зоне фильтра под влиянием поля градиента давления от критерия пробкообразования



интервалом классификации частиц гравия, достаточным для обеспечения разделения частиц по фракциям близкого к оптимальному. В этой связи на основании экспериментов была проделана следующая экстраполяция интервалов классификации частиц в зависимости от критерия подобия потока (рис. 8.38). Определенным значениям G , выбранным с учетом предотвращения пробкообразования, соответствует строго определенный интервал классификации частиц, при котором частицы успевают разделиться по крупности. Значениям $G = (3-4) \cdot 10^3$ соответствует интервал классификации частиц, равный 3 м. С увеличением критерия подобия до $6 \cdot 10^3$ минимально допустимый интервал классификации составляет 5 м.

Фракционирование гравия после прохождения смесью отклонителей

Предположим, что поток гравийной смеси над фильтром движется под некоторым углом η к фильтровой колонне. Такое направление потока можно задавать, например, установкой на внешней поверхности фильтровой колонны над верхними отверстиями фильтра отклонителей. Рассмотрим распределение частиц гравия по крупности после прохождения потоком отклонителей (рис. 8.39).

Частицы гравия различной крупности над фильтром движутся с некоторой скоростью v_0 под углом η к фильтровой колонне. Дифференциальное уравнение движения частицы в направлении оси x запишем в следующей форме:

$$m = \frac{d^2 x}{dt^2} = -F_c = -\psi \rho d^2 v_x^2, \quad (8.115)$$

где F_c — сила сопротивления; ψ — коэффициент сопротивления;

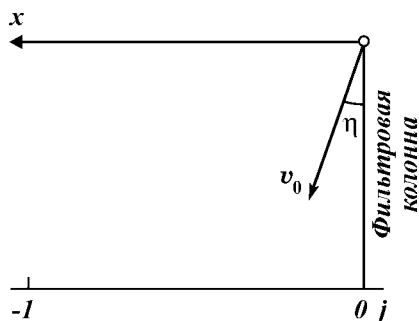


Рис. 8.39. Расчетная схема гидравлической классификации частиц гравия в поперечном сечении потока по крупности после прохождения отклонителей

ρ — плотность жидкости; d — диаметр гравия; v_x — скорость частицы в направлении оси x .

Разделив уравнение (8.115) на массу частицы m и умножив на время dx , а затем разделив переменные, получим

$$\frac{v_x dv_x}{6\psi v_x^2} = -dx. \quad (8.116)$$

В результате интегрирования выражения (8.116) и подстановки начальных условий $x = 0$; $v_x = v_0 \sin \eta$ можно записать

$$x = \frac{3\psi}{\pi d} \ln \frac{v_0^2}{v_x^2} \sin^2 \eta. \quad (8.117)$$

Логарифмируя уравнение (8.117) и решая относительно v_x , получаем

$$v_x = \frac{v_0 \sin \eta}{e^{\frac{\pi d x}{6\psi}}}. \quad (8.118)$$

Заменяя v_x на dx/dt , разделяя переменные и интегрируя с учетом начальных условий $t = 0$; $x = 0$ и после преобразования получаем уравнение движения частицы в направлении оси x

$$x = \frac{\pi d}{6\psi} \ln \left(\frac{6\psi}{\pi d v_0 t \sin \eta} + 1 \right). \quad (8.119)$$

Решив уравнение (8.119) относительно t , запишем

$$t = \frac{\pi d}{6\psi v_0 \sin \eta} \left(e^{\frac{6\psi x}{\pi d}} - 1 \right). \quad (8.120)$$

Уравнение (8.120) характеризует время, необходимое для преодоления частицей после прохождения отклонителя расстояния r в горизонтальной плоскости от фильтра к стенкам скважины.

На рис. 8.40 показана функция расстояния в горизонтальной плоскости, проходимого частицей после отклонителя, в зависи-



Рис. 8.40. Зависимость расстояния в горизонтальной плоскости, проходимого частицей различной крупности, от ее диаметра

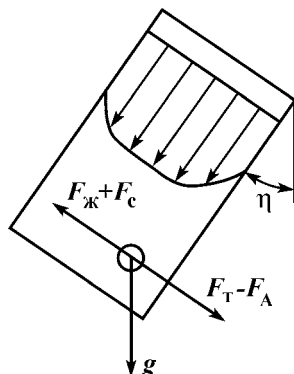


Рис. 8.41. Гравийная частица в отклонителе и действующие на нее силы

мости от ее диаметра. Из представленных графиков, построенных для значений $\eta = 10^\circ$, $t = 10$ с и $v_0 = 0,2$ (2) и $v_0 = 0,3$ м/с 1, следует, что на расстояние, которое частица проходит от фильтровой колонны к стенкам скважины, практически не влияет размер гравийных частиц, используемых при закачке.

Проанализировав равенства (8.119) и (8.120), можно прийти к выводу, что расстояние r , которое частица преодолевает за определенный промежуток времени, зависит от начальной скорости частицы v_0 на выходном конце отклонителя. Принимая во внимание, что скорость движения частиц в турбулентном потоке приблизительно равна скорости самого потока, можно предположить, что если частицы различной крупности определенным образом распределяются по сечению отклонителя, то они соответственно движутся в нем со скоростью сечения потока, в котором находятся, и характеризуются на выходном сечении различными скоростями движения v_0 .

Рассмотрим распределение частиц по крупности в поперечном сечении отклонителя. Частица будет двигаться в некотором сечении потока, если действующие на нее силы уравниваются друг друга. В поперечном сечении потока (вдоль оси z) на частицу (рис. 8.41) действуют сила тяжести F_T за вычетом силы Архимеда F_A , подъемная сила Жуковского $F_Ж$, сила гидродинамического сопротивления $F_{ГД}$ и сила сопротивления F_c . Запишем дифференциальное уравнение движения частицы в отклонителе

$$m \frac{d^2 z}{dt^2} = F_T - F_A - F_Ж - F_{ГД} \pm F_c. \quad (8.121)$$

С учетом условия равновесия частицы в некотором сечении потока $d^2 z / dt^2 = 0$; $dz / dt = 0$ можно записать

$$F_T - F_A - F_{\text{ж}} - F_{\text{гд}} = 0. \quad (8.122)$$

Сила тяжести за вычетом силы Архимеда пытается сместить гравийную частицу к лежащему боку наклонного желоба, а сила Жуковского и гидродинамического сопротивления — наоборот, в зону максимальных скоростей потока, т.е. к оси симметрии наклонного желоба.

Усилие, смещающее частицу к лежащему боку отклонителя, определится из уравнения

$$F_T - F_A = \frac{\pi d^3}{6} g (\rho_{\text{п}} - \rho). \quad (8.123)$$

Усилие, способствующее смещению частиц гравия к оси симметрии потока,

$$F_{\text{ж}} + F_{\text{гд}} = 1,287 \psi \rho d^2 (u_1^2 - u_2^2)^{\frac{1}{7}} \sin \eta, \quad (8.124)$$

где u_1 и u_2 — скорости обтекания частицы по противоположным сторонам относительно z .

Учитывая закон распределения скоростей в турбулентном потоке после разложения в ряд Тейлора $(u_1^2 - u_2^2)^{\frac{1}{7}}$, получаем выражение для определения скоростей обтекания частицы потоком по ее противоположным относительно оси симметрии потока сторонам

$$\begin{aligned} u_1 &= 1,45 \frac{Q}{D_{\text{от}}^2} \left(1 - \frac{2(z - 0,5d)}{D_{\text{от}}} \right), \\ u_2 &= 1,45 \frac{Q}{D_{\text{от}}^2} \left(1 - \frac{2(z + 0,5d)}{D_{\text{от}}} \right), \end{aligned} \quad (8.125)$$

где Q — расход смеси; $D_{\text{от}}$ — диаметр отклонителя или расстояние между лежащим и висющим боками.

Подставляя значения (8.125) в (8.124), имеем

$$F_{\text{ж}} + F_{\text{гд}} = \frac{3,09 \psi \rho d^2 Q^2 \left(1 - \frac{5d}{7D_{\text{от}}} \right)}{D_{\text{от}}^5} z. \quad (8.126)$$

Приравнявая правые части уравнений (8.123) и (8.126) в соответствии с равенством (8.122), получаем выражение для определения координаты частицы в поперечном сечении потока в зависимости от ее крупности

$$z = \frac{0,168dD_{от}^5 g(\rho_{п} - \rho) \sin \eta}{\psi \rho Q^2 \left(1 - \frac{5d}{7D_{от}}\right)}. \quad (8.127)$$

Подставляя равенство (8.127) в уравнение (8.52), находим скорость движения частиц гравия в зависимости от их крупности на выходе из отклонителя

$$v_0 = 14,56 \frac{Q}{D_{от}^2} \left(1 - \frac{2z}{D_{от}}\right)^{\frac{1}{7}}. \quad (8.128)$$

Ранее в уравнении (8.119) было показано, что расстояние, которое частицы проходит в кольцевом пространстве скважины после прохождения отклонителя от поверхности фильтровой колонны в направлении к стенкам скважины, является функцией скорости, с которой частицы движутся на выходе из отклонителя. Скорость частиц на выходе, из отклонителя зависит от диаметра частиц гравия [см. формулу (8.128)]. Частицы более крупных фракций гравия движутся в непосредственной близости от лежащего бока отклонителя с меньшими скоростями, чем более мелкие частицы, движущиеся в ядре потока. В связи с этим, решая совместно уравнение (8.119) и (8.128), получаем уравнение, характеризующее зависимость между диаметром гравийных частиц и расстоянием, которое проходят эти частицы после прохождения отклонителя от фильтровой колонны к стенкам скважины

$$x = \frac{\pi d}{6\psi} \ln \left[\frac{6\psi}{\pi d t \sin \eta} \frac{14,56Q}{D_{от}^2} \left(1 - \frac{0,336D_{от}^6 g(\rho_{п} - \rho) \sin \eta}{\psi d \rho Q^2 \left(1 - \frac{5d}{7D_{от}}\right)} \right)^{\frac{1}{7}} + 1 \right]. \quad (8.129)$$

При выводе уравнения (8.129) было сделано допущение, что величина x непосредственно не зависит от диаметра частиц d (рис. 8.40). Ошибка расчетов при таком допущении при диапазоне диаметров частиц от 0,1 мм до 10 мм составляет 2 %, что допустимо для практических расчетов. Влияние величины d на x определяется только через промежуточную величину v_0 , значения которой определяются по формуле (8.128). Зависимость между диаметром гравийных частиц d и скоростью их движения показана на рис. 8.42. Графики построены для значений угла наклона к вертикали 5° (1, 2) и 10° (1', 2') при расходах жидкости 0,0076 (2, 2' и 0,01 м³/с (1, 1')).

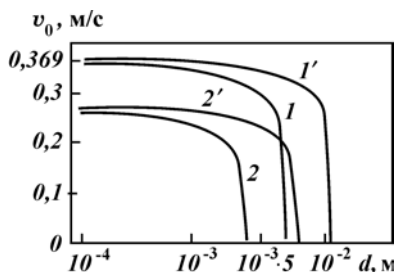
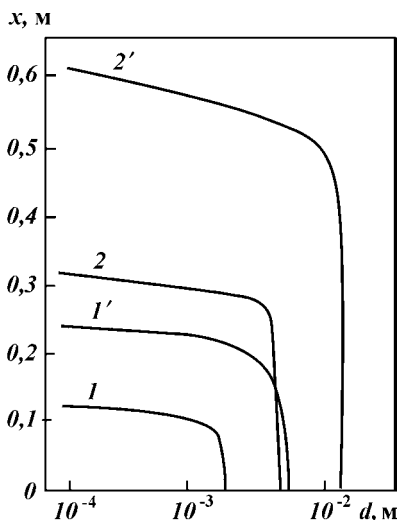


Рис. 8.42. Зависимость скорости движения частиц гравия на выходе из отклонителя от их крупности

Рис. 8.43. Зависимость расстояния x , проходимого частицей за 10 с, от ее диаметра при $\eta = 5^\circ$ (1, 2), $\eta = 10^\circ$ (1', 2'), $Q = 0,01 \text{ м}^3/\text{с}$ (2, 2') и $Q = 0,0076 \text{ м}^3/\text{с}$ (1, 1')

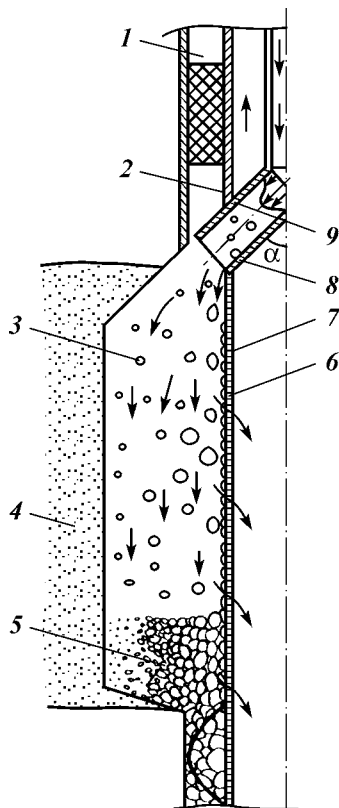


Расстояние, на которое частицы гравия после прохождения отклонителя удаляется от фильтровой колонны в направлении стенок скважины [см. уравнение (8.119)], зависит от скорости движения частиц (рис. 8.43). Частицы в процессе расслоения в поперечном сечении кольцевого пространства скважины будут осаждаться в непосредственной близости от фильтра-каркаса. Частицы гравия крупности от значений, соответствующих точке пересечения графиков с осью d , до значений, соответствующих точке перегиба этих графиков, равномерно укладываются в процессе убывании размеров от поверхности фильтра-каркаса в направлении стенок скважины. Частицы размера меньшего значений d , соответствующих точке перегиба (см. рис. 8.43), почти не классифицируются по крупности и укладываются в кольцевом пространстве скважины в области, близлежащей к стенкам скважины.

Автором отработана технология намыва гравийных фильтров с плавным уменьшением размера частиц от каркаса фильтра в направлении пласта при помощи отклонителей. На расчетном расстоянии от верхних отверстий каркаса фильтра устанавливают отклонитель. Рекомендуется использовать отклонители двух типов. Отклонитель первого типа устанавливается в кольцевом пространстве скважины между обсадной и фильтровой колонной (рис. 8.44) и предназначен для фильтров, устанавливаемых впотай. Отклонитель второго типа устанавливается внутри фильтровой колонны (рис. 8.45).

**Рис. 8.44. Схема установки отклонителя
внутри фильтровой колонны:**

1 — кольцевое пространство скважины; 2 — надфильтровая труба; 3 — частица гравия; 4 — продуктивный пласт; 5 — гравийный фильтр; 6 — фильтр; 7 — отверстия фильтра; 8 — лежащий бок отклонителя; 9 — отклонитель



При прохождении через отклонитель гравийная смесь отклоняется от оси скважины. Установлено, что наиболее стабильное отклонение направления движения смеси наблюдается при углах установки отклонителя $5\text{--}20^\circ$ к оси скважины. При больших углах отклонитель в скважине практически не обеспечивает отклонения смеси, а играет роль местного сопротивления. При угле отклонения меньше 5° ухудшается качество фракционирования частиц в отклонителе и зафильтровом пространстве скважины. Длина отклонителя выбирается исходя из обеспечения устойчивого, установившегося режима движения частиц на выходе из отклонителя.

При прохождении гравийной смеси через отклонитель наиболее крупные частицы движутся у лежащего бока, а мелкие взвешиваются в потоке, причем чем мельче частицы, тем ближе они движутся в установившемся режиме к продольной оси симмет-

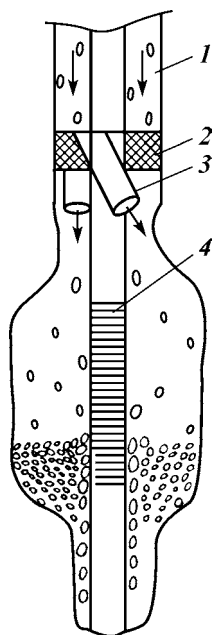


Рис. 8.45. Схема установки отклонителя в кольцевом пространстве скважины:
 1 — кольцевое пространство; 2 — пакер; 3 — отклоняющие каналы; 4 — фильтр

рии отклонителя и тем с большей горизонтальной скоростью они перемещаются от фильтровой колонны к стенкам скважины после прохождения отклонителя и на тем большее расстояние удаляются от каркаса фильтра в процессе формирования гравийной обсыпки.

Взвешивание частиц гравия в отклонителе происходит под действием подъемной силы, обусловленной градиентом скорости в поперечном сечении потока отклонителя. В процессе закачки необходимо, чтобы наиболее крупные частицы гравия фракции D_n и большей откладывались в непосредственной близости от каркаса фильтра. Это условие будет выполняться, если частицы крупностью D_n и более движутся по лежащему боку отклонителя. Учитывая влияние действующих на частицу гравия сил, можно записать, что она будет двигаться в отклонителе в устойчивом режиме, если подъемная сила или сила Жуковского F_J компенсирует силу тяжести за вычетом силы Архимеда $F_T - F_A$.

Частица крупностью D_n будет в установившемся режиме двигаться у лежащего бока отклонителя, если градиент скорости у лежащего бока отклонителя равен

$$\frac{u_1^2 - u_2^2}{D_n} = \frac{2}{3} \frac{\rho_n - \rho}{\rho} \frac{g \sin \eta}{\psi}. \quad (8.130)$$

Требуемый градиент скорости у лежачего бока отклонителя обеспечивается заданием определенного расхода закачки: для ламинарного потока

$$Q = \frac{\pi D_{от}^2}{\sqrt{24}} \frac{1}{\left(1 - \frac{(D_{от} - 2D_{п})^2}{D_{от}^2}\right)} \sqrt{\frac{\rho_{п} - \rho}{\rho} \frac{g D_{п} \sin \eta}{\psi}}, \quad (8.131)$$

для турбулентного режима

$$Q = \frac{7\pi}{96} \left(\frac{D_{от}^{15}}{2D_{от}^2} \right)^{\frac{1}{7}} \sqrt{\frac{2}{3} \frac{\rho_{п} - \rho}{\rho} \frac{g D_{п} \sin \eta}{\psi}}. \quad (8.132)$$

Анализ уравнений для ламинарного и турбулентного режимов движения смеси показывает их хорошую сходимость для пристенной области потока.

При установлении в процессе закачки расхода смеси через отклонитель, рассчитанного по формулам, частицы крупностью $D_{п}$ и более движутся у лежачего бока отклонителя с минимальными скоростями, а более мелкие взвешиваются в потоке и движутся с большими скоростями. Учитывая, что чем больше скорость движения частицы на выходе отклонителя, тем на большее расстояние она удаляется от фильтровой колонны в процессе формирования обсыпки, можно утверждать, что в процессе закачки по предложенной технологии формируется гравийный фильтр с размером частиц, постепенно уменьшающимся от каркаса фильтра и стенкам скважины.

Отклонитель устанавливается от верхних отверстий каркаса фильтра на расстоянии, при котором происходит стабилизация движения частиц в потоке после прохождения отклонителя. Стабилизация (установившийся режим) наступает в том случае, если с увеличением времени движения частицы в потоке, расстояние между ней и фильтровой колонной почти не увеличивается. Высоту установки отклонителя от верхних отверстий каркаса фильтра при заданных режимах закачки, конструкции скважины и отклонителя определяют решением дифференциального уравнения движения частицы после отклонителя в кольцевом пространстве скважины. Высота установки отклонителя от верхних отверстий каркаса фильтра составляет от 5 до 10 м.

С целью отработки технологии фракционирования гравия при намыве провели серию экспериментов. В верхней части внутренней стеклянной трубы, имитирующей фильтровую колонну на модели, устанавливали четыре отклонителя гравийной смеси, обеспечивающих изменение траектории потока. Опыт показал,

что при длине отклонителя более 0,4—0,5 м происходит устойчивое отклонение траектории движения потока под углом установки отклонителя к вертикали. Отклонители в опытах устанавливались под различным углом к вертикали, изменяющимся от 5 до 30°.

В кольцевом пространстве модели устанавливали специальное устройство из коаксиальных патрубков, служащее для отбора гравийных частиц, движущихся в различных сечениях вертикального потока. Устройство устанавливалось на различном расстоянии от наклонного желоба через каждые 0,5 м. Характер распределения частиц в поперечном сечении потока изучался при различных режимах движения гравийной смеси, соответствующих критерию подобия G , изменяющемуся от $3,0 \cdot 10^3$ до $4,0 \cdot 10^3$ ($u = 0,8 \div 1,5$ м/с). Результаты экспериментов представлены в табл. 8.17.

Характеристики гидравлической классификации частиц в поперечном сечении потока (в зависимости от крупности) в большей степени зависят от критерия гидродинамического подобия (см. табл. 8.17). При $G = 3,0 \cdot 10^3$ практически все частицы гравия в отклонителе перемещаются по лежащему боку, а в кольцевом пространстве модели движутся вблизи внутренней стеклянной трубы, имитирующей фильтр-каркас.

Лишь незначительный объем наиболее мелких частиц взвешивается в потоке, который проходит через отклонитель и движется (откладывается в процессе формирования гравийного фильтра) около стенки внешней стеклянной трубы, имитирующей стенки скважины.

С увеличением критерия подобия, а следовательно, и скорости потока в отклонителе, характер классификации улучшается. Практически все частицы наиболее крупных фракций откладываются вблизи поверхности фильтра-каркаса. В центральных сечениях потока, а также вблизи стенок скважины классификации частиц по крупности не отмечалось. Возрастание скорости потока в сравнении с первым опытом приводит к взвешиванию все более крупных фракций гравия и только частицы крупностью более 1—2 мм продолжают перемещаться по лежащему боку отклонителя. В этой связи частицы наиболее крупных фракций гравия движутся на выходе из желоба с горизонтальными скоростями, близкими к нулю, что приводит к их осаждению вблизи фильтра-каркаса.

Третья серия опытов проводилась при $G = 5 \cdot 10^3$. При скорости потока гравийной смеси, соответствующей таким значениям, происходило взвешивание всех гравийных частиц крупностью менее 2 мм. Поэтому в процессе классификации частицы разме-

Таблица 8.17

Результаты экспериментов по изучению горизонтальной классификации частиц в поперечном сечении вертикального потока в зависимости от их крупности

Но- мер опы- та	Критерий гидродина- мического подобия G	Угол наклона η , градус	Интер- вал от- бора проб, м	Распределение частиц в поперечном се- чении потока		
				вблизи филътра- каркаса	в центре потока	вблизи стенок скважины
1	$3 \cdot 10^3$	5 10	0,5–1,5	Классификации не про- исходит Около 80 % всех час- тиц гравия в потоке То же	Классификации не про- исходит	Частицы раз- мером 0,5 мм То же
2	$4 \cdot 10^3$	5 10 30	0,5–1,5	Все частицы крупностью 2 мм 70 % частиц размером 1 мм Все частицы крупностью 2 мм 50 % частиц крупностью 1 мм Большин- ство частиц 2 мм Классификации частиц 2 мм не проис- ходит	30 % частиц размером более 1 мм Классификации частиц размером 1 мм не проис- ходит 50 % частиц 1 мм Классификации частиц размером 1 мм не проис- ходит	
3	$5 \cdot 10^3$	5 10 30	0,5–1,0 0,5 1,0	Все частицы 2 мм 50 % частиц 1 мм 70 % частиц 2 мм Классификации частиц > 2 мм не про- исходит Классификации частиц не происходит	50 % частиц 1 мм Классификации частиц размером 1 мм не проис- ходит	
4	$6 \cdot 10^3$	5 10 30	0,5–1,0	Слабое пре- обладание крупных фракций гравия То же Классификации частиц не происходит		Классифи- кации частиц не происходит То же
5	10^4	5 10 30	0,5–1,0 0,5–1,0	Классификации частиц не происходит	То же «	

ром более 2 мм, движущиеся по лежащему боку отклонителя, осаждались вблизи фильтра-каркаса, а более мелких фракций гравия практически не классифицировались по крупности.

Увеличение критерия гидродинамического подобия G до $6 \cdot 10^3$ и 10^4 в опытах 4 и 5 привело только к ухудшению характеристик гидравлической классификации. При $G = 6 \cdot 10^3$ наблюдалось очень слабое преобладание вблизи поверхности фильтра-каркаса крупных фракций гравия. Крупные гравийные частицы, осаждаемые у фильтра-каркаса, характеризовались неправильной формой. Это обстоятельство объясняется тем, что частицы такой формы тяжелее взвешиваются в потоках, чем частицы правильной формы. При $G = 7 \cdot 10^3$ и $G = 10^4$ классификации частиц гравия по крупности в поперечном сечении потока не наблюдалось.

Во всех опытах оценивалось влияние угла наклона отклонителя гравия к вертикали на характеристики классификации. Было отмечено, что наиболее четкое разделение частиц гравия по крупности происходит при угле наклона отклонителя $\eta = 5^\circ$. С увеличением угла наклона отклонитель гравия не четко изменяет направление потока, а скорее создает на его пути только временное препятствие, сопротивление. Этим, по мнению автора, объясняется ухудшение характеристик классификации частиц. Очевидно, что с ростом длины отклонителя гравия ухудшения классификации за счет увеличения угла наклона η к вертикали можно избежать, однако это положение не было проверено экспериментально в связи с ограниченной длиной модели.

Пробы частиц гравия отбирались на расстоянии 0,5; 0,1 и 0,15 м от отклонителя и при этом не было выявлено существенных отличий в характере гидравлической классификации. В связи с этим был сделан вывод о незначительном влиянии интервала отбора проб гравийных частиц из потока на точность оценки гидравлической классификации после прохождения отклонителя.

Оборудование скважин гравийными фильтрами с постепенным уменьшением размеров частиц песка (ФПУ) в интервале водоносного пласта со средним размером песчаных частиц 0,1 мм при помощи отклонителей осуществлялось следующим образом.

С учетом заданных режимов эксплуатации диаметр расширения скважины составил 350 мм, диаметр фильтра-каркаса 0,168 м с шириной щели 3 мм. Средний размер гравия $\bar{D}$ выбирался из условия

$$\bar{D} = \frac{k\bar{d} + t}{2}; \quad \bar{D} = \frac{4 \cdot 0,1 + 30}{2} = 1,7 \text{ мм}, \quad (8.133)$$

где k – коэффициент межслойности; $\bar{d}$ – средний размер песка; t – ширина щели фильтра.

Эксперименты показали, что задержание более мелких частиц обеспечивается при заданных режимах эксплуатации и окатанности гравия при четырех-пяти слоях гравия одного размера. На основании этого значения коэффициентов надежности a , b были приняты равными пяти.

Процент ситового отсева, после которого размер частиц гравия соответствует среднему размеру частиц водоносного пласта, умноженному на k ,

$$m = a \frac{D_0^2 - (D_0 - 2\bar{d}k)^2}{D_0^2 - D_\Phi^2} 100 \%;$$

$$m = \frac{5(0,35^2 - (0,35 \cdot 0,0008)^2)100 \%}{0,35^2 - 0,168^2} = 3 \%, \quad (8.134)$$

где D_0 — диаметр скважины; D_Φ — диаметр фильтра-каркаса.

Для экранирования песка водоносного пласта по всей поверхности необходимо иметь в обсыпке 3 % частиц размером $k\bar{d}$.

Процент ситового отсева, после которого размер частиц гравия соответствует размеру отверстий фильтра, определили по формуле

$$n = \left(1 - b \frac{(D_\Phi + 2t)^2 - D_\Phi^2}{D_0^2 - D_\Phi^2} \right) 100 \%;$$

$$n = \left(1 - 5 \frac{(0,168 + 0,006)^2 - 0,168^2}{0,35^2 - 0,168^2} \right) 100 \% = 90 \%. \quad (8.135)$$

Для экранирования фильтра-каркаса по всей поверхности и предупреждения проникновения гравия внутрь скважины необходимо иметь в обсыпке около 10 % частиц фракции, соответствующей ширине щели t .

На основании полученного

$$D_3 = k\bar{d}; \quad D_3 = 4 \cdot 0,1 = 0,4 \text{ мм}; \quad D_{90} = t = 3 \text{ мм}; \quad k_H = D_{90} / D_3;$$

$$k_H = 3,0 / 0,4 = 7,5,$$

где k_H — коэффициент неоднородности смеси.

В скважину установили фильтровую колонну с каркасом фильтра. На высоте 10 м над верхними отверстиями фильтра установили отклонитель, состоящий из трех труб длиной 1,5 м, диаметром 0,08, наклоненных под углом 10° к оси фильтровой колонны.

Гравийную смесь закачивали в нисходящем потоке при рас-

ходе через каждую трубу отклонителя, определенном из формулы (8.132) для турбулентного режима

$$Q = \frac{7\pi}{96} \left(\frac{D_{от}^{1,5}}{2D_{п}} \right)^{\frac{1}{7}} \sqrt[3]{\frac{2}{3} \frac{\rho_{п} - \rho}{\rho} \frac{g D_{п} \sin \eta}{\psi}},$$

$$Q = \frac{7\pi}{96} \left(\frac{0,08^{1,5}}{0,006} \right)^{\frac{1}{7}} \sqrt[3]{\frac{2}{3} \frac{2500 - 1000}{1000} \frac{9,8 \cdot 0,003 \cdot 0,156}{0,1}} = 7,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Общий расход составлял 3 Q, т.е. 23,1 л/с.

Расход, определенный из формулы (8.131), для ламинарного режима составил

$$Q = \frac{\pi D_{от}^2}{\sqrt{24}} \frac{1}{\left[1 - \frac{(D_{от} - 2D_{п})^2}{D_{от}^2} \right]} \sqrt{\frac{\rho_{п} - \rho}{\rho} \frac{g D_{п} \sin \eta}{\psi}},$$

$$Q = \frac{\pi \cdot 0,08^2}{\sqrt{24}} \frac{1}{\left[1 - \frac{(0,08 - 0,006)^2}{0,08^2} \right]} \sqrt{\frac{2500 - 1000}{1000} \frac{9,8 \cdot 0,003 \cdot 0,156}{0,1}} =$$

$$= 7,83 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Общий расход смеси составлял 3 Q, т.е. 23,5 л/с.

Учитывая, что при расчетном расходе режим движения смеси в отклонителе будет турбулентным, общий расход смеси выбирался равным 23,1 л/с.

Смесь закачали при комбинированной циркуляции в нисходящем потоке при концентрациях гравия в воде около 5 % в течение 35 мин. В скважину было закачано 1,08 м³ гравия. Качество сооружения фильтра проверили. Для чего из скважины поднимали фильтровую колонну со специальными контрольными устройствами, установленными у нижних, верхних отверстий фильтра-каркаса и в середине каркаса фильтра. Остатки гравийной обсыпки удалили промывкой. Анализ проб показал постепенное уменьшение размера частиц гравия в фильтре от каркаса фильтра в направлении стенок скважины. Данные анализа приведены ниже.

Интервал кольцевого пространства, м.....	0,168–0,220	0,220–0,290	0,290–0,350
Размер гравия в пробе (в мм):			
у нижних отверстий каркаса фильтра...	2,1	1,5	0,9
в середине каркаса фильтра.....	2,1	1,5	0,95
у верхних отверстий фильтра.....	2,1	1,4	1,0

8.4.2. ТЕХНОЛОГИЯ НАМЫВА ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА ПРИ УРАВНОВЕШЕННОМ ДАВЛЕНИИ

При сооружении гравийного фильтра необходимо поддерживать репрессию на пласт, при которой обеспечивается устойчивость стенок скважины и исключается поступление в обсыпку инородных примесей. С другой стороны, при намыве гравия в жидкостях-носителях, представленных вязкими водогипановыми, полимерными и другими растворами, целесообразно поддерживать такую репрессию на пласт, при которой минимизируется поглощение. В случае отличия химического состава жидкости-носителя от пластовой воды, что характерно при использовании компонентов, повышающих вязкость и несущую способность раствора, при поглощении происходит кольматация прискважинной зоны водоносного пласта, резко снижающая эффективность строительства и эксплуатации скважины.

Рационально в процессе намыва гравия в интервал формирования обсыпки обеспечивать такую репрессию на пласт, при которой с одной стороны сохраняется устойчивость стенок скважины, с другой — минимизируется поглощение жидкости-носителя. Сооружение гравийного фильтра при таких режимах получило название технологии намыва при уравновешенном давлении.

Под уравновешенным давлением понимают такую репрессию на водоносный пласт, при которой обеспечивается устойчивость стенок скважины и минимизируется поглощение. Как правило, величина репрессии соответствует пластовому давлению. Рекомендуемая величина репрессии для водоносных пластов разных типов изменяется от 0,03 до 1,5 МПа. Обычно для каждой конкретной скважины необходимая репрессия может быть определена в процессе вскрытия водоносного пласта, расширения скважины в интервале формирования обсыпки или при промывке перед закачкой гравия.

При нисходящей фильтрации жидкости-носителя через намытый слой гравия в фильтре по мере увеличения его высоты растут фильтрационные сопротивления, потери напора при циркуляции, и соответственно — репрессия на водоносный пласт. Поэтому основная сложность осуществления технологии намыва гравийного фильтра при уравновешенном давлении заключается в поддержании постоянной репрессии на пласт.

Для различных компоновок поверхностного оборудования автором разработаны три принципиальные схемы поддержания постоянной репрессии на пласт в процессе сооружения гравийного фильтра в скважине.

Согласно первой схеме, при закачке гравийной смеси в скважину насосами рекомендуется по мере увеличения высоты гравийного фильтра уменьшать расход смеси, снижая тем самым потери напора при циркуляции на величину, компенсирующую увеличение потерь напора в гравийном фильтре (рис. 8.46).

Регулировка расхода в нагнетательной 22 магистрали осуществляется изменением подачи насосов блока 26, а также трехходового 24 крана, от которого часть жидкости через сброс 25 поступает в блок 35 отстойников. Давление в нагнетательной магистрали, равное потерям напора при циркуляции, контролируется манометром 20

$$p_n = \left(\sum_{i=1}^{i=n} A + \sum_{i=1}^{i=m} B \right) Q_n^2, \quad (8.136)$$

где Q_n — подача жидкости-носителя при промывке; A — коэффициент линейных сопротивлений; B — коэффициент местных сопротивлений; n — число линейных участков циркуляционной системы поверхностная обвязка — скважина; m — число местных сопротивлений циркуляционной системы поверхностная обвязка — скважина.

После установления расчетной репрессии на пласт давление в нагнетательной магистрали p_n регистрируют манометром 20, а расход Q_n — расходомером 21 и начинают закачку гравия 28. Из бункера 27 с помощью транспортера 29 гравий 28 поступает в смеситель 30. Приготовленная в смесителе гравийная смесь расчетной концентрации блоком 26 насосов закачивается в интервал 23 формирования фильтра 11 через вспомогательную 2 колонну, распределительный узел 16 и выпускные отверстия 7 к фильтровой 8 колонне. Гравий осаждается на забое, жидкость-носитель фильтруется через слой гравийного фильтра 11, уплотняет его и через контрольный 12 фильтр, водоподъемную 10 колонну, распределительный узел 16, кольцевое пространство и сливную 23 магистраль поступает в блок 35 отстойников.

В процессе намыва гравийного фильтра 11 увеличиваются сопротивление циркуляционному потоку, потери напора и репрессия на пласт

$$p_n = \left(\sum_{i=1}^{i=n} A + \sum_{i=1}^{i=m} B + \frac{k_T h_i}{\omega_{\text{КП}}} \right) Q_i^2; \quad (8.137)$$

$$p_n = \left(\sum_{i=1}^{i=n} A + \sum_{i=1}^{i=m} B + \frac{k_T h_{i+1}}{\omega_{\text{КП}}} \right) Q_{i+1}^2, \quad (8.138)$$

где k_T — коэффициент турбулентной фильтрации; h_i ; h_{i+1} — вы-

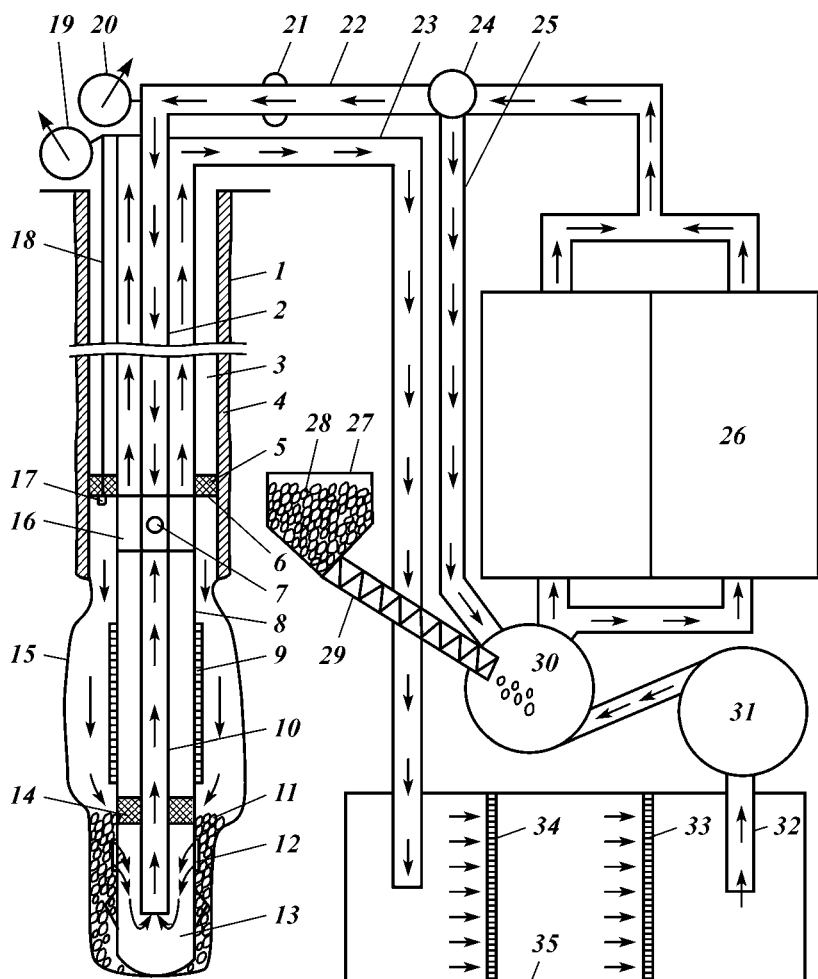


Рис. 8.46. Схема поддержания постоянной репрессии на пласт при закачке гравийно-песчаной смеси насосами:

1 — скважина; 2 — вспомогательная колонна; 3 — кольцевое пространство скважины; 4 — обсадная колонна; 5 — герметизирующий элемент; 6 — нижний торец герметизирующего элемента; 7 — выпускные отверстия; 8 — фильтровая колонна; 9 — каркас-фильтра; 10 — водоподъемная колонна; 11 — гравийный фильтр; 12 — контрольный фильтр; 13 — отстойник; 14 — сваб; 15 — каверна; 16 — распределительный узел; 17 — датчик давления; 18 — канал связи; 19, 20 — манометры; 21 — расходомер; 22 — нагнетательная магистраль; 23 — сливная магистраль; 24 — трехходовый кран; 25 — сброс; 26 — блок насосов; 27 — бункер; 28 — гравий; 29 — транспортер; 30 — смеситель; 31 — центробежный насос; 32 — всасывающий шланг; 33, 34 — фильтры; 35 — блок отстойников

сота гравийного фильтра соответственно в i -ый и $i+1$ -ый моменты времени; $\omega_{\text{кп}}$ — площадь поперечного сечения гравийного фильтра; Q_i , Q_{i+1} — подача гравийной смеси соответственно в i -ый и $i+1$ -ый моменты времени.

Для поддержания постоянной репрессии на пласт с увеличением высоты гравийного уменьшают расход гравийной смеси, обеспечивающий снижение потерь напора на величину дополнительных потерь напора в гравийном фильтре 11. Изменение расхода смеси, обеспечивающего постоянное давление в нагнетательной 22 магистрали,

$$\frac{Q_i}{Q_{i+1}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{i=n} A + \sum_{i=1}^{i=m} B + \frac{k_{\tau} h_{i+1}}{\omega_{\text{кп}}^2}}{\sum_{i=1}^{i=n} A + \sum_{i=1}^{i=m} B + \frac{k_{\tau} h_i}{\omega_{\text{кп}}^2}}}. \quad (8.139)$$

Сумма коэффициентов линейных и местных сопротивлений в циркуляционной системе $\sum_{i=1}^{i=n} A + \sum_{i=1}^{i=m} B$ может быть выражена согласно формуле (8.136) через расход смеси в процессе промывки $Q_{\text{п}}$ и давления в нагнетательной 22 магистрали $p_{\text{н}}$

$$\sum_{i=1}^{i=n} A + \sum_{i=1}^{i=m} B = \frac{p_{\text{н}}}{Q_{\text{п}}^2}. \quad (8.140)$$

Высота гравийного фильтра, намываемого за время t между $i+1$ и i -ым интервалом, может быть выражена через объем закачанного в скважину гравия в единицу времени между интервалами i и $i+1$

$$h = \frac{\omega}{\omega_{\text{кп}}}, \quad (8.141)$$

где ω — объем закачанного гравия с момента i по момент $i+1$.

Учитывая равенства (8.139) и (8.140) и (8.141), получаем выражение для определения величины абсолютного изменения расхода смеси в единицу времени с i по $i+1$

$$Q_{i+1} = \sqrt{Q_i^2 - p_{\text{н}} Q_{\text{п}} \omega_{\text{кп}}^2 \left(\frac{1}{p_{\text{н}} \omega_{\text{кп}}^2 + k_{\tau} h_i Q_{\text{п}}} - \frac{1}{p_{\text{н}} \omega_{\text{кп}}^2 + k_{\tau} h_{i+1} Q_{\text{п}}} \right)}. \quad (8.142)$$

Уравнение (8.142) устанавливает связь между величиной расхода смеси в процессе сооружения фильтра и объемом закачанного в скважину гравия. В этом случае высота гравийного фильтра в формуле (8.142) выражается через объем закачанного

гравия w и площадь поперечного сечения гравийного фильтра $w_{\text{кп}}$.

Об окончании гравийной засыпки свидетельствует резкое повышение давления в нагнетательной магистрали, вызванное перекрытием выпускных отверстий фильтровой колонны гравием. За время закачки расход смеси уменьшается по сравнению с начальным согласно выражению

$$Q_{\text{к}} = \frac{Q_{\text{п}}}{\sqrt{1 + \frac{\bar{k}_{\text{т}} h Q_{\text{п}}^2}{p_{\text{н}} w_{\text{кп}}^2}}}, \quad (8.143)$$

где $Q_{\text{к}}$ — подача в момент окончания закачки; $Q_{\text{п}}$ — подача при промывке; $\bar{k}_{\text{т}}$ — средний коэффициент турбулентной фильтрации обсыпки; h — высота гравийного фильтра.

При малых глубинах скважин и давлениях нагнетания менее 0,7 МПа; с целью устранения непосредственного контакта абразивных частиц с гидравлической частью насоса в нагнетательной магистрали в процессе закачки гравия может быть установлен эжекторный смеситель. При установке в нагнетательной магистрали между насосом и скважиной эжекторного смесителя методика поддержания постоянной репрессии на пласт несколько отличается от методики, предложенной для схемы закачки смеси насосами при уравновешенном давлении. Отличие заключается в том, что давление нагнетания в случае установки эжекторного смесителя после сопла определяется квадратом скорости истечения струи. Давление в нагнетательной магистрали уменьшается по мере сооружения фильтра путем уменьшения расхода жидкости-носителя, проходящего через сопло эжекторного смесителя в поверхностной обвязке (рис. 8.47).

В процессе сооружения гравийного 10 фильтра увеличивается сопротивление циркуляционному потоку в скважине, приводящее к увеличению потерь напора и соответственно к увеличению репрессии.

Для поддержания требуемой репрессии на пласт в процессе закачки в единицу времени уменьшают расход жидкости-носителя, проходящей через сопло 21 эжекторного смесителя 20 на величину

$$Q_{i+1} = \frac{Q_i}{\sqrt{1 + \frac{\bar{k}_{\text{т}} h}{\frac{\rho}{2w_c^2} + \sum_{i=1}^{i=n} A + \sum_{i=1}^{i=m} B}}}, \quad (8.144)$$

где Q_{i+1} , Q_i — расход жидкости-носителя через эжекторный сме-

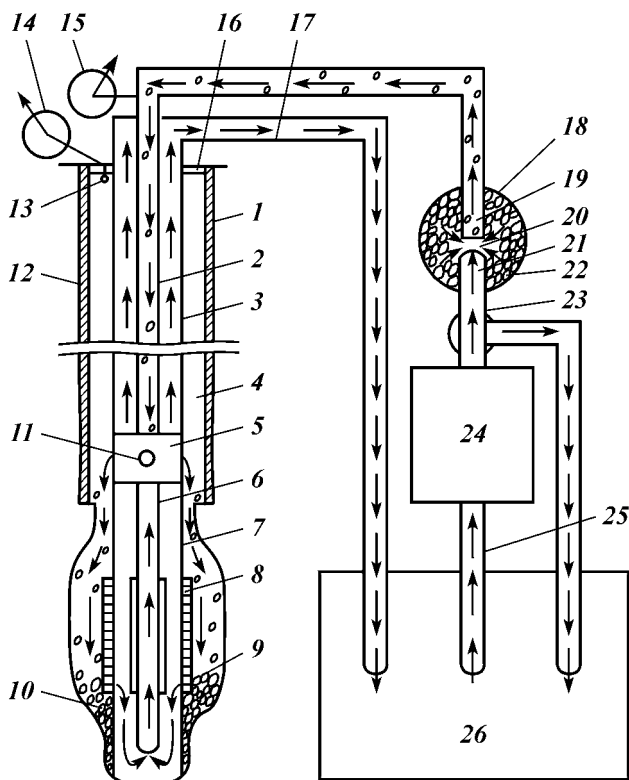


Рис. 8.47. Схема поддержания постоянной репрессии на пласт при закачке гравийной смеси через эжекторный смеситель:

1 — скважина; 2 — вспомогательная колонна; 3 — эксплуатационная колонна; 4 — кольцевое пространство скважины; 5 — распределительный узел; 6 — водо-подъемная колонна; 7 — фильтровая колонна; 8 — каркас фильтра; 9 — уровень намываемого фильтра; 10 — гравийный фильтр; 11 — закачные отверстия; 12 — кондуктор; 13 — датчик давления; 14 — манометр; 15 — регистратор давления; 16 — герметизирующий элемент; 17 — сливная магистраль; 18 — бункер; 19 — диффузор; 20 — эжекторный смеситель; 21 — сопло; 22 — гравий; 23 — нагнетательная магистраль; 24 — буровой насос; 25 — всасывающий патрубок насоса; 26 — отстойник

ситель соответственно в $i+1$ и i моменты времени; $\bar{k}_T$ — коэффициент турбулентной фильтрации гравия; h — высота гравийного фильтра, намываемого в единицу времени между i и $i+1$ моментами.

По мере увеличения высоты гравийного фильтра расход жидкости-носителя постепенно уменьшают до величины

$$Q_k = \frac{Q_{\Pi}}{\sqrt{1 + \frac{\bar{k}_T h_p}{\frac{\rho}{2\omega c^2} + \sum_{i=1}^{i=n} A + \sum_{i=1}^{i=m} B}}}, \quad (8.145)$$

где h_p — расчетная высота гравийного фильтра, через который фильтруется нисходящий поток жидкости-носителя.

При больших объемах работ снижение подачи гравийной смеси не может быть рекомендовано вследствие повышенных затрат времени на сооружение гравийного фильтра в скважине. В этом случае целесообразно использовать третью схему намыва фильтра при уравновешенном давлении, согласно которой в нагнетательной магистрали на поверхности между насосом, которым закачивается смесь, и скважиной устанавливают блок сопротивления (рис. 8.48).

Как правило, для поддержания устойчивости стенок скважины достаточна репрессия на пласт 0,03—0,05 МПа. В процессе промывки перепад давления на блоке 23 сопротивления устанавливают таким образом, чтобы величина репрессии на пласт, регистрируемая манометром 20, составила 0,03—0,05 МПа. Величина репрессии на пласт равна разнице показаний манометра 20 до промывки и в текущий момент времени.

Увеличение сопротивления в поверхностной обвязке и соответственно потерь напора на блоке 23 сопротивления приводит к увеличению давления в нагнетательной магистрали и репрессии на пласт. Уменьшение сопротивления в поверхностной обвязке и потерь напора на блоке 23 приводит к уменьшению давления в нагнетательной магистрали и соответственно репрессии на пласт. С ростом расхода промывки величина репрессии на пласт увеличивается, а с уменьшением расхода — снижается. Изменение сопротивления и потерь напора в поверхностной обвязке может обеспечиваться с помощью блока сопротивления, представленного, например, последовательно соединенными вентилями 22.

После установки репрессии на пласт 0,03—0,05 МПа, которая фиксируется показаниями манометра 20, измеряющего избыточное по отношению к давлению до промывки давление на пласт, начинают закачку гравия. Гравиепитатель 26 подает гравий в смеситель, где приготавливается гравийная смесь заданной концентрации. Блоком 25 насосов гравийная смесь из смесителя через блок 23 сопротивления подается во вспомогательную колонну и распределительный узел, из которого поступает в интервал формирования фильтра 11, где гравий откладывается, а жидкость-носитель фильтруется через слой уже отложившегося гравия и контрольный фильтр и по водоподъемной колонне через

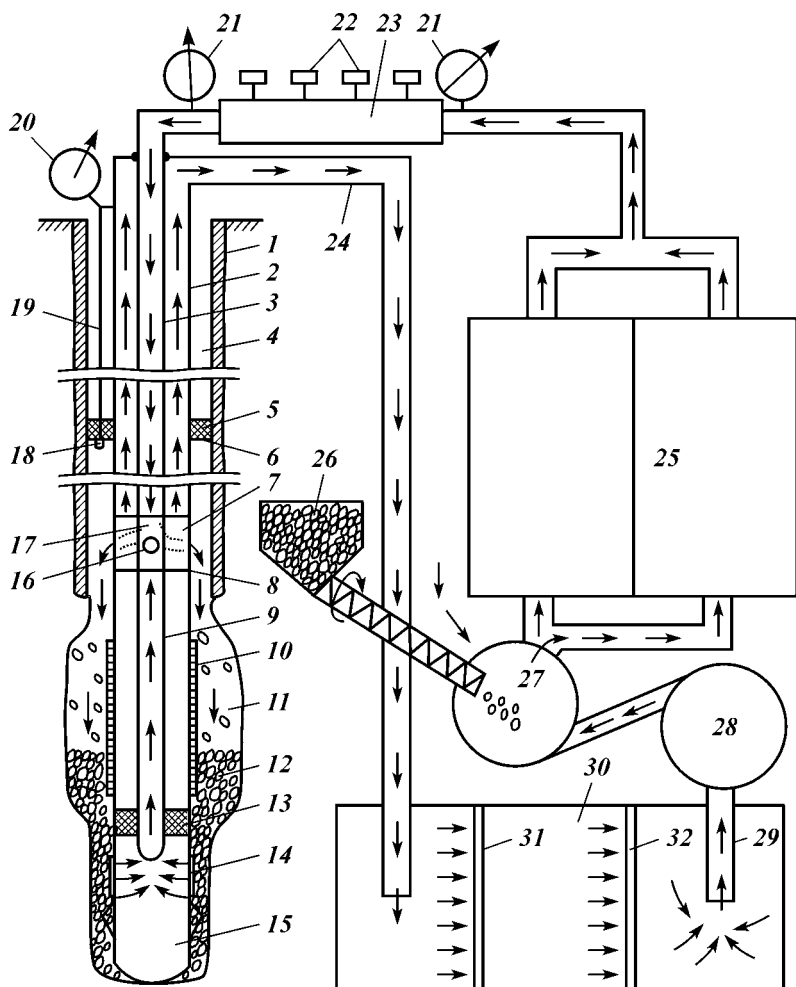


Рис. 8.48. Схема поддержания постоянной репрессии на пласт при закачке гравийной смеси через блок сопротивления:

1 — скважина; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — вспомогательная колонна; 4 — кольцевое пространство скважины; 5 — герметизирующий элемент; 6 — нижний торец герметизирующего элемента; 7 — распределительный узел; 8 — фильтровая колонна; 9 — водоподъемная колонна; 10 — каркас фильтра; 11 — интервал формирования гравийного фильтра; 12 — гравийный фильтр; 13 — сваб; 14 — контрольный фильтр; 15 — отстойник; 16 — выпускные отверстия; 17 — выпускные каналы распределительного узла; 18 — датчик давления; 19 — канал связи; 20, 21 — манометры; 22 — вентиль; 23 — блок сопротивления; 24 — сливная магистраль; 25 — блок насосов; 26 — гравиепитатель; 27 — смеситель; 28 — центробежный насос; 29 — всасывающая магистраль; 30 — блок отстойников; 31, 32 — фильтры

распределительный узел 7 и кольцевое пространство скважины между вспомогательной 3 и эксплуатационной 2 колоннами поднимается на поверхность, откуда через сливную 24 магистраль поступает в блок 30 отстойников.

В процессе закачки высота гравийного фильтра 12 увеличивается, возрастают сопротивления фильтрации жидкости через слой уже отложившегося гравия, потери напора при циркуляции и величина репрессии на пласт. При достижении репрессии на пласт верхнего допустимого предела 0,05 МПа уменьшают потери напора при циркуляции за счет уменьшения сопротивления потоку в блоке 23 сопротивления при постепенном открытии вентилей 22. Уменьшение перепада давления на блоке 23 сопротивления осуществляют до тех пор, пока величина репрессии на пласт не достигнет нижнего допустимого предела 0,03 МПа, фиксируемого манометром 20.

В процессе закачки за счет увеличения высоты гравийного фильтра 12 увеличиваются потери напора в нем и соответственно репрессия на пласт. Для стабилизации перепада давления на пласт уменьшают перепад давления на блоке 25 сопротивления до нижнего допустимого предела и т.д. Таким образом, увеличение потерь напора при циркуляции за счет образования гравийного фильтра 12 в процессе закачки компенсируется уменьшением потерь напора в поверхностной обвязке на блоке 23 сопротивления, а величина репрессии на пласт поддерживается постоянной в допустимом интервале 0,03—0,05 МПа.

8.4.3. ТЕХНОЛОГИЯ НАМЫВА ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА ПРИ ПОГЛОЩЕНИИ ЖИДКОСТИ-НОСИТЕЛЯ

В процессе сооружения гравийного фильтра может наблюдаться частичное или полное поглощение жидкости-носителя пластом. В отечественной практике утвердилось мнение, что поглощение при намыве гравия – явление негативное, приводящее к кольматации пласта и как следствие — к резкому снижению эффективности эксплуатации скважины. Некоторыми ведущими зарубежными фирмами, специализирующимися на технологии заканчивания скважин, рекомендуется намывать гравийный фильтр при частичном или полном поглощении жидкости-носителя, причем с каждым годом объем этих работ увеличивается.

Намыв гравийного фильтра при сбалансированном давлении во многих случаях, особенно при значительной толщине гравийного слоя, высоких расходах смеси и кавернозности ствола скважины, не обеспечивает равномерной по плотности укладки час-

тиц в обсыпке. Дело в том, что жидкость-носитель фильтруется преимущественно вблизи каркаса фильтра, в связи с чем там образуется наиболее компактный и качественный слой гравия. В периферийной области фильтра, которая непосредственно контактирует с песком пласта, возможна разуплотненная укладка частиц, а иногда и образование пустот. При оборудовании нефтяных и газовых скважин в интервале продуктивного пласта перфорированной колонной считается, что технологии намыва гравия в перфорационные каналы при полном поглощении жидкости-носителя — единственно приемлемая.

В практике сооружения гидрогеологических скважин конструкции, предусматривающие спуск в интервал водоносного пласта обсадной колонны, ее цементацию и последующую перфорацию, не используются. Однако при расширении скважин на воду механическими эксцентриковыми, а особенно гидромониторными расширителями, диаметр ствола в интервале формирования фильтра может быть крайне неравномерным и возможно образование каналов, по форме напоминающих перфорационные. Качественное, компактное заполнение таких интервалов гравием при использовании традиционных методов намыва фильтра не обеспечивается. Интервалы увеличения диаметра скважины либо частично, либо совсем не заполняются гравием. Учитывая, что обычно эти интервалы наиболее проницаемые и обильные, невозможность их заполнения гравием, несмотря на предупреждение пескования, приводит к обрушению кровли канала, снижению удельных дебитов и долговечности эксплуатации.

Технология намыва гравия в скважину при поглощении жидкости-носителя отработывалась преимущественно в двух направлениях:

- улучшение качества периферийной части гравийного фильтра, непосредственно контактирующей с песком водоносного пласта;
- увеличение проницаемости прифильтровой зоны скважины в процессе закачки.

При поглощении жидкости-носителя водоносным пластом гравийные частицы откладываются не только на забое скважины, но и на ее стенках. Частицы увлекаются фильтрационным потоком и прижимаются сначала к стенкам скважины, а затем уже к намытому гравийному слою. Таким образом, в процессе поглощения жидкости-носителя обеспечивается экранирование гравием песка водоносного пласта по всей поверхности скважины в интервале формирования фильтра независимо от ее формы. Под влиянием давления фильтрационного потока частицы укладываются компактно и пустот не образуется.

Применение технологии намыва гравийного фильтра при по-

глощении жидкости-носителя позволяет задержать песок водоносного пласта по внешнему контуру гравийной обсыпки, так как пористость фильтра на границе с песком соответствует расчетным значениям. Исключение проникновения песка в гравийный фильтр в начальный момент эксплуатации позволяет обеспечить более высокую проницаемость гравийного слоя, а следовательно, и более высокий дебит скважины и достоверное определение параметров пласта. Достоинство технологии — формирование наиболее качественного фильтра напротив самых обильных интервалов пласта. Как правило, в таких интервалах диаметр скважины вследствие естественного кавернообразования и слабых связей частиц песка между собой увеличивается, что осложняет его качественное заполнение по традиционной технологии. В случае поглощения, фильтрационный поток через наиболее обильные интервалы преобладает, что обуславливает более высокое фильтрационное давление на намываемый слой гравия, а следовательно, и более компактную и качественную укладку частиц.

Необходимым условием применения технологии намыва гравийного фильтра при поглощении жидкости-носителя считается использование при оборудовании скважин на воду в качестве жидкости-носителя воды химического состава, соответствующего составу подземных вод. При нарушении этого условия может возникать необратимая коагуляция водоносного пласта.

Улучшение фильтрационных характеристик околоскважинной зоны водоносного пласта может быть достигнуто в процессе намыва фильтра при поглощении жидкости-носителя за счет удаления на периферийные участки наиболее мелких частиц и формирования естественного фильтра. Фильтрационный поток может увлекать частицы гидравлической крупности меньшей скорости фильтрации на данном участке. Итак, наиболее крупные частицы песка пласта остаются, а более мелкие уносятся от скважины и откладываются на удалении, где скорость фильтрации уменьшается до значений гидравлической крупности мигрирующей частицы. Наиболее эффективно формирование естественного фильтра в самых обильных интервалах пласта, где наблюдаются высокие скорости фильтрации. При выносе мелких частиц песка из околоскважинной зоны пористость пласта увеличивается, так как более мелкие частицы замещаются более крупными и песок становится более однородным, что также способствует повышению коэффициента фильтрации.

В процессе формирования естественного фильтра необходимо предотвратить поступление мелких частиц, унесенных из околоскважинной зоны в процессе намыва фильтра, обратно в про-

цессе откачки. Для этого рекомендуется осуществлять закачку смеси с расходом поглощения большим, чем проектный дебит скважины. В случае сложности обеспечения высоких расходов поглощения при ограниченной мощности насосного оборудования рекомендуется эксплуатировать скважину при ограниченном понижении.

Особенность данного способа оборудования скважины — резкое снижение дебитов скважины при эксплуатации на начальном этапе с расходом близким или большим расхода поглощения при закачке гравийной смеси. В этом случае мелкие фракции опять возвращаются в прифильтровую зону, увеличивается сопротивление фильтрационному потоку и дальнейшая эксплуатация становится менее выгодной.

Наиболее эффективно идет процесс формирования зоны повышенной проницаемости вблизи скважины при наличии разгрузки. Обычно в гидрогеологических исследованиях функцию разгрузки при оборудовании откачной скважины гравийным фильтром могут выполнять близлежащие наблюдательные скважины (рис. 8.49).

Водоносный пласт. Откачные скважины бурили до кровли водоносного пласта, который залегал на 170–180 м, и закрепляли

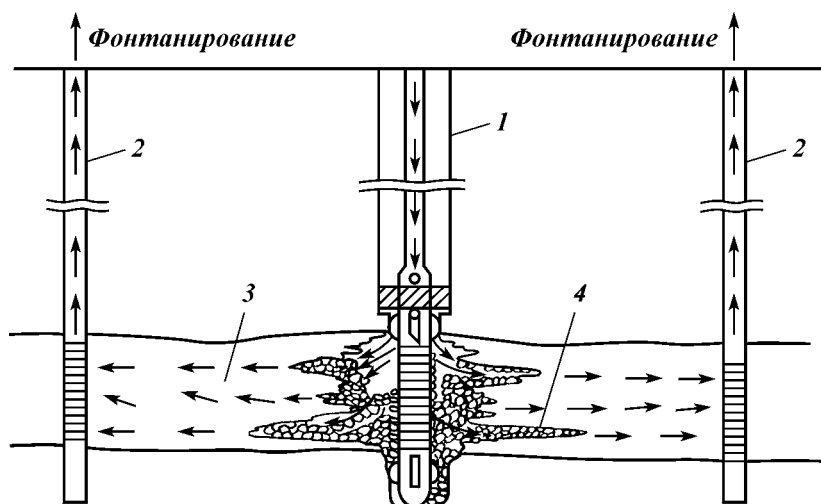


Рис. 8.49. Принципиальная схема намыва гравийного фильтра при поглощении жидкости-носителя и наличии разгрузки:

1 — нагнетательная скважина; 2 — разгрузочная скважина; 3 — пласт; 4 — трещины разрыва

интервал до устья обсадной колонной диаметром от 168 до 273 мм. Водоносный пласт вскрывали с промывкой чистой водой. После проведения геофизических исследований установленный интервал установки фильтра увеличивали расширителями комбинированного действия гидромониторной струи и эксцентричной породоразрушающей лопасти. Необходимость применения расширителей такого типа была обусловлена ярко выраженной неоднородностью водоносного пласта по фильтрационным свойствам. В водообильных интервалах пласта, где связи между частицами песка наименее прочные, диаметр скважины после расширения резко увеличивается по отношению к менее водообильным интервалам. Таким образом, в процессе расширения создается равновесная гидродинамическая и суффозионная обстановка по поверхности скважины в интервале водоносного пласта.

В скважину устанавливают фильтр впотай с устройством для намыва гравия УГФ-П с предварительно загерметизированными выпускными отверстиями. Кольцевое пространство между фильтровой и обсадной колонной герметизируется пакером. После установки фильтра и приведения пакера в рабочее состояние в скважину закачивают гравийную смесь. Для закачки гравийной смеси при больших давлениях рекомендуется использовать цементировочные агрегаты. Гравий компактно укладывался в фильтре, а жидкость-носитель поглощалась водоносным пластом. Разгрузка потока осуществлялась через наблюдательные скважины, расположенные в 10—15 м от откачной. Наблюдательные скважины при первоначальном статическом уровне 100 м в процессе закачки гравийной смеси в откачную скважину фонтанировали.

Из прифильтровой зоны водоносного пласта откачной скважины мелкие фракции мигрировали к периферии, т.е. к области разгрузки, образуя высокопроницаемые фильтрационные каналы, которые вблизи скважины заполнялись гравием. Итак, при закачке смеси при больших давлениях нагнетания и полном поглощении жидкости-носителя получили эффект, аналогичный гидравлическому разрыву пласта. Однако учитывая, что в песках гидравлический разрыв не наблюдается, этот эффект по своему смыслу следует называть фильтрационным размывом пласта.

После заполнения гравием расчетной полости инструмент в откачной скважине приподняли на 5—10 м. В дальнейшем его использовали для подачи воздуха от компрессора в скважину и производства лифтной откачки. После оборудования скважины гравийным фильтром при полном поглощении жидкости-носителя малая доля инородных примесей все же поступает в водо-

носный пласт за счет обогащения смеси в процессе транспортировки в циркуляционной системе или вследствие низкого качества очистки жидкости-носителя. С целью снижения негативного явления, связанного с осаждением инородных, преимущественно глинистых примесей в порах водоносного пласта, целесообразно после окончания работ по намыву гравийного фильтра сразу провести откачку.

Использование специально разработанного инструмента для намыва гравия позволяет исключить дополнительные затраты времени на подъем инструмента и монтаж эрлифта и провести откачку сразу после завершения сооружения фильтра. Последняя модификация инструмента для намыва гравия предусматривает его использование при подъеме в качестве водоструйного насоса. В этом случае исключается необходимость использования компрессора при проведении откачки, которая осуществляется при поверхностной обвязке, используемой для намыва гравия.

Оборудование гравийных фильтров по предложенной технологии намыва при полном поглощении жидкости-носителя и наличии разгрузки фильтрационного потока позволило предотвратить пескование в скважинах, оборудование которых традиционными методами не позволило достичь желаемого результата. Дебиты скважин соответствовали дебитам бесфильтровых скважин, которые непрерывно песковали.

8.4.4. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА СООРУЖАЕМОГО ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА В СКВАЖИНЕ

Качество гравийного фильтра может определяться следующими методами:

- непосредственным расчетом путем сопоставления объема закачанного в скважину гравия и объема полости, подлежащей заполнению;

- гидродинамическим методом, основанным на определении фильтрационных характеристик намываемого слоя гравийного фильтра;

- определением сопротивления обсыпки в процессе откачки на основе определения скин-эффекта;

- геофизическими.

Под качественным гравийным фильтром следует понимать фильтр заданной толщины с равномерной и компактной укладкой частиц вокруг каркаса и сопротивлением, характерным для используемого гранулометрического состава гравия в лабораторных условиях. В процессе транспортировки гравия в интервал формирования фильтра его качество, как правило, ухудшается

вследствие попадания в обсыпку инородных примесей, образования в ней открытых каналов и пустот, неравномерной укладки гравия вокруг каркаса, расслоения и других осложнений. Следовательно, качество сооружаемого в скважине фильтра обычно ниже оптимальных значений.

Наиболее простой и наименее точный метод контроля качества гравийного фильтра в скважине — метод непосредственного расчета, основанный на сопоставлении объема полости, подлежащей заполнению гравием, и объема засыпанного в скважину гравия. Объем полости определяется по данным кавернометрии. Требуемый объем гравийного фильтра определяют вычитанием из общего объема ствола объема скважины фильтровой колонны от забоя до верхнего интервала формирования обсыпки. Если в скважину закачан расчетный объем гравия или больший, то качество гравийного фильтра считается удовлетворительным. Если в скважину засыпан объем на 10—15 % меньше расчетных значений, то качество гравийного фильтра обычно считают неудовлетворительным из-за пробкообразования, рыхлого сложения частиц в фильтре, наличия пустот и открытых каналов. При этом рекомендуется либо уплотнить гравийную обсыпку принудительно (например вибрационным воздействием и досыпать недостающий объем гравия), либо вымыть из скважины намытый фильтр и провести операции по его сооружению повторно.

Метод непосредственного расчета объемов — очень приближенный и не может в достаточной для практики степени характеризовать пригодность фильтра к эксплуатации, эффективность его работы. Приближенность оценки связана прежде всего с тем, что трудно точно определить объем ствола скважины, особенно при его диаметре более 0,5 м. Это характерно для слабосцементированных водоносных песков. Возможен вариант получения ложной информации, свидетельствующей о засыпке достаточного объема гравия при обрушении стенок скважины в период работы. В этой связи метод непосредственного расчета объемов скважины и засыпанного гравия следует применять только для ориентировочной оценки как дублирующий.

Наиболее полную оценку пригодности фильтра и эксплуатации можно получить гидродинамическим методом, который основан на определении фильтрационных характеристик намываемого в скважине слоя гравийного фильтра. Метод основан на анализе характера увеличения давления в нагнетательной магистрали в процессе закачки гравия. При намыве гравийного фильтра методом комбинированной или обратной циркуляции жидкость-носитель фильтруется через намываемый фильтр. С увеличением вы-

соты фильтра растет гидравлическое сопротивление циркуляции, а следовательно, и давление нагнетания.

По характеру увеличения давления определяют фильтрационные свойства намываемого слоя гравийного фильтра. Путем сопоставления полученных в процессе закачки фильтрационных свойств фильтра и расчетных, оптимальных значений на основании их сходимости определяют качество выполненных работ и фильтра в целом. В оптимальном случае, когда в скважине намывается гравийный фильтр высокого качества с фильтрационными свойствами, соответствующими расчетным значениям, давление нагнетания на насосе должно увеличиваться прямо пропорционально его высоте, а в случае калиброванного ствола скважины — объему закачанного гравия.

Типовые графики увеличения давления нагнетания в процессе намыва фильтра и расчетная прямая представлены на рис. 8.50. С увеличением угла наклона прямой (α_1) к оси абсцисс увеличиваются потери напора в намываемом слое гравийного фильтра. И наоборот, меньший угол α_3 характеризует меньшие потери напора в намываемом слое гравийного фильтра, меньшее фильтрационное сопротивление циркуляции, а следовательно, более проницаемую среду. Необходимо отметить, что как увеличение, так и уменьшение сопротивления гравийного фильтра по сравнению с расчетными значениями негативно отражается на качестве работ. Увеличение сопротивления гравийного фильтра обусловлено обогащением гравия инородными примесями в процессе транспортировки, а также при обрушении стенок скважины в процессе работ, вывалах породы.

Завышенное сопротивление гравийного фильтра приводит к снижению удельных дебитов скважины, достоверности определяемых параметров пласта, интенсификации кольматационных

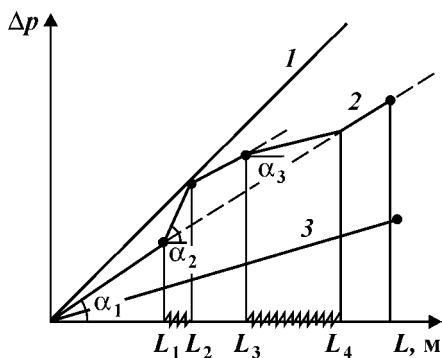


Рис. 8.50. Зависимость давления нагнетания в процессе намыва фильтра от его высоты L

процессов, повышению неравномерности притока воды в фильтр. Уменьшение сопротивления намываемого слоя гравия по сравнению с расчетными значениями обусловлено, как правило, рыхлым сложением частиц в фильтре, образованием открытых каналов и пустот, которые свидетельствуют о неудовлетворительном качестве работ из-за невозможности предотвращения пескования скважины таким фильтром.

В процессе намыва гравия возможно либо полное, либо частичное отклонение фильтрационных характеристик по высоте фильтра от расчетных значений. График 1 свидетельствует о намыве переуплотненного по всей высоте гравийного фильтра, а график 3 — о рыхлом сложении частиц по всей высоте фильтра, относительно равномерным распределением пустот. Чаще в практике формируются фильтры с переуплотненными и рыхлыми прослойками. На графике 2 переуплотненный участок сформировался в интервале глубин $L_1 - L_2$ при α_2 , а рыхлый — в интервале $L_3 - L_4$ при α_3 .

При оценке качества сооружаемого в скважине гравийного фильтра один из наиболее важных этапов работ — достоверное определение фильтрационных параметров гравия, используемого для обсыпки. Сложность определения заключается в том, что сопротивление гравийного слоя, его фильтрационные характеристики являются функцией режимов фильтрации. Коэффициент фильтрации гравия данного гранулометрического состава, определенного при ламинарном режиме фильтрации, неприемлем для оценки качества гравийного фильтра, через который жидкость-носитель движется в нисходящем турбулентном потоке, и наоборот. В связи с этим целесообразно определять коэффициент фильтрации или сопротивление гравия при режимах, которые рекомендуется поддерживать на практике.

Определить достоверные фильтрационные параметры гравия, рекомендованного к засыпке, можно в следующем порядке. К отрезку обсадной трубы с площадью поперечного сечения, соответствующего площади поперечного сечения гравийного фильтра, приваривают два кольца. В отверстие одного из колец монтируют входной патрубок, снабженный манометром, который соединяют с насосом, используемым для закачки гравийной смеси в скважину. В отверстие кольца противоположного торца трубы устанавливают задвижку из нескольких слоев сетки квадратного или галунного плетения. Между трубой и задвижкой с сеткой устанавливают второй манометр. Через открытую задвижку в трубу засыпают гравий, который периодически уплотняют ударным или вибрационным воздействием, передаваемым на корпус

трубы. В трубу засыпают максимальный объем гравия, после чего задвижку сеткой закрывают.

При включении насоса жидкость-носитель фильтруется через гравий в трубе. Потери напора в слое гравия высотой, соответствующей длине трубы, фиксируются по разнице показаний манометра на входном и выходном патрубках. В процессе эксперимента скорость фильтрации в гравии должна соответствовать реальным скоростям фильтрации через намыываемый фильтр в скважине. Для этого подачу насоса устанавливают соответственно рекомендуемой подаче смеси при закачке.

После фиксации перепада давления на трубе задвижку с сеткой открывают и гравий вымывают. Минимальные значения перепада давления на трубе после вымыва гравия также фиксируются. Вычитая из максимального значения перепада давления на трубе, полностью заполненной гравием, значение минимального перепада давления на пустой трубе, получают реальные потери напора в гравийном слое высотой, соответствующей длине трубы при оптимальной укладке частиц гравия без инородных примесей и пустот. Расчетный тангенс угла наклона равен отношению потерь напора в гравии к высоте гравийного слоя при заданной скорости фильтрации.

Расчетный коэффициент фильтрации намыываемого гравийного слоя при ламинарном режиме равен отношению скорости потока к удельным потерям напора в трубе в расчете на 1 м ее длины

$$k = v_{\phi} / \Delta p, \quad (8.146)$$

где v_{ϕ} — скорость фильтрации; Δp — удельные потери напора в гравийном фильтре единичной длины.

С учетом необходимости поддержания для предупреждения пробкообразования турбулентного режима движения смеси на всех участках транспортировки целесообразно определять расчетные значения турбулентной фильтрации гравия используемого фракционного состава

$$k_{\tau} = v_{\phi} / \sqrt{\Delta p}. \quad (8.147)$$

Автором и сотрудниками Русбурмаш для различных условий проведения работ разработана технология контроля качества гравийного фильтра, базирующаяся на трех принципиально различных схемах. Наиболее простую схему с герметичным контейнером с гравием, установленным в сливную магистраль циркуляционной системы скважины (рис. 8.51), рекомендуется приме-

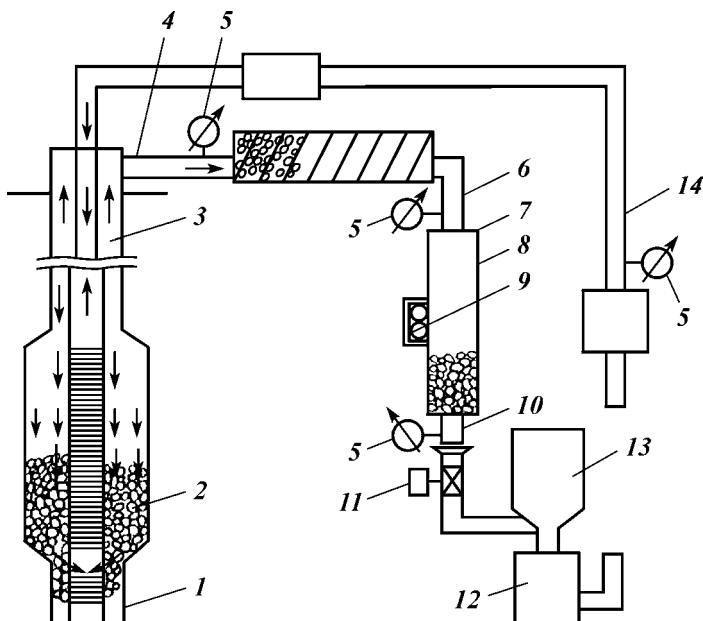


Рис. 8.51. Обвязка с герметичным бункером в сливной магистрали:

1 — контрольный фильтр; 2 — гравийный фильтр; 3 — скважина; 4 — сливная магистраль; 5 — манометры; 6 — входной патрубок герметичного бункера; 7 — загрузочный люк; 8 — герметичный бункер; 9 — вибратор; 10 — выходной патрубок герметичного бункера; 11 — задвижка; 12 — насос; 13 — емкость; 14 — нагнетательная магистраль

нять при отсутствии или незначительном поглощении жидкости-носителя в процессе закачки водоносным пластом.

Насосом 12 гравийная смесь забирается из емкости 13, где она приготавливается при непрерывной замкнутой циркуляции и через нагнетательную 14 магистраль закачивается в скважину 3. В интервале формирования гравийного 2 фильтра смесь движется в нисходящем токе. Гравийные частицы откладываются на верхней поверхности фильтра, образуя новый фильтрационный слой, а освобожденная жидкость-носитель фильтруется через уже намытый гравий и контрольный 1 фильтр, после прохождения которого она поднимается в восходящем потоке к устью скважины.

На устье жидкость-носитель попадает в сливную 4 магистраль, в которой установлен герметичный бункер 8 с засыпанным в него гравием. На входном 6 и выходном патрубках герметичного бункера установлены манометры 5, которые фиксируют перепад давления на бункере 8. Перед началом закачки в герметич-

ный бункер 8 с поперечным сечением, соответствующим поперечному сечению намываемого в скважине 3 фильтра 2, засыпают гравий рекомендованного гранулометрического состава. В процессе заполнения бункера 8 через загрузочный люк 7 гравий уплотняют путем вибрационного воздействия, передаваемого от вибратора 9, установленного на корпусе бункера 8. Итак, в бункере 8 создается оптимальная укладка гравийных частиц с фильтрационными параметрами, соответствующими расчетным значениям.

Жидкость-носитель фильтруется через гравий в бункере 8, вымывает часть частиц, которые потоком выносятся и поступают в емкость 13 для приготовления гравийной смеси. Объем вымываемого из бункера 8 гравия регулируется задвижкой 11.

При формировании в скважине 3 высококачественного гравийного 2 фильтра давление в нагнетательной 14 магистрали, фиксируемое манометром 5, остается постоянным. Это обусловлено тем, что увеличение сопротивления циркуляции в скважине 3 за счет увеличения высоты гравийного 2 фильтра компенсируется уменьшением сопротивления в герметичном бункере 8. Компенсация увеличения потерь напора в скважине 3 уменьшением потерь напора в поверхностной обвязке возможна только в том случае, если в скважине 5 формируется фильтр 2 с оптимальным сложением частиц, т.е. с фильтрационными параметрами, аналогичными фильтрационным параметрам гравийного слоя в бункере 8.

Изменение давления нагнетания свидетельствует о формировании в скважине гравийного фильтра неудовлетворительного качества. При увеличении давления нагнетания в скважине образуется переуплотненный фильтр с повышенным сопротивлением. Формирование фильтра повышенного сопротивления — следствие недостаточной устойчивости стенок скважины в процессе закачки, их обрушения и перемешивания частиц гравия с песком водоносного пласта.

Необходимо отметить, что при смещении гравия с песком формируется среда с проницаемостью, меньшей исходной проницаемости песка водоносного пласта. В этом случае одно из основных преимуществ гравийного фильтра — снижение сопротивления водоприемной части скважины за счет замены малопроницаемого песка водоносного пласта на более проницаемый гравий не просто сводится на нет, но и приводит к отрицательным последствиям. Для устранения обрушения стенок скважины рекомендуется увеличить репрессию на пласт в процессе закачки, что достигается увеличением расхода смеси.

Уменьшение давления нагнетания свидетельствует о рыхлом

сложении частиц в фильтре, образовании открытых каналов и пустот. При рыхлом сложении частиц гравия пористость и проницаемость гравийного фильтра увеличивается. Эксплуатация такого фильтра недопустима вследствие повышенной вероятности пескования скважины через интервалы рыхлого сложения частиц. Пескование такого характера не всегда удастся остановить. В случае намыва более проницаемого слоя гравийного фильтра перед эксплуатацией его следует уплотнить принудительным воздействием.

В процессе формирования гравийного фильтра не только оценивается качество гравийного фильтра, но и появляется возможность оперативного принятия мер по предотвращению и устранению осложнений, повышению эффективности работ в целом. Разработанная схема характеризуется следующими преимуществами:

- простота и надежность технологического процесса;

- возможность оперативного контроля качества намываемого гравийного фильтра, прогноза осложнений и выработки действенных мер по их устранению и предупреждению в дальнейшем;

- механизация процесса подачи гравия в смесительную емкость и возможность исключения вспомогательного насоса, используемого обычно для приготовления гравийной смеси;

- независимая от скорости фильтрации и режима движения смеси оценка качества сооружаемого фильтра, т.е. возможность проведения работ при любых режимах транспортировки смеси;

- малые давления в герметичном бункере, обусловленные его установкой в сливной магистрали, а следовательно, и простота его конструкции и эксплуатации.

Применение технологической схемы оценки качества процесса намыва гравия и сооружаемого фильтра с герметичным бункером в сливной магистрали дает существенную погрешность при поглощении жидкости-носителя. Дело в том, что при поглощении скорость фильтрации в герметичном бункере и в сливной магистрали меньше, чем в нагнетательной магистрали и гравийном фильтре. В случае, когда в процессе намыва гравия величина поглощения постоянна, угол наклона графиков увеличения давления с увеличением высоты намываемого гравийного слоя меньше расчетных значений.

При правильном технологическом процессе и высоком качестве фильтра угол наклона прямой давления к оси абсцисс постоянный. Однако с увеличением высоты гравийного фильтра возрастает репрессия на водоносный пласт и поглощение интенсифицируется. Интенсификация поглощения в процессе намыва гравия приводит к выполаживанию графиков к оси абсцисс.

Оценка качества работ и намываемого фильтра в этом случае возможна только приблизительная. Ориентировочно качество фильтра считается удовлетворительным в случае плавной кривой давления, а при наличии прерывистой кривой с пиками давления — неудовлетворительным.

Устранить влияние поглощения жидкости-носителя водоносным пластом на достоверность оценки качества сооружаемого фильтра позволяют частично вторая и полностью третья схемы технологического оборудования. Вторая схема технологического оборудования для оценки качества процесса намыва гравия и самого фильтра предполагает установку герметичного бункера с площадью поперечного сечения, соответствующей площади поперечного сечения фильтра в скважине в нагнетательной магистрали (рис. 8.52).

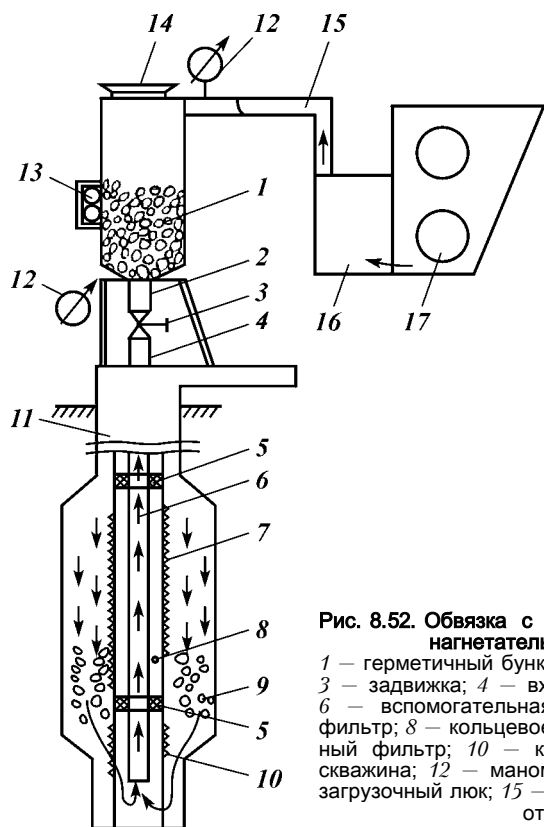


Рис. 8.52. Обвязка с герметичным бункером в нагнетательной магистрали:

1 — герметичный бункер; 2 — выходной патрубок; 3 — задвижка; 4 — входной патрубок; 5 — сваб; 6 — вспомогательная колонна; 7 — основной фильтр; 8 — кольцевое пространство; 9 — гравийный фильтр; 10 — контрольный фильтр; 11 — скважина; 12 — манометр; 13 — вибратор; 14 — загрузочный люк; 15 — шланг; 16 — насос; 17 — отстойник

Постоянное давление нагнетания будет поддерживаться только в том случае, когда в скважине формируется гравийный фильтр высокого качества, аналогичный по фильтрационным свойствам гравийному слою в герметичном бункере, т.е. оптимальной укладке частиц. Плавное увеличение давления нагнетания по мере закачки гравия в скважину свидетельствует о постоянном обогащении смеси инородными примесями. Для снижения объема примесей, поступающих в фильтр, может быть рекомендовано снижение подачи смеси. Прерывистое увеличение давления нагнетания в процессе закачки объясняется, как правило, недостаточной устойчивостью стенок скважины, обрушением, вывалами породы. С целью повышения устойчивости стенок скважины целесообразно увеличить репрессию на пласт за счет увеличения расхода смеси.

Плавное и скачкообразное уменьшение давления нагнетания свидетельствует о формировании в скважине разуплотненного, разрыхленного фильтра с большим количеством пустот и открытых каналов. Эксплуатировать такой фильтр без предварительного уплотнения не рекомендуется.

Значительные погрешности при оценке качества намываемого фильтра по схеме с герметичным бункером в нагнетательной магистрали могут возникать в неравномерных по фильтрационным свойствам водоносных пластах. При поглощении жидкости-носителя пластом преимущественно в верхних интервалах фильтра применение схемы не рекомендуется. Кроме того, использование герметичного бункера в нагнетательной магистрали усложняет его конструкцию и эксплуатацию при больших давлениях нагнетания. С увеличением потерь напора в циркуляционной системе рекомендуется уменьшать высоту бункера, а загрузку гравием осуществлять периодически.

Первые две схемы сооружения гравийного фильтра не обеспечивают достоверного определения фильтрационных свойств намываемого слоя при неравномерной по толщине гравийной обсыпке. Как правило, при расширении скважины в интервале формирования гравийного фильтра гидромониторными и эксцентриковыми расширителями не получается калиброванного ствола скважины с постоянным диаметром. Осложняется получение равномерного ствола скважины также при использовании механических и гидравлических расширителей с жестким выходом породоразрушающих органов при оборудовании скважин в породах, склонных к кавернообразованию. В первую очередь к таким породам следует отнести водоносные пески различного фракционного состава.

При неравномерной толщине гравийного фильтра нисходящие

скорости фильтрации в скважине изменяются, что приводит к несоответствию скоростей потока в бункере и в намываемом слое гравия. Следовательно, уменьшение потерь напора в бункере на поверхности не компенсируется увеличением потерь напора в намытом гравийном фильтре в скважине. Следовательно, при неравномерной толщине фильтра давление нагнетания при нормальном технологическом процессе будет переменным. С увеличением толщины гравийного фильтра давление нагнетания уменьшается, а с уменьшением — наоборот увеличивается.

Наиболее широкую область применения в практике контроля качества намываемого фильтра имеет третья схема, из которой исключен герметичный бункер (рис. 8.53).

В скважину 2 устанавливают фильтровую 15 колонну с основным 4 и дополнительным 7 фильтрами, отстойником 9. Кольцевое пространство 14 скважины 2 герметизируют элементы 1. Внутри фильтровой колонны на вспомогательной 18 колонне спускают распределительный узел 3 и водоподъемную 6 колонну, причем распределительный узел 3 фиксируется на расчетной высоте от верхних отверстий основного 4 фильтра. Определяют

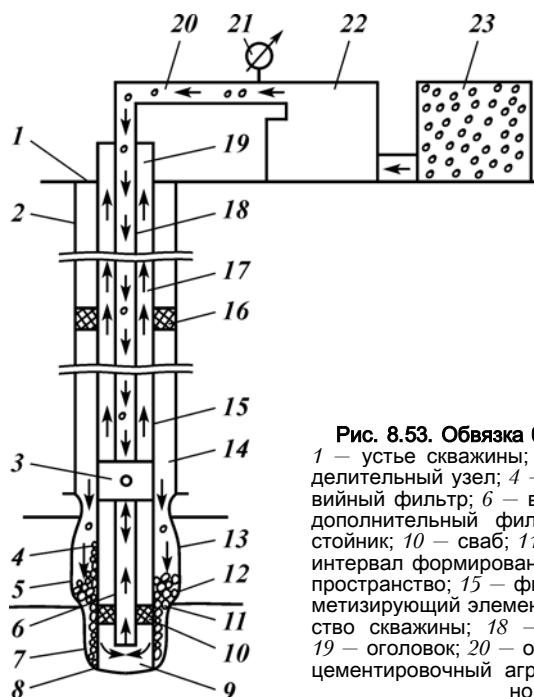


Рис. 8.53. Обвязка без герметичного бункера:
 1 — устье скважины; 2 — скважина; 3 — распределительный узел; 4 — основной фильтр; 5 — гравийный фильтр; 6 — водоподъемная колонна; 7 — дополнительный фильтр; 8 — забой; 9 — отстойник; 10 — сваб; 11 — гравий; 12 — пласт; 13 — интервал формирования обсыпки; 14 — кольцевое пространство; 15 — фильтровая колонна; 16 — герметизирующий элемент; 17 — кольцевое пространство скважины; 18 — вспомогательная колонна; 19 — оголовок; 20 — обвязка; 21 — манометр; 22 — цементировочный агрегат; 23 — емкость с гравийно-цементной смесью

коэффициент турбулентной фильтрации гравия, выбранного гранулометрического состава экспериментальным или расчетным путем. Жидкость-носитель должна обеспечивать минимальную кольматацию пласта, обсыпки, иметь высокую несущую способность. При оборудовании гравийных фильтров свойства жидкости-носителя должны быть аналогичны свойствам пластовой жидкости.

Скважину промывают при комбинированной циркуляции до осветления выходящей на устье жидкости. После промывки закачивают гравий. В процессе закачки измеряют расход смеси и объем засыпаемого гравия. По величинам увеличения давления в нагнетательной магистрали за единицу времени, объему закачанного гравия и расходу смеси определяют текущие значения коэффициента турбулентной фильтрации гравия в намываемом за единицу времени слое фильтра по формуле

$$k_{\tau} = \frac{wQ^2}{\Delta p w_{\text{кп}}^2}, \quad (8.148)$$

где w — объем гравия, закачанного в скважину в единицу времени; Q — расход смеси; Δp — увеличение давления в нагнетательной магистрали за единицу времени или потери напора в намываемом за единицу времени слое гравия; $w_{\text{кп}}$ — площадь поперечного сечения гравийного фильтра.

Значения k_{τ} сопоставляют с расчетными значениями коэффициента турбулентной фильтрации, полученными предварительно перед закачкой гравия. В конце закачки оценивают сопротивление гравийного фильтра

$$\zeta_{2\Phi} = \frac{S}{q^2} = \frac{1}{\bar{k}_{\tau}(2\pi H)^2} \left(\frac{1}{r_{\Phi}} - \frac{1}{r_0} \right), \quad (8.149)$$

где S — понижение при откачке или эксплуатации скважины; q — дебит; $\bar{k}_{\tau}$ — средние значения текущего коэффициента турбулентной фильтрации гравийного фильтра; H — высота гравийного фильтра; r_{Φ} — радиус фильтровой колонны; r_0 — радиус скважины.

По полученным значениям $\zeta_{2\Phi}$ оценивают несовершенство скважины по характеру вскрытия, эксплуатационные характеристики скважины и погрешность при определении параметров пласта.

При сооружении гравийных фильтров в скважине наиболее часто встречаются осложнения, связанные, с одной стороны, с обрушением стенок скважины в процессе закачки, перемешива-

нием гравия с песком продуктивного пласта, резким снижением проницаемости гравийного фильтра и ухудшением эксплуатационных характеристик скважины, а с другой стороны — с рыхлым сложением частиц гравия в фильтре, образованием открытых каналов и пустот, длительным пескованием скважины при откчке и снижением проницаемости гравийного фильтра.

Исследованиями автора доказано, что при устойчивом стволе скважины в процессе закачки методом комбинированной циркуляции при предварительной промывке скважины и инструмента, очистке жидкости-носителя на поверхности в гравийный фильтр может попадать до 2 % инородных примесей, преимущественно песка продуктивного пласта за счет эффекта шелушения стенок скважины, что приводит к снижению коэффициента турбулентной фильтрации гравия в фильтре до 5 % по отношению к расчетному коэффициенту турбулентной фильтрации гравия, используемого для закачки. При обрушении стенок скважины, связанном с недостаточной репрессией на пласт в процессе закачки, в гравийный фильтр попадает большое количество инородных примесей, что приводит к резкому снижению коэффициента турбулентной фильтрации намываемого слоя гравия.

При рыхлом сложении частиц гравия в фильтре жидкость-носитель фильтруется только по нескольким каналам и пустотам, т.е. в областях, где сопротивление фильтрационному потоку минимальное. Установлено, что при фильтрации жидкости-носителя по всей площади поперечного сечения фильтра, связанной с неравномерным по плотности формированием фильтра, коэффициент турбулентной фильтрации увеличивается и ухудшается качество фильтра. Равномерное по плотности сложение частиц в фильтре обеспечивает равномерный нисходящий фильтрационный поток по всей площади поперечного сечения фильтра и поддержание текущих значений коэффициента турбулентной фильтрации намываемого гравия, соответствующих расчетным значениям.

Увеличение текущих значений коэффициента турбулентной фильтрации гравия в намываемом фильтре за счет несоосной установки фильтровой колонны в скважине по отношению к расчетным значениям при компактной укладке гравия может достигать 5 %. Учитывая, что погрешность при определении параметров в процессе закачки составляет не более 5 %, очевидно, что нормальный процесс сооружения гравийного фильтра в скважине обеспечивается при поддержании текущих значений коэффициента турбулентной фильтрации гравия намываемого фильтра в пределах 0,9—1,1 от расчетных значений.

Уменьшение коэффициента турбулентной фильтрации до зна-

чений, меньших 0,9 расчетных значений, связано с обрушением стенок скважины при недостаточной репрессии на пласт. Для стабилизации процесса сооружения фильтра необходимо увеличить репрессию на пласт. С увеличением репрессии на пласт повышается устойчивость стенок скважины, уменьшается, а затем исключается возможность попадания в фильтр инородных примесей.

Текущие значения коэффициента турбулентной фильтрации намываемого слоя гравийной обсыпки увеличиваются до расчетных значений. При увеличении коэффициента турбулентной фильтрации намываемого слоя гравия более чем в 1,1 расчетных значений уплотняют гравийную обсыпку гидравлическим или механическим импульсным воздействием на гравий, а текущие значения коэффициента турбулентной фильтрации намываемого слоя гравия по мере уплотнения уменьшаются до расчетных значений. В этой связи в процессе сооружения фильтра обеспечивается возможность оперативного контроля за осложнениями и выработка мероприятий по их устранению.

Для прогноза проектной производительности скважины, а также оценки величины погрешности при определении параметров пласта важно знать сопротивление фильтра. Обычно сопротивление фильтра определяют в процессе откачки при изучении характера потерь напора в поперечном сечении гравийного фильтра с помощью пьезометров. Однако такой метод оценки сопротивления фильтра сложен и требует дополнительных затрат времени и средств. При сооружении гравийного фильтра по предлагаемой схеме контролируется коэффициент турбулентной фильтрации гравия в намываемом слое обсыпки и появляется возможность определения сопротивления фильтра непосредственно в процессе закачки.

Традиционно сопротивление водоприемной части скважины определяют в процессе откачки. Величина сопротивления, полученная таким образом, — обобщенная, из которой выделить собственно потери напора в гравийном фильтре, каркасе фильтра и в околоскважинной зоне сложно. Трудность заключается в необходимости установки на незначительном расстоянии от скважины нескольких пьезометров или датчиков давления, что приводит к удорожанию работ. В этой связи на практике о качестве оборудования скважины судят по характеру депрессионной воронки в интервале между скважиной и ближайшими наблюдательными скважинами.

В случае плавной депрессионной воронки без существенного скачка потерь напора в околоскважинной зоне полагают, что качество фильтра, в том числе и гравийного, удовлетворительное.

При значительном увеличении напора в околоскважинной зоне в сравнении с расчетными значениями скважина оборудована неудовлетворительно.

Оценка качества намыва гравийного фильтра по данным откачки ориентировочна, а часто ошибочна. Дело в том, что при неудовлетворительной технологии вскрытия пласта, кольматация с последующим намывом качественного гравийного фильтра, и наоборот, сопротивление околоскважинной зоны может превышать расчетные значения.

При контроле качества гравийного фильтра в газовых скважинах используют гамма-гамма-каротаж в комплекте с зондом «Кура-2». Гамма-гамма-каротаж позволяет определить характер изменения пористости фильтра по его высоте, а следовательно, и качество самого фильтра. Увеличение пористости свидетельствует о наличии в фильтре пустот, рыхлом сложении частиц и повышенной опасности пескования. Уменьшение пористости обусловлено обычно попаданием в данный интервал фильтра инородных примесей, преимущественно песка продуктивного пласта. Недостаток метода контроля качества гравийного фильтра по данным гамма-гамма каротажа — низкая разрешающая способность с удалением от оси скважины. В этой связи оценка качества гравийных фильтров с толщиной слоя более 50 мм таким методом существенно осложняется.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ



1. *Аренс В.Ж.* Физико-химическая геотехнология. – М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2001.
2. *Башкатов Д.Н.* Вскрытие и освоение водоносных пластов при бурении гидрогеологических и водозаборных скважин. – М.: ВИЭМС, 1976.
3. *Башкатов Д.Н., Панков А.В., Коломиец А.М.* Прогрессивная технология бурения гидрогеологических скважин. – М.: Недра, 1998.
4. *Башкатов А.Д., Фазлулин М.И., Дрягалин Е.Н.* Сооружение гравийных фильтров за рубежом. – М.: ВИЭМС, 1985.
5. *Башкатов А.Д.* Современное состояние и тенденции развития методов и технических средств сооружения гидрогеологических скважин. – М.: ВИЭМС, 1998.
6. *Башкатов А.Д.* Предупреждение пескования скважин. – М.: Недра, 1991.
7. *Башкатов А.Д.* Сооружение высокодебитных скважин. – М.: Недра, 1992.
8. *Башкатов А.Д.* Экологические проблемы подземных вод и питьевого водоснабжения. – М.: Изд-во РАЕН, 2000.
9. *Башкатов А.Д., Попов Н.И., Майоров О.М.* Будут ли Российские геологи работать в XXI веке на отечественном оборудовании? // Разведка и охрана недр. – 2001. – № 6.

ОГЛАВЛЕНИЕ



ВВЕДЕНИЕ. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН	5
ГЛАВА 1. ГИДРАВЛИКА СКВАЖИНЫ.....	17
1.1. Характер притока к скважине и факторы, определяющие ее производительность	17
1.1.1. Движение потока в пласте.....	22
1.1.2. Движение потока в зоне кольматации	28
1.1.3. Движение потока в глинистой корке	42
1.1.4. Движение потока в гравийной обсыпке.....	48
1.1.5. Движение потока в фильтре	54
1.1.6. Потери напора в трубах	63
1.2. Движущийся поток как саморегулируемая система	68
1.3. Фазовые изменения потока	71
ГЛАВА 2. СНИЖЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОРОД ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА.....	90
2.1. Гидравлический разрыв пласта.....	90
2.2. Гидравлический размыв пласта	96
2.3. Электрообработка	99
ГЛАВА 3. СНИЖЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОРОД В ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЕ.....	107
3.1. Конструкция забоя	107
3.2. Вскрытие продуктивного пласта.....	134
3.2.1. Вскрытие пластов с нормальным пластовым давлением. Вскрытие с промывкой водой	134
3.2.2. Вскрытие низконапорных пластов	140
3.2.3. Вскрытие высоконапорных пластов	158
ГЛАВА 4. РАСШИРЕНИЕ СКВАЖИНЫ В ИНТЕРВАЛЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА.....	163
4.1. Классификация скважинных расширителей.....	163
4.1.1. Эксцентричные расширители.....	165
4.1.2. Гидромониторные расширители	181
4.1.3. Инерционные расширители.....	204

4.1.4. Раздвижные механические расширители.....	208
4.1.5. Раздвижные гидравлические расширители.....	222
4.2. Инструмент для вскрытия и расширения скважины	252
4.3. Особенности промывки скважин при расширении	254
ГЛАВА 5. ФИЛЬТРЫ	263
5.1. Естественные фильтры	263
5.2. Каркасы фильтра	265
ГЛАВА 6. ИЗОЛЯЦИЯ ПЛАСТОВ	275
6.1. Экологические проблемы подземных вод и питьевого водоснабжения	277
6.2. Очистные агенты для бурения скважин и вскрытия продуктивных пластов	282
6.2.1. Пены и газожидкостные смеси.....	283
6.2.2. Водогипановые растворы.....	293
6.2.3. Полимерные ингибирующие растворы	303
6.3. Борьба с поглощениями промывочной жидкости.....	307
6.4. Поинтервальное тампонирование	327
6.4.1. Принципиальная схема поинтервального тампонирования	327
6.4.2. Гидродинамические основы взаимодействия тампонажного раствора с пластом	339
6.4.3. Технологические требования к изоляции пластов при поинтервальном тампонировании	347
6.4.4. Инструмент для поинтервального тампонирования.....	348
6.4.5. Технология тампонирования	350
ГЛАВА 7. ОПЕРАТИВНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА СКВАЖИН	353
ГЛАВА 8. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПЕСКОВАНИЯ СКВАЖИН	357
8.1. Пескование как физический процесс.....	357
8.1.1. Механизм движения песка в околоскважинной зоне	357
8.1.2. Методы предотвращения пескования.....	363
8.2. Гравийные фильтры.....	365
8.2.1. Основные параметры гравийных фильтров.....	365
8.2.2. Классификация способов сооружения гравийных фильтров в скважине.....	397
8.3. Технология намыва гравийных фильтров при комбинированной циркуляции.....	411
8.3.1. Пробкообразование	411
8.3.2. Гидродинамическое моделирование	443
8.3.3. Технология намыва гравийных фильтров при комбинированной циркуляции.....	459
8.3.4. Поверхностное оборудование для приготовления гравийной смеси и ее подачи в скважину.....	470
8.4. Повышение качества гравийного фильтра	493
	553

8.4.1. Фракционирование гравия в поперечном сечении фильтра	493
8.4.2. Технология намыва гравийного фильтра при уравни- вешенном давлении	523
8.4.3. Технология намыва гравийного фильтра при поглощении жидкости-носителя	531
8.4.4. Методы контроля качества сооружаемого гравийного фильтра в скважине	536
Список литературы	551