

В.Г. Уметбаев В.Ф. Мерзляков Н.С. Волочков

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ

Уфа
РИЦ АНК “Башнефть”
2000

ББК 26.325.31
У52
УДК 622.276.76

Рецензент главный геолог АНК “Башнефть”
И. А. Исхаков

Уметбаев В.Г., Мерзляков В.Ф., Волочков Н.С.

У52 Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы. — Уфа: РИЦ АНК “Башнефть”, 2000. — 424 с.: ил.

ISBN 5-901004-12-4

В книге изложены пути решения проблемы восстановления работоспособности осложненных скважин. Приведены методология исследования геолого-технического состояния скважин, новые и усовершенствованные технологии ремонтно-изоляционных, ремонтно-восстановительных и ликвидационных работ для различных условий эксплуатации месторождений. Рассмотрены причины разрушения призабойной зоны пласта в нагнетательных скважинах и технология ее восстановления.

Освещены вопросы обоснования, разработки и применения жидкостей глушения скважин в процессе ремонтно-изоляционных работ вообще и при переходах из верхнего пласта на нижний с сохранением его коллекторских свойств — в частности.

Книга рассчитана на инженерно-технических работников нефтяного производства, ученых, аспирантов и студентов учебных заведений нефтяного профиля.

ББК 26.325.31

ISBN 5-901004-12-4

© Уметбаев В.Г., Мерзляков В.Ф., Волочков Н.С., 2000

ВВЕДЕНИЕ

Книга, которую вы держите в руках, посвящена технологиям капитального ремонта скважин. Этой работой рано или поздно приходится заниматься на любом разрабатываемом месторождении. А в современных условиях, когда часть отечественного основного фонда скважин характеризуется не иначе, как осложненная, проблема из разряда научно-практических переходит в разряд государственно-хозяйственных.

Наличие значительного фонда осложненных скважин потребовало организации постоянного контроля за ними и целенаправленного проведения ремонтно-изоляционных (РИР), ремонтно-восстановительных (РВР) и ликвидационных работ. Научно-технические разработки по оздоровлению фонда проводятся в трех направлениях: 1) строительство скважин; 2) изучение геолого-технического состояния пробуренных скважин и осуществление РИР, РВР и ликвидационных работ; 3) контроль за состоянием источников пресных вод.

Основное содержание данной книги соответствует второму направлению разработок. Следует отметить, что имеющиеся исследования в области РВР хотя и посвящены вопросам технологии этого вида КРС, но в них с достаточной полнотой не рассмотрена многовариантность технологических схем в зависимости от соотношения “дефекты скважины — конкретные геологические и гидрогеологические условия в заколонном пространстве”. Главным же недостатком этих исследований является отсутствие четко разработанной методической основы, состоящей из комплекса работ по контролю, оценке геолого-технического состояния скважин, разработке программ оздоровления с учетом всего оставшегося периода эксплуатации скважин, включая процесс их физической ликвидации.

Предлагаемая книга содержит множество фундаментальных приложений из таблиц, схем, рисунков и алгоритмов. В виде таблиц оформлены и методики. Все перечисленное является результатом и итогом научно-исследовательской, практической деятельности авторского коллектива. Большинство таблиц и рисунков, иллюстрирующих основные тенденции и понятия, размещены непосредственно в тексте. Во второй главе часть таблиц приведена в конце главы. Многие понятия и процессы описываются с помощью рисунков. Методики являются по природе исследовательскими, предназначенными для изучения отдельных проблем. Алгоритмы намеренно выведены в самостоятельное приложение.

Во-первых, это облегчает понимание исходного текста. Во-вторых, собранные вместе, они отражают общий механизм работы различных алгоритмов и, что гораздо важнее, отражают процесс взаимодействия алгоритмов между собой.

Материал в книге построен следующим образом. В первой главе обобщены современные представления о ремонтно-изоляционных и ремонтно-восстановительных работах, дан анализ важнейших проблем, возникающих при их проведении. Вторая глава, также являясь общетеоретической, логически продолжает первую и освещает вопросы методологии исследований. В дальнейшем обе эти главы становятся основой и фоном, на котором консолидируются знания и практические разработки АНК "Башнефть".

Третья глава посвящена технологическим путям оздоровления осложненного фонда скважин. В ней, помимо общих положений технологии, дается краткая гидрогеологическая характеристика водоносного комплекса нижнепермских отложений, описывается технология изоляции сакмаро-артинского яруса. В центре анализа — технологии вторичного цементирования кондуктора (ВЦК), эксплуатационной колонны (ВЦЭК) и вторичной герметизации эксплуатационных колонн (ВГЭК). Причем, технологии ВЦЭК описываются через такие критерии, как геолого-технические условия проведения ВЦЭК, способы закачивания тампонажных растворов в заколонное пространство и условия, определяющие выбор способов закачивания тампонажных растворов. Технологии ВГЭК также раскрываются через геолого-технические условия для их проведения, особое внимание уделяется составу и последовательности работ при ВГЭК. Особым разделом в данной главе являются технологии ликвидации осложненных скважин. При обращении к ним поднимаются вопросы классификации месторождений платформенного типа по геолого-техническим и гидрогеологическим признакам; условий, задач, состава и последовательности технологических операций по ликвидации скважин. Рассмотрены отличительные особенности технологии ликвидации скважин с аварийным неизвлекаемым забойным оборудованием, находящимся как ниже, так и выше уровня первоначального цементного кольца за эксплуатационной колонной. Не обойдены вниманием и технологии ликвидации скважин, находящихся в затопляемой и водоохранной зонах, разведочных скважин без спуска эксплуатационных колонн. И, конечно, эта глава была бы не полной без технологии ликвидации скважин с аномальными геолого-техническими условиями эксплуатации и технологии извлечения обсадных колонн при ликвидации скважин.

Четвертая глава может рассматриваться как начало реализации следующего уровня авторского подхода к проблеме. Она посвящена исследованию условий эксплуатации нагнетательных скважин. Пятая глава — лабораторным исследованиям по разработке и совершенствованию рецептур тампонажных растворов для проведения РИР, РВР и ликвидационных работ. Здесь темой самостоятельного рассмотрения становятся тампонажные составы на основе лингосульфонов технических (ЛСТ) и бихроматов с улучшенными свойствами, усовершенствованная рецептура тампонажного состава ТС-ЛСТ-1 — тампонажный состав на основе ЛСТ без хроматов. Не обойдены вниманием полимерный тампонажный состав на основе карбамидо-формальдегидной смолы и алюмохлорида, ацетоноформальдегидная смола для РВР в скважинах, тампонажный состав на основе жидкого стекла для закупоривания пористой среды. Большим достоинством и отличительной особенностью от многих аналогичных публикаций является наличие в работе рецептур тампонажных растворов. В частности, растворов на основе минерального вяжущего, растворов с короткими сроками схватывания, на основе портландцемента и расширяющегося наполнителя. Надеемся, внимание специалистов привлекут и описываемые в данной главе способы цементирования открытого забоя скважин в рифовых отложениях, вторичного цементирования эксплуатационных колонн, изоляции зон поглощений и способы сокращения отбора воды. Завершает данную главу обобщение лабораторных исследований по выбору жидкости для глушения скважин перед проведением РИР, РВР.

Последняя, шестая, глава систематизирует опытно-технологические работы по созданию, усовершенствованию технологий РИР, РВР и ликвидационных работ с целью оздоровления осложненного фонда скважин.

Многое из предлагаемого и описанного не имеет зарубежных аналогов. Это, по-видимому, объясняется применением за рубежом многоколонных конструкций с обязательным цементованием обсадных колонн до устья.

Предлагая читателям свой труд, авторскому коллективу приятно выразить благодарность многим друзьям и коллегам, консультантам и рецензентам за помощь при написании этой книги и высказанные критические замечания. Авторы считают своим долгом отметить исключительную роль и заслуги В. А. Блажевича в разработке поднимаемых в книге проблем.

Постановочная задача по решению проблемы оздоровления фонда скважин впервые в отрасли была сформулирована генеральным

директором АНК "Башнефть" А. Ш. Сыртлановым. В постановке и проведении многих исследований принимали активное участие и оказывали помощь главный инженер АНК "Башнефть" Е. Н. Сафонов, специалисты нефтяной компании В. А. Стрижнев, Р. А. Фасхутдинов, К. Х. Гайнуллин, И. А. Исхаков, А. А. Калимуллин, А. С. Левченко; специалисты НГДУ и Башнипинефти В. С. Асмоловский, И. Г. Плотников, А. В. Шувалов, Ф. И. Мухаметшин, Р. Р. Вагапов, С. Е. Костелевский, А. В. Годованный, Ф. М. Якупов, Н. Х. Габдрахманов, А. М. Попов, Л. С. Антипин, М. З. Тимербаев, А. А. Носачев, Н. Я. Гибадуллин, М. Н. Галлямов, Е. В. Лозин, М. Д. Валеев, Д. А. Хисаева, В. М. Сидорович, И. В. Легостаева, Н. В. Прокшина, Р. М. Назметдинов, Л. Д. Емалетдинова, А. Б. Логинов, Г. Г. Гелимханова и другие.

Множество людей пожертвовали своим временем и силами для ознакомления с вариантами рукописи, появление этой книги во многом обязано высказанным ими квалифицированным замечаниям. Среди них преподаватели УГНТУ проф. М. А. Токарев, доценты В. Г. Кабиров, Т. Ф. Салимгареев и др.; работники Башкирского управления Госгортехнадзора РФ Е. А. Ивкин, Р. Г. Валишина, главный гидрогеолог бывшего ПО "Башкиргеология" В. Ф. Ткачев. Авторский коллектив благодарит Р. М. Камалетдинову, Ю. В. Зейзмана, М. К. Рогачева и О. А. Гумерова за работу над текстами отдельных глав.

Всем перечисленным специалистам и ученым авторы выражают свою глубокую благодарность.

I. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ И РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

1.1. Современные технологии ремонтно-изоляционных работ

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) являются одним из 13 основных видов работ по капитальному ремонту скважин [6]. Главная цель проведения РИР — обеспечение оптимальных условий выработки продуктивного пласта. Известно множество технологий ремонтно-изоляционных работ в скважинах [40, 77, 93, 170, 175]. Отличаются они между собой в основном спецификой механизма образования изоляционного материала, приготовления и закачивания в скважину. В данном разделе из множества апробированных и нашедших практическое применение технологий ремонтно-изоляционных работ особое внимание уделяется описанию и оценке эффективности действий по отключению обводненных интервалов пласта и по отключению обводненных пластов.

Отключение обводненных интервалов пласта

На поздней стадии разработки месторождений работы по отключению обводненных интервалов пласта проводятся с целью ограничения объемов попутно добываемой воды при сохранении или увеличении добычи нефти.

При планировании РИР прежде всего анализируется геолого-промысловый материал и данные геофизических исследований. Геолого-промысловый материал включает в себя: данные по эксплуатации скважин на участке — изменение дебитов и обводненности во времени, плотность добываемой продукции; расположение добывающей скважины на структуре — свод, периферия, водонефтяная зона; расположение скважины относительно нагнетательных скважин. Геофизические исследования пласта имеют своей целью установление его строения и факта его обводнения по отдельным высокопроницаемым интервалам. Они включают в себя: данные первоначального (в процессе строительства скважины) каротажа-диаграммы КС и ПС, ННК, НГК, АКЦ; данные исследований по определению характера и причин обводнения продуктивного пласта — диаграммы ИННК, термометрии, дебитометрии.

При необходимости проводятся дополнительные промысловые, гидродинамические и геофизические исследования для уточнения причин и характера обводнения продуктивного пласта.

В зависимости от механизма изоляции и применяемого изоляционного материала существуют селективный и неселективный методы изоляции (отключения) обводненных интервалов пласта. Представляет интерес самостоятельное рассмотрение каждого метода.

Преимуществом селективных методов является возможность проведения РИР без выделения водонасыщенных и нефтенасыщенных интервалов пласта. Это особенно важно в условиях отсутствия надежных методов изучения характера обводнения продуктивных пластов. Селективные методы подразделяются на две группы. Первую составляют методы по использованию селективных изолирующих реагентов, которые образуют закупоривающий поровое пространство материал (осадок), растворимый в нефти, нерастворимый в воде. Вторую — методы, использующие реагенты селективного действия, которые закупоривают поровое пространство только при смешении с пластовой водой.

Селективные методы первой группы, предполагающие восстановление проницаемости нефтенасыщенных интервалов, бесперспективны по причине очень медленного растворения образовавшегося осадка. К ней относятся: парафин, церезин, озокерит, мылонафт, нефть и нефтемазутные смеси и т. д.

Наибольшее распространение на практике получили селективные методы второй группы, основанные на образовании осадка при смешении изоляционного реагента с пластовой водой. К селективным методам второй группы относятся использование следующих наиболее известных тампонажных составов (растворов).

Нефтецементные растворы (НЦР) — тампонажный состав на минеральной основе. В качестве жидкости затворения цемента применяются нефть, дизтопливо или другая углеводородная жидкость [123]. Селективность НЦР заключается в невозможности их схватывания без контакта с водой и сохранении подвижности в течение длительного времени. Последнее повышает проникающую способность раствора и не препятствует его вытеснению нефтью из призабойной зоны при освоении скважины. НЦР применяется в высокопроницаемых пластах, характеризующихся трещинами и высокопроводящими каналами.

Пенные системы [91]. Использование пен для изоляции притока воды основано на закупоривании обводненных интервалов вследствие прилипания пузырьков воздуха к поверхности водопроводящих каналов и возникновения начального давления сдвига. Последнее связано с тем, что пена является вязкопластичной упругой системой и обладает структурно-механическими свойствами. Пеноцементные растворы способны изолировать высокопроницаемые обводненные интервалы пласта и неплотности цементного кольца. Пенные системы преимущественно применяются для изоляции притока воды в нефтяных скважинах с пластовым давлением равным или меньшим гидростатическому и неоднородными по строению продуктивными пластами. Последнее объясняется способностью пен очистить малопроницаемые интервалы пласта и в целом увеличить охват пласта выработкой.

Гидролизированный полиакрилонитрил (гипан). Использование гипана основано на способности его коагулировать при контакте с электролитами, содержащими ионы поливалентных металлов (Ca, Mg, Al, Fe и др.). Качество образовавшегося полимера зависит от типа электролита и его концентрации. В процессе применения гипана для изоляции водопритоков было обнаружено явление выноса его из пласта уже во время освоения скважин. По этой причине его применение для указанных целей было резко ограничено. Кроме того, в условиях притока в скважины опресненных вод применение гипана малоперспективно. Исследования по вопросам разработки и практического применения технологии по ограничению водопритоков нашли отражение в методических руководствах, работах А. Ю. Юмарилова, Р. Т. Булгакова, А. Ш. Газизова и ряда других [47, 93, 103, 175].

Гипано-формалиновая смесь (ГФС). ГФС представляет собой однородную смесь гипана, формалина (отвердитель) и соляной кислоты (инициатор). Использование ГФС основано на процессе сшивки молекул гипана формальдегидом в присутствии соляной кислоты с образованием геля по истечении индукционного периода. Последний продолжается от нескольких минут до 7...8 сут и более. Вязкость ГФС в течение индукционного периода остается невысокой, что облегчает процесс закачивания ее в пласт. ГФС частично обладает селективными свойствами и преимущественно проникает и закупоривает обводненные интервалы пласта. Это объясняется водной основой реагентов, используемых для приготовления ГФС, большой

величиной поверхностного натяжения на границе с нефтью, а также отсутствием сцепления с поверхностью, смоченной нефтью. ГФС применяется для изоляции притока как минерализованных, так и пресных (опресненных) вод. При изоляции притока минерализованных вод предпочтительно последовательное закачивание раствора гипана и ГФС. Результаты лабораторных и промысловых исследований по разработке технологии применения ГФС достаточно подробно описаны и обобщены Р. Х. Муслимовым, В. А. Шумиловым и в РД [84, 118].

Полиакриламид (ПАА). Основную роль в изолирующей способности ПАА играет адсорбция молекул полимера на стенках пор. Селективные свойства ПАА заключаются в избирательной адсорбции молекул полимера в водонасыщенных интервалах и особых свойствах этих молекул: в воде они разветвляются, а в нефти — сворачиваются в клубок. Последнее способствует выносу молекул ПАА из нефтенасыщенных интервалов при освоении и эксплуатации скважины. Кроме того, при взаимодействии растворов ПАА повышенной концентрации (0,15...0,5%) с пластовой водой, содержащей ионы кальция, магния и т. д., образуется большое количество хлопьевидного осадка, закупоривающего водонасыщенные интервалы пласта. ПАА применяется в качестве тампонажного раствора в виде 0,25...1%-ных водных растворов для закачивания в низко- и среднепроницаемые терригенные пласты, а также в виде 1%-ного водного раствора для приготовления вязкоупругих составов (ВУС). Технология применения его для изоляции протока воды также описана в ряде публикаций [103, 174].

Вязко-упругий состав (ВУС). ВУС образуется при механическом перемешивании 0,5...2,5%-ного раствора ПАА, водного раствора синтетической смолы ГРС (или жидких смол типа ФР, СФ, СФЖ, ФРЭС) и технического формалина 37...40%-ной концентрации (трехкомпонентный) или раствора ПАА и бентонитовой глины (двухкомпонентный). В свежеприготовленном виде ВУС представляет собой псевдопластичную жидкость, фильтрующуюся в пористой или трещиноватой среде аналогично водному раствору ПАА без значительных дополнительных сопротивлений. В зависимости от соотношения компонентов и температуры окружающей среды (10...60°C) в течение 20...70 ч происходит структурное упрочнение ВУС и превращение его в резиноподобный прокачиваемый материал. После завершения индукционного периода ВУС не перемешивается ни с нефтью, ни с водой, ни с глинистым и цементным

растворами и другими технологическими жидкостями. В пористой среде выдерживает начальный градиент давления 2...5 МПа/м. Плотность ВУС регулируется путем введения различных добавок (например, глинопорошка). Более детальная информация о разработке рецептур и технологии применения ВУС не является целью данной работы. Но в случае необходимости ее можно получить в ряде РД [112, 115, 128].

Реагент МАК-ДЭА [119, 120]. Разработан Татнипинефтью совместно с Казанским химико-технологическим институтом. Является продуктом полимеризации метакриловой кислоты в присутствии диэталомин. Применение этого реагента основано на взаимодействии с минерализованными пластовыми водами и электролитами во всем объеме. Образовавшийся осадок в пластовой воде упрочняется, а в пресной — разбухает и постепенно растворяется. Осадок также растворяется в 10%-ной соляной кислоте и концентрированной серной кислоте, в нефти растворяется медленно. Наибольший эффект изоляции притока воды достигается путем предварительного закачивания реагента и последующего — электролита, порционного закачивания реагента и электролита.

Нефтесернокислотная смесь (НСКС) [47, 174]. Для изоляции притока воды используется алкилированная серная кислота (АСК). Взаимодействие последней с нефтью приводит к образованию в течение 10-12 мин кислого гудрона. Максимальное количество гудрона образуется при объемном соотношении нефти и АСК 1:1, оптимальным является соотношение от 1:1 до 2,5:1. Эффект изоляции НСКС заключается и в образовании малорастворимых сульфатов кальция (гипс) при взаимодействии с солями кальция, содержащимися в пластовой воде. Кислый гудрон имеет достаточно высокую адгезию с горными породами. Гидрофобность его снижает фазовую проницаемость пористой среды относительно воды. НСКС рекомендуется применять в терригенных пластах пористостью не менее 18% и проницаемостью более 0,2 мкм², в карбонатных пластах проницаемостью не менее 0,1 мкм².

В ряде публикаций [5, 30, 75, 153, 172] приводятся сведения о возможности использования жидкого стекла в качестве основы в селективных тампонажных составах. Принцип внутрипластового осадкообразования с использованием жидкого стекла используется и для увеличения нефтеотдачи пластов [58, 83].

АКОР. На промыслах Западной Сибири для ограничения притока воды достаточно широкое применение нашли

кремнийорганические водорастворимые составы АКОР [92, 127]. Особенности АКОР являются растворимость и отверждение их в воде любой минерализации. В составе АКОР основными компонентами являются кремнийорганические эфиры (смолка этилсиликатов, этилсиликаты, тетраэтоксисилан или отход его производства) и кристаллогидрат хлорного железа. Последний способствует растворению кремнийорганических эфиров в воде, что позволяет снизить стоимость тампонажного состава в 2...10 раз, не снижая при этом изолирующих его свойств. На промыслах испытано три модификации состава АКОР: АКОР-1, АКОР-2 и АКОР-4. Перечисленные составы рекомендуют применять для изоляции притока вод в любом коллекторе температурой от -5 до 150°C. Установлено также, что кремнийорганические соединения для водоизоляционных работ возможно использовать при производстве поисковых и нефтегазоразведочных работ (опыт Западной Сибири) [43].

Продукт 119-204 [80, 155]. Является разновидностью кремнийорганических соединений. Применяется для изоляции притока воды в скважинах Западной Сибири. Продукт 119-204 представляет собой самокатализирующую систему за счет содержания в составе олигомеров остаточного хлора (4...8% мас.). Поэтому он является однокомпонентным составом и применяется в товарном виде. При смешении Продукта 119-204 с водой образуются неплавкие и нерастворимые полиорганосилоксановые полимеры. Следовательно, вода является как бы отвердителем для этого продукта. Минерализация и состав солей пластовых вод не влияют на образование полимера.

КИП-Д. Состав на основе клея КИП-Д [105], который может полимеризоваться при наличии незначительного количества воды (2% объем. состава). Процесс отверждения сопровождается увеличением объема за счет вспенивания массы углекислым газом, образующимся при взаимодействии воды с диизоцианатом. При отверждении клея в нормальных (поверхностных) условиях образуется материал, подобный газонаполненному поролону. С увеличением давления прочность полимера увеличивается и при давлении 4...15 МПа представляет собой резиноподобную массу с визуально различимыми редкими включениями мелких (до 1 мм) пузырьков газа. С увеличением температуры время полного отверждения полимера уменьшается. Клей КИП-Д растворяется в углеводородных растворителях. Растворы клея во всех растворителях в соотношении 1:1 отверждаются в полном объеме и с увеличением его в 1,03...4 раза

в нормальных условиях и на 10...15% — при 60°C и давлении 10 МПа. Избыток растворителя приводит к выделению его при отверждении состава. Предельная пластовая температура при применении состава — 80...90°C. Отвержденный полимер растворяется в концентрированной серной кислоте.

Использование неселективных изоляционных реагентов при проведении РИР по отключению обводненных интервалов пласта основано на следующем принципе [31, 41].

В неоднородных по проницаемости и слоистых пластах, встречаемых на практике почти повсеместно, преимущественно вырабатываются и обводняются наиболее проницаемые интервалы. В этих условиях при проведении РИР закачиваемая жидкость будет поглощаться отдельными интервалами пласта пропорционально проницаемости, то есть в первую очередь — наиболее проницаемыми и уже обводненными интервалами. На этом основан метод отключения обводненных интервалов пласта по схеме селективной изоляции с применением неселективных изоляционных материалов. Из неселективных и отверждаемых в полном объеме изоляционных материалов наиболее известными и широко применяемыми являются синтетические смолы ТСД-9, ТС-10.

Синтетические смолы ТСД-9 и ТС-10. Представляют собой смесь суммарных сланцевых фенолов, раствора едкого натра, водорастворимых гликолей и этилового спирта [39, 41, 68, 89, 113, 123]. Применение синтетических смол ТСД-9 и ТС-10 в качестве изоляционного материала основано на их способности отверждаться при взаимодействии с отвердителем с образованием прочного полимера во всем объеме смеси. В качестве отвердителя смолы ТСД-9 используется формалин, смолы ТС-10 — формалин при температуре до 40°C, выше 40°C — уротропин или смесь уротропина с формалином; ускорителем отверждения служит едкий натр (каустическая сода). Синтетические смолы ТСД-9 и ТС-10 хорошо растворяются в пресной воде и в нефтепродуктах. Тампонажные составы на основе смол ТСД-9 и ТС-10 приготавливают путем смешения их с отвердителем с добавлением пресной воды. Учитывая наличие воды в количестве 60...70% в формалине, на практике добавление воды в смолы не рекомендуется. В основном применяется объемное соотношение смолы и формалина 1:0,5. Однако при приготавливании тампонажного раствора через устьевой смеситель или на забое скважины рекомендуется увеличить указанное соотношение до 1:1 для компенсации разбавляемого объема

формалина со скважинной жидкостью и обеспечения более равномерного перемешивания смолы и формалина. Прочность отвержденного полимера на разрыв через 2 сут хранения достигает 2...2,5 МПа. Отвержденный полимер не растворяется в водах, растворах кислот и щелочей, углеводородных жидкостях.

Гидрофобный тампонажный материал (ГТМ-3). Состоит из алкилрезорциновой эпоксифенольной смолы (АЭФС) в количестве 95...99% и полиэтиленполиамины (ПЭПА) в количестве 5...1% [111, 123].

Применение ГТМ-3 в качестве водоизолирующего реагента основано на коагуляции его с образованием отверждающейся упругоэластичной массы при смешении с водой. Смола ГТМ-3 хорошо совмещается с наполнителями: цемент, соль, песок, опилки, кордное волокно и др. Тампонажный состав ГТМ-3 отверждается на воздухе, в пресной и минерализованных водах, нефтях и органических жидкостях. Термостойкость — 80°C. Прочность отвержденного полимера на изгиб и сжатие через 48 ч соответственно 7 и 14...18 МПа. Полимер имеет повышенную адгезию с поверхностью горных пород, металла обсадных труб и старого цементного камня, смоченного пластовой водой и нефтью.

Таким образом, из рассмотренных выше наиболее распространенных технологий большинство основано на образовании изоляционного материала в пласте путем смешения осадкообразующего реагента с пластовыми жидкостями. Значительная часть технологий предусматривает применение отверждающихся (или гелеобразующих) в полном объеме изоляционных реагентов.

Следует отметить, что к настоящему времени обосновано и описано применение в качестве изоляционного материала очень большого количества химических реагентов. Однако многие из них не нашли широкого распространения в практике, в том числе и по причинам эффективности. А диапазон показателей эффективности их использования достаточно широк. Для иллюстрации этого тезиса обратимся к данным табл. 1.1. В ней обобщены и сопоставлены региональные показатели результативности того или иного изоляционного материала, дан прогноз на перспективы применения.

Первое, что обращает на себя внимание в собранных данных — это низкая эффективность применения изоляционных материалов, относящихся к селективным (селективного действия). На основании накопленного нами производственного опыта и предпринятых аналитических обобщений причины этого могут быть усмотрены в следующем.

**Эффективность и перспективы применения изоляционных материалов
для изоляции притока воды**

Изоляционные материалы	Регионы, месторождения	Эффективность, %	Перспективы применения
1	2	3	4
НЦР	Азербайджан Казахстан Башкортостан Татарстан	≈ 50	Большие размеры частиц суспензии и высокая степень обводненности месторождений ограничивают возможность их широкого применения
Пенные системы	Азербайджан	60-70	Имеет хорошие перспективы применения в неоднородных высокообводненных пластах с низким пластовым давлением
	Ромашкинское	30-54	
	Манчаровское	80	
	Менеузовское	80	
	Таймурзинское	80	
Гипан	Белоруссия	33	Для изоляции притока воды по пропласткам малоперспективен, а также в условиях высоких температур и малой минерализации воды. Эффективность увеличивается при изоляции подошвенных и нижних вод с закреплением гипана цементным раствором
	Долина, Сев. Долина	≈ 60	
	Ромашкинское	50-70	
	Самарская обл.	40	
	Белоруссия	43	
	Казахстан	очень низкая	
	Краснодарский край	очень низкая	
ГФС	Западная Сибирь	— " —	Эффективность увеличивается при изоляции подошвенных и нижних вод с закреплением гипана цементным раствором
	Башкортостан	24	
	Туймазинское	≈ 80	
	Серафимовское	≈ 80	
ПАА	Арланское	33	Может применяться самостоятельно при любой минерализации вод и до температуры 70-80°C
	Белоруссия	75	
	Белоруссия	39	
	Арланское	≈ 40	
	Радаевское	40-45	
ВУС	Оренбургская обл.	40-45	Для изоляции притока воды по пропласткам малоперспективен из-за выноса материала при освоении и эксплуатации скважин. Может применяться для изоляции подошвенных вод в комбинации с цементным раствором
	Самарская обл.	22-45	
	Краснодарский край	22-45	
	Ромашкинское	70	
	Узень	92	Перспективен для изоляции притока воды по пропласткам в сильно неоднородных пластах

1	2	3	4
МАК-ДЭА	Татарстан	≈ 50	Для изоляции притока воды по пропласткам малоперспективен. Более успешно применение в комбинации с цементным раствором
НСКС	Татарстан	50-60	Может применяться прежде всего на месторождениях нефти с содержанием достаточного количества смол и асфальтенов (15 и 3%), с пластовой температурой до 60°C и для ограничения притока воды по различным причинам
АКОР	Краснодарский край	75-80	Предпочтительно применение на месторождениях с высокой пластовой температурой (120-300°C) для ограничения притока воды по различным причинам
	Западная Сибирь	77-91	
Продукт 119-204	Западная Сибирь	76	Предпочтительно применение на месторождениях с высокой пластовой температурой (до 200°C и более) для ограничения притока воды по различным причинам
КИП-Д	Узень	>60	Как изоляционный материал перспективен для изоляции притока воды по различным причинам
	Каламкас	единич. скв.	
	Ромашкинское	единич. скв.	
ТСД-9, ТС-10	Башкортостан	48	Может применяться для изоляции притока воды по различным причинам в условиях пластовой температуры до 40°C (ТСД-9) и 80°C (ТС-10)
	Татарстан	36-70	
	Западная Сибирь	75 (ТС-10)	
	Украина	60-70	
	Краснодарский край	≈ 50	
	Сахалин	≈ 50	
	Самарская обл.	≈ 50	
ГТМ-3	Башкортостан Татарстан	50-60	Перспективен для отключения обводненных верхних пластов на любых месторождениях с пластовой температурой до 80°

Увеличение стабильности цементных растворов на углеводородной основе не исключает невозможности фильтрации в глубь пласта цементной суспензии. Кроме того, при высокой и предельной обводненности пласта замещение углеводородной жидкости водой может происходить по всей перфорированной его толщине.

Низкая в целом эффективность применения гипана, ПАА, МАК-ДЭА обусловлена выносом образовавшегося осадка из призабойной зоны обводненного пласта в процессе освоения и эксплуатации скважин. Хотя на некоторых месторождениях, например в Татарстане, при их использовании наблюдались положительные результаты. С нашей точки зрения, увеличение эффективности указанных реагентов в данном конкретном случае объясняется применением их в большей степени для изоляции подошвенных и нижних вод в комбинации с цементным раствором. В этом случае вынос реагента из пласта исключается.

Перспективы применения пенных систем не вызывают сомнений. И главная тому предпосылка — возможность решения двух задач: закупорка обводненных пропластков и интенсификация притока жидкости из низкопроницаемых пропластков. Имеющиеся же различия в эффективности их применения в различных нефтедобывающих регионах, по-видимому, обусловлены спецификой местных гидродинамических условий, свойствами пен и т. д. Резко выделяющаяся высокая эффективность на Манчаровском и др. месторождениях Башкортостана может быть объяснена условиями их разработки: до шести неоднородных продуктивных пластов разрабатываются совместно единой сеткой скважин, закачка воды ведется во все пласты одновременно, более ускоренно вырабатывается и обводняется самый высокопроницаемый пласт СІ.

Обобщенные в таблице данные наглядно показывают и то, что эффективным является использование гелеобразующих составов с заранее заданными свойствами. На Туймазинском и Серафимовском месторождениях высокая эффективность достигнута при закачке ГФС в обводненные девонские пласты. В то же время в терригенных отложениях угленосной свиты эффективность закачки ГФС составила всего 33%. Последнее может быть объяснено меньшей минерализацией воды на Арланском месторождении. Также замечена тенденция снижения эффективности при обводненности выше 90%. Следовательно, большая минерализация попутно добываемой воды способствует еще большему упрочнению геля ГФС. Высокая эффективность с применением

ГФС достигнута на нефтяных месторождениях Белоруссии, приуроченных к карбонатным коллекторам, залегающим на глубинах 2000...4500 м, с пластовой температурой 45-95°C.

По применению ВУС наиболее представительные данные имеются по месторождению Узень. В условиях резко неоднородных коллекторов, когда обводнение происходит по наиболее проницаемым интервалам толщиной 2-3 м, достигнута наивысшая эффективность РИР.

До настоящего времени НСКС в основном применяется на месторождениях Татарстана. Уже к концу 80-х годов с ее использованием были проведены РИР почти в 400 скважинах. Главным препятствием расширения применения НСКС в других нефтедобывающих районах Урало-Поволжья является ее нетехнологичность.

Хорошие результаты получены от проведения РИР по ограничению водопритоков с применением кремнийорганических соединений (АКОР, Продукт 119-204) на месторождениях Западной Сибири, Краснодарского края. Этому способствует отверждение перечисленных реагентов в присутствии воды различной минерализации и устойчивость образовавшегося полимера при температуре 100-150 и даже 300°C. Применение кремнийорганических соединений в других регионах ограничивается их нетехнологичностью.

Перспективен клей КИП-Д для использования в качестве изоляционного материала при проведении РИР по изоляции притока воды по различным причинам и любой минерализации. Однако расширение объемов применения сдерживается его большой дефицитностью и чувствительностью к контакту с водой. Последнее затрудняет практическое осуществление технологии.

Из неселективных и отверждаемых в полном объеме изоляционных материалов особо следует отметить синтетические смолы ТСД-9, ТС-10. Эффективность их применения составляет 50%, то есть на уровне эффективности многих материалов селективного действия. В целом низкая успешность РИР с использованием смол ТСД-9 и ТС-10, как и некоторых других материалов, не обусловлена их изоляционными возможностями, а прежде всего отражает неблагоприятные условия проведения ремонтных работ (неоднозначно установленный характер обводнения, несоответствие рецептуры действительным условиям скважин, несовершенство технологии и т. д.). Синтетические смолы ТСД-9 и ТС-10 являются универсальным изоля-

ционными материалами с точки зрения их использования для любого вида РИР и РВР. Они применялись для повышения качества первичного цементированния колонны путем комбинирования с цементным раствором. Преимуществом смол ТСД-9, ТС-10 является также простота их приготовления и закачивания в скважину.

Смола ГТМ-3, отверждаемая в полном объеме, среди остальных изоляционных материалов обладает наибольшими прочностными свойствами. Однако его гидрофобность осложняет практическое осуществление технологического процесса. Поэтому использование смолы ГТМ-3, как и смол ТСД-9 (ТС-10), для целей изоляции притока воды по отдельным пропласткам не отвечает их главному назначению.

Далее на примере скважин Новохазинской площади Арланского месторождения рассмотрим результаты применения некоторых из вышеперечисленных и других изоляционных материалов при проведении РИР по отключению обводненных интервалов пластов [169]. Указанная площадь как нельзя лучше подходит для этих целей.

В пределах названного месторождения в терригенной толще нижнего карбона выделяется шесть продуктивных пластов, характеризующихся неоднородным строением. Они эксплуатируются совместно в различном сочетании одной сеткой скважин. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают пласты СII и CVI. Поэтому именно они подвергаются первоочередной выработке и обводнению и прежде всего поглощают закачиваемый тампонажный раствор.

Для проведения РИР выбирались скважины с обводненностью 98...100%. Такой принцип выбора скважин обусловлен поставленной целью РИР как последнего этапа работ перед полным отключением из эксплуатации продуктивного пласта, обводненного закачиваемыми водами. Тампонажный раствор закачивался в пласт без выделения обводненных пропластков и оставления моста в эксплуатационной колонне. После РИР скважина осваивалась без дополнительной перфорации пласта.

Технологические результаты РИР (уменьшение объема попутно добываемой воды при одновременном увеличении или сохранении добычи нефти) определялись путем сравнения величин дебита жидкости и обводненности продукции до (без учета коэффициента снижения дебита нефти во времени) и после РИР, а также с учетом переходящего эффекта на следующий год.

Для этого опытные скважины были разделены на 4 группы, в которых РИР проводились:

I группа — только в одном расчлененном пласте СII или CVI (3 скважины);

II группа — только в расчлененном пласте СII или CVI при наличии других перфорированных пластов (10 скважин);

III группа — только в одном монолитном пласте СII или CVI (20 скважин);

IV группа — только в монолитном пласте СII или CVI при наличии других перфорированных пластов (23 скважины).

Полученные данные о технологической эффективности РИР в зависимости от групп скважин и тампонажных растворов в обобщенном виде представлены в табл. 1.2.

Общий вывод сводится к тому, что применение отверждаемых тампонажных растворов на поздней стадии разработки месторождений типа Арланского может обеспечить изоляцию притока закачиваемых вод в высокообводненных (95...100%) продуктивных пластах. В совокупности подвергнутых РИР скважин объем тампонажного раствора составляет 6...8 м³ на один ремонт.

Вместе с тем, в приведенных данных обращает на себя внимание не только разновидность использованных тампонажных растворов, но и их различное сочетание. Если применение цементных и гелецементных растворов подтверждает существование трещин в разрабатываемых пластах Арланского месторождения [41, 94], то некоторые сочетания (комбинации) тампонажных растворов не могут быть оправданными. Например, не имеет логического смысла закачка в обводненный пласт ПАА после смолы ТСД-9, ВУС — после цементного раствора.

Также очевидно, что во всех случаях успешность РИР с точки зрения ограничения притока воды больше аналогичного показателя по нефти. Это свидетельствует, во-первых, о достижении эффекта изоляции обводненных интервалов с применением перечисленных тампонажных растворов, во-вторых, о сложном характере выработки обводненных пластов [146] и недостаточном вовлечении в работу после РИР низкопроницаемых интервалов как самого обводненного пласта (объекта изоляции), так и других перфорированных пластов с худшими коллекторскими свойствами. Возможность такого заключения обусловлена использованным способом оценки технологического эффекта по отдельным группам скважин.

Исходя из создавшейся в настоящее время ситуации в области производства химреагентов, могущих служить основой

Таблица 1.2

**Успешность и технологическая эффективность РИР в зависимости от групп скважин
и видов тампонажных растворов**

№ групп	Вид тампонажного раствора	Кол-во скв./ РИР	Успешность РИР, %		Средняя продолжит. эффекта, сут		Технологический эффект	
			по воде и нефти	по воде	по воде и нефти	по воде	дополнит. добыча нефти, т	ограничение на добыча воды, м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	ЛСТ+бихромат натрия	2/4	50	75	440	400	1354	16670
	ВУС	1/1	100	100	123	123	160	8080
	Всего по I группе	3/5	60	80	281	261	1514	24750
II	ЛСТ+бихромат натрия	7/7	86	86	591	591	6619	128170
	ЛСТ+КФ-Ж	2/2	100	100	673	673	1072	115350
	ТСД-9+ЛСТ+КФ-Ж	1/1	0	100	0	442	-840	49230
	ВУС	/1	0	100	0	1232	-256	25330
	Всего по II группе	10/11	73	91	612	657	6595*	318080*
III	ЛСТ+бихромат натрия	1/1	100	100	318	318	990	5530
	ЛСТ+КФ-Ж	5/5	40	80	717	564	1327	98930
	КФ-Ж+алюмохлорид	1/1	0	100	0	511	-200	20200
	ТСД-9	4/4	50	75	1341	1341	1250	84250
	ВУС	5/5	80	80	656	656	1852	142620
	ЛСТ+бихромат+ТСД-9	1/1	100	100	1229	1229	996	3360
	ЛСТ+бихромат+цем. р-р	1/1	0	100	0	1390	0	110690

1	2	3	4	5	6	7	8	9
III	ЛСТ+КФ-Ж+цем. р-р ТСД-9+ПАА	1/1 1/1 20/20	0 0 50	100 0 80	0 0 829	112 0 783	0 0 6315*	2740 0 468320
IV	Всего по III группе							
	ЛСТ+бихромат натрия	4/4	50	75	731	559	1470	63990
	ЛСТ+КФ-Ж	4/4	25	75	166	310	681	147070
	ТСД-9	1/1	0	100	0	2013	-1006	121030
	ВУС	3/3	33	100	409	1045	-1354	226180
	Гельцемент	2/2	50	100	919	552	-337	80460
	Цем. р-р	1/1	100	100	1617	1617	817	46740
	ЛСТ+бихромат натрия	1/2	50	50	1263	1263	1134	12330
	+ТСД-9							
	ТСД-9+ЛСТ+бихромат натрия	1/1	100	100	153	153	149	6230
	ТСД-9+цем. р-р	2/2	50	100	56	818	-588	188570
	ЛСТ+бихромат натрия	1/2	100	100	232	232	537	6840
	+цем. р-р							
	Цем. р-р.+ВУС+ТСД-9	1/1	100	100	202	202	267	6200
	ПАА+ТСД-9	1/1	100	100	1576	1576	281	77000
	ЛСТ+бихромат натрия+ВУС	1/1	100	100	672	672	482	65650
I-IV	Всего по IV группе	23/25	56	88	640	747	2533	1048290
	ЛСТ+бихромат натрия	14/16	69	81	520	467	10433	214360
	ЛСТ+КФ-Ж	11/11	45	82	519	516	3080	361350
	КФ-Ж+алюмохлорид	1/1	0	100	0	511	-200	20200
	ТСД-9	5/5	40	80	1341	1677	244	205280

ВУС	9/10	60	90	461	813	502	402210
Гельцемент	2/2	50	100	919	552	-337	80460
Цем. р-р	1/1	100	100	1617	1617	817	46740
ЛСТ+бихромат натрия	3/4	50	100	232	578	537	120270
+цем. р-р							
ТСД-9+цем. р-р	2/2	50	100	56	818	-588	188570
ПАА+ТСД-9	1/1	100	100	1576	1576	281	77000
ЛСТ+ТСД-9	2/3	67	67	1246	1246	2130	15690
ТСД-9+ЛСТ	2/2	50	100	153	297	-691	55460
Остальное	3/3	67	67	437	437	749	71850
Итого по I-IV гр.	56/61	57	85	590	612	16957	1859440

* С учетом скважин, в которых после РИР произошло увеличение добычи воды и нефти.

тампонажных растворов, перспективными для практического применения в рассмотренных условиях Арланского и подобных ему месторождений являются ЛСТ, смола КФ-Ж, алюмохлорид. При применении ВУС первостепенное внимание должно быть уделено контролю их качества путем слежения за составом извлекаемой из скважины жидкости во время освоения и эксплуатации скважин.

Отключение обводненных пластов

Необходимость проведения РИР по отключению пластов возникает в нефтяных и нагнетательных скважинах, одновременно эксплуатирующих несколько пластов. Различия в геологическом строении пластов (толщина, коллекторские свойства) обуславливают разновременность их выработки (обводнения) и поэтому необходимость отключения каждого выработанного (обводненного) пласта с целью обеспечения нормальных условий выработки остальных пластов [36, 149].

Отключение нижних перфорированных пластов не представляет технологической трудности. Эти работы проводятся путем установки цементных мостов без давления и под давлением, взрыв-пакеров, комбинации песчаной пробки с цементным мостом, комбинации взрыв-пакера с цементным мостом.

Очень сложными с точки зрения технологии являются РИР по отключению верхних пластов. Сложность вызвана требованием полной герметичности отключенного пласта и обеспечения возможности нормальной эксплуатации нижнего пласта (пластов). Известны два основных метода отключения верхних пластов: тампонирующее и использование технических средств.

На практике наибольшее распространение находит метод тампонирующего. При этом, в зависимости от геологического строения продуктивного пласта, в качестве тампонажных составов применяются цементный раствор, синтетические смолы ТСД-9 и ТС-10, ГТМ-3 и другие тампонажные растворы, отверждающие во всем объеме с образованием прочного полимера.

Известна технология отключения верхних пластов, сложенных терригенными отложениями и содержащих открытые трещины [117].

Наличие в пластах открытых трещин устанавливается по данным исследований скважины глубинным дистанционным расходомером (РГД). При этом оценивается сама величина приемистости и ее распределение по толщине отключаемого пласта (аномальная приемистость в очень узком интервале, равном шагу измерений РГД). РИР проводятся в два этапа.

Вначале закачивается обычный цементный раствор для закупоривания устьевой (пристенной) части трещины, а затем — тампонажный состав, фильтрующий в пористую среду (например, смолы ТСД-9, ТС-10, ГТМ-3, ЛСТ и др.).

Метод отключения верхних пластов тампонированием в перспективе будет оставаться основным по причине надежной изоляции заколонного пространства. Поэтому необходимость постоянного совершенствования технологии тампонирования путем разработки новых или совершенствования рецептур существующих тампонажных растворов и технологических схем их подачи в объекты изоляции не вызывает сомнений. Часто (в случае ожидаемой депрессии на пласт более 7 МПа после РИР) возникает необходимость применения комбинированной технологии, включающей в себя вначале тампонирование, а затем — установку пластыря [128].

Для отключения верхних пластов с высоким пластовым давлением (выше гидростатического) тампонирование осуществляют путем закачивания тампонажного раствора через разбуриваемый верхний пакер конструкции Татнипинефти [110].

Использование разбуриваемых пакеров исключает необходимость срыва пакера для контрольной срезки сразу же после окончания продавливания тампонажного состава. Это повышает качество ремонта. Возможность применения разбуриваемых пакеров обосновывается верхним пределом перепада давления при продавливании тампонажного состава в пласт не более 21 МПа и расстоянием между перфорированными пластами менее 3 м. Учитывая материально-технические издержки, применение разбуриваемых пакеров в массовом масштабе нереально.

К техническим средствам отключения верхних пластов относятся: установка пакеров, металлического пластыря и спуск летучки.

Для отключения верхних пластов путем установки пакеров могут быть использованы пакеры различных конструкций — гидравлические, механические, гидромеханические. Наиболее надежным способом является отключение верхнего пласта двумя пакерами, установленными снизу и сверху отключаемого пласта. При отключении верхнего пласта одним пакером должен быть тщательный контроль затрубного пространства (уровень жидкости, давление). Однако этот метод до настоящего времени не находит повсеместного применения в основном из-за низкого качества пакерирующих элементов отечественного производства. Недостатком отключения верхнего пласта установкой пакеров

является также невозможность “связи” с эксплуатируемым пластом по затрубному пространству (например, подача ингибитора соле- и парафиноотложений, проведение РИР по изоляции притока воды без подъема глубинного оборудования и др.).

Отключение верхнего пласта пластырем производится путем расширения продольно гофрированной металлической трубы до плотного контакта с внутренними стенками эксплуатационной колонны, то есть по технологии ремонта колонны [69, 86, 95, 128]. Для расширения трубы через нее протягивают дорнирующую головку. Устройство для установки металлического пластыря — ДОРН позволяет протягивать дорнирующую головку через гофрированную трубу без передачи осевых усилий дорнирования на эксплуатационную колонну и НКТ. Длина ДОРНа должна быть не более 9 м. Он снабжен клапаном для заполнения НКТ скважинной жидкостью при спуске и слива ее — при подъеме. Гидравлический механизм (гидроцилиндры) ДОРНа рассчитан на работу при избыточном давлении не более 20 МПа. Наружный диаметр дорнирующей головки в нерабочем состоянии должен быть меньше наименьшего внутреннего диаметра эксплуатационной колонны выше отключаемого пласта не менее 9 мм. Якорь обеспечивает освобождение ДОРНа при сбросе давления в нем и движении его вверх. Длина хода дорнирующей головки, достигаемая с помощью гидро-механизмов ДОРНа, должна обеспечивать надежное сцепление нижней части пластыря с эксплуатационной колонной и исключать проскальзывание при дальнейшем дорнировании с помощью талевой системы.

Пластыри для отключения верхних пластов находят применение на месторождениях Западной Сибири, Краснодарского края, Татарстана и других районов. В АНК “Башнефть” за 1985-1995 гг. для указанных целей пластыри были установлены примерно в 40-50 скважинах. Основной причиной ограниченного применения пластырей для отключения верхних пластов являлась их разгерметизация в процессе эксплуатации добывающих скважин. В отдельные годы успешность указанных работ составляла около 60%. Поэтому более предпочтительно применение пластырей для догерметизации интервала отключаемого пласта после его тампонирувания.

Для отключения верхних и промежуточных пластов в условиях пластового давления не более гидростатического и толщины разобщающего непроницаемого пропластка между пластами не менее 2 м применяют летучки [47]. Технологиям приме-

ния колонны-летучки в данной работе посвящен специальный раздел.

1.2. Современные технологии ремонтно-восстановительных работ

Ремонтно-восстановительные работы также являются частью работ по капитальному ремонту скважин. Их главная цель — восстановление конструкции скважины. Для достижения этой цели используются самые различные по технологии и эффективности методы. В рамках стоящих перед нами задач обобщения и распространения передового опыта представляется целесообразным выделить работы по исправлению негерметичности цементного кольца, устранению негерметичности эксплуатационной колонны, наращиванию цементного кольца за эксплуатационной колонной.

Исправление негерметичности цементного кольца

Необходимость проведения ремонтно-восстановительных работ (РВР) по исправлению негерметичности цементного кольца (ликвидации межпластовых перетоков) чаще всего вызывается несоответствием качества цементирования эксплуатационной колонны (или другой обсадной колонны) условиям эксплуатации скважин и разрушением цементного кольца в процессе эксплуатации скважины [36, 41, 93]. Негерметичность цементного кольца становится причиной движения жидкости по каналам и трещинам в цементном кольце, по пространству между цементным кольцом и эксплуатационной колонной или горными породами.

Изучению механизма образования некачественного цементного кольца при первичном цементировании скважин и в процессе их эксплуатации, разработке тампонажных составов для цементирования интервалов продуктивного пласта посвящены специальные исследования [93, 127]. В них путем анализа как отечественных, так и зарубежных теоретических и экспериментальных работ, названы основные причины низкого качества разобщения пластов при первичном цементировании. К таковым отнесены наличие на стенках скважины глинистой корки, не вытесненного глинистого раствора и несоответствие свойств тампонажного цемента требованиям качественного цементирования. Последнее заключается в седиментационной неустойчивости цементного раствора, высокой фильтратоотдаче, контракционном свойстве твердеющего раствора — камня (уменьшении

внутреннего объема тела без заметного изменения геометрических размеров), низкой адгезии (сцепление) цементного камня с глинистыми породами, трещинообразовании в цементном камне в процессе перфорации и других динамических нагрузках, низкой стойкости в агрессивной среде.

Полимерцементным растворам (ПЦР) в гораздо меньшей степени присущи перечисленные выше недостатки обычных цементных растворов. Лабораторные и промышленные исследования, проведенные Р. Т. Булгаковым, А. Ш. Газизовым и др. [93], показали перспективность цементирования интервалов продуктивного пласта ПЦР, приготовленными с добавлением в воду затворения цемента 20...27% фенолформальдегидных смол типа ФР-12 и ТСД-9, отверждающихся в щелочной среде в присутствии отвердителя. В этом случае фильтратоотдача цементного раствора снижается в 10...30 раз, а выделившийся фильтрат отверждается. Последнее обеспечивает повышение прочности образующегося полимерцементного камня, упрочнение глинистой корки и повышение герметичности контакта полимерцементного камня с горными породами. К сожалению, ПЦР в настоящее время практически не применяются из-за отсутствия производства фенолформальдегидных смол ФР-12 и ТСД-9 в пределах Российской Федерации.

При выборе технологии РВР, в первую очередь, необходимо учитывать величину приемистости, расстояние между интервалом перфорации и источником перетока, направление перетока и величину планируемой депрессии на продуктивный пласт [128].

Исследованиями В. А. Блажевича., В. А. Стрижнева и В. Г. Уметбаева обоснована необходимость учета сложных гидродинамических условий при планировании и осуществлении РВР по исправлению негерметичности цементного кольца (перетока) [32, 36, 160].

При применении цементных растворов для исправления негерметичности цементного кольца принимаются меры по улучшению их проникающей способности в мелкие каналы и трещины в цементном кольце [115, 128]. С этой целью в цемент добавляются реагенты-понижители водоотдачи цементных растворов, такие как КМЦ и гипан в количестве 0,5...2% мас. к весу цемента. В качестве ускорителей схватывания применяются хлористый кальций, хлористый натрий и кальцинированная сода в количестве 1...3% мас. к весу цемента. Однако для горячих скважин те же КМЦ и гипан в количестве 0,1...0,8% мас. используются как замедлители схватывания.

Устранение негерметичности эксплуатационной колонны

Необходимость проведения этого вида РВР вызвана несоответствием скважины условиям ее эксплуатации [36, 41]. Причинами негерметичности эксплуатационных колонн являются наружная и внутренняя коррозии, высокое давление нагнетания, качество металла и закрепления резьбовых соединений и т. д.

Негерметичными могут быть резьбовые соединения или тело трубы в промежутке между двумя муфтовыми соединениями или и то, и другое. В первом случае пропускная способность негерметичности составляет менее 1 л/с по воде и отмечается только падением давления при опрессовке. Во втором случае имеется значительная приемистость негерметичности, и она может быть обнаружена геофизическими исследованиями.

Для устранения негерметичности эксплуатационных колонн применяются следующие методы:

- спуск и установка пакера;
- докрепление негерметичных резьбовых соединений путем доворота обсадных труб с устья скважины [115, 138];
- отвинчивание и замена негерметичных обсадных труб [47, 66, 138];
- установка металлических пластырей [47, 66, 69, 86, 95, 124, 138, 177];
- спуск летучки [115];
- спуск дополнительной колонны меньшего диаметра;
- тампонирувание [67, 116, 125].

Отключение негерметичного интервала эксплуатационной колонны с помощью пакера производится редко в силу тех же причин, что были отмечены для случая отключения верхнего пласта.

Метод докрепления резьбовых соединений применяется в тех случаях, когда негерметичность обнаруживается в незацементированной и неприхваченной части эксплуатационной колонны, отсутствует непрерывная приемистость интервала негерметичности, невозможно определить глубину негерметичности имеющимися методами. Для оценки возможности применения метода производится предварительный расчет параметров всей операции. Основным параметром является величина потерь крутящего момента. Далее оценивается целесообразность проведения операции докрепления. Для этого вычисляется момент на глубине негерметичности как разность между величиной его на устье и величиной потерь. Полученная

величина сравнивается со стандартными значениями момента для завинчивания резьбового соединения 4400 и 6370 Н·м соответственно для 146 и 168-мм колонн. Если расчетная величина момента больше его стандартного значения, то проведение операции закрепления резьбового соединения считается целесообразным. Метод докрепления резьбовых соединений применяется редко, так как в незацементированной части колонны размеры ее нарушений бывают значительными.

Метод отвинчивания и замены негерметичных обсадных труб применяется в следующих условиях: негерметичность обнаружена в незацементированной части эксплуатационной колонны и преимущественно выше башмака предыдущей колонны; отсутствуют цементные сальники в межколонном пространстве; цементирование нежелательно, исходя из необходимости вторичного цементирования кондуктора во время ликвидации скважины путем извлечения части эксплуатационной колонны. Возможность отворота колонны ниже негерметичности (дефекта) в один прием оценивается по результатам расчета величины крутящего момента (см. выше). Если она недостаточна, то планируется отвинчивание колонны по частям. Извлекаемые обсадные трубы укладываются в порядке их подъема из скважины, пронумеровываются, замеряется длина, опрессовываются и производится их отбраковка. Для обратного спуска в скважину используется часть извлеченных обсадных труб или же спускаются полностью новые трубы взамен извлеченных в зависимости от состояния последних. Прочность соединительного узла двух труб проверяют приложением к колонне усилия, на 10...15% превышающего натяжение колонны под собственным весом. Описанный метод является наиболее эффективным. Например, на Арланском месторождении в периоды интенсивного нарушения колонн методом отвинчивания и замены обсадных труб восстанавливалась работоспособность 25...50% дефектных скважин.

Технология РВР по устранению негерметичности эксплуатационной колонны путем установки металлического пластыря в основном аналогична работам по отключению верхних пластов. Единственное отличие заключается в том, что в интервалах установки пластыря за эксплуатационной колонной чаще всего отсутствует цементное кольцо. Поэтому желательно негерметичность эксплуатационной колонны вначале использовать в качестве спецотверстий для наращивания цементного кольца. После этого необходимость дополнительной установки

пластыря будет зависеть от того, достигнута ли полная герметичность эксплуатационной колонны при опрессовке после тампонирувания.

Металлические пластыри для ремонта обсадных колонн первоначально широко использовались в производственных условиях. Наибольшее применение они нашли на месторождениях Западной Сибири. В этом регионе за первые шесть лет освоения метод был испытан при ремонте более 200 скважин 12 месторождений. В их числе Мамонтовское, Южно-Сургутское, Усть-Балыкское и др.

Имеет свой опыт применения металлических пластырей и АНК «Башнефть». Здесь впервые пластырь был испытан в 1984 г. в нагнетательной скважине Арланского месторождения для устранения негерметичности эксплуатационной колонны диаметром 146 мм в интервале 515-516 м. С этого момента и до 1988 г. шло интенсивное внедрение метода. Однако в дальнейшем, как в Башкирии, так и в других регионах, произошло вытеснение метода из практики более прогрессивными технологиями. Этому есть несколько объяснений. Определяющим является концептуальное изменение идеологии РВР. Приоритет был отдан задачам оздоровления скважин. Поэтому цель проводимых РВР была переориентирована на разобщение пластов в заколонном пространстве с применением методов тампонирувания. В этом случае нарушения колонн выполняли роль спецотверстий для наращивания цементного кольца, а пластыри рассматривались как догерметизирующее средство после тампонирувания. Сказалось и изменение критериев при выборе скважины. В частности, предусматривалась рекомендация к ликвидации скважины в случае обнаружения нескольких нарушений колонны с учетом назначения и необходимости её дальнейшего использования.

Ухудшение качества металла для изготовления гофрированных труб, отсутствие герметизирующего покрытия, трудности обновления оборудования для ДОРН также отрицательно сказались на масштабах применения пластырей. Перечисленные недостатки приводили к разгерметизации пластырей в процессе эксплуатации скважин, особенно — добывающих, к авариям в процессе их установки в скважинах. Хотя при исключении указанных недостатков пластыри могут успешно применяться для догерметизации интервалов негерметичности эксплуатационной колонны после предварительного тампонирувания заколонного пространства. Наиболее эффективной областью самостоятельного

применения пластырей является герметизация дефектов колонн с малыми утечками в интервалах наличия цементного кольца.

Устранение негерметичности эксплуатационной колонны установкой колонны-летучки связано с потерей внутреннего диаметра колонны. Поэтому этот метод применяется редко. А на месторождениях Башкортостана, начиная с 1993 г., спуск дополнительных колонн практически прекращен. К тому же реализация метода требует специфических условий. К таковым причисляются наличие нескольких нарушений, трещина вдоль образующей обсадной трубы значительной длины и т. д. В этих условиях требуется тампонирование с закачиванием значительного количества цементного раствора по схеме прямого цементирования как кольцевого пространства между колонной-летучкой и эксплуатационной колонной, так и за последней. На практике к методу спуска дополнительной колонны меньшего диаметра для устранения негерметичности эксплуатационной колонны прибегают в тех случаях, когда имеется несколько нарушений в большом интервале (50...100 м и более) и герметизация их невозможна существующими методами тампонирования или экономически нецелесообразна. Уменьшение проходного сечения позволяет продолжать эксплуатацию скважины. Чаще всего такая возможность реализуется в нагнетательных скважинах. Но перед спуском дополнительной колонны должно быть выполнено одно важное условие — создание сплошного цементного кольца за первой колонной или против потенциально продуктивных, гидродинамически активных водоносных горизонтов, содержащих минерализованные или другие агрессивные воды. Выполнение этого условия исключает возможность межпластовых перетоков и отвечает требованиям охраны недр и окружающей среды. В противном случае проведение перечисленных работ через две колонны труб невозможно.

Повсеместно в наибольшем количестве ремонтные работы по устранению негерметичности эксплуатационной колонны проводятся с использованием различных вариантов метода тампонирования под давлением. Применение того или другого варианта тампонирования зависит от характера нарушения эксплуатационной колонны: сквозные дефекты со значительной приемистостью или негерметичность резьбовых соединений с так называемой малой утечкой.

В инструкции по ремонту крепи скважин [115] изоляцию сквозного дефекта эксплуатационной колонны предлагается производить тампонированием в зависимости от величины ко-

эффициента приемистости: более 2 м³/ч.МПа и менее 0,5 м³/ч.МПа. Однако в данной технологии отсутствуют рекомендации по обоснованию количества тампонажного раствора в зависимости от особенностей конструкции скважин, геологических и гидрогеологических особенностей заколонного пространства. Этой же инструкцией РВР по устранению негерметичности резьбовых соединений (малые утечки) рекомендуется производить путем снижения уровня в затрубном пространстве закачкой газообразного агента и оценки притока жидкости из заколонного пространства. В зависимости от возможной глубины снижения уровня, наличия или отсутствия притока через дефект предлагается закачивание полимерного тампонажного состава или гелеобразующего состава. Применение этой технологии затруднительно в случае приуроченности интервалов малых утечек к большим глубинам (близко к интервалам перфорации продуктивного пласта) и трудоемкости работ.

В отдельных исследованиях [180] для ликвидации негерметичностей в обсадной колонне также предлагается тампонирование с использованием цемента, диаметр частиц которого не превышает 30 мкм. Приготовленный цементный раствор имеет низкую плотность и хорошие тиксотропные свойства, цементный камень обладает расширяющимися свойствами. К сожалению, по работе нельзя определить состав как самого цемента, так и добавок в него.

Наращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной

Необходимость проведения РВР по наращиванию (доподъему) цементного кольца за эксплуатационной колонной вызвана требованиями охраны недр и окружающей среды. Одним из таких требований является предотвращение перетока пластовых и закачиваемых жидкостей из пласта в пласт и выхода их на поверхность, а также необходимость защиты колонны от коррозии агрессивными пластовыми жидкостями.

Некоторые технологические схемы наращивания цементного кольца за эксплуатационной колонной, в том числе путем закачивания цементного раствора через спецотверстия или нарушения колонн, и с устья — в межколонное пространство, описаны в работах Р. Х. Муслимова, В. А. Шумилова, И. Г. Юсупова и др. [84, 176]. Авторами сделан важный вывод о пересмотре целей проведения некоторых видов РВР. Например, ремонт дефектных колонн и установка межколонных

сальников на устье скважин для ликвидации изливов жидкости являются только локальными задачами. Кроме того, устьевые сальники впоследствии создают дополнительные проблемы при физической ликвидации скважин. Поэтому цели обоих видов указанных работ одновременно могут быть достигнуты в процессе РВР по наращиванию цементного кольца. В этом случае проведение хорошо запланированного одного вида РВР приводит к более качественному выполнению задач трех видов РВР при меньших материально-технических затратах. Кроме того, в этом случае могут быть исключены причины возникновения дефектов колонн за счет уменьшения степени наружной коррозии [63]. К сожалению, в перечисленных работах обоснование технологических схем наращивания цементного кольца и в целом — задачи этого вида РВР не увязаны с конкретными геологическими и гидрогеологическими условиями в заколонном пространстве и, самое главное, с возможностями качественного разобщения пластов за кондуктором в процессе изоляционно-ликвидационных работ.

Следует отметить, что в отличие от других видов РИР и РВР работы по наращиванию цементного кольца в подавляющем большинстве случаев проводятся с применением цементных растворов. Этому есть ряд объяснений. Прежде всего, это доступность цемента и простота технологии, удовлетворительное и достаточно долговременное качество цементного камня. Во-вторых, многие полимерные тампонажные растворы не применяются для указанных целей из-за невозможности однозначной оценки геофизическими методами присутствия камня из полимерного материала в заколонном пространстве. Вместе с тем, известные минусы цементного камня (главные — недостаточные адгезионные свойства, большая плотность и др.) обуславливают необходимость проведения исследований с целью их облагораживания. Так, в ряде публикаций [10, 12, 13, 17, 18, 19, 178] описано увеличение прочностных и адгезионных свойств цементного камня. Рекомендуются добавление в цемент золы, полуводного гипса и намагниченного порошка гексаферита бария, смеси глинопорошка с омыленным талловым пеком и хлорида кальция, сланцевых фенолов, формалина, гидроокиси натрия, тетраполимера и других химических продуктов.

Ряд разработок посвящен повышению эффективности применения цементных растворов для наращивания цементного кольца в интервалах поглощения. Например, поставленная цель достигается добавлением в цемент насыщенного водного

раствора сульфата алюминия [20]. Этот способ находит применение в отдельных скважинах и может быть отнесен к перспективным при проведении работ по разобщению пластов за кондуктором в верхней части разреза. Или [23, 24] в качестве добавок в цемент предложены меламинаформальдегидная смола, сульфаминовая кислота, сульфат алюминия для условий агрессивных сероводородсодержащих пластовых вод, пластифицирующие реагенты (ССБ, диэтиленгликоль).

Перспективными являются исследования по предварительному воздействию на поглощающие интервалы. В принципе, возможно использование для этих целей большеразмерных наполнителей [49, 134]. Однако трудность прокачивания через нарушения или спецотверстия в колоннах большеразмерных наполнителей, а также необходимость для этого специальной насосной техники не позволяют использовать предлагаемые способы в широком масштабе в процессе РИР, РВР и ликвидационных работ.

В процессе бурения интенсивность поглощения бурового раствора рекомендуется снижать путем непрерывного закачивания полимерного геля с поперечными связями [179]. Этот способ также трудно реализуем в практике проведения РВР.

В начале 80-х годов А. И. Булатовым, В. Т. Филипповым, Д. Ф. Новохатским был предложен облегченный тампонажный материал, получаемый путем добавления в цемент керогена. Позже, в начале 90-х, другими исследователями практический опыт применения облегченного аэрированного цементного раствора с добавлением керогена в единичных скважинах был обобщен и проанализирован [79]. Проведенные работы оказались чрезмерно трудоемкими, что было обусловлено недостаточными учетом гидродинамических условий в объектах изоляционных работ и обоснованностью технологических схем их осуществления. Определенную роль сыграл предложенный В. И. Батуриным и др. облегченный тампонажный материал с использованием отходов производства ферросилиция [88]. При этом обеспечивается минимальная водоотдача и увеличение прочности цементного камня и адгезии его с металлом и породой.

Несмотря на наличие достаточно большого количества предложений по тампонажным растворам и составам, практическое их использование крайне затруднено. Причины в многокомпонентности, экологических ограничениях или отсутствии того или иного продукта (реагента). Последнее связано с

тем, что во многих предлагаемых составах в качестве добавок в цементные растворы используется сырье местного производства, приобретение и широкое применение которого в других регионах невозможно из-за его дефицитности, дороговизны или снятия с производства.

Приведенный выше анализ и обобщение методов РИР и РВР показывает, что они проводятся как в интервале продуктивного пласта, так и выше по разрезу вплоть до устья скважины. Укрупненно можно выделить четыре интервала проведения ремонтных работ, наиболее отличающиеся гидродинамическими, гидрогеологическими и температурными условиями, и рекомендовать для каждого из них наиболее эффективный тампонажный раствор (состав).

Первый — это интервал продуктивного пласта. В этом интервале проводятся РИР по ограничению притока воды с применением множества изоляционных материалов, основные из которых представлены в табл. 1.1. Как видно из приведенных данных, в интервале продуктивного пласта могут применяться самые различные химические продукты, которые, превращаясь в осадок или твердые вещества (камень), не представляют опасности для окружающей среды. Тем более на применение любого из них имеется РД, согласованный с санитарно-эпидемиологической и службами техники безопасности.

Второй — это интервал возможных (потенциальных) продуктивных пластов неосновного назначения (по коллекторским свойствам и запасам), оставленный не зацементированным во время строительства скважин по различным причинам. Указанный интервал требует проведения работ по наращиванию цементного кольца. Как было показано выше, для этого предпочтительно применение облегченных цементных растворов, закачиваемых за колонну через спецотверстия. В то же время для достижения полной герметичности спецотверстий (догерметизации) применяются тампонажные растворы, отверждаемые в полном объеме и обладающие прочностными и адгезионными свойствами (табл. 1.1).

Третий — это интервал нахождения незацементированного горизонта, могущего загрязнять пресноводный комплекс ввиду его близости к последнему. Для большинства районов Урало-Поволжья этот горизонт представлен сакмаро-артинским ярусом. В указанном интервале РВР проводятся также с применением цементных растворов, но с добавлением реагентов, понижающих плотность цементного раствора, предварительной

закачкой быстросхватывающихся смесей различного состава. Для этой цели могут применяться ряд материалов, приведенных в табл. 1.1 (гипан, ПАА, МАК-ДЭА, ГФС, ВУС), а также и глинистые растворы с добавлением различных наполнителей. Догерметизация спецотверстий производится теми же составами, что и во II интервале.

Четвертый — это интервал залегания пресноводного комплекса. Чаще всего он находится за двумя рядами обсадных колонн (кондуктор и эксплуатационная колонна) и характеризуется интенсивным поглощением, что резко осложняет технологию проведения РИР. Как было отмечено выше, во многих скважинах месторождений Урало-Поволжья при их строительстве этот интервал цементировался частично или вообще не цементировался. Ремонтные работы по вторичному разобщению пластов в указанном интервале являются очень ответственными с точки зрения охраны окружающей среды. Они проводятся с применением цементных растворов. Кратность операций цементирования уменьшается, а эффективность разобщения пластов повышается при применении облегченных цементных растворов (пеноцементные, облегчающие добавки) и с короткими сроками схватывания, улучшенными прочностными и адгезионными свойствами (добавление в цемент НРС-1, хлористого кальция, алюмохлорида, использование в качестве жидкости затворения дистиллерной жидкости и т. д.).

II. МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

2.1. Анализ и обобщение современных методов исследования технического состояния скважин

Во “Временном регламенте по контролю технического состояния скважин месторождений ПО “Башнефть” [132] рекомендуется техническое состояние скважины определять уровнем соответствия основных элементов ее конструкции требованиям охраны недр, окружающей среды и эксплуатации. Соблюдение “Регламента...” позволяет исключить перетоки жидкости и газа из одного пласта в другой или выход их на поверхность.

Первые исследования технического состояния скважины проводятся во время ее строительства. В процессе эксплуатации скважины эксплуатационная колонна и заколонное пространство (цементное кольцо) подвергаются как различным механическим воздействиям, так и воздействию пластовых и закачиваемых вод. Постепенно это приводит к возникновению дефектов колонны и цементного кольца. Кроме того, при эксплуатации скважины проводятся различные виды РВР, в результате которых изменяется интервал и состояние цементного кольца за колонной. Перечисленные факторы обуславливают необходимость периодического исследования технического состояния скважин в процессе их эксплуатации. При этом состояние цементного кольца оценивается в основном тремя методами геофизических исследований: акустическим, гамма-гамма-цементометрии (АКЦ и СГДТ) и термометрии [46, 48, 59, 74, 78, 114, 122, 123, 140, 142, 158].

Динамика названных и некоторых других наиболее применяемых методов исследований технического состояния скважин прослеживается по данным табл. 2.1. Несмотря на то, что она характеризует лишь первую половину 90-х годов, зафиксированные ею тенденции могут быть распространены и на последующие годы.

Из общих выводов отметим прежде всего типичное почти для всех методов снижение количества исследований. Особенно заметно убавилось применение метода СГДТ — общее количество исследований в году снизилось в 2,6 раза, а доля

в суммарном выражении выделенных методов в 1,7 раза — с 8,1% в 1991 г. до 4,8% в 1995 г. Исключение составил лишь метод резистивиметрии. Его количественные показатели увеличились в 1,7 раза, а удельный вес в общем числе выделенных методов исследования повысился до 0,7% с 0,2%.

Таблица 2.1

Динамика исследований по контролю технического состояния скважин на месторождениях АНК «Башнефть» в процессе РВР и ликвидационных работ

Методы исследований	Количество исследований по годам				
	1991	1992	1993	1994	1995
АКЦ	650	500	500	320	280
СГДТ	530	400	440	240	200
ЦМ 8-16	25	45	50	30	20
ВТ	3395	2949	4409	2125	2193
	(14)*	(12)	(18)	(9)	(10)
РГД	1183	1032	936	674	815
	(27)**	(24)	(22)	(16)	(20)
ГД	450	500	482	253	333
	(2,2)	(2,5)	(2,4)	(1,4)	(1,8)
Плотнометрия	270	390	360	290	230
	(1,3)	(2,0)	(1,8)	(1,6)	(1,3)
Резистивиметрия	17	10	26	46	29
Влагометрия	—	28	30	14	15

* В процентах к эксплуатационному фонду добывающих скважин.

** В процентах к эксплуатационному фонду нагнетательных скважин.

Далее остановимся подробнее на некоторых методах. Метод АКЦ позволяет установить высоту подъема цемента, наличие или отсутствие цемента за колонной, степень сцепления цемента с колонной и горными породами и исследовать формирование цементного камня во времени. Суть метода заключается в измерении амплитуды продольных волн, излучаемых источником и распространяющихся по обсадной колонне (трубная волна), цементному кольцу и горной породе (стенкам скважины), и регистрации времени распространения упругих колебаний в перечисленных средах. Но метод АКЦ дает лишь качественное представление о состоянии цементного кольца и его герметичности. Вопрос о характере дефектов остается открытым.

Поиск оптимальных путей их устранения ведется. Однако даже появление широкополосной аппаратуры акустического каротажа не привело к улучшению качества проводимых исследований [59]. Чувствительность метода АКЦ к определению контакта цемента с колонной остается недостаточной. Измерения

путем изменения давления в колонне являются трудоемкими. При этом сохраняется неоднозначность результатов. Определенные сложности создает необходимость выдерживать продолжительное время (до 24 ч и более) между процессами цементирования и исследования, практическая невозможность оценить вертикальные каналы малой раскрытости и местоположение негерметичности колонны. По перечисленным выше причинам эффективность метода АКЦ в обычном режиме исследования не превышает 25%, а при исследовании под давлением в колонне — до 35%.

В настоящее время ВНИИГИС для исследования технического состояния скважин разработал аппаратурно-методический геофизический комплекс “Контроль”. Он включает в себя: приборы акустического видеокаротажа АВК-42, электромагнитной дефектоскопии в комплексе с термометрией ЭМДСТ-42, гамма-гамма-плотностного каротажа АКР-1, волнового акустического каротажа с акустическим шумомером АКЦ-НВ-48 Ш [59]. Комплекс может применяться в обсаженных скважинах с двух- и трехколонной конструкцией диаметром от 75 до 250 мм. Позволяет определить по цементному кольцу тип, размеры и расположение дефектов в цементном кольце, характер контакта цементного камня с колонной и породой, распределение его плотности, наличие заколонных перетоков. По обсадной колонне — износ внутренней поверхности колонны, положение и форму нарушения, внутренний диаметр и среднюю толщину стенок. Комплекс внедрен на месторождениях Татарстана, Пермской области, Западной Сибири и стран содружества. Находится на стадии испытаний в АНК “Башнефть”.

В исследуемой нами области метод АКЦ часто применяется в процессе проведения РВР по наращиванию цементного кольца как путем закачки цементного раствора через спецотверстия, так и через нарушения колонн. Следовательно, появляется необходимость применения метода АКЦ и после РИР по устранению негерметичности цементного кольца. Но наибольшее распространение указанный метод находит в процессе ликвидации скважин. При этом иногда, после предварительного извлечения эксплуатационной колонны, проводятся исследования кондуктора большого диаметра (до 426...500 мм) акустической аппаратурой с низкочастотным излучателем с использованием специальных центраторов. В многоколонных конструкциях используются малогабаритные акустические приборы, спускае-

мые в межколонное пространство. Ограниченное применение находит исследование кондуктора путем спуска аппаратуры АКЦ в эксплуатационную колонну, так как отсутствуют условия сплошного контакта цемента с наружными стенками внутренней колонны в межколонном пространстве. Последнее обусловлено низким уровнем цементного кольца за эксплуатационной колонной в большинстве “старых” скважин.

Исходя из практики, в процессе проведения РВР по наращиванию цементного кольца исследования АКЦ проводятся чаще всего один раз после закачивания цементного раствора. При этом в качестве базы сравнения используются данные исследований после первичного цементировании или после РИР.

Во время ликвидации скважин, в зависимости от их геолого-технического состояния, количество исследований методом АКЦ может быть различным, но не менее двух-трех. Первое контрольное исследование проводится для уточнения глубины торпедирования и последующего извлечения колонны, если не было РИР, РВР или исследований во время эксплуатации скважины. После этого проводятся аналогичные исследования кондуктора, по данным которых в большинстве случаев возникает необходимость вторичного его цементирования. Для оценки результатов изоляционных работ вновь проводятся исследования кондуктора.

В случае невозможности извлечения эксплуатационной колонны приходится проводить работы по наращиванию цементного кольца как минимум в двух интервалах: против загрязняющего пресноводный комплекс горизонта и потенциально продуктивного пласта или выше башмака кондуктора в межколонном пространстве.

Как видно из табл. 2.1, в первую половину 90-х происходит уменьшение в 2,3 раза количества исследований АКЦ. По нашему мнению, объективно этому способствовали резкое уменьшение количества проводимых РВР по наращиванию цементного кольца, повышение успешности работ по извлечению эксплуатационных колонн. Названные обстоятельства исключают необходимость наращивания цементного кольца в процессе ликвидации скважин и, соответственно, исследований АКЦ.

Метод СГДТ (скважинный гамма-дебитомер-толщиномер) позволяет установить высоту подъема цемента, наличие цемента и характер его распределения в интервале цементирования, наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гельцементу), эксцентриситет колонны. Метод основан

на регистрации изменения плотности вещества в заколонном пространстве путем сравнения с известными значениями плотностей бурового раствора или цементного камня в интервалах качественного цементирования колонны. Интенсивность вторичного гамма-излучения находится в обратной зависимости от плотности среды исследования в заколонном пространстве, то есть цементного камня и бурового (промывочного) раствора. Поэтому на кривых гамма-гамма-метода интервалы, заполненные цементом, четко выделяются пониженными показаниями по сравнению с интервалами, заполненными буровым раствором. Преимуществом метода СГДТ является возможность исследования скважин независимо от прошедшего после цементирования времени.

Из изложенного выше видно, что метод СГДТ, как и метод АКЦ, не определяет герметичности заколонного пространства (отсутствие перетоков жидкости). Дефекты в цементном камне и обсадной колонне, выявляемые исследованиями цементометрией и дефектометрией, указывают только на вероятность возникновения заколонной циркуляции жидкости и межпластовых перетоков при определенных величинах градиента давления. Возможности перечисленных методов еще более ограничиваются при исследовании качества цементирования колонн большого диаметра (направление, кондуктор) и многоколонных систем, например, интервалов перекрытия направления кондуктором и кондуктора — технической или эксплуатационной колонной.

На практике методы АКЦ и СГДТ используются комплексно, что повышает достоверность заключений о результатах исследований. В то же время встречаются случаи, когда метод СГДТ может быть применен самостоятельно (без АКЦ) или вообще нет необходимости его применения. Например, при поинтервальном наращивании цементного кольца в процессе ликвидации скважины, особенно в интервалах, находящихся на значительном расстоянии от пресноводного комплекса, важно оценить наличие цемента в заколонном пространстве в запланированном для наращивания интервале. В данном случае проведение исследований АКЦ не обязательно, так как из-за низкой чувствительности метода к контакту цемента с колонной на диаграммах будет обнаруживаться чередование интервалов с различным качеством сцепления. Дополнительное цементирование через спецотверстия, перфорируемые только в одном интервале плохого сцепления цемента с колонной, не улучшает качества цементирования во всем наращиваемом интервале,

так как цементный раствор фильтруется по напластованию. Повторные операции цементирования через спецотверстия, перфорируемые в каждом интервале плохого сцепления, невозможны с точки зрения дальнейшего назначения скважины и затрат; бессмысленны — по причине отсутствия движения цементного раствора по вертикали. Кроме того, после заключительных изоляционных работ в процессе ликвидации скважин проводятся исследования термометром, которые окончательно оценивают герметичность заколонного пространства.

Возможность исключения исследований методом СГДТ обусловлена применяемыми технологическими схемами наращивания цементного кольца за эксплуатационной колонной. Например, при проведении указанных работ путем закачивания цементного раствора по НКТ малого диаметра (диаметр 48 мм и менее), спускаемым в межколонное пространство, заполнение последнего осуществляется за несколько операций с целью уменьшения степени поглощения. После каждой операции, по истечении времени ОЗЦ, производится инструментальная проверка глубины и прочности вновь создаваемого цементного кольца путем спуска тех же НКТ малого диаметра в межколонное пространство. В данном случае, учитывая последующие исследования термометром, нет необходимости дополнительных исследований СГДТ.

Таким образом, необходимость комплекса методов АКЦ+СГДТ или самостоятельного их применения должна обосновываться в зависимости от конкретных геолого-технических условий эксплуатации скважин и условий проведения РВР, то есть строго регламентироваться. Указанная необходимость имеется и по другим видам исследований.

Следующий метод, на котором хотелось бы остановиться, это применение цементометров для исследования кондукторов диаметром 8-16 дюймов. Абсолютные показатели его использования далеко не масштабны (табл. 2.1). Но в исследуемый период наблюдается определенное повышение удельного веса метода в суммарном выражении характеризуемых способов исследования. А именно с 0,3% в 1991 г. до 0,4% в 1995 г., что может служить косвенным свидетельством значительного количества незацементированных кондукторов на ряде месторождений (Шкаповское, Туймазинское, Манчаровское).

Метод термометрии позволяет установить верхнюю границу цементного кольца, наличие или отсутствие цемента в заколонном пространстве, степень равномерности распределения

цемента в соответствии с литологией и негерметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца. Использование метода, прежде всего, основано на регистрации температурной аномалии, связанной с экзотермическим эффектом (выделение тепла) в процессе формирования цементного камня. Наибольшие величины температурной аномалии наблюдаются в течение 6-24 ч после окончания процесса цементирования. На термограмме наличие цемента отмечается повышенными значениями температуры по сравнению с кривой геотермического градиента. Уровень цемента устанавливается на 5...10 м ниже начальной точки повышения температуры на термограмме для исключения эффекта распространения тепла вдоль ствола скважины.

Различный характер термограммы в интервале наличия цемента в заколонном пространстве объясняется типом пород и кавернами. Обычно песчаным и карбонатным породам соответствуют пониженные значения температурной аномалии, а глинистым — повышенные. В глинистых породах температурная аномалия дополнительно увеличивается за счет каверн, заполненных цементом. Поэтому несоответствие температурных аномалий литологии разреза указывает на низкое качество цементирования: одностороннее цементирование, разрыв сплошности цементного камня в заколонном пространстве и др.

Метод термометрии является основным методом для выявления заколонной циркуляции (перетоков) жидкости. Применение метода термометрии для этих целей основано на изучении теплообмена между жидкостью, заполняющей скважину, и жидкостью, циркулирующей в заколонном пространстве. Хорошо зарекомендовал себя метод при определении источника обводнения как снизу, так и сверху продуктивного пласта по негерметичному цементному кольцу [158].

К недостаткам метода термометрии относятся: ограниченный период времени исследования после окончания процесса цементирования, связанный с исчезновением экзотермического эффекта по истечении 2 суток, низкая эффективность повторных исследований по причине выравнивания температурных аномалий из-за перемешивания жидкостей в стволе скважины, сложность отбивки уровня цемента в высокотемпературных скважинах, невозможность оценки характера распределения цемента в заколонном пространстве по периметру скважины и сцепления его с колонной и породой.

Термометрия находит широкое применение для контроля технического состояния эксплуатационного и контрольного

фонда скважин, а также для оценки результатов РВР и ликвидации работ с точки зрения герметичности заколонного пространства, в процессе ликвидации скважин — для окончательной оценки качества проведенных изоляционных работ.

Метод радиоактивных изотопов позволяет установить уровень цемента, наличие цемента и характер его распределения в заколонном пространстве. Метод основан на регистрации повышенных значений гамма-активности на кривой гамма-метода, являющихся результатом добавления в цементный раствор радиоактивных изотопов. Для этого перед закачиванием цементного раствора в скважину регистрируется контрольная кривая гамма-метода. Для активизации цемента используются изотопы урана, железа, цинка и др.

Для определения только уровня цемента изотопы добавляются лишь в первую порцию цементного раствора.

Метод радиоактивных изотопов также может применяться для определения заколонной циркуляции жидкости. Для этого регистрируются контрольная кривая гамма-метода и повторная кривая, после закачки в интервал перфорации активированной жидкости, выдержки времени (3...4 ч) и интенсивной обратной промывки. Сравнение двух кривых позволяет установить интервал заколонной циркуляции жидкости. Метод изотопов особенно рекомендуется применять для выявления перетока после проведенных ремонтных работ в нагнетательной скважине, так как в этом случае использование термометрии малоэффективно по причине наличия температурных аномалий в результате ремонта скважины. Недостатками метода являются: необходимость соблюдения особых правил техники безопасности, применение только в перфорированных скважинах, возможность исследования небольшого интервала и трудоемкость работ. По перечисленным причинам этот метод на практике используется редко.

Для оценки герметичности заколонного пространства на промыслах часто применяют способ “вызова циркуляции”, сущность которого заключается в следующем. Над интервалом перфорации продуктивного пласта устанавливается цементный мост. В кровельной и подошвенной частях исследуемого интервала перфорируются спецотверстия. Затем на НКТ спускается пакер (обычно механический), и он устанавливается между двумя спецотверстиями. Путем закачивания промывочной жидкости в НКТ восстанавливается циркуляция через заколонное и затрубное пространство на устье. Описанный способ

в основном используется в процессе ликвидации скважин. В действующих скважинах он применяется редко, так как в этом случае возникает проблема догерметизации спецотверстий.

Техническое состояние скважин, обусловленное только состоянием эксплуатационной колонны, оценивается путем проведения исследований, в основном, методами термометрии, дебитометрии, расходомерии, поинтервальной опрессовки пакером, реже — плотнометрии, резистивиметрии, влагометрии, закачивания высоковязкой жидкости.

Методом термометрии негерметичность эксплуатационной колонны выше интервала перфорации продуктивного пласта устанавливается по аномалии градиента температур по сравнению с градиентом выше и ниже негерметичности. Для определения интервала (глубины) негерметичности колонны исследование термометром производится при режиме закачивания воды в скважину или после снижения уровня жидкости в ней в зависимости от конкретных условий скважин. В обоих случаях вначале записывается контрольная термограмма, затем — в рабочих режимах. Путем сравнения двух термограмм определяется место негерметичности колонны.

Из табл. 2.1 видно, что, как абсолютные, так и относительные показатели применения термометрии в скважинах месторождений Башкортостана наибольшие по сравнению с другими методами. Несмотря на то, что за период 1991—1995 гг. общее количество применения метода снизилось в 1,5 раза, его удельный вес в суммарном выражении использованных методов повысился с 52,0% до 53,3%. Последнее обуславливается спецификой проведения работ по оздоровлению фонда скважин, о которой речь пойдет ниже.

Исследованиями дебитомером (расходомером) негерметичность эксплуатационной колонны (или других обсадных колонн) устанавливается по наличию притока (приемистости) вне интервалов перфорации. Для этого записывается непрерывная диаграмма в неперфорированных интервалах скважины. В интервалах резкого изменения дебита или приемистости замеры производятся по точкам. Если для определения величин дебита (приемистости) по отдельным перфорированным пластам исследования дебитомером (расходомером) производятся только при установившемся режиме работы скважины, то для определения мест негерметичности колонн выполнение этого требования не обязательно.

Для более детальной характеристики исследования РГД вновь обратимся к табл. 2.1. Очевидно, что в исследуемый

период метод активно применялся, хотя количественные показатели и уменьшились в 1,5 раза, удельный вес повысился с 18,1% до 19,8%. В процессе этих исследований оценивается и участие перфорированных пластов в поглощении нагнетаемой воды. В случае герметичности колонны и заколонного пространства данные исследований РГД с целью оценки технического состояния нагнетательных скважин пополняют информацию об изменении приемистости заводняемых пластов и способствуют принятию своевременного решения о необходимости воздействия на них.

Основной целью исследования ГД является изучение выработки продуктивных пластов, хотя по полученным данным можно оценить и техническое состояние эксплуатационной колонны. Указанные исследования чаще всего проводятся в процессе освоения скважин после бурения и РВР по отключению обводненных верхних пластов. При этом оценивается как работа нижележащих продуктивных пластов, так и степень герметичности отключенного пласта. Обращает на себя внимание зафиксированная в табл. 2.1 тенденция к росту удельного веса метода: с 6,9% до 8,1%, хотя абсолютные количественные показатели также сокращаются (в 1,3 раза).

Из промысловых исследований для определения негерметичности колонн используются поинтервальная опрессовка ее через пакер и закачивание высоковязкой жидкости [36]. Пакер применяется в случаях поглощения интервалом негерметичности закачиваемой жидкости. Он устанавливается на разных глубинах в зависимости от предполагаемого интервала негерметичности колонны и последняя опрессовывается давлением. Опрессовка производится путем закачивания жидкости в НКТ или затрубное пространство в зависимости от конкретных условий. Отсутствие поглощения жидкости при очередной опрессовке указывает на негерметичность колонны в интервале между последними двумя глубинами установки пакера. Для точного определения глубины негерметичности колонны увеличивается частота установки пакера.

Метод опрессовки является наиболее простым, дешевым и прямым методом оценки герметичности эксплуатационной колонны. Он может применяться для опрессовки затрубного пространства без подъема НКТ, если нагнетание воды ведется через пакер. В остальных случаях метод используется в процессе подземного и капитального ремонта скважин. На примере АНК "Башнефть" метод опрессовки применяется в 22...39% эксплуатационного фонда нагнетательных скважин.

Метод гамма-гамма-плотнометрии, применяемый для определения негерметичности колонн, основан на регистрации интенсивности излучения гамма-источника, проходящего через скважинную среду. Интенсивность регистрируемого излучения обуславливается поглощающими свойствами скважинной среды и обратно пропорциональна плотности жидкости в стволе скважины. На практике плотнометрия проводится в основном для определения путей поступления воды в скважину в комплексе с другими методами (термометрия, расходометрия, влагометрия или резистивиметрия). Поскольку причинами обводнения скважин могут быть негерметичность цементного кольца и эксплуатационной колонны, данные исследований плотномером позволяют оценить техническое состояние добывающей скважины. Для полноты картины также обратимся к показателям количественной динамики использования метода и изменениям его удельного веса в общем числе изучаемых методов. Примечательно, что метод плотнометрии в сопоставлении с другими анализируемыми методами претерпел самые незначительные количественные изменения — лишь в 1,2 раза. Хотя для удельного веса характерно повышение с 4,1% в 1991 г. до 5,6% в 1995 г.

Метод резистивиметрии для определения негерметичности колонн единственный из изучаемых и сопоставляемых демонстрирует тенденцию к увеличению. Так, количественные показатели использования метода за первую половину 90-х годов выросли в 1,7 раза. Метод основан на использовании электрических свойств жидкостей в стволе скважины. Исследование резистивиметром проводится при вызове притока путем снижения уровня и при закачивании воды, отличающейся по электрическому сопротивлению от воды в стволе скважины. Как и плотнометрия, на практике резистивиметрия чаще применяется для исследования причин обводнения добывающих скважин в комплексе с другими методами. Реже она используется и самостоятельно для определения негерметичности эксплуатационной колонны.

Использование метода влагометрии для определения негерметичности колонн основано на различии диэлектрической проницаемости жидкости, находящейся в стволе скважины и притекающей в него из заколонного пространства через негерметичность колонны. На промыслах влагомер для определения негерметичности колонн практически не используется. Метод в комплексе с другими методами в ограниченном количестве используется при исследовании пластов.

Перед использованием высоковязкой жидкости (например, КМЦ, ПАА) колонна опрессовывается закачиванием обычной промывочной жидкости и фиксируется величина падения давления. Затем в НКТ закачиваются пробка высоковязкой жидкости и продавочная жидкость до максимального для данной колонны давления, вновь фиксируется величина падения давления и она сравнивается с результатами первой опрессовки. Перечисленные операции продолжаются до момента снижения величины падения давления, обусловленного негерметичностью колонны. Точная глубина негерметичности определяется по количеству закачанной продавочной жидкости. Способ на практике применяется редко из-за трудоемкости приготовления специальной высоковязкой жидкости.

Итак, подведем итоги анализа состояния технологий РИР, РВР и методов исследования технического состояния скважин. Все они в конечном результате решают задачи оздоровления осложненного фонда скважин.

В отдельных нефтедобывающих регионах перспективными являются технологии РИР с применением ВУС, ГФС, пенных систем, НСКС, АКОР, Продукта 119-204, КИП-Д, а также ЛСТ, КФ-Ж, алюмохлорида в различном сочетании для изоляции притока воды по пропласткам и ТСД-9, ТС-10, ГТМ-3 — для полного отключения обводненных верхних и промежуточных пластов.

Эффективность гипана, ПАА, МАК-ДЭА повышается при использовании их в комбинации с цементным раствором для изоляции притока подошвенной воды.

Перспективно применение ТСД-9, ТС-10, ГТМ-3, АКОР, Продукта 119-204, КИП-Д для изоляции притока воды по негерметичному цементному кольцу, пластырей и летучек (ниже глубины подвески ЭЦН). — для догерметизации отключенных тампонированием обводненных верхних пластов и интервалов негерметичности колонн.

Для проведения РИР и РВР в отдельных интервалах разреза тампонажные растворы должны выбираться в соответствии с требованиями охраны окружающей среды, но с достаточными качественными характеристиками.

Наиболее оптимальными областями применения методов исследования технического состояния скважин являются:

АКЦ и СГДТ — в процессе проведения РВР по наращиванию цементного кольца и работ по ликвидации скважин как в комплексе, так и самостоятельно в зависимости от расположения разобщаемых интервалов заколонного пространства в разрезе,

используемых технологий и других конкретных условий;

термометрии — для контроля текущего геолого-технического состояния эксплуатационного и контрольного фонда и оценки качества ликвидации скважин, реже — после РВР по наращиванию цементного кольца в эксплуатируемых скважинах в зависимости от состояния цементирования кондуктора и для определения интервала негерметичности эксплуатационной колонны;

расходомерии самостоятельно и в комплексе с высокочувствительной термометрией, поинтервальной опрессовки пакером, реже — закачки высоковязкой жидкости для установления интервалов (глубин) негерметичности эксплуатационной колонны.

На примере АНК “Башнефть” масштабы применения различных методов исследований технического состояния скважин следующие:

АКЦ и СГДТ — соответственно, 0,7...1,8 и 0,5...1,5 исследований на единицу произведенных РВР и ликвидационных работ;

высокочувствительной термометрии — в 10...18% эксплуатационного фонда добывающих и нагнетательных скважин;

расходомерии — в 22...39% и комплекса расходомерии и высокочувствительной термометрии — в 13...18% эксплуатационного фонда нагнетательных скважин.

Задачи оздоровления осложненного фонда скважин обуславливают необходимость специального регламентирования методов, комплексов и периодичности исследований технического состояния скважин.

2.2. Геолого-техническое состояние скважин: обоснование структуры информации и методика ее анализа

Любая скважина представляет собой сложное техническое сооружение, состоящее из концентрически расположенных друг в друге обсадных труб (колонн различных диаметров и высоты) и заколонного пространства. Последнее, в свою очередь, включает в себя: стенки скважины, образованные после бурения горных пород в различных стратиграфических горизонтах с различными гидродинамическими условиями, цементное кольцо, глинистый раствор, заполняющие часть пространства по высоте между стенками скважины и обсадными труба-

ми, интервал перфорации.

Перечисленное характеризует первоначальное (после окончания бурения и освоения) состояние скважины. В дальнейшем, в процессе эксплуатации, скважина претерпевает значительные изменения, которые сказываются на ее геологических, гидродинамических, гидрогеологических и технических характеристиках. Последние, в свою очередь, увеличиваются в объеме и усложняются в структуре. Поэтому на месторождениях, находящихся на поздней (завершающей) стадии разработки, очень важна информация, характеризующая динамическое состояние скважины, учитывающая неполноту сведений и возможность ее компенсации какими-то другими данными. Для целостности картины геолого-технического состояния скважины необходимо установление степени соответствия элементов ее конструкции требованиям охраны недр и окружающей среды.

Решение вышеназванных задач предполагает использование методики, которая обосновала бы оптимальную структуру информации. Такая методика была разработана и апробирована [150]. Согласно ей совокупность исходной информации о геолого-техническом состоянии скважин состоит из четырех групп.

Первую (рис. 2.1) составляют своего рода паспортные сведения: номер скважины, дата ввода в эксплуатацию и под заказку, категория на дату обследования, начало и окончание периода эксплуатации в качестве добывающей, нагнетательной и др., указывается продуктивный пласт, а также интервалы продуктивных пластов и перфорации. Сбор и анализ перечисленных данных позволяет предварительно оценить возможность перехода или возврата на другие объекты и условия эксплуатации скважин.

Вторая (рис. 2.2) группа информации включает в себя сведения о конструкции скважин. Ее составляющими являются данные о глубине башмака направления; для кондуктора, технической колонны и эксплуатационной колонны учитываются диаметр долота, диаметр кондуктора, глубина башмака, уровень цементного кольца; дополнительно для кондуктора — количество закачанного раствора при первичном цементировании; для технической и эксплуатационной колонн — качество первичного цементного кольца. Эта группа является основной с точки зрения оценки возможности отрицательного влияния скважин на окружающую среду, обоснования объемов РВР и потребности в различных материалах, а также условий работы глубинного оборудования.

В третьей (рис. 2.3) группе собирается информация о глубине раздела горизонтов, содержащих пресные и минерализованные воды. Необходимость этой информации обусловлена, в основном, требованиями правильного планирования технологии РВР. Именно в этой группе фиксируются сведения о кровле загрязняющего пресноводный комплекс горизонта, о кровле самого верхнего потенциально продуктивного пласта (ППП), информация о глубине залегания кровли поглощающего горизонта.

Четвертую (рис. 2.4) группу составляют сведения о проведенных в процессе эксплуатации скважины РИР. Для оценки ее текущего состояния, обоснования вида и технологии дальнейших РВР собираются данные о герметичности (не герметичности) эксплуатационной колонны, об общем количестве и дате РИР в процессе эксплуатации, о наличии или отсутствии фактов излива жидкости на устье через заколонное пространство, об интервале нарушения герметичности.

Примечательно, что предложенная методика позволяет собрать сведения и разработать рекомендации по каждой скважине отдельно [150]. Но решение вопроса структуры информации о геолого-техническом состоянии скважины ставит вопрос о методике ее анализа.

Цель заключается в установлении единого порядка оценки данных о геолого-техническом состоянии фонда скважин и на этой основе — определении возможности дальнейшего их использования. Методика получила свою реализацию: была апробирована и нашла применение в практике [147]. При разработке методики учтены следующие особенности выборки данных о геолого-техническом состоянии скважин и принимаемых технологических решений.

Границей раздела пресных и минерализованных вод на большинстве нефтяных месторождений Урало-Поволжья является кровля кунгурского яруса; на отдельных месторождениях дополнительно — кровля свиты А верхнеказанского подъяруса и кровля артинского яруса.

Уровень, интервалы и качество сцепления первичного цементного кольца определяются геофизическими исследованиями (АКЦ, СГДТ, ВТ) во время строительства скважины. Источником информации о герметичности цементного кольца за эксплуатационной колонной и кондуктором (наличие или отсутствие перетока) являются результаты комплекса исследований АКЦ и ВТ. Информация о наличии перетока жидкости в зацементированном интервале заколонного пространства должна

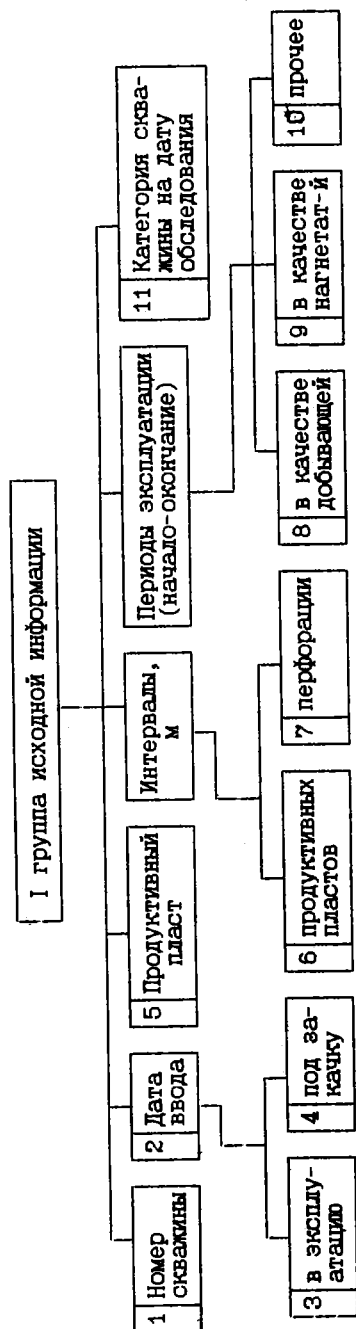


Рис. 2.1. Информация о геолого-техническом состоянии фонда скважин (АНК, НГДУ, месторождения)
по состоянию на _____

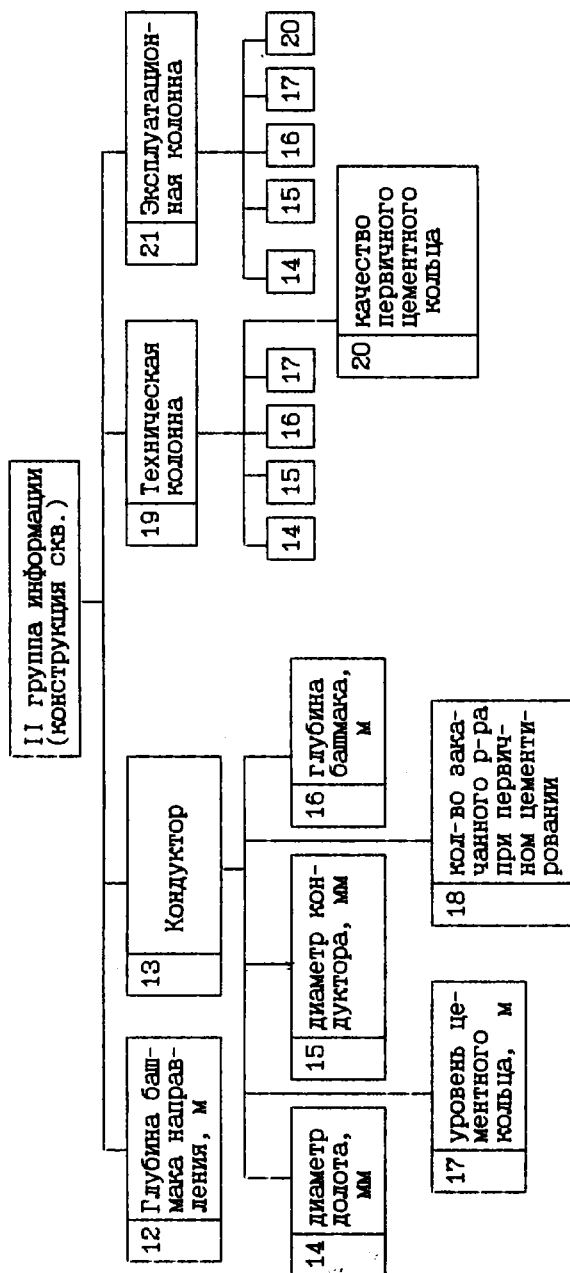


Рис. 2.2

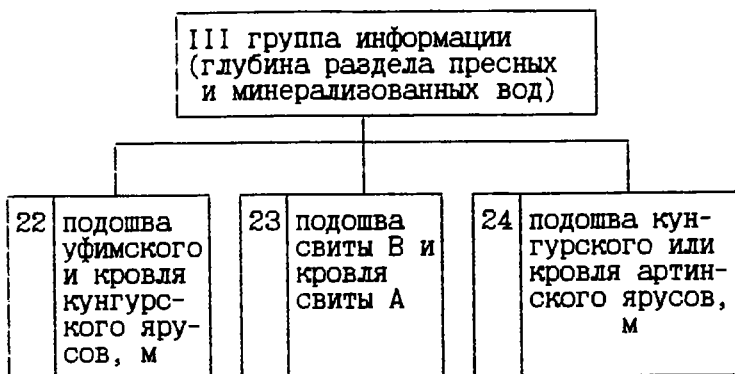


Рис. 2.3

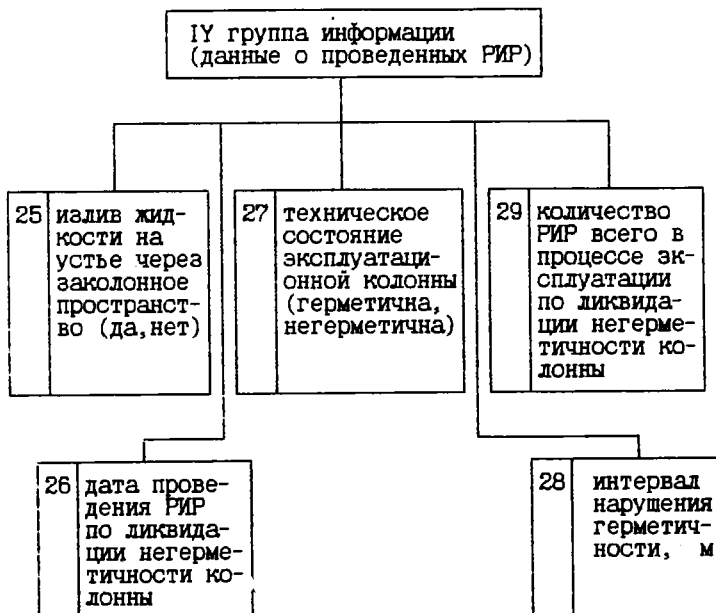


Рис. 2.4

подтверждаться данными инструментальных исследований путем перфорации спецотверстий на двух уровнях, установки пакера и вызова циркуляции между ними.

Ремонтно-восстановительные работы в скважинах путем отворота и замены дефектных труб эксплуатационной колонны проводятся в основном при обнаружении дефекта в интервале спуска кондуктора (технической колонны). Если проведение РВР в скважинах экономически нерентабельно, то они подлежат физической ликвидации.

Методики сбора и анализа информации ориентируют на то, чтобы пьезометрические, контрольные и водозаборные скважины условно причислять к категории добывающих, а поглощающие — нагнетательных скважин. Очередность проведения РВР в различных категориях скважин также регламентирована. В первую очередь — действующие дефектные нагнетательные с подтвержденным перетоком жидкости; далее аналогичные добывающие; затем аналогичные пьезометрические и контрольные; после них действующие дефектные нагнетательные и добывающие с предполагаемым перетоком жидкости; и, наконец, аналогичные пьезометрические и контрольные.

Если по гидрогеологической характеристике в верхней части разреза имеются две границы, разделяющие минерализованные и пресные воды, то сбор, обработка информации и принятие решения о назначении скважины производятся с учетом обеих границ. Например, в случае принятия решения о ликвидации скважины объем изоляционных работ увеличивается в два раза при наличии двух границ раздела минерализованных и пресных вод.

После проведения РВР по устранению негерметичности эксплуатационной колонны скважина эксплуатируется под особым контролем ее технического состояния (см. далее). В аналогичных условиях режим эксплуатации нагнетательных скважин согласовывается с местными органами Госгортехнадзора. Кроме того, после обнаружения третьего дефекта эксплуатационной колонны в нагнетательной скважине она подлежит ликвидации.

Представленная выше структура информации о геолого-техническом состоянии скважин стала итогом многолетнего опыта проведения РИР, неотъемлемую часть которых составлял тщательный предварительный анализ данных о состоянии ремонтируемых скважин. Этот же опыт позволил классифицировать скважины: добывающие на 31 тип и нагнетательные —

26 типов (рис. 2.5 и 2.6), которые включают в себя практически все встречаемые геолого-технические условия эксплуатации скважин.

Следует отметить, что задача анализа геолого-технического состояния скважин не подлежит количественному измерению, поскольку многие параметры оцениваются качественно. Например, через описательные показатели регистрируется потеря герметичности обсадных колонн, качество цементного кольца, причины ликвидации скважин, наличие и значение потенциально-продуктивного пласта и т. д. Кроме того, она является многокритериальной. Поэтому рассматриваемая задача не поддается решению методами математической статистики.

Сама методика анализа данных о геолого-техническом состоянии скважин представлена в форме табл. 2.2. (См. таблицы в конце главы). Сущность методики заключается в том, что сопоставляются конструкции скважин и гидрогеологический разрез в интервале от устья до кровли загрязняющего пресноводный комплекс горизонта. При этом основными показателями конструкции скважины приняты уровни цементного кольца за кондуктором и эксплуатационной колонной, гидрогеологии — границы залегания отложений, содержащих пресные (уфимский ярус) и минерализованные (кунгурский ярус) воды, минерализованные и сероводородсодержащие (артинский ярус). Результатом сопоставления перечисленных данных является оценка возможности перетока минерализованных вод в интервалы залегания отложений пресноводного комплекса.

Методика учитывает также и то, что во время строительства скважин часто не проводились геофизические исследования по оценке уровня и качества цементного кольца за кондуктором. Поэтому сопоставляется неопределенное состояние закондукторного пространства как с расположением башмака кондуктора относительно границы раздела отложений пресных и минерализованных вод, так и — состоянием пространства за эксплуатационной колонной.

Но названное сопоставление еще недостаточно для подготовки предложений о возможных путях использования скважины. Для этого должно быть оценено техническое состояние эксплуатационной колонны, т. е. ее герметичность. Затем техническое состояние колонны сопоставляется с гидродинамической характеристикой загрязняющего пресноводный комплекс горизонта (артинского яруса).

Таким образом, сопоставление между собой трех групп

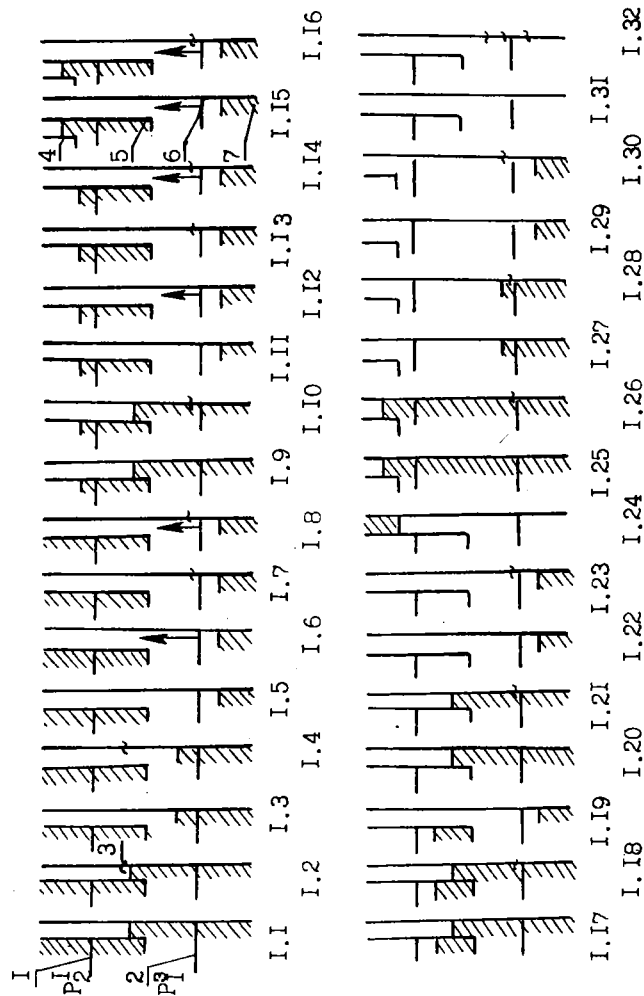


Рис. 2.5. Классификация добывающих скважин по геолого-техническим условиям эксплуатации:

1 — граница раздела пресных и минерализованных вод; 2 — кровля сакмаро-артинского яруса; 3 — нарушение эксплуатацион-
ной колонны; 4 — направление; 5 — кондуктор; 6 — эксплуатационная колонна; 7 — цементное кольцо

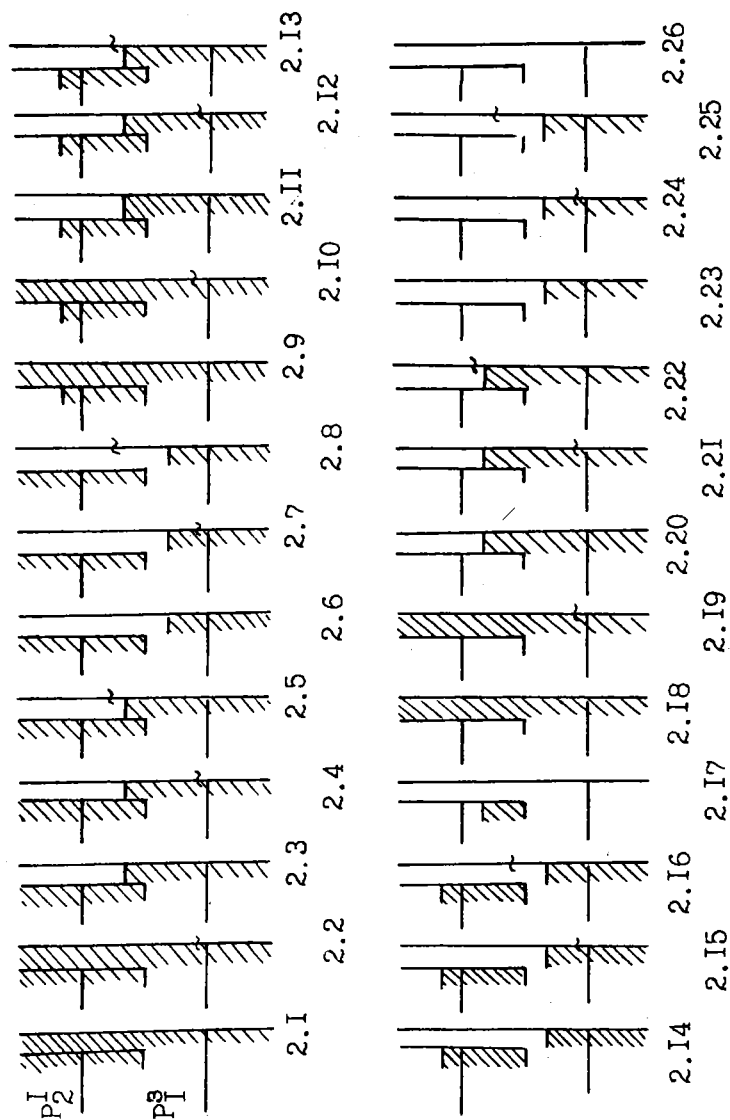


Рис. 2.6. Классификация нагнетательных скважин по геолого-техническим условиям эксплуатации

данных: уровня цементного кольца за кондуктором; уровня цементного кольца за эксплуатационной колонной, технического состояния эксплуатационной колонны — является необходимым и достаточным условием оценки возможных путей использования скважины.

Большим достоинством методики является то, что кроме оценки возможности использования скважины она предлагает и средства ее реализации. В качестве последних в методике представлены отработанные практикой виды РВР, интервалы объектов изоляционных работ и различные способы контроля за состоянием эксплуатации скважин. Предложены технологии проведения РВР в зависимости от признаков геолого-технического состояния скважин.

Например, при нахождении нарушения эксплуатационной колонны ниже башмака предыдущей колонны РВР проводится методом тампонирования, так как отворот колонны может привести к осложнениям (табл. 2.2, тип 1.4).

Возможность эксплуатации скважины с уровнем цементного кольца за эксплуатационной колонной ниже кровли загрязняющего пресноводный комплекс горизонта и при зацементированном кондукторе зависит от гидродинамической активности указанного горизонта. Если пластовое давление в этом горизонте выше гидростатического, то это обуславливает возможность движения жидкости к устью по заколонному пространству. В этом случае путем контроля давления в межколонном пространстве на устье можно своевременно остановить скважину и провести РВР (табл. 2.2, тип 1.6).

При аналогичном положении цементного кольца за эксплуатационной колонной и кондуктором, но негерметичной колонне, должны проводиться РВР по наращиванию цементного кольца со строгой регламентацией верхнего уровня цементного кольца у башмака кондуктора (табл. 2.2, тип 1.8). Последнее обеспечивает возможность исследования кондуктора в процессе последующей ликвидации скважины. В этом случае, в зависимости от расположения нарушения колонны, оно может быть использовано в качестве спецотверстий для наращивания цементного кольца, то есть допустимо совмещение двух видов РВР.

Достаточно сложным является случай, когда загрязняющий горизонт за колонной перекрыт цементом, но уровень цемента за кондуктором находится ниже границы раздела пресных и минерализованных вод. В таких скважинах часто непосредст-

венное исследование кондуктора невозможно. Поэтому наличие или отсутствие перетока минерализованных вод в пресноводный комплекс должны оцениваться косвенными методами: исследование контрольных скважин, специально пробуренных для наблюдения за пресноводным комплексом, контроль качества воды в колодцах, наблюдение за устьем скважин и прилегающих к ним территорий и т. д. (табл. 2.2, тип 1.18).

На практике встречаются случаи, когда цемент при первичном цементировании кондуктора “зависает” над башмаком и остается незацементированной граница раздела пресных и минерализованных вод. Такие скважины невозможно эксплуатировать после РВР по вторичному цементированию кондуктора с перфорацией спецотверстий одновременно в двух колоннах в связи с проблемами их догерметизации. По указанной причине скважины подлежат ликвидации независимо от уровня цементного кольца за эксплуатационной колонной (табл. 2.2, тип 1.24). По аналогичной причине также подлежат ликвидации скважины, в которых кондуктор не зацементирован, обнаружались неоднократные нарушения колонн и повторная разгерметизация интервалов нарушения после проведенных РВР (табл. 2.2, тип 1.31).

Отличительной особенностью нагнетательных скважин является необходимость наращивания цементного кольца за эксплуатационной колонной до устья или выше башмака кондуктора, а также возможность более широкого применения пластырей. В данной категории скважин цементное кольцо за эксплуатационной колонной наращивается до устья, если в процессе первичного цементирования скважины цемент за кондуктором был поднят до устья или выше границы раздела минерализованных и пресных вод (табл. 2.2, типы 2.6; 2.14...2.16).

В условиях, когда при первичном цементировании не проводились исследования кондуктора и поэтому неизвестен уровень цемента за ним, но количество закачанного за кондуктор цементного раствора близко к расчетному объему закондукторного пространства в интервале “башмак-устье”, цемент за эксплуатационной колонной наращивается до глубины ниже границы раздела минерализованных и пресных вод. Это обеспечивает возможность исследования кондуктора во время ликвидации скважины и, при необходимости, наращивания цементного кольца за ним (табл. 2.2, типы 2.23...2.25).

На основе описанной выше методики разработаны алгоритмы и программные средства, позволяющие формализовать

анализ технического состояния скважины с использованием компьютерной техники. Программные средства освоены Башнипинефтью, КИВЦ АНК “Башнефть”, НГДУ “Аксаковнефть” и прошли успешные промышленные испытания на базе геолого-промыслового материала Шкаповского месторождения. Разработан также руководящий документ, в соответствии с которым будет проводиться регулярный компьютерный анализ скважин всех месторождений АНК “Башнефть” [151].

2.3. Методика контроля технического состояния скважин

Исследование скважины производится в соответствии с “Принципиальным комплексом исследований по контролю разработки нефтяных месторождений” [106], включающим в себя гидродинамические, промыслово-геофизические и физико-химические методы. Основной целью указанных исследований является получение информации о параметрах разрабатываемых продуктивных пластов для контроля за разработкой нефтяных месторождений.

“Принципиальным комплексом...” предусматривается также профилактическое обследование состояния эксплуатационных колонн в фонде нагнетательных скважин периодичностью 1 раз в год. Недостатком данной рекомендации является отсутствие контроля технического состояния добывающих скважин, учета стадии и состояния разработки месторождения. “Принципиальным комплексом...” предусматривается также составление обязательных комплексов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований для отдельных нефтедобывающих регионов и месторождений.

Поиск путей оздоровления скважин стал объективной предпосылкой для разработки специальной методики. Она должна была позволить во взаимозависимости обобщать такие показатели, как категория скважин и их переходные состояния, задачи исследований, вид измерений и исследований, периодичность исследований, наиболее типичные признаки неисправного состояния скважин [132].

Методика была разработана и в данной работе представлена в виде табл. 2.3. В ней речь идет о 8 категориях скважин и их переходных состояниях: добывающих и нагнетательных действующих; добывающих при переводе в нагнетательные и пьезометрические; пьезометрических, наблюдательных, водозаборных и поглощающих.

Основные задачи исследований технического состояния действующих добывающих и нагнетательных скважин заключаются в динамической оценке качества крепления и состояния эксплуатационной колонны. В то же время в составе исследований этих категорий скважин имеются различия, обусловленные, прежде всего, необходимостью выявления возможных перетоков закачиваемой воды в непродуктивные пласты в нагнетательных скважинах.

Необходимость исследования высокочувствительной термометрией (ВТ) пьезометрических и наблюдательных скважин обусловлена стремлением к своевременному обнаружению возможных перетоков жидкостей из интервалов ниже башмака кондуктора в вышележащие пресноводные горизонты, особенно в случаях незацементированного и частично зацементированного кондуктора.

Техническое состояние водозаборных скважин оценивается путем проверки принадлежности добываемой воды к продуктивному горизонту и наблюдения за изменениями статического и динамического уровней.

Оценка технического состояния поглощающих скважин аналогична действующим нагнетательным скважинам.

Предусмотренные в методике виды исследований в основном встречаются и в обязательном комплексе исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений. В то же время в регламенте отсутствуют некоторые виды геофизических исследований по определению нефтенасыщенности, заводненной толщины пласта и т. д., непосредственно не связанных с проверкой технического состояния скважины.

В качестве дополнительных исследований нагнетательных скважин в методике предусмотрено использование “метода мощностей”, наблюдение за характером изменения давления и движения жидкости в заколонном пространстве (между колонной и кондуктором), снятие индикаторных кривых и кривых падения устьевого давления, метода шумометрии. Кроме того, во всех категориях скважин рекомендовано проведение гидродинамических исследований путем поинтервальной опрессовки эксплуатационной колонны пакером.

Последовательность исследований технического состояния скважин определяется исходя из принципа: от постоянных визуальных наблюдений и несложных замеров к исследованиям с определенной периодичностью во времени и, наконец, к разовым исследованиям во время ремонтных работ. Периодичность

исследований обоснована исходя из поставленной цели, состояния разработки нефтяных месторождений и фонда скважин. Поэтому она часто не совпадает с рекомендациями обязательного комплекса исследований.

Что касается вновь пробуренных скважин (до спуска глубинного оборудования для эксплуатации), то их техническое состояние оценивается по данным промыслово-геофизических исследований и опрессовки пакером. При этом оно оценивается как неблагополучное, если отсутствует цементное кольцо за колонной (кондуктором) между пресноводным комплексом и пластом-источником агрессивных вод или между продуктивным и непродуктивным пластами; отсутствует сцепление цемента с колонной; негерметичная эксплуатационная колонна (снижение давления опрессовки более 0,5 МПа за 30 мин). Наличие любого из указанных признаков обуславливает необходимость проведения ремонтно-восстановительных работ перед вводом скважины в эксплуатацию из бурения.

Исследования технического состояния скважин осуществляются по широко известным технологиям [48, 59, 74, 78, 114, 121, 122, 140, 142, 157]. Проведение исследований по контролю технического состояния скважин в соответствии с разработанной методикой позволяет разделить их на несколько групп.

Группу скважин, в которой основные элементы конструкции полностью соответствуют требованиям охраны недр и окружающей среды. Кондуктор и эксплуатационная колонна (обсадные колонны) зацементированы до устья (или за эксплуатационной колонной цементное кольцо выше башмака кондуктора); цементное кольцо за колонной имеется по всей высоте, сцепление цементного кольца с колонной имеется по большей части высоты цементного кольца; колонна герметична; заколонные перетоки отсутствуют.

Группу скважин, в которой основные элементы конструкции не полностью соответствуют требованиям охраны недр и окружающей среды. Кондуктор и эксплуатационная колонна зацементированы до устья (или за эксплуатационной колонной цемент выше башмака кондуктора); цементное кольцо за обсадной колонной прерывистое и его сцепление с обсадной колонной не по всей высоте цементного кольца; колонна герметична; заколонные перетоки отсутствуют. Скважины данной группы требуют повышенного внимания с точки зрения охраны недр и окружающей среды.

Группу скважин, в которой основные элементы конструк-

ции не соответствуют требованиям охраны недр и окружающей среды. Кондуктор не зацементирован вообще, зацементирован частично или некачественно. Уровень цементного кольца за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора; сцепление цементного кольца с эксплуатационной колонной не по всей его высоте; колонна негерметична; возможны заколонные перетоки. Скважины этой группы подлежат выводу из эксплуатации и в них должны быть проведены ремонтно-восстановительные работы.

Принадлежность скважины к той или иной группе обуславливается прежде всего ее конструкцией, качеством строительства и условиями эксплуатации, но прямо не зависит от ее возраста. Со временем скважины могут переходить из одной группы в другую. Например, скважины второй группы могут быть переведены в третью группу в результате изменения условий эксплуатации, приведших к образованию и развитию перетока жидкостей по некачественному цементному кольцу или через нарушение (дефект) эксплуатационной колонны. После проведения ремонтно-восстановительных работ скважины третьей группы наоборот могут быть переведены во вторую группу.

Таким образом, разработанный документ регламентирует не только проведение в определенной периодичности того или иного вида исследований, но, благодаря целенаправленному распределению видов исследований по элементам конструкции скважин и возможности увязки результатов интерпретации исследований с неисправностями скважин, является и методической основой для однозначной оценки технического состояния. Получаемые динамические данные исследований дополняют и уточняют информацию о геолого-техническом состоянии фонда скважин и обеспечивают ее оперативность и достоверность. Последние позволяют повысить обоснованность и масштабы проведения различных видов капитального ремонта скважин: ремонтно-восстановительные и ликвидационные работы, перевод скважин из категории в категорию, работы по воздействию на продуктивные пласты и т. д.

Ниже, в качестве примера, приводятся возможности отдельных методов исследований технического состояния скважин и результаты реализации РВР, осуществляемых на месторождениях Башкортостана, Татарстана и Западной Сибири.

В скв. 455 Арланского месторождения комплекс АКЦ+СГДТ был использован для оценки результатов РВР по наращиванию цементного кольца путем закачки цементного

раствора через спецотверстия, перфорированные на глубине 320 м. Как видно из рис. 2.7а, уровень цемента за эксплуатационной колонной после первичного цементирования находился на глубине 330 м. После определения приемистости спецотверстий ($P=7$ МПа, $Q=72$ м³/сут) и закачки за колонну 6,4 м³ цементного раствора данные АКЦ+СГДТ достаточно четко свидетельствуют о создании цементного кольца в интервале 152...330 м, то есть “кровельная часть сакмаро-артинского яруса — 92 м выше башмака кондуктора” изолированы.

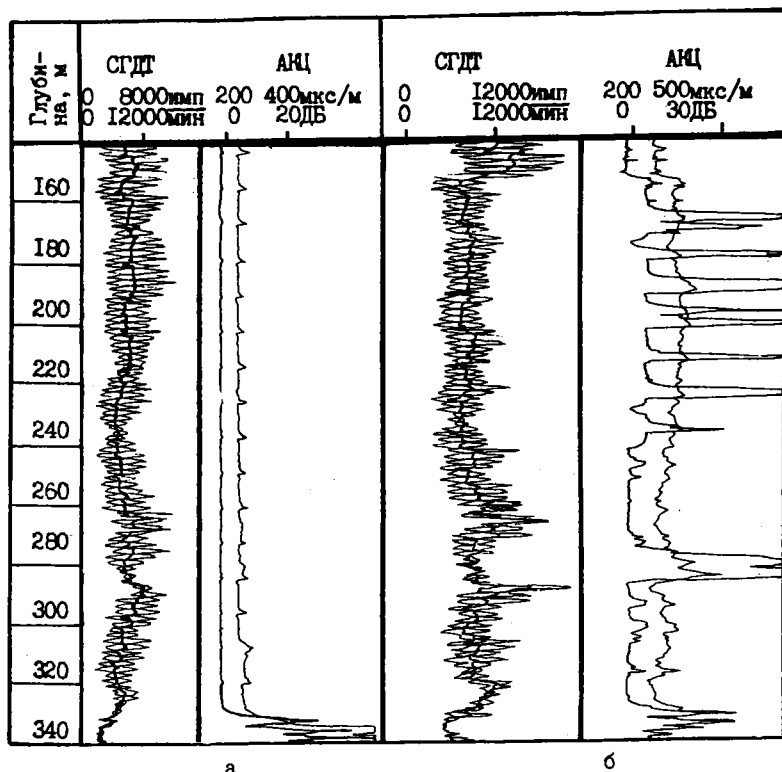


Рис. 2.7. Данные АКЦ, СГДТ до и после РВП в скв. 455 Арланского месторождения

На рис. 2.8 приведен пример использования комплекса АКЦ+СГДТ в скв. 3472 того же месторождения после наращивания цементного кольца путем закачки 6,4 м³ цементного раствора при давлении 6 МПа с устья в межколонное пространство. Перед РВП данными и АКЦ, и СГДТ цементное кольцо установлено на глубине 343 м (рис. 2.8а), после РВП —

в интервалах 32...241 м сплошное сцепление и полное заполнение, 241...300 м — частичное, 300...343 м — отсутствует; 343...376 м — частичное и ниже — полное. Отсутствие цемента в интервале 300...343 м может быть объяснено его зависанием из-за разной гидродинамической характеристики отдельных пропластков в пределах сакмаро-артинского яруса. Это явление более часто наблюдается при принятой схеме закачивания цементного раствора с устья в межколонное пространство. Реже, но обнаруживается и при первичном (прямом) цементировании кондуктора. В рассмотренных случаях достаточно однозначно определяется наличие цемента за эксплуатационной колонной и по данным только одного из использованных методов.

Убедительный пример использования комплекса ВТ и РГД показан на рис. 2.9, где приведены данные исследований до и после РВР по изоляции негерметичности цементного кольца (перетока) в скв. 621^а Арланского месторождения. Данная скважина эксплуатировалась по турнейскому горизонту, вскрытому перфорацией в интервале 1356...1366 м. Резкое увеличение обводненности добываемой продукции послужило причиной проведения ремонтных работ (табл. 2.3, п. 1.1, гр. 5). Как видно из рис. 2.9а, данные ВТ однозначно показывают переток жидкости сверху по отношению к перфорированному пласту — с глубины 1348 м. По данным РГД приток жидкости отмечается из кровельной части пласта в узком интервале 1357,6...1359,6 м, что также подтверждает направление перетока сверху (рис. 2.9а).

Для ликвидации перетока жидкости в заколонное пространство через интервал перфорации эксплуатируемого пласта было закачено около 6 м³ цементного раствора за три операции. После РВР по данным ВТ и РГД переток жидкости сверху отсутствует, работает средняя часть перфорированного интервала; профиль притока на 1 м переместился вниз (рис. 2.9б). Скважина введена в эксплуатацию.

В скв. 1159 Андреевского месторождения эксплуатировался бобриковский горизонт, перфорированный в интервале 1382...1385 м (рис. 2.10). Причиной проведения РВР было практически полное обводнение скважины пластовой водой. Проведенные до РВР исследования ВТ показали интенсивное движение жидкости снизу с глубины 1400 м (рис. 2.10а) и заколонные перетоки сверху с глубины 1361 м из водонасыщенного тульского горизонта. Для ликвидации перетока жидкости были перфорированы спецотверстия в интервале 1394...1394,5 м и закачено за колонну около 4 м³ цементного раствора с коротким

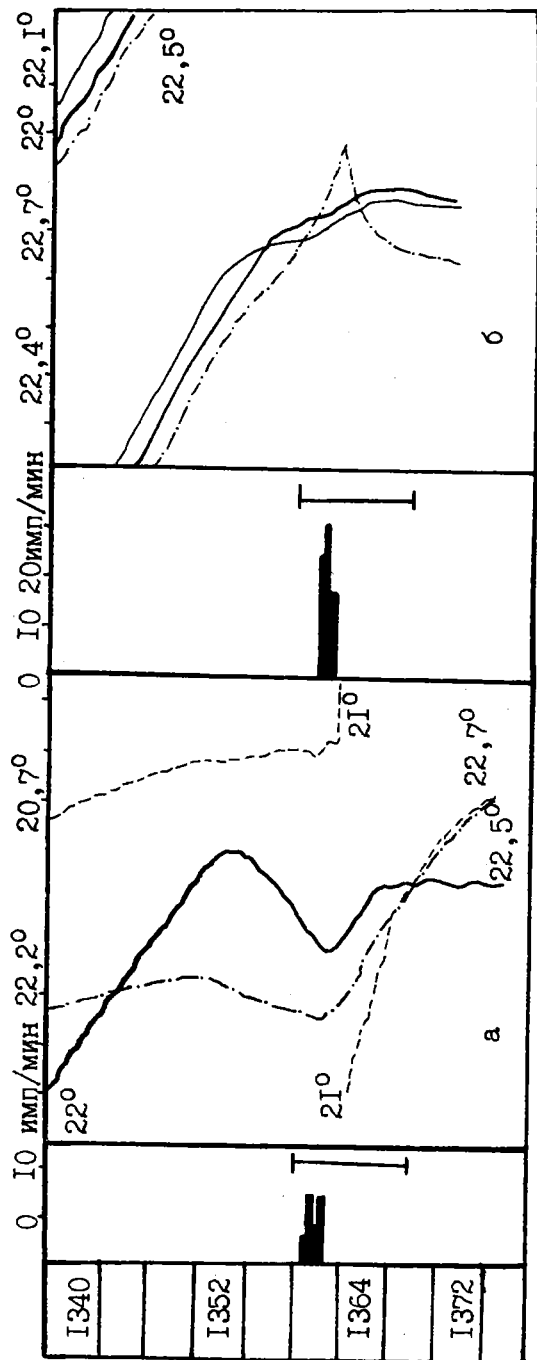


Рис. 2.9. Термограммы до и после РВР по ликвидации законных перетоков в скв. 621а Арланской площади:
 — контрольный замер; ---- замер через 2 часа после начала работы компрессора; —·— замер через 0,5 часа после
 начала работы компрессора; —·— замер через 2 часа после окончания работы компрессора

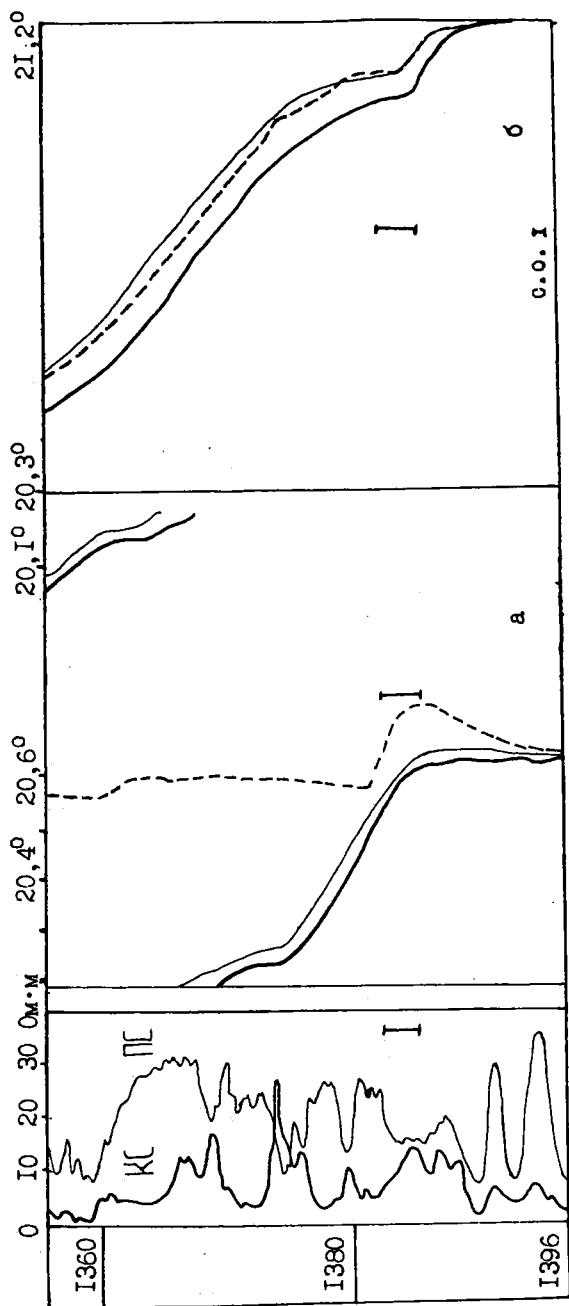


Рис. 2.10. Термограммы до и после РВР по ликвидации заколонных перегородок в скв. 1159а Андреевской площади:
 —, ——— фоновые замеры при спуске и подъеме; ———— замер после работы компрессора

временем схватывания за три операции. Перед последней операцией предварительно в спецотверстия было закачено 3 м³ воды с растворенным в ней 1500 кг сульфата алюминия для уменьшения степени поглощения. По данным ВТ после РВР отмечается незначительное поступление жидкости из интервала перфорации продуктивного пласта. Заколонные перетоки жидкости сверху отсутствуют, хотя имеется сообщение между перфорированной и неперфорированной частями продуктивного пласта (рис. 2.106). По причине поднятия искусственного забоя после РВР до глубины 1392 м термограмма ниже интервала перфорации неполная, но она резко отличается от первоначальной (до РВР). Последнее свидетельствует об отсутствии перетока и снизу. Скважину ввели в эксплуатацию.

В скв. 2231 Манчаровского месторождения эксплуатировался турнейский горизонт, перфорированный в интервалах 1447,6... 1459,2 и 1463,6...1480,6 м. Причиной РВР послужило резкое обводнение скважины (с 30 до 91%). Исследования ВТ, проведенные в 1994 г. (рис. 2.11а) до и после компрессирования, показали поступление жидкости из кровельной части верхнего интервала перфорации и незначительный приток — из нижнего интервала. По характеру термограммы заколонных перетоков снизу не отмечается. В то же время имеется переток жидкости сверху — с водоносного песчаника в интервале 1411,2...1413,4 м, а также между интервалами перфорации. Кроме того, на глубине 1507 м отмечается негерметичность эксплуатационной колонны.

Ремонтно-восстановительные работы проведены путем перфорации спецотверстий в интервале 1420,4...1421,4 м и закачки за колонну около 3,5 м³ цементного раствора. После разбуривания цементного моста поинтервальная опрессовка пакером при давлении 10 МПа негерметичности колонны на глубине 1507 м не подтвердила. Проведенные исследования ВТ (рис. 2.11б) показали отсутствие притока жидкости из интервалов перфорации и наличие незначительного притока вновь примерно с глубины 1507 м. После освоения скважины путем закачки соляной кислоты, компрессирования в течение 5 циклов и повторной перфорации пластов вновь были проведены исследования ВТ (рис. 2.11в). По полученным данным исследований имеется приток жидкости из призабойной части скважины (интервал 1500 м и ниже) и обоих перфорированных пластов в интервалах 1447,6...1453,2 и 1463,6... 1480,6 м. Заколонных перетоков как сверху, так и снизу не отмечается. По-видимому,

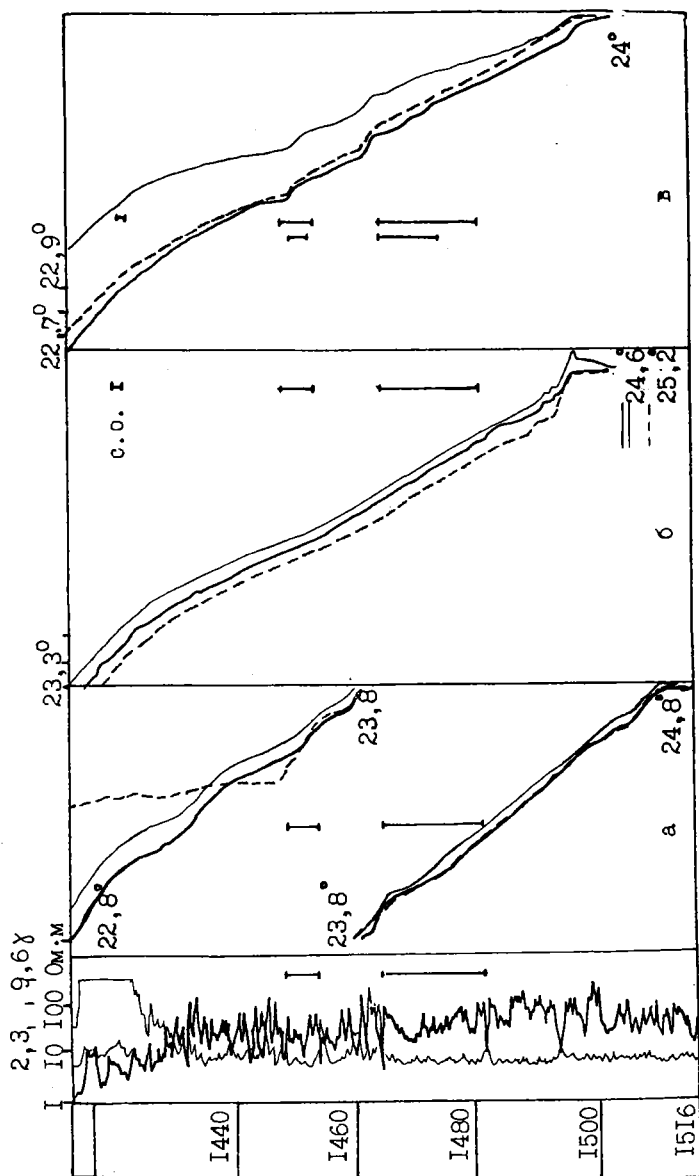


Рис. 2.11. Термограммы до и после РВР по устранению негерметичности колонны и ликвидации заколонных перетоков в скв. 2231 Манчаровской площади:

—, — фоновые замеры при спуске и подъеме; ---- замеры после начала работы компрессора

имеется негерметичность колонны в интервале 1500...1510 м, связанная с пропусками в резьбовом соединении. При давлении опрессовки 10 МПа приемистость ее отсутствует. Скважина вступила в эксплуатацию.

В скв. 4736 Арланского месторождения для определения интервала негерметичности эксплуатационной колонны использован комплекс ВТ+РГД (рис. 2.12). По данным исследований расходометрией имеется приток жидкости из продуктивных пластов в интервалах 1204...1205,5 и 1223,5...1224,5 м, а также вне продуктивного пласта (рис. 2.12а). По ВТ негерметичность колонны в интервале 1183...1184 м подтверждается, имеется дополнительный приток жидкости из интервала 1234,2...1236 м (рис. 2.12б). Данные аналогичных исследований после РВР закачкой около 2,5 м³ цементного раствора свидетельствуют об устранении нарушения эксплуатационной колонны (рис. 2.12 в, г).

Пример использования комплекса ВТ+РГД для оценки результатов РИР по отключению верхнего обводненного пласта СП в скв. 3830Д Арланского месторождения (Новоказинская площадь) представлен на рис. 2.13. Контрольные исследования РГД показали работу пластов СП и CV в интервалах соответственно 1323,5...1325,5 и 1341,5... 1342,5 м (рис. 2.13а). По ВТ отмечается движение жидкости в интервале 1348,4...1354 м, то есть ниже интервалов перфорации пласта CV, а также работа пласта СП (рис. 2.13б). Для отключения пласта СП в него закачено 2,1 м³ цементного раствора при давлении 15 МПа. После разбуривания моста было обнаружено нарушение колонны на глубине 577 м, что было устранено закачкой около 6 м³ раствора смолы КФ-Ж и алюмохлорида. После этого исследования расходометрией и ВТ показали герметичность отключенного пласта СП, однако движение жидкости ниже интервалов перфорации сохранилось. Последнее вполне объяснимо, так как первоначальная цель РИР заключалась именно в отключении обводненного пласта СП.

Ниже приводятся также примеры геофизических методов оценки технического состояния скважин в других нефтедобывающих регионах страны [122].

На рис. 2.14 показаны результаты исследований комплексом ВТ+РГД+локатор муфт для установления причин обводнения скв. 271 Западно-Сургутского месторождения. По термограммам приток жидкости отмечается в интервале 1300...1340 м, находящемся вне продуктивного пласта. Негерметичность

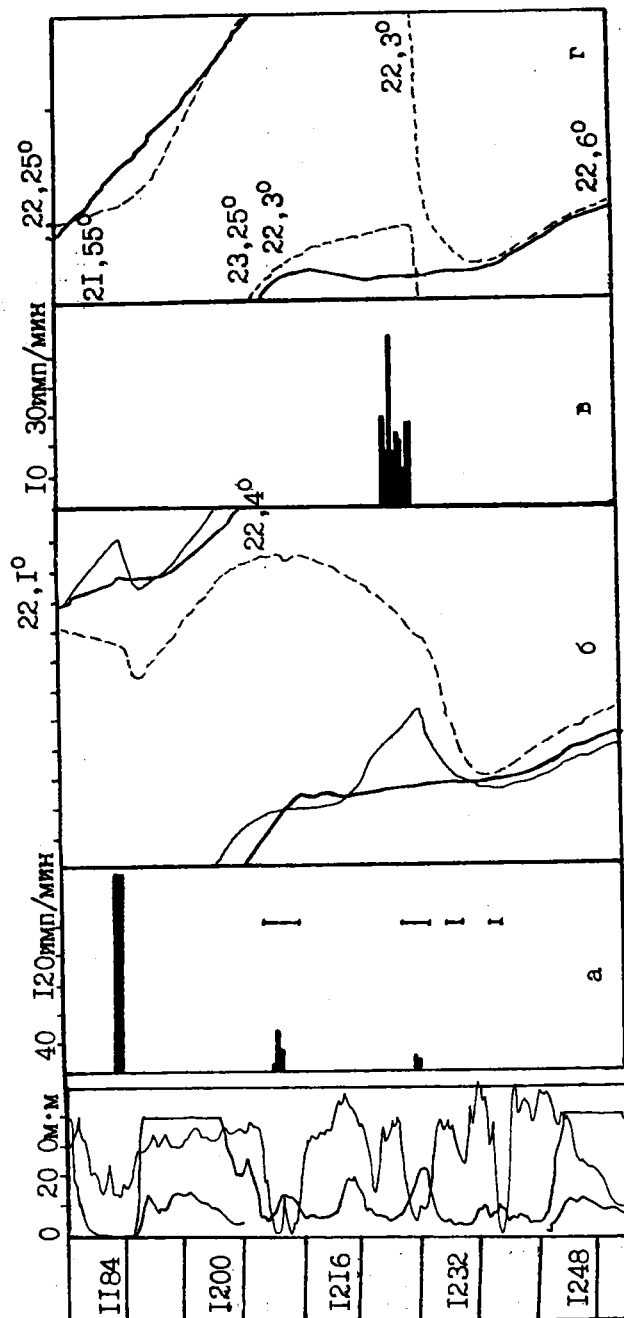


Рис. 2.12. Термограммы до и после РВР по устранению негерметичности колонны в скв. 4736 Новоказинской площади:
 ——— контрольный замер; ——— замер через 1 час после начала работы компрессора; - - - - - замер через 1 час после
 окончания работы компрессора

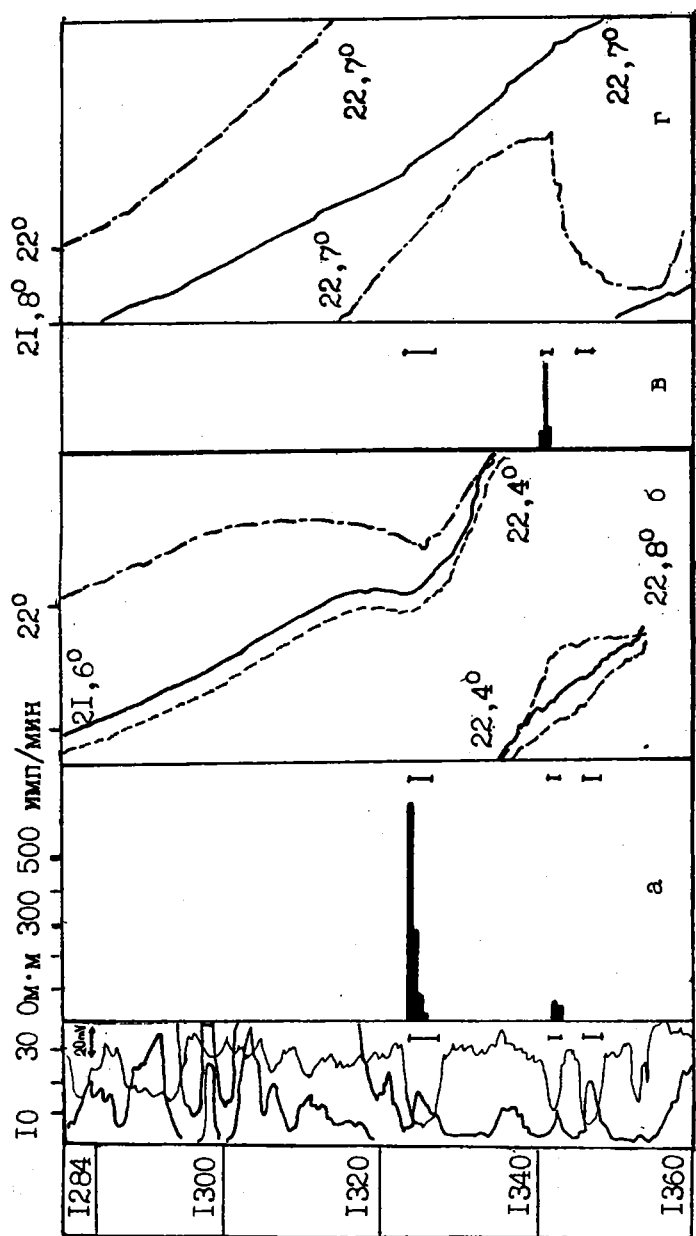


Рис. 2.13. Термограммы до и после РВР по отключению пласта СII в скв. 3830Д Новоказинской площади:
 — — — — — замер через 2 часа после начала работы компрессора; — — — — — замер через 3 часа после
 окончания работы компрессора

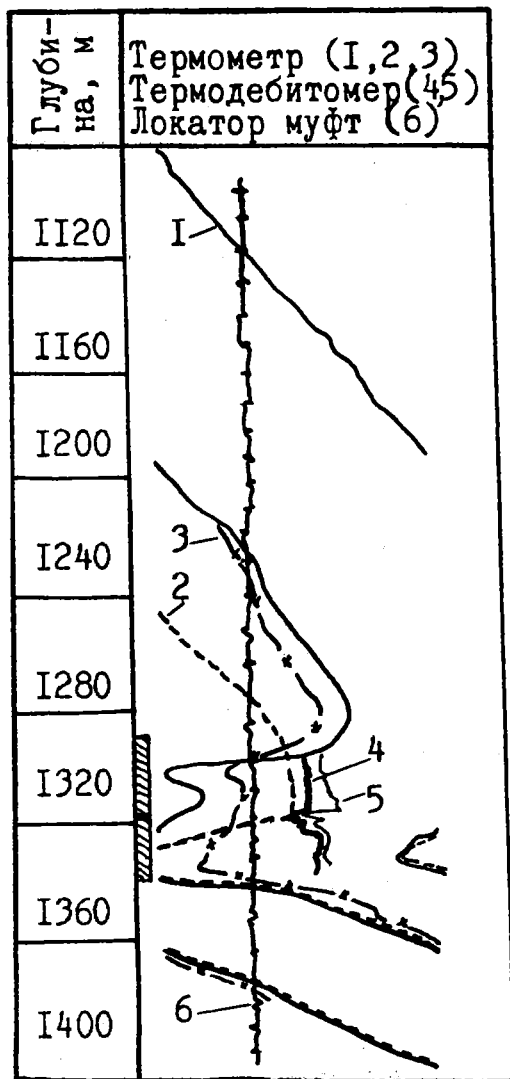


Рис. 2.14. Исследования методами термометрии и расхонометрии для определения интервала негерметичности эксплуатационной колонны:

— поглощающий интервал;

— место нарушения герметичности колонны;

1, 2, 3 — термограммы, соответственно, после остановки скважины, через 1 час работы компрессора, через 6 часов после остановки компрессора; 4, 5 — данные замеров термокондуктивным дебитометром, соответственно, при снижении уровня и изливе

колонны уточнена дополнительными исследованиями термокондуктивным дебитомером и локатором муфт и установлена на глубине 1219 м.

При негерметичности колонны, характеризующейся малыми утечками, хорошие результаты дают исследования термометром при компрессировании (рис. 2.15). По контрольной термограмме (1) в остановленной скважине негерметичность не обнаружена. По термограммам, записанным в процессе вызова притока и после остановки компрессора, однозначно установлена негерметичность колонны на глубине 1154 м в скв. 1073 Солкинского месторождения.

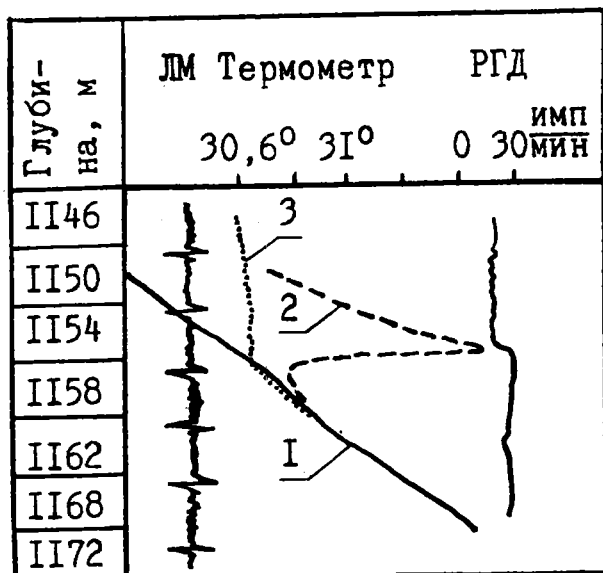
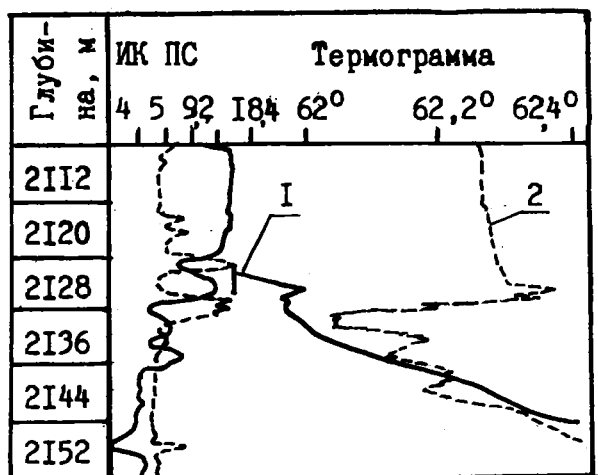


Рис. 2.15. Определение негерметичности эксплуатационной колонны при отборе жидкости из скважины компрессором:

- 1 — в простаивающей скважине; 2 — после вывода притока компрессором; 3 — через 1 час после отключения компрессора

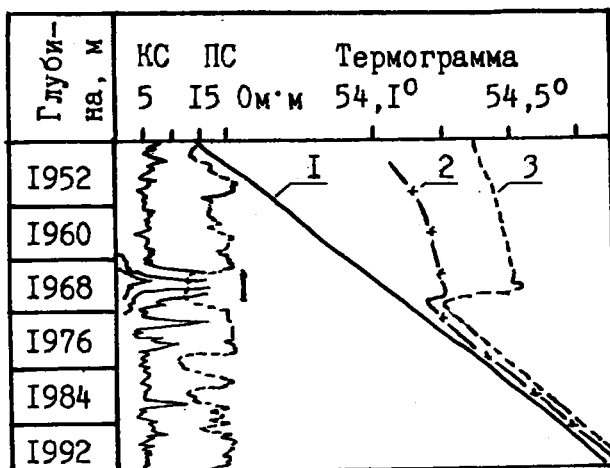
Хорошие возможности термометрии для оценки причин обводнения скважин, связанных с негерметичностью заколонного пространства, иллюстрируются на рис. 2.16. В скв. 1880 (рис. 2.16а) Лянторского месторождения из нефтяного пласта AC_{10} , перфорированного в интервале 2122,6...2126 м, при освоении была получена продукция обводненностью 80%. Термограммы, записанные в остановленной скважине (1) и в режиме притока (2), показывают переток воды из нижнего пласта AC_{11} .

скв. 1880



а

скв. 50



б

Рис. 2.16. Определение герметичности заколонного пространства:
а: 1 и 2 — термограммы, соответственно, в остановленной скважине и при вызове притока;
б: 1, 2, 3 — термограммы, соответственно, в остановленной скважине и при вызове притока во времени

В скв. 50 Западно-Сургутского месторождения (см. рис. 2.166) сравнение термограмм в остановленной скважине (1) и в режиме притока (2, 3) однозначно показывают работу перфорированного пласта АС₈ и отсутствие перетока. Следовательно, полученный при освоении данной скважины приток воды свидетельствует о водонасыщенности перфорированного пласта.

На рис. 2.17 показан пример определения глубины негерметичности колонны в ее верхней части с помощью резистивиметра в скв. 1343 Ромашкинского месторождения. Видно, что последовательные замеры резистивиметром при закачке в скважину воды, температура которой отличалась от температуры

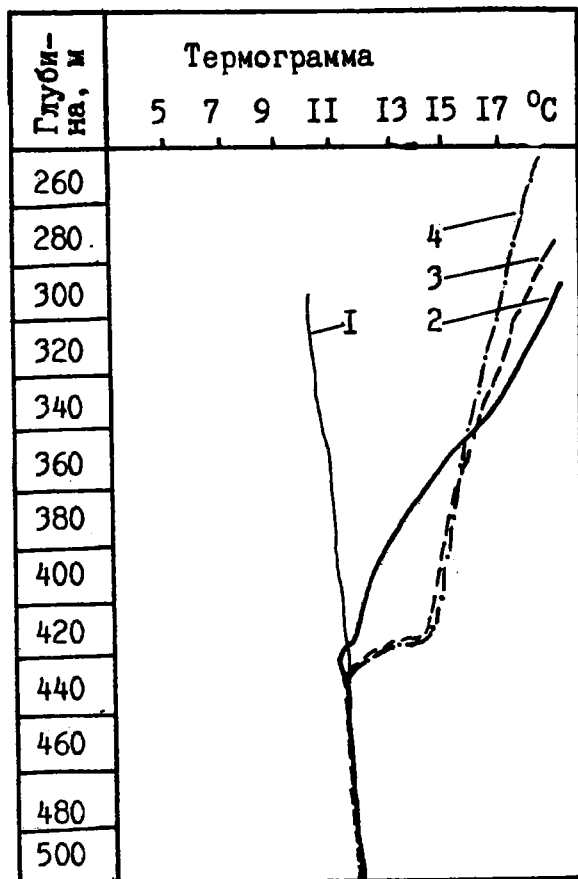


Рис. 2.17. Выделение интервала негерметичности колонны по термометру при закачке воды с контрастной температурой:
1 — контрольный замер; 2-4 — замеры в процессе закачки воды, температура которой превышает температуру воды в скважине

жидкости в ней, четко выделяют негерметичность колонны на глубине 420 м.

Пример установления перетока в скв. 5136 Ромашкинского месторождения закачкой изотопа Na-24 представлен на рис. 2.18. Контрольная кривая (1), снятая после длительной закачки в скважину долгоживущего изотопа Zr-95, показывает высокую гамма-активность интервала перфорации. После закачки в скважину изотопа Na-24 выделяется переток в интервале 1716,8...1719,4 м по максимальному значению ГК (кривая 2). При последующей закачке 2,5 м³ воды большая часть закачанного в скважину изотопа уже была вытеснена за пределы радиуса исследования методом ГК (кривая 3). При зумпфе в данной скважине около 10 м оценка технического состояния ее ВТ была бы затруднительной.

В перечисленных скважинах данные исследований технического состояния скважин подтверждены результатами проведенных РВР. Таким образом, приведенные примеры показывают достаточно хорошие возможности методов исследования технического состояния скважин, регламентированных в табл. 2.3.

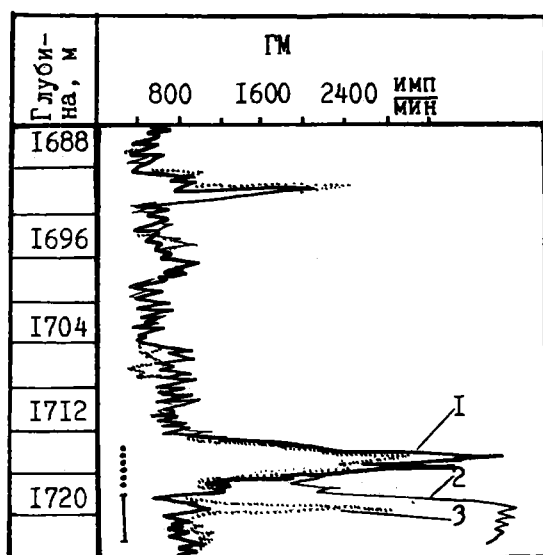


Рис. 2.18. Применение метода радиоактивных изотопов для выделения затрубной циркуляции в скв. 5136 Алькеевской площади:
 : — интервал перфорации; **I** — интервал заколонной циркуляции; 1, 2, 3 — кривые ГК, зарегистрированные, соответственно, после длительной закачки долгоживущего изотопа Zr-95, после закачки изотопа Na-24 и продавливания его водой

Методика анализа данных о геолого-техническом состоянии скважин

Категория скважин	Уровень и состояние цементного кольца за		Техническое состояние экспл. колонны	Дополнительные условия	Возможность использования скважин и средства для ее реализации
	кондуктором (техн. кол.)	эксплуатационной колонной			
1	2	3	4	5	6
1. Добывающие (рис. 2.5)	1.1. На устье	Выше башмака предыдущей колонны не менее 100 м	Герметична	—	Скважина может эксплуатироваться
	1.2. То же	То же	Не герметична	—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по устранению негерметичности эксплуатационной колонны путем замены дефектной обсадной трубы или методом тампонирования
	1.3. —	Выше кровли загрязняющего горизонта не менее 20 м	Герметична	—	Скважина может эксплуатироваться
	1.4. —	То же	Не герметична	—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по устранению негерметичности экс-

1	2	3	4	5	6
	1.5. На устье	Ниже кровли загрязняющего горизонта	Герметична	Пластовое давление в загрязняющем горизонте не выше гидростатического	платационной колонны методом тампонирования Скважина может эксплуатироваться
	1.6. То же	То же	То же	Пластовое давление в загрязняющем горизонте не выше гидростатического	Скважина может эксплуатироваться при условии контроля давления в межколонном пространстве
	1.7. — " —	Ниже кровли загрязняющего горизонта	Не герметична	Пластовое давление в загрязняющем горизонте не выше гидростатического	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по устранению негерметичности эксплуатационной колонны при условии контроля давления
	1.8. — " —	То же	То же	Пластовое давление в загрязняющем горизонте выше гидростатического	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по наращиванию цементного кольца между кровельной частью загрязняющегося горизонта и башмаком кондуктора и устранению негерметичности эксплуатационной колонны

1.9. Не на устье, но выше башмака прелы выше границы разделения пресных и минерализованных вод	Выше башмака прелы выше границы разделения пресных и минерализованных вод	Герметична	—	Скважина может эксплуатироваться
1.10. То же	То же	Не герметична	—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по устранению негерметичности эксплуатационной колонны
1.11. —” —	Ниже кровли загрязняющего горизонта	Герметична	Пластовое давление в загрязняющем горизонте не выше гидростатического	Скважина может эксплуатироваться
1.12. —” —	То же	То же	Пластовое давление в загрязняющем горизонте выше гидростатического	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по наращиванию цементного кольца между кровельной частью загрязняющегося горизонта и башмаком кондуктора
1.13. —” —	—” —	Не герметична	Пластовое давление в загрязняющем	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по устранению негерметичности экс-

1	2	3	4	5	6
				горизонте не выше гидростатического	плутационной колонны
1.14.	Не на устье, выше границы раздела пресных и минерализованных вод	Ниже кровли залегающего горизонта	Не герметична	Пластовое давление в загрязняющем горизонте выше гидростатического	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по наращиванию цементного кольца между кровельной частью загрязняющегося горизонта и башмаком кондуктора и устранению негерметичности эксплуатационной колонны
1.15.	Не на устье, но выше башмака направления	То же	Герметична	То же	Скважина может эксплуатироваться при условии контроля давления в межколонном пространстве
1.16.	То же	— " —	Не герметична	— " —	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по устранению негерметичности эксплуатационной колонны при условии контроля давления в межколонном пространстве
1.17.	Ниже границы раздела пресных и минерализованных вод	Выше башмака предыдущей колонны или выше кровли залегающего горизонта	Герметична	—	Скважина может эксплуатироваться только в том случае, если по всем геолого-промысловым данным отсутствуют признаки

зонта не менее 20 м			перетока жидкости по закондукторному пространству
1.18. То же	То же	Не герметична	Скважина может эксплуатироваться только в том случае, если по всем геолого-промысловым данным отсутствуют признаки перетока жидкости по закондукторному пространству и проведены РВР по устранению негерметичности эксплуатационной колонны
1.19. То же	Ниже кровли загрязняющего горизонта	Герметична, не герметична на горизонте не выше и выше гидростатического	Пластовое давление в загрязняющем горизонте не выше и выше гидростатического
1.20. Не известен	Выше башмака предыдущей колонны или выше кровли загрязняющего горизонта не менее 20 м	Герметична	Скважина может эксплуатироваться, если при первичном цементировании кондуктора использовано расчетное количество цементного раствора для интервала "башмак кондуктора — устье" и по всем геолого-промысловым данным отсутствуют признаки

1	2	3	4	5	6
1.21. Не известен	Выше башмака пре- дыдущей колонны или выше кровли за- грязняющего гори- зонта не менее 20 м	Не герме- тична	—	—	перетока жидкости по закондук- торному пространству Скважина может эксплуатиро- ваться после проведения РВР по устранению негерметичности экс- плуатационной колонны и при выполнении условий гр. 6 п. 1.20
1.22. То же	Ниже кровли загряз- няющего горизонта	Герметич- на	—	—	Скважина может эксплуатиро- ваться после проведения РВР по наращиванию цементного кольца между кровельной частью загряз- няющего горизонта и башмаком кондуктора и при выполнении ус- ловий гр. 6 п. 1.20
1.23. То же	То же	Не герме- тична	—	—	Скважина может эксплуатиро- ваться после проведения РВР по наращиванию цементного кольца между кровельной частью загряз- няющего горизонта и башмаком кондуктора, устранению негерме- тичности эксплуатационной ко- лонны и при выполнении условий гр. 6 п. 1.20
1.24. Отсутствует только в интерва-	—	—	—	—	Скважина подлежит ликвидации с цементированием границы разде-

ле “башмак кондуктора — граница раздела пресных и минерализованных вод” (случай “зависания” цемента над башмаком)				ла пресных и минерализованных вод
1.25. Отсутствует, но башмак кондуктора находится выше границы раздела пресных и минерализованных вод	Выше башмака предыдущей колонны	Герметична	—	Скважина может эксплуатироваться
1.26. То же	То же	Не герметична	—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по устранению негерметичности эксплуатационной колонны
1.27. —” —	Выше кровли загрязняющего горизонта не менее 20 м, но ниже границы раздела пресных и минерализованных вод	Герметична	—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по наращиванию цементного кольца в интервале “имеющийся уровень цементного кольца — выше башмака кондуктора”
1.28. ---” —	То же	Не герметична	—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по устранению негерметичности

Продолжение табл. 2.2

1	2	3	4	5	6
	1.29. Отсутствует, но башмак кондуктора находится выше границы раздела пресных и минерализованных вод	Ниже кровли загрязняющего горизонта	Герметична	—	эксплуатационной колонны и РВР по п. 1.27 Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по наращиванию цементного кольца между кровельной частью загрязняющего горизонта и башмаком кондуктора
	1.30. То же	То же	Не термична	—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по наращиванию цементного кольца между кровельной частью загрязняющего горизонта и башмаком кондуктора и устранению негерметичности эксплуатационной колонны
	1.31. Отсутствует, башмак кондуктора находится ниже границы раздела пресных и минерализованных вод	—	—	—	Скважина подлежит ликвидации с цементированием кондуктора
	1.32. Независимо	Независимо от	Неодно-	—	Скважина подлежит ликвидации

от уровня	уровня	кратные нарушения в процессе эксплуатации, разгерметизация нарушений после РВР	—	Скважина может эксплуатироваться
2. Нагнетательные (рис. 2.6)	2.1. На устье 2.2. То же	На устье То же	—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по устранению негерметичности эксплуатационной колонны путем установки металлического пластыря (при отсутствии непрерывной приемистости нарушения) или закачки тампонажного раствора и последующей установки металлического пластыря (при наличии непрерывной приемистости)
2.3. —	Не на устье, но выше	Герметична	—	Скважина может эксплуатироваться

1	2	3	4	5	6
		башмака предыдущей колонны	тична		ваться при условии контроля давления в межколонном пространстве
2.4. На устье	То же		Не герметична в интервале цементного кольца	—	Скважина может эксплуатироваться при условии контроля давления в межколонном пространстве после проведения РВР по п. 2.2
2.5. То же	—"	—"	То же	—	Скважина может эксплуатироваться после отворота и замены дефектной обсадной трубы на новую при условии контроля давления в межколонном пространстве или после проведения РВР по наращиванию цементного кольца до устья
2.6. —"	Ниже башмака предыдущей колонны	пре-Герметична		—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по наращиванию цементного кольца до устья путем закачки цементного раствора с устья (если имеется приемистость ниже башмака кондуктора) или через спелотверстия
2.7. —"	То же		Не герметична	—	Скважина может эксплуатироваться

	тична в интервале цементного кольца			ваться после проведения РВР по п. 2.2
2.8. На устье	Ниже башмака предыдущей колонны	Не герметична в интервале выше цементного кольца	—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по наращиванию цементного кольца до устья путем закачки цементного раствора через нарушение
2.9. Не на устье, но выше границы раздела пресных и минерализованных вод	На устье	Герметична	—	Скважина может эксплуатироваться
2.10. То же	То же	Не герметична	—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по п. 2.2
2.11. —"—	Не на устье, но выше башмака предыдущей колонны	Герметична	—	Скважина может эксплуатироваться при условии контроля давления в межколонном пространстве
2.12. —"—	То же	Не герметична в интервале	—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по п. 2.2

1	2	3	4	5	6
			цемент- ного кольца	—	
2.13.	Не на устье, но выше границы раздела пресных и минерализо- ванных вод	Не на устье, но выше башмака предыдущей колонны	Не герме- тична в интервале выше це- ментного кольца	—	Скважина может эксплуатиро- ваться после проведения РВР по п. 2.5
2.14.	То же	Ниже башмака пре- дыдущей колонны	Герметич- на	—	Скважина может эксплуатиро- ваться после проведения РВР по п. 2.6
2.15.	—”—	То же	Не герме- тична в интервале цемент- ного кольца	—	Скважина может эксплуатиро- ваться после проведения РВР по пп. 2.2 и 2.6
2.16.	—”—	—”—	Не герме- тична в интервале выше це- ментного кольца	—	Скважина может эксплуатиро- ваться после проведения РВР по наращиванию цементного кольца до устья путем закачки цементно- го раствора через нарушение
2.17.	Ниже грани-	Независимо от	Герметич- на	—	Скважина подлежит ликвидации с

цы раздела пресных и минерализованных вод	уровня	на, не герметична	цементированием границы раздела пресных и минерализованных вод
2.18. Не известен, но количество закачанного за кондуктор цементного раствора при первичном цементировании близко к расчетному объему в интервале "башмак - устье"	На устье	Герметична	Скважина может эксплуатироваться
2.19. То же	То же	Не герметична	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по п. 2.2
2.20 —" —	Не на устье, но выше башмака предыдущей колонны	Герметична	Скважина может эксплуатироваться при условии контроля давления в межколонном пространстве
2.21. Не известен, но количество закачанного за кондуктор цементного раствора при первичном цементировании близко к расчетному объему в	Не на устье, но выше башмака предыдущей колонны	Не герметична в интервале цементного кольца	Скважина может эксплуатироваться при условии контроля давления в межколонном пространстве после проведения РВР по п. 2.2

1	2	3	4	5	6
	интервале "башмак - устье"				
	2.22. То же	Не на устье, но выше башмака предыдущей колонны	Не герметична в интервале выше цементного кольца	—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по п. 2.5
	2.23. —	Ниже башмака предыдущей колонны	Герметична	—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по наращиванию цементного кольца до устья путем закачки цементного раствора с устья (если имеется приемистость ниже башмака кондуктора) или через спецотверстия
	2.24. Не известен, но количество закачанного за кондуктор цементного раствора при первичном цементировании близко к расчетному объему в интервале	То же	Не герметична в интервале цементного кольца	—	Скважина может эксплуатироваться после проведения РВР по п. 2.2 и 2.6, но с наращиванием цементного кольца до глубины ниже границ раздела пресных и минерализованных вод с последующим контролем давления в межколонном пространстве

“башмак -устье” 2.25. То же	Ниже башмака предыдущей колонны	То же	Скважина может эксплуатироваться после отворота и замены дефектной обсадной трубы на новую или после проведения РВР по наращиванию цементного кольца до глубины ниже границы раздела пресных и минерализованных вод при условии контроля давления в межколонном пространстве (в обоих случаях)
2.26. —” —	Независимо от уровня	Герметична, не герметична	Скважина подлежит ликвидации

Перечень, периодичность и оценочные признаки геолого-промысловых, гидродинамических и промыслово-геофизических методов исследований по контролю технического состояния различных категорий скважин

Категория скважин	Задача исследований	Вид измерений и исследований	Периодичность исследований	Признаки технически исправного состояния скважин	Примечания
1	2	3	4	5	6
1. Добывающие действующие	1.1. Оценка качества крепления скважин	1.1.1. Замер дебитов жидкости, нефти, обводненности, обводняемости добываемой жидкости и плотности попутной воды	Замер дебитов один раз в неделю, обводненности — два раза в месяц. Определение плотности попутной воды — при необходимости, но не реже одного раза в полугодие	Аномальное увеличение дебита жидкости и обводненности продукции. Аномальное изменение плотности попутной воды	Интервалы перетока уточняются исследованиями ВТ и ГД. В известных геологических условиях интервал перетока может быть определен исходя из опыта разработки месторождения (залежи). Замер дебитов жидкости и отбор проб для определения обводненности продукции производится одновременно. При оценке признака “как аномального”

должна быть исключена ошибка в замещениях и измерениях

- | | | |
|---|---|--|
| <p>1.1.2. Акустическая цементация (АКЦ)</p> | <p>Один раз в два года при замене или ремонте внутренней скважины и проведении РИР и РВР. В случае признаков неисправности — досрочно. Периодически — не реже одного раза в пять лет, а после десятилетней эксплуатации — через каждые 2-3 года</p> | <p>Отсутствие сцепления цемента с обсадной колонной между пресноводным комплексом и пластом-источником</p> |
| <p>1.1.3. Гамма-гамма-цементация (СГЦТ)</p> | <p>То же</p> | <p>Отсутствие цемента за обсадной колонной между пресноводным комплексом и пластом-источником</p> |

1	2	3	4	5	6
				ком агрессивных вод, а также между продуктивным и непродуктивным пластами	
1.1.4.	Высокочувствительная термометрия (ВТ)	Один раз в два года при замене или ремонте внутрискважинного оборудования и проведении РИР и РВР.	Наличие температурной аномалии между пресноводным комплексом и пластом-источником агрессивных вод, а также между продуктивным и непродуктивным пластами		
1.1.5.	Дебитометрия	В случае аномального увеличения обводненности и аномального изменения плотности	Наличие аномальной выско- кой отдачи в кровле или подошве интервала перфорации		В скважинах, эксплуатирующихся одновременно несколько пластов (объектов), исследование деби-

сти попутной воды в специально оборудованных скважинах, эксплуатируемых ШГН. В остальных скважинах при проведении РИР, РВР, если это необходимо	тометром один раз в год
1.1.6. Метод ГК	При проведении РИР, РВР, если это необходимо Отличие диаграммы ГК от записанной при выходе из бурения
1.2. Оценка состояния эксплуат. колонны 1.2.1. Замер дебита жидкости, нефти, определенности обводненности добываемой продукции и плотности попутной воды	Замер дебита раз в неделю, обводненности — два раза в месяц. Определение плотности попутной воды — при необходимости, но не реже одного раза в полугодие Аномальное увеличение дебита жидкости и обводненности продукции. Аномальное изменение плотности попутной воды Интервалы перетока уточняются исследованиями ВТ и ГД. В известных геологических условиях интервал перетока может быть определен исходя из опыта разработки месторождения (залежи). Замер дебита жидкости и отбор проб для определе-

1	2	3	4	5	6
					ния обводненности продукции произво- дится одновременно. При оценке признака “как аномального” должна быть исклю- чена ошибка в заме- рах и определениях
1.2.2. Отбор проб и химический анализ попутной воды	При резком изме- нении величины плотности воды и периодически — не реже одного раза в полугодие	Изменение плотности и состава воды			
1.2.3. Дебитомет- рия	При проведении РИР, РВР и пери- одически, не реже одного раза в по- лугодие	Приток жидкости вне ин- тервала перфорации			
1.2.4. ВТ	Один раз в два го- да при замене или ремонте внутри- скважинного обо- рудования и про- ведении РИР,	Наличие температурной аномалии между пресно- водным комплексом и пластом-источником аг- рессивных вод при нали- чии нарушений колонны,			

Продолжение табл. 2.3

1	2	3	4	5	6
		мощностей")	дивидуальных за- мерах		ром или другим наи- более приемлемым методом для кон- кретных условий
2.1.2. Расходомер	Два раза в год в скважинах без па- кера и неподвер- женных образова- нию эмульсии, ежемесячный за- мер устьевого дав- ления. В осталь- ных скважинах — при проведении РИР, РВР	Наличие аномально высо- кого поглощения жидко- сти в кровле или подошве интервала перфорации			В известных геологи- ческих условиях ин- тервал перетока мо- жет быть определен исходя из опыта раз- работки месторожде- ния (залежи)
2.1.3. ВТ	Два раза в год в скважинах без па- кера и подвержен- ных образованию эмульсии, ежеме- сячный замер устьевого давле- ния. В скважинах, оборудованных НКТ с пакером,	Наличие температурной аномалии между пресно- водным комплексом и пластом-источником аг- рессивных вод, а также между продуктивным и непродуктивным пласта- ми			В комплексе с РГД

<p>один раз в год. В остальных скважинах — при проведении РИР, РВР</p>		Отсутствие сцепления цемента с обсадной колонной между пресноводным комплексом и пластом-источником агрессивных вод, а также между продуктивным и непродуктивным пластами
2.1.4. АКЦ	При проведении РИР, РВР	То же
2.1.5. СГДТ	То же	То же
2.1.6. Метод ГК	При проведении РИР, РВР, если это необходимо	Отличие диаграммы ГК от записанной при выходе скважины из бурения
2.1.7. Метод шумометрии	То же	Наличие шумов в законном пространстве, обусловленное фильтрацией (движением) жидкости в нем
2.1.8. Метод активированных (“меченых”) жидко-	—” —	Проникновение “меченых” жидкостей вне интервала перфорации

1	2	3	4	5	6
	стей (сода, барит и т. д.)				
2.2.	Оценка состояния за давлением, эксплуатационной колонны	Наблюдение за давлением, движением жидкости в колонном пространстве	Два раза в неделю	Увеличение давления или водопровявление в колонном пространстве	Для наблюдения за давлением устанавливается штуцер с манометром в межколонном пространстве на устье скважины
2.2.2.	ВТ	Два раза в год в скважинах без пакера и не подверженных образованию эмульсии, ежемесечный замер устьевого давления. В скважинах, оборудованных НКТ с пакетом, один раз в год. В остальных скважинах — при проведении РИР, РВР	Два раза в год в наличии температурной аномалии между пресноводным комплексом и пластом-источником агресивных вод при наличии нарушений колонны против обоях пластов, а также между продуктивными и непродуктивными пластами в случае нарушения колонны против непродуктивного пласта	В комплексе с локатором муфт и ГД	
2.2.3.	Расходо-	Два раза в год в Поглощение жидкости			

метрия	скважинах без па-вне интервала перфорации и подержению образований, ежедневный замер устьевого давления. В остальных скважинах — при проведении РИР, РВР	Совпадение глубины муфт с данными расходомерии и термометрии
2.2.4. Локатор муфт	При малых пропусках	
2.2.5. Снятие индикаторных кривых и кривых падения устьевого давления	При резких изменениях в величинах приемистости и давления нагнетания воды с целью дополнения жается мгновенно и остаются постоянным в течение исследований. Одинак в год в скважинах, оборудованных НКТ с па-кером	Искривление индикаторной линии с выпуклостью к оси дебитов. При мгновенном изменении расхода давления на устье снижается мгновенно и остаются постоянным в течение исследований. Одинак в год в скважинах

1	2	3	4	5	6
3. Добыва- ющие при перевде в нагнета- тельные	3.1. Оценка технического состояния скважин	2.2.6. Поинтер- вальная опрессов- ка эксплуатацион- ной колонны па- кером	При проведении РИР, РВР с целью уточнения интер- валов дефекта	Снижение давления более 0,5 МПа за 30 мин.	
	3.1.1. АКЦ	При проведении ремонта по пере- воду скважины в нагнетательные		Отсутствие сцепления це- мента с обсадной колон- ной между пресноводным комплексом и пластом- источником агрессивных вод, а также между продук- тивным и непродуктив- ным пластами	Сочетание видов ис- следований в зависи- мости от конкретных условий скважины
	3.1.2. СГДТ	То же		Отсутствие цемента за обсадной колонной между пресноводным комплек- сом и пластом-источни- ком агрессивных вод, а также между продуктив- ным и непродуктивным пластами	
	3.1.3. ВТ	— " —		Наличие температурной аномалии между пресно- водным комплексом и пластом-источником аг-	

рессивных вод, а также между продуктивным и непродуктивным пластами

3.1.4. Расходомерия

При проведении ремонта по перемоту скважины в сть в кровле или подошве интервала перфорации. Поглощение жидкости вне интервала перфорации

3.1.5. Снятие индикаторных кривых

То же

Искривление индикаторной линии с выпуклостью к оси дебитов. При мгновенном изменении расхода давление на устье снижается мгновенно и остается постоянным в течение данного режима за- качки

4. Добыча- 4.1. Оценка пьезомет- скважин рические

4.1.1. Химический анализ попутной воды

При необходимости в процессе проведения ре- монта по переводу скважины в пьезометрические

Изменение плотности и состава воды

1	2	3	4	5	6
		4.1.2. ВТ	При необходимости в процессе проведения ремонта по переводу скважины в пьезометрические	Наличие аномалии между пресноводным комплексом и пластом-источником агрессивных вод, а также между продуктивным и непродуктивным пластами	
		4.1.3. Опресовка эксплуатационной колонны пакером (при необходимости — поинтервальная)	То же	Снижение давления более 0,5 МПа за 30 мин	
5. Пьезометрические	5.1. Оценка технического состояния скважин	5.1.1. Отбор проб и химический анализ воды	При необходимости	Изменение плотности и состава воды	
		5.1.2. Определение пластового давления (статического уровня)	Раз в квартал глубинным манометром в зонах активного изменения давления; в других случаях — в соответствии с периодичностью построения карт	Аномально высокий или аномально низкий статический уровень	

6. Наблюдательные	6.1. Оценка технического состояния скважин	5.1.3. ВТ	изобразить	При необходимости	Наличие температурной аномалии между пресноводным комплексом и пластом-источником агрессивных вод, а также между продуктивным и непродуктивным пластами
	6.1.1. Оценка технического состояния скважин	6.1.1.1. Определение пластового давления (статического уровня)	Один раз в год	При необходимости	Аномально высокий или аномально низкий статистический уровень
7. Водозаборные	7.1. Оценка технического состояния скважин	7.1.1. Отбор проб и химический анализ	Два раза в год	При необходимости	Наличие температурной аномалии между пресноводным комплексом и пластом-источником агрессивных вод, а также между продуктивным и непродуктивным пластами
	7.1.2. Определение пластового давления (статического)	7.1.2.1. Определение пластового давления (статического)	То же	При необходимости	Изменение плотности и состава воды
					Аномально высокий или аномально низкий статистический уровень

1	2	3	4	5	6
		уровня)			
		7.1.3. Определение забойного давления (динамического уровня)	Один раз в год и при выводе на режим	Характер изменения уровня во времени	
8. Поглощающие	8.1. Оценка технического состояния скважин	8.1.1. Сравнение расчетной (эталонной) и фактической приемистости ("метод мощностей")	При необходимости и с учетом характера поглощающего пласта и специфики конструкции и режима работы поглощающих скважин	Превышение фактической удельной приемистости над расчетной (эталонной)	
		8.1.2. Расходомерия	То же	Наличие аномально высокого поглощения жидкости в кровле или подошве интервала перфорации	
		8.1.3. ВТ		Наличие температурной аномалии между пресноводным комплексом и пластом-источником агрессивных вод, а также между продуктивным и непродуктивным пластами	

8.1.4. АКЦ

При необходимости и с учетом характера работ по характеристикам полного комплекса пластового пласта и специфики конструкции и режима работы скважин

8.1.5. СТДТ

То же

8.1.6. Метод ГК

— ” —
Отличие диаграммы ГК от
записанной при выходе
скважины из бурения

8.1.7. Метод шуметрии

Наличие шумов в законном пространстве, обусловленное фильтрацией (движением) жидкости в нем

Окончание табл. 2.3

1	2	3	4	5	6
		8.1.8. Метод активированных ("меченых") жидкостей (сода, барит и т. д.)	При необходимости и с учетом характеристик поглощающего пласта и специфика конструкции и режима работы поглощающих скважин	Проникновение "меченых" жидкостей вне интервала перфорации	

III. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПУТИ ОЗДОРОВЛЕНИЯ ОСЛОЖНЕННОГО ФОНДА СКВАЖИН

3.1. Общие положения технологии ремонтно- восстановительных работ по оздоровлению осложненного фонда скважин

Исследования по проблеме оздоровления фонда скважин первоначально были начаты на Туймазинском месторождении. Для этого были серьезные причины. Не останавливаясь подробно на всех, отметим лишь определяющие [129, 139].

Скважины пробурены в сложных геологических условиях. Наличие в разрезе поглощающих пластов обусловило строительство скважин с нарушением требований охраны недр и окружающей среды. А именно без цементирования и с частичным цементированием кондуктора, без изоляции поглощающих пластов, с частичным цементированием эксплуатационной колонны. Такие скважины получили название осложненных.

В силу длительной эксплуатации в постоянно изменяющихся гидродинамических условиях осложненные скважины стали одним из потенциальных источников засоления пресноводного комплекса и поверхностных источников пресной воды. Это происходит в результате перетока минерализованной воды из нижележащих пластов или утечки нагнетаемой сточной воды в интервалы заколонного пространства, в которых нет цементного кольца. Указанные утечки, как правило, наблюдаются при нарушении герметичности эксплуатационных колонн.

Осложненные скважины по характеру межпластовых пере-токов минерализованных вод классифицированы на семь основных типов (рис. 3.1):

I — переток из нижележащих горизонтов на поверхность по межколонному пространству;

II — переток из нижележащих горизонтов в пресноводный комплекс и на поверхность через башмак кондуктора и по кольцевому пространству за кондуктором;

III — переток из нижележащих горизонтов в пресноводный комплекс и на поверхность через нарушение в кондукторе и по кольцевому пространству за кондуктором;

IV — переток из нижележащих горизонтов в пресноводный комплекс и на поверхность непосредственно по кольцевому

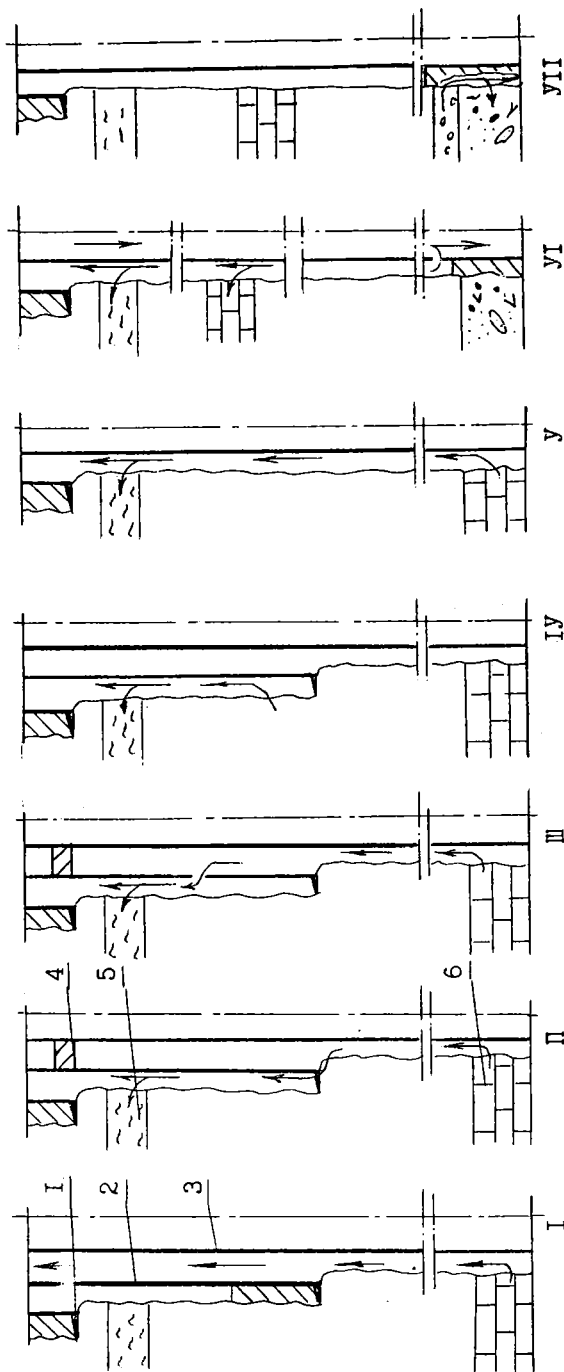


Рис. 3.1. Основные типы осложненных скважин по характеру перетока минерализованных вод в пресноводный комплекс и на поверхность:

1 — направление; 2 — кондуктор; 3 — эксплуатационная колонна; 4 — цементный сальник; 5 — пресноводный комплекс; 6 — горизонт, содержащий минерализованную воду; 1-VII — основные типы межпластовых перетоков минерализованных вод

пространству за кондуктором;

V — переток из нижележащих горизонтов в пресноводный комплекс, не перекрытый кондуктором, и на поверхность по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и стенками скважины;

VI — переток закачиваемой (минерализованной или сточной) воды через нарушение в эксплуатационной колонне нагнетательной скважины в вышележащие неизолированные пласты, в том числе в пресноводный комплекс и на поверхность, по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и стенками скважины;

VII — переток между продуктивными пластами или между продуктивным и соседним водоносным пластами по негерметичному цементному кольцу.

Основной задачей РВР по оздоровлению фонда осложненных скважин является устранение или предотвращение условий загрязнения пресных вод путем вторичного цементирования кондуктора (ВЦК) или, в крайнем случае, ликвидация перетока минерализованных вод из загрязняющего горизонта в отложения пресноводного комплекса. В соответствии с классификацией указанные работы по оздоровлению осложненных скважин могут быть отнесены непосредственно к трем видам работ по капитальному ремонту скважин: 1) наращивание (доподъем) цементного кольца за эксплуатационной колонной и кондуктором; 2) устранение негерметичности эксплуатационной колонны; 3) ликвидация скважин [131, 166].

Отнесение скважин к категории осложненных и установление очередности проведения в них РВР зависит от результатов анализа их геолого-технического состояния. Собираются и интерпретируются данные о конструкции и состоянии колонны, особенностях литологического разреза, условиях залегания стратиграфических комплексов, содержащих пресные воды, условиях их водообмена с поверхностью и нижележащими горизонтами. В перечень работ, подлежащих первоочередному выполнению, включаются РВР скважин с явными признаками существования перетока (излив, данные исследований).

В первую очередь РВР проводятся в нагнетательных скважинах по устранению негерметичности эксплуатационных колонн, затем — по наращиванию цементного кольца за эксплуатационной колонной в зависимости от различного сочетания уровня цементного кольца за колонной, характера цементирования и наличия или отсутствия межколонных проявлений на устье. Далее — по вторичному цементированию кондуктора и

ликвидации скважины. Одновременно выделяются территории (участки) с расположенными на них скважинами, группированными по категориям первоочередного обследования. К ним относятся:

участки с низкими величинами высотных отметок устьев скважин;

территории расположения населенных пунктов;

участки засоления вод в поверхностных водоемах;

площади, прилегающие к нагнетательным и поглощающим скважинам, в которых ранее проводились РВР по устранению негерметичности эксплуатационной колонны или предполагается ее нарушение по косвенным данным (изменению давления нагнетания, приемистости и т. д.);

площади расположения скважин с изливом жидкости на поверхность по заколонному пространству;

участки расположения скважин без кондуктора.

После выбора скважины для первоочередного проведения в ней РВР обосновывается поинтервальная последовательность проведения изоляционных работ. Учитывая расположение сакмаро-артинского яруса по отношению к пресноводному комплексу, гидрохимическую обстановку в нем и частое отсутствие против него цементного кольца в заколонном пространстве, рекомендуется проведение изоляционных работ сначала в интервале указанного горизонта. Кроме того, предварительная изоляция интервала сакмаро-артинского яруса одновременно обеспечивает наращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной в интервале от его подошвы до башмака кондуктора. После этого проводятся РВР по вторичному цементированию кондуктора (ВЦК), эксплуатационной колонны (ВЦЭК) и восстановлению герметичности последней (ВГЭК).

Ниже излагаются способы и технологии изоляции отдельных интервалов (объектов) в приведенной выше последовательности. Но необходимо иметь в виду, что на практике последовательность работ может быть и иной в зависимости от разнообразных условий скважин.

3.2. Технологии изоляции отдельных интервалов (объектов)

Краткая гидрогеологическая характеристика водоносного комплекса нижнепермских отложений

На платформенной части Башкортостана нижняя пермь (P_1) представлена сверху вниз кунгурским, артинским, сакмар-

ским, ассельскими ярусами [64]. Последние три яруса сложены в разной степени глинистыми, кремнистыми и доломитизированными известняками и доломитами, с линзами и прослоями кремней и ангидритов общей толщиной около 150...180 м. В толще нижнепермских отложений выделены: водоносный горизонт кунгурского яруса, водоупорные породы кунгурского яруса (ангидриты и доломиты), водоносный комплекс нижнепермских отложений. В кунгурском ярусе водоносны закарстованные и трещиноватые гипсы и доломиты. Минерализация вод 1,5...3 г/л, реже — до 4,6 г/л, тип вод — сульфатный кальциевый, местами сульфатно-хлоридный с переменным соотношением катионов. Водоносный комплекс нижнепермских отложений развит повсеместно. Воды приурочены к пористо-кавернозным и трещиноватым известнякам и доломитам и фиксируются по переливам из скважин с дебитом 690...1300 м³/сут и самоизливами их с дебитом 350...600 м³/сут.

На Татарском своде и юго-восточном склоне Русской платформы состав вод изучен в отдельных точках. Вблизи г. Октябрьского в верхней части комплекса, то есть в артинском ярусе, на абсолютных отметках (-100 м) минерализация вод составляет 20...40 г/л, тип хлоридно-сульфатный, натриевый. Южнее г. Октябрьского на Суллинской площади в нижней части комплекса на абсолютной отметке (-200 м) — 168 г/л, тип хлоридный натриевый. В водах повсеместно устанавливается сероводород [56].

Пьезометрический уровень нижнепермского водоносного комплекса достигает абсолютной отметки (+120 м), что предопределяет перелив и самоизлив вод в скважинах, пробуренных в долинах рек. Поэтому вероятность влияния вод рассматриваемого комплекса на пресноводный комплекс велика. Эта вероятность обуславливает необходимость оценки его текущего гидрогеологического состояния. Такие оценочные исследования по Туймазинскому месторождению проведены в Башнипинефти под руководством В. М. Сидорович. Собранные эмпирические данные частично представлены в табл. 3.1. При этом показатели на начало разработки взяты из опубликованных источников [54], а текущие характеристики получены путем исследований наблюдательной скважины до и после снижения уровня с помощью компрессора и откачки (продолжительность компрессирования и откачки была равной 2 ч).

Как видно из гидрохимической характеристики, для выделенного периода времени плотность и минерализация артинских

вод уменьшились соответственно с 1087 до 1067 кг/м³ и со 127 до 95...97 г/л. В то же время первоначальная минерализация вод артинских отложений на северо-западе Башкортостана составляла 150...200 г/л, в них содержится сероводород (в книге с точки зрения изоляционных работ условно принято название “сакмаро-артинский ярус”, а воды отнесены к артинскому ярусу). В восточном и южном направлениях отмечается уменьшение минерализации указанных вод [64]. Приведенные в табл. 3.1 величины плотности и минерализации в различных частях месторождения могут быть различными в зависимости от степени влияния нисходящих или восходящих перетоков вод, технического состояния эксплуатационных колонн, особенно в нагнетательных скважинах, типа нагнетаемых вод и т. д. В целом можно констатировать, что воды сакмаро-артинского яруса являются минерализованными и по содержанию отдельных ионов превышают предельно допустимую концентрацию (ПДК) более чем в 40 раз (по хлору) и 8 раз (по сульфатам и кальцию) по сравнению с данными на начало разработки Туймазинского месторождения

Таблица 3.1

Состав и свойства вод артинского яруса на начало разработки
Туймазинского месторождения и на 1995 г.

Показатели	Един. измерения	На начало разработки месторождения	На 1995 г.
Плотность	кг/м ³	1087	1067
Минерализация	г/л	127	95...97
Содержание ионов:			
Cl ⁻	г/л	15	48...51
2 ⁻			
SO ₄	то же	4	8...13
HCO ₃	—” —	0,14	0,03...0,07
Ca ⁺²	—” —	1,4	1,60...1,90
Mg ⁺²	—” —	0,8	1,20...2,00
Na ⁺ + K ⁺	—” —	48	32
Содержание микро- компонентов:			
J ⁻	мг/л	—*	<9
Br	то же	—	21
K ⁺	—” —	—	119...167
H ₂ S	—” —	—	5,7
B	—” —	—	28...48
Ba	—” —	—	2,2...6
Li	—” —	—	1,1
Fe _{общ.}	—” —	—	25...43

* Нет определений на начало разработки.

дения. Текущие показатели по перечисленным ионам (хлору и сульфатам) ухудшились в 2-3 раза.

Первоначальные исследования микрокомпонентного состава артинских вод отсутствуют. Это, к сожалению, делает невозможным сопоставительный анализ их изменений. Отметим лишь, что по всему микрокомпонентному составу, приведенному в табл. 3.1, воды артинского яруса превышают ПДК. Например, по бромю более чем в 100 раз, бария — в 22...60 раз, бору — в 56...96 раз, железу — 4 раза. В водах артинского яруса содержится около 6 мг/л сероводорода, что вообще недопустимо для вод хозяйственного и культурно-бытового пользования.

Таким образом, приведенные выше данные по гидрохимии артинского яруса на Туймазинском месторождении, при всей их неполноте и не масштабности, характеризуют его как потенциального загрязнителя пресных вод и в целом окружающей среды.

На других месторождениях будут отличаться как естественная (первоначальная) характеристика вод артинского яруса, так и текущая за счет различной степени техногенного воздействия на него в условиях частичного цементирования эксплуатационных колонн. Однако общим является наличие загрязняющего фактора и возможность его проявления в вышеуказанных условиях.

В определенной мере проблему решают технологии изоляции. Остановимся подробнее на них. И начнем, например, с описания технологии изоляции интервала сакмаро-артинского яруса.

I способ — закачивание цементного раствора в НКТ или полые штанги диаметром 48 или 19 мм соответственно, спускаемые в межколонное пространство МЖК (рис. 3.2, I).

Способ применяется при отсутствии глубоких сальников между кондуктором и эксплуатационной колонной и наличии зазора между ними, позволяющего спуск НКТ диаметром 48 мм или полых штанг диаметром 19 мм. Способ реализуется следующим образом.

НКТ или полые штанги спускаются путем их вращения и промывки до подошвы сакмаро-артинского яруса, восстанавливается циркуляция жидкости при закачивании воды. В случае отсутствия циркуляции жидкости (поглощение) закачивается глинистый раствор с наполнителями. В обоих случаях должны быть достигнуты такие гидродинамические условия в объекте изоляции, чтобы величина давления приемистости была

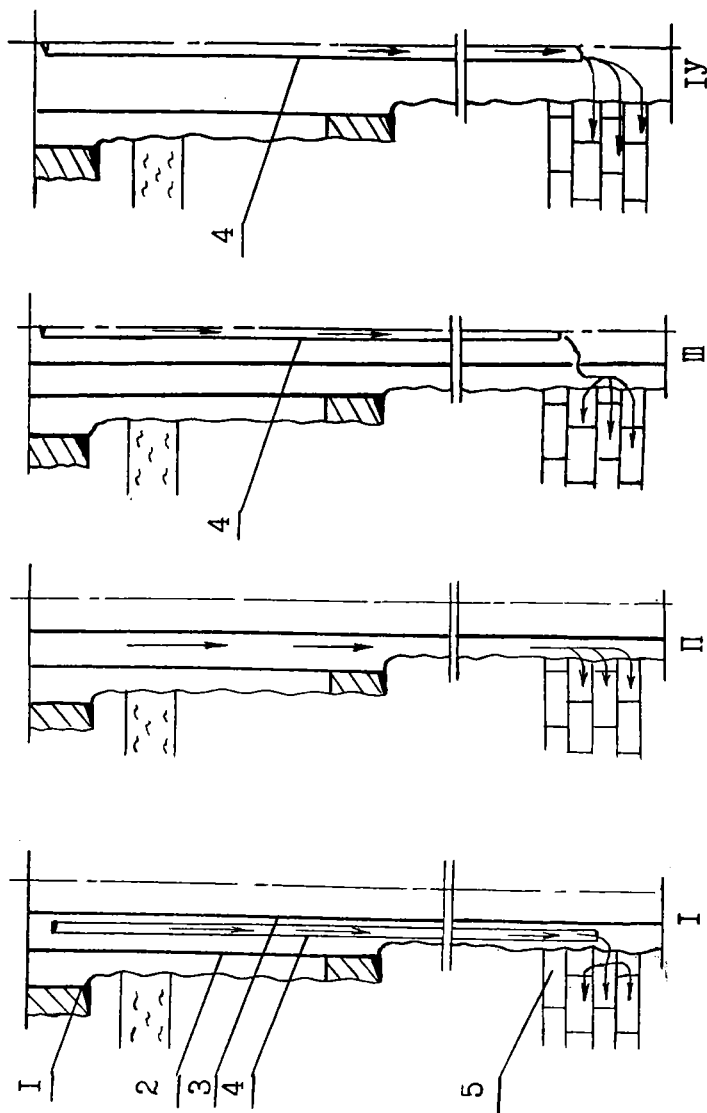


Рис. 3.2. Способы изоляции поглощающего сакмаро-артинского яруса:

I-IV — способы зачеканивания цементного раствора в поглощающие пласты; 1 — направление; 2 — кондуктор; 3 — эксплуатационная колонна; 4 — НКТ; 5 — поглощающий ярус

выше аналогичного им показателя, создаваемого столбом цементного раствора.

После восстановления циркуляции в интервал изоляции по НКТ или полым штангам закачивается цементный раствор с коротким временем схватывания. Объем цементного раствора рассчитывается исходя из создания цементного кольца за эксплуатационной колонной в интервале от подошвы и до глубины выше кровли сакмаро-артинского яруса, но ниже башмака кондуктора. Или выше кровли кунгурского яруса и ниже башмака кондуктора, если последний находится выше границы кунгурского и уфимского ярусов. При этом количество сухого цемента рассчитывается с применением коэффициента 1,5, учитывающего потери при транспортировке, приготовлении и поглощении. Производится оценка качества цементирования.

II способ — закачивание цементного раствора в межколонное пространство (рис. 3.2, II).

Способ применяется при отсутствии глубоких сальников между кондуктором и эксплуатационной колонной и когда зазор между ними не позволяет произвести спуск НКТ или полых штанг диаметром, соответственно, 48 и 19 мм.

Производится обвязка кондуктора с эксплуатационной колонной, устанавливается боковой отвод и определяется приемистость интервала ниже башмака кондуктора путем закачивания воды в межколонное пространство при давлении не более 5–6 МПа. Для уточнения поглощения закачиваемой жидкости именно интервалом сакмаро-артинского яруса проводятся исследования ВТ в эксплуатационной колонне при нагнетании теплой воды в межколонное пространство. При интенсивном поглощении жидкости проводятся работы по его ликвидации или ограничению. Затем в межколонное пространство закачивается цементный раствор, исходя из заполнения всей толщины сакмаро-артинского яруса и его перекрытия. Оценивается качество цементирования. Если при предварительном исследовании ВТ будет установлено отсутствие движения закачиваемой жидкости в интервал сакмаро-артинского яруса, то выбирается другой способ его изоляции.

III способ — закачивание цементного раствора через специальные отверстия эксплуатационной колонны (рис. 3.2, III).

Способ применяется при невозможности использования указанных выше способов и, в первую очередь, в скважинах, подлежащих ликвидации без извлечения эксплуатационной колонны. Перфорируются специальные отверстия в эксплуатационной

колонне, в скважину спускаются НКТ до глубины 10...20 м выше указанных отверстий и проводятся изоляционные работы в порядке, предусмотренном первым способом с перекрытием интервала специальных отверстий цементным мостом.

IV способ — установка цементного моста в открытом стволе скважины (рис. 3.2, IV).

Способ применяется в процессе ликвидации скважины при условии расположения цементного кольца за эксплуатационной колонной ниже или в подошвенной части сакмаро-артинского яруса. После торпедирования и извлечения эксплуатационной колонны в скважину спускаются НКТ до глубины ниже “головы” колонны, проводятся работы по ограничению поглощательной способности интервала сакмаро-артинского яруса и устанавливается цементный мост в открытом стволе в интервале “20 м ниже “головы” колонны — 20 м выше башмака кондуктора” (при наличии цементного кольца за кондуктором). При отсутствии за кондуктором цементного кольца верхний уровень цементного моста устанавливается ниже башмака кондуктора.

3.3. Технологии вторичного цементирования кондуктора (ВЦК)

Выбор способа ВЦК (при отсутствии опыта) зависит от конструкции и состояния каждой конкретной скважины, технической оснащенности ремонтных бригад и степени трудоемкости предстоящего ремонта. По мере накопления опыта способ ВЦК выбирается исходя из конструкции скважины и технической оснащенности ремонтных бригад, обеспечивающих наилучшее качество разобщения пластов, независимо от трудоемкости работ. Планирование работ по ВЦК производится на основе сведений о глубине кровли и подошвы загрязняющего горизонта, о границе залегания минерализованных и пресных вод, а также данных о цементировании кондуктора.

I способ — закачивание цементного раствора в межколонное пространство с устья скважины (рис. 3.3, I).

Вначале проверяется возможность восстановления циркуляции жидкости за кондуктором путем закачивания пресной технической воды в межколонное пространство с устья скважины. При обнаружении за кондуктором поглощения воды работы проводятся аналогично изоляции интервала сакмаро-артинского яруса (см. рис. 3.2, I), если позволяет конструкция

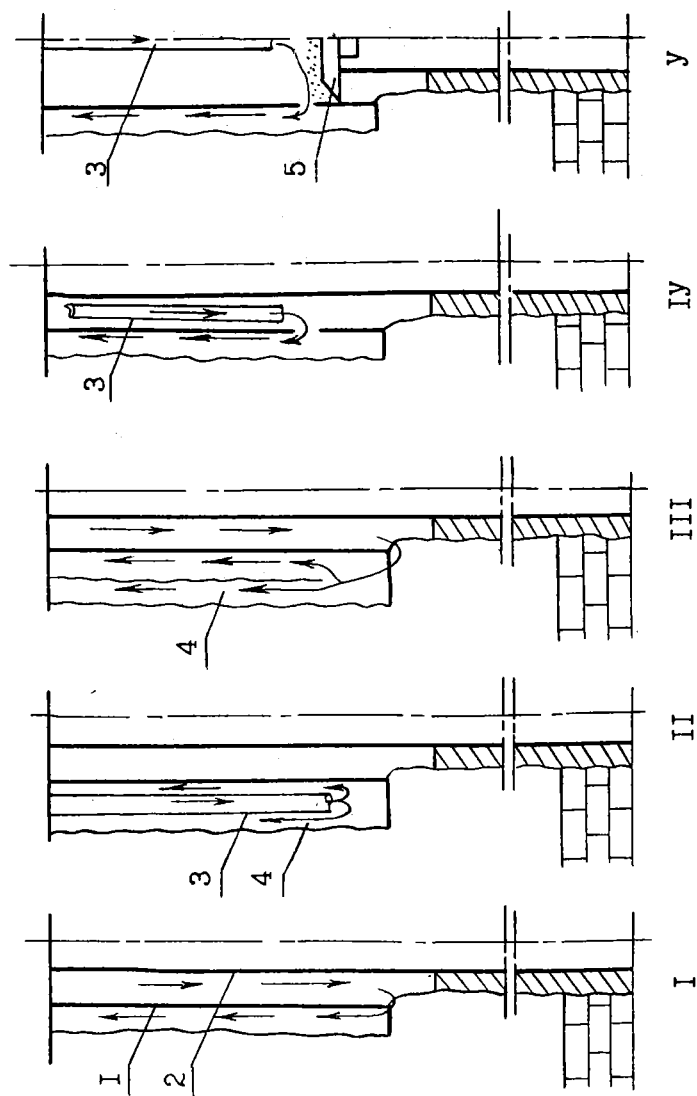


Рис. 3.3. Основные способы вторичного цементировки кондуктора:
 I-V — способы цементировки кондукторов; 1 — кондуктор; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — НКТ; 4 — шурф-скважина;
 5 — деревянная пробка

скважины, или выбирается другой способ. Расчетное количество цементного раствора закачивается за кондуктор через межколонное пространство. Оставление цементного кольца в межколонном пространстве не допускается. Оценка качества цементирования производится по результатам исследования ВТ в эксплуатационной колонне и — малогабаритного термометра в межколонном пространстве (если позволяет зазор). При необходимости производится дополнительное закачивание цементного раствора в интервал расположения башмака кондуктора с последующим повторным исследованием скважины.

II способ — бурение шурфа-скважины вдоль кондуктора [52] (рис. 3.3, II, III).

Компоновка инструмента для бурения шурфа-скважины состоит из долота диаметром 121 мм, забойного двигателя Д-85 или турбобура и бурильных труб диаметром 73 мм. В качестве промывочной жидкости используется пресная техническая вода. При обнаружении поглощения жидкости применяется глинистый раствор, приготовленный на пресной технической воде с добавлением наполнителя. Вначале производится бурение долотом диаметром 190 мм под направление диаметром 146 мм и длиной 8...10 м, затем направление цементируется. Бурение шурфа-скважины производится из-под направления до башмака кондуктора или до головы цемента за кондуктором. Бурение шурфа-скважины может осуществляться с помощью ротора. В этом случае используются утяжеленные бурильные трубы (УБТ) диаметром 95 мм и бурильные трубы диаметром 89 мм.

Шурф-скважина или закондукторное пространство промывается через спущенные в скважину НКТ путем герметизации пространства между НКТ и направляющей трубой (прямая промывка), или без его герметизации, или закачиванием промывочной жидкости через межколонное пространство (обратная промывка). Цементный раствор закачивается в закондукторное пространство по НКТ, спускаемым на забой шурфа-скважины (при отсутствии круговой циркуляции), или через башмак кондуктора путем герметизации пространства между кондуктором и эксплуатационной колонной (при наличии круговой циркуляции). Количество цементного раствора рассчитывается исходя из объемов кольцевого пространства между стенками скважины и кондуктора, а также — шурфа-скважины и резервного коэффициента. Качество цементирования оценивается аналогично I способу.

III способ — закачивание цементного раствора по НКТ, а затем через специальные отверстия в кондукторе или по межко-

лонному пространству (в зависимости от диаметра кольцевого зазора) (рис. 3.3, IV).

В межколонное пространство спускается малогабаритный направленный перфоратор и создаются специальные отверстия на границе уфимского и кунгурского ярусов. Определяется приемистость закондукторного пространства закачиванием пресной технической воды при допустимом давлении на кондуктор. При наличии интенсивных поглощений проводятся работы по их ликвидации. Цементирование кондуктора производится путем закачивания цементного раствора в интервал специальных отверстий по НКТ или непосредственно по межколонному пространству без оставления цементного кольца (моста). Количество цементного раствора определяется исходя из величины давления закачивания и приемистости пластов в закондукторном пространстве. Например, при давлении 5...6 МПа количество цементного раствора должно быть не менее расчетного объема закондукторного пространства в интервале от специальных отверстий до устья скважины с учетом резервного коэффициента. Качество цементирования оценивается путем исследований ВТ в эксплуатационной колонне и малогабаритным термометром — в межколонном пространстве.

IV способ — закачивание цементного раствора по НКТ или кондуктору, затем — через специальные отверстия после извлечения эксплуатационной колонны (рис. 3.3, V).

После извлечения эксплуатационной колонны с глубины на 10...15 м выше башмака кондуктора устанавливается затяжная деревянная пробка на голову отвернутой колонны и производится засыпка ее песком или установка цементного моста над ней. Перфорируются специальные отверстия в кондукторе на границе уфимского и кунгурского ярусов, проверяется приемистость закондукторного пространства, закачивается цементный раствор по НКТ, а затем через специальные отверстия. Проверяется качество цементирования путем исследования кондуктора ВТ и цементомером.

3. 4. Технологии вторичного цементирования (ВЦЭК) и вторичной герметизации (ВГЭК) эксплуатационных колонн

В процессе проведения опытно-технологических работ (ОТР) по разработке и внедрению технологий РВР в скважинах на практике были проверены предложенные рядом исследователей

[51, 129, 140, 162] и описанные выше технологические схемы закачивания тампонажных растворов. В результате анализа и обобщения проведенных ОТР нами были разработаны технологии вторичного цементирования эксплуатационных колонн и восстановления их герметичности [131].

Технология построена с учетом многообразия геолого-технических условий проведения ВЦЭК, способов подачи тампонажного раствора в объекты изоляции и условий, определяющих их. В названной последовательности и опишем возможности технологии.

Основными характеристиками геолого-технических условий проведения ВЦЭК являются отсутствие цементного кольца за эксплуатационной колонной против поглощающих тампонажные растворы интервалов сакмаро-артинского яруса и выше, серпуховского (намюрского) яруса, наличие или отсутствие нарушений эксплуатационной колонны.

Сопоставление уровня цементного кольца за эксплуатационной колонной с интервалами залегания пресных и минерализованных вод со степенью и качеством перекрытия кондуктором пресноводного комплекса позволяет выделить конкретные дополнительные условия проведения ВЦЭК (рис. 3.4).

К таковым отнесены следующие состояния: граница раздела пресноводного уфимского яруса и кунгурского яруса, содержащего минерализованные воды, перекрыта кондуктором и зацементирована (рис. 3.4, I, II);

аналогично предыдущему условию, но кондуктор не зацементирован (рис. 3.4, III);

граница раздела уфимского и кунгурского ярусов находится ниже башмака кондуктора, зацементированного полностью (см. рис. 3.4, IV) или частично (рис. 3.4, V);

аналогично предыдущему условию, но кондуктор не зацементирован (рис. 3.4, VI).

Способы закачивания тампонажных растворов в заколонное пространство при проведении ВЦЭК аналогичны способам изоляции сакмаро-артинского яруса, но без извлечения эксплуатационной колонны. Кроме них, тампонажные растворы закачиваются в заколонное пространство через нарушение (дефект) эксплуатационной колонны.

Особой темой являются условия, определяющие выбор способов закачивания тампонажных растворов в заколонное пространство при ВЦЭК. Обозначим их для конкретных способов закачивания.

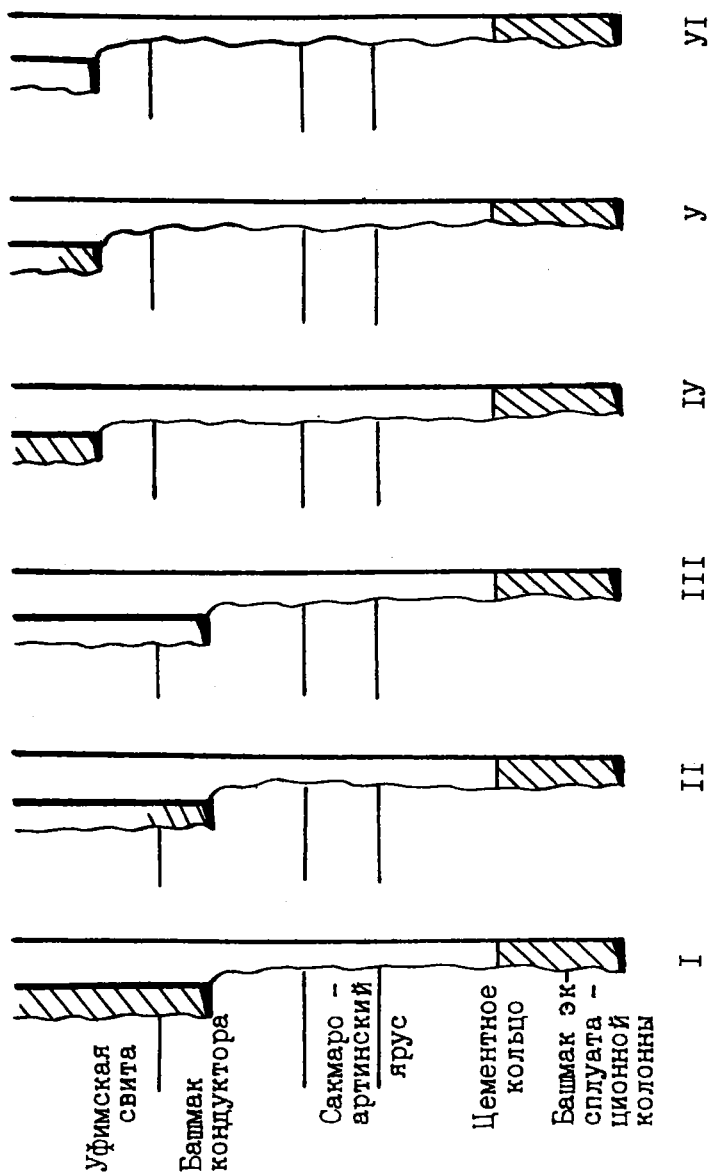


Рис. 3.4. Условия проведения работ по ВЦЭК

Способ закачивания тампонажных растворов по НКТ малого диаметра, спускаемым в межколонное пространство. Применяется при наличии следующих условий: достаточность величины кольцевого зазора между кондуктором и эксплуатационной колонной для спуска 48 или 19-мм НКТ или полых штанг; отсутствие нарушения эксплуатационной колонны или нахождение его в верхней части разреза между кровлей сакмаро-артинского яруса и башмаком кондуктора.

Способ закачивания тампонажных растворов в межколонное пространство с устья скважины. Рекомендуются при условии: недостаточности величины кольцевого зазора между кондуктором и эксплуатационной колонной (см. выше); отсутствия нарушений эксплуатационной колонны; достижения закачиваемой в межколонное пространство жидкостью интервала сакмаро-артинского яруса.

Способ закачивания тампонажных растворов через нарушение эксплуатационной колонны. Применяется в следующих условиях. Расположение нарушения низкое — против интервала сакмаро-артинского яруса и ниже до серпуховского (намюрского) яруса. Расположение нарушения высокое — в интервале от кровли сакмаро-артинского яруса до башмака кондуктора, но отсутствует возможность спуска НКТ малого диаметра в межколонное пространство. Расположение нарушений в нескольких интервалах.

Способ закачивания тампонажных растворов через специальные отверстия. Применяется в следующих одновременно выполняемых условиях: отсутствует нарушение эксплуатационной колонны; невозможен спуск НКТ малого диаметра в межколонное пространство; закачиваемая в межколонное пространство жидкость поглощается интервалом, намного выше кровли сакмаро-артинского яруса, или вообще не поглощается.

Особого внимания требует к себе и технология вторичной герметизации эксплуатационных колонн (ВГЭК).

Основными условиями проведения ВГЭК, связанными с конструкцией скважины и обуславливающими особенности технологии, является приуроченность нарушения эксплуатационной колонны к интервалам отсутствия или наличия цементного кольца за ней. В свою очередь нарушение в незацементированной части эксплуатационной колонны может находиться против отложений сакмаро-артинского яруса, между кровлей последнего и башмаком кондуктора, ближе к серпуховскому (намюрскому) ярусу или против него. Кроме того, могут быть

несколько нарушений, расположенных против перечисленных горизонтов или интервалов.

Нарушения эксплуатационной колонны в зацементированной части ее находятся сравнительно близко к интервалу продуктивного пласта, обладают малой приемистостью при повышенном давлении.

В условиях нарушения эксплуатационной колонны в незацементированной ее части работы по ВГЭК выполняются аналогично работам по ВЦЭК. Алгоритмы выбора технологических схем ВГЭК (как и других видов РВР) приведены в Приложении.

3.5. Технологии ликвидации осложненных скважин

Ликвидация скважины является завершающим и наиболее ответственным видом капитального ремонта, проводимым в основном по выполнении скважиной своего назначения или при невозможности эксплуатации по техническим и другим причинам.

Впервые в отрасли технология ликвидации нефтяных скважин была разработана для Грачевского месторождения [45] в связи с реализацией программы доразработки его путем вытеснения нефти оторочкой углеводородных растворителей с последующим нагнетанием газа высокого давления. Характерной особенностью технологии являлось обеспечение возможности контроля колонного и заколонного пространства, а также — спуска геофизических приборов. С целью проверки возможных заколонных перетоков газа и жидкости предусматривалось проведение периодических (2 раза в год) термометрических исследований в 4-5 ликвидированных скважинах, расположенных в разных частях структуры. По разработанной технологии были ликвидированы 40 скважин Грачевского месторождения, что позволило осуществить проведение широкомасштабных опытных работ по увеличению конечной нефтеотдачи.

В 1987 г. была обоснована необходимость и разработана технология ликвидации скважин всех остальных месторождений платформенного типа АНК “Башнефть” [163], аналогичных большинству месторождений Урало-Поволжья. В предшествующий период работы по ликвидации скважин осуществлялись в соответствии с “Положением о порядке ликвидации...”, “Инструкцией по оборудованию устьев и стволов...”, “Временной типовой инструкцией по оборудованию стволов и устьев

ликвидируемых эксплуатационных нефтяных и нагнетательных скважин в зоне затопления”. В перечисленных нормативных документах содержался общий порядок проведения работ по ликвидации скважин без учета реальных конструкций скважин, их технического состояния, особенностей геологического и гидрогеологического строения разрабатываемых месторождений. Кроме того, в них полностью отсутствовала технология изоляционных работ, включающая в себя обоснование видов, параметров и экологической безопасности тампонажных растворов и технологических схем их подачи в объекты изоляции.

По разработанной в 1987 г. технологии уже в 1988—1992 гг. было ликвидировано более 357 скважин эксплуатационного фонда. Однако процесс проведения этих работ выявил незавершенность решений по вопросам вторичного цементирования кондуктора. По блоку выявленных проблем были проведены научно-исследовательские и проектные работы. В итоге, в 1991 г. были разработаны и внедрены в практику “Принципиальные технологические схемы разобщения пластов за кондуктором” [133]. Указанные схемы построены с учетом особенностей гидрогеологической характеристики месторождений и их отдельных площадей, а также уточненной характеристики закондукторного пространства по данным контрольных геофизических исследований. При этом технологическая схема с извлечением кондуктора обеспечивает наиболее качественное разобщение пластов, содержащих пресные и минерализованные воды, и поэтому она считается основной. Все другие схемы применяются вынужденно в условиях отсутствия возможности извлечения кондуктора. В соответствии с “Принципиальными схемами...” [133] только в 1992 г. было ликвидировано 223 скважины.

В дальнейшем возникла необходимость в корректировке технологии с учетом накопленного фактического материала по многочисленным ликвидированным скважинам, эксплуатировавшимся в самых различных геолого-технических условиях, а также — разработке технологии ликвидации разведочных скважин. В связи с этим был проведен большой объем аналитических исследований, результатом которых явилась усовершенствованная технология ликвидации скважин [135]. Основное содержание технологии сводится к следующему.

Первое, что требует технология, это классификация месторождений платформенного типа по геолого-техническим и гидрогеологическим признакам. Исходя из различий в литолого-стратиграфическом, гидростратиграфическом разрезах и конст-

рукциях скважин, определяющих технологию изоляционно-ликвидационных работ, месторождения платформенного типа разделены на шесть групп (рис. 3.5) [56, 57, 65, 73, 97, 135].

Первая — это Туймазинская группа месторождений, в тектоническом отношении приурочена в основном к Южно-Татарскому своду. Наиболее крупными в этой группе являются Туймазинское, Серафимовское, Михайловское, Ардатовское, Стахановское, Петропавловское месторождения (рис. 3.5, I)

Поглощающими горизонтами, осложняющими изоляционно-ликвидационные работы, являются отложения серпуховского, сакмаро-артинского, уфимского, казанского ярусов и четвертичные отложения.

Основные запасы пресной воды, подлежащие надежной защите от проникновения минерализованных вод снизу и сверху, заключены в четырех водоносных горизонтах и комплексах (сверху вниз): отложениях аллювия и плиоцена, свит С, В, А верхнеказанского и нижнеказанского подъярусов.

Воды водоносного комплекса в отложениях шешминского горизонта уфимского яруса пресные выше вреза основных рек, ниже — имеют повышенную минерализацию, и по мере погружения отложений минерализация увеличивается.

Воды отложений кунгурского яруса являются минерализованными и при ликвидации скважин во всех случаях подлежат разобщению от вышележащих горизонтов уфимского яруса. При этом изоляционные работы проводятся в сложных условиях, когда граница залегания отложений кунгурского и уфимского ярусов находится в большинстве случаев выше башмака кондуктора, а последний зацементирован частично или вообще не зацементирован при строительстве скважины.

Воды отложений, залегающих ниже кунгурского водоупора (ангидритов), являются солеными и рассольными. Поэтому отложения артинского яруса также должны быть разобщены от верхних горизонтов. Для этого изоляционные работы проводятся в открытом стволе (после извлечения эксплуатационной колонны) или в более сложных условиях заколонного пространства (при невозможности извлечения эксплуатационной колонны). Приведенные причины обусловлены низким уровнем цементного кольца за эксплуатационной колонной после первичного цементирования.

На Серафимовском месторождении уровень вод с повышенной минерализацией несколько выше, чем на Туймазинском. Минерализация вод увеличивается с погружением

отложений водоносных комплексов свит А и частично В верхнеказанского подъяруса ниже врезов рек. Аналогична минерализация вод шешминского горизонта уфимского яруса.

Вторая — это Шкаповская группа месторождений, также относящаяся к Южно-Татарскому своду, но несколько отличающаяся взаиморасположением пресных и минерализованных вод. К этой группе относятся Шкаповское, Знаменское, Сатаевское, Балкановское, Демское, Давлекановское и др. (рис. 3.5, II).

Поглощающими горизонтами являются четвертичные отложения, татарский и казанский ярусы верхней перми, подольский горизонт и башкирский ярус среднего карбона, намюрский ярус нижнего карбона.

Основные запасы пресной воды заключены в водоносном горизонте аллювиальных отложений четвертичного периода и трех водоносных комплексах татарских отложений, верхнеказанского (до свиты А, сложенной трещиноватыми и закарстованными известняками с прослоями гипсов) и нижнеказанского подъярусов верхней перми.

Воды водоносного комплекса уфимского яруса имеют минерализацию от 1...3 до 10...15 г/л, а водоносного комплекса нижней перми (кунгурского и артинского ярусов) — от 20...4 до 168 г/л.

Таким образом, при ликвидации скважин Шкаповского и подобных ему месторождений подлежат надежному разобращению как граница кунгурского и уфимского ярусов, так и — уфимского и казанского, включая свиту А верхнеказанского подъяруса.

Конструкция скважин Шкаповской группы месторождений в основном аналогична конструкции предыдущей Туймазинской группы. Поэтому условия проведения изоляционных работ в интервалах сакмаро-артинского и кунгурского ярусов также близки между собой. В то же время они намного сложнее в интервалах залегания отложений верхнеказанского подъяруса и, особенно, в случаях отсутствия верхней части кондуктора. Последнее резко осложняет проведение изоляционных работ и в интервале кунгурского яруса.

На Сатаевском месторождении Шкаповской группы уровень пресных вод намного ниже и находится в водоносном комплексе уфимского яруса верхней перми.

Третья — Арланская группа месторождений (рис. 3.5, III), относящаяся к Бирской седловине (Арланское, Наратовское,

Саузбашевское месторождения) и Верхне-Камской впадине (Вениаминовское, Калегинское, Кувакинское месторождения).

Поглощающими горизонтами являются отложения четвертичного периода, уфимского, сакмаро-артинского, серпуховского ярусов.

Основные запасы пресной воды, подлежащие надежной защите от проникновения минерализованных вод снизу и сверху, заключены в трех водоносных горизонтах и комплексах: в аллювиальных четвертичных отложениях, среднем и верхнем плиоцене и татарском ярусе.

Воды водоносных комплексов верхнеказанского, нижнеказанского подъярусов пресные выше вреза основных рек, ниже — имеют повышенную минерализацию. Воды водоносных комплексов шешминского и соликамского горизонтов уфимского яруса пресные только в местах их выхода на поверхность, по мере погружения минерализация увеличивается.

В скважинах Арланской группы месторождений в подавляющем большинстве случаев кондуктор зацементирован до устья или же выше границы раздела уфимского и кунгурского ярусов. В отдельных, единичных скважинах, в которых уровень цементного кольца ниже указанной границы, условия проведения изоляционных работ будут аналогичными условиям скважин Туймазинской группы. В этих же единичных скважинах, в зависимости от расположения их на местности, может возникнуть необходимость разобщения границы залегания отложений уфимского и казанского ярусов и выше. Условия разобщения артинского яруса аналогичны приведенным выше.

Четвертая — Чекмагушевская группа месторождений, относящаяся также к Бирской седловине, но в некоторой степени отличающаяся по продуктивным пластам и насыщенности отложений в интервале залегания пресноводного комплекса. В данную группу входят Манчаровское, Таймурзинское, Андреевское, Менеузовское, Чекмагушевское месторождения (рис. 3.5, IV).

Поглощающими горизонтами являются те же, что и в Арланской группе.

Основные запасы пресной воды заключены в трех водоносных горизонтах и комплексах: грунтовые воды в четвертичных, неоген-четвертичных, неогеновых отложениях и воды спорадического распространения в отложениях плиоцена; воды в верхних чекмагушевских слоях шешминского водоносного комплекса уфимского яруса; водоносность в казанском ярусе отсутствует.

Воды в бураевских и камышинских слоях шешминского горизонта уфимского яруса, залегающие ниже вреза основных рек, имеют повышенную минерализацию.

Конструкция скважин части месторождений Чекмагушевской группы аналогична скважинам Арланской группы, а части — скважинам Туймазинской и Шкаповской групп. Поэтому в процессе ликвидации скважин условия проведения изоляционных работ будут также аналогичными вышеописанным.

Пятая — Краснохолмская группа месторождений, относящаяся к Башкирскому своду (Бураевское, Кузбаевское, Орьбашевское, Татышлинское, Степановское, Четырманское, Югомаш-Максимовское, Тепляковское месторождения), Бирской седловине (Надеждинское месторождение) и Верхне-Камской впадине (Игровское, Воядинское, Байсаровское месторождения). Принадлежность месторождений к трем тектоническим структурам обуславливает необходимость учета их геологических и особенно гидрогеологических особенностей при ликвидации скважин (рис. 3.5, V).

Поглощающими пластами являются четвертичные отложения, казанский и уфимский ярусы верхней перми, сакмаро-артинский ярус нижней перми, подольский и серпуховский горизонты среднего и нижнего карбона, фаменский ярус верхнего девона.

Основные запасы пресной воды сосредоточены в водоносном горизонте аллювиальных отложений четвертичного возраста и водоносном комплексе верхнеказанского подъяруса верхней перми.

Воды водоносного комплекса нижнеказанского подъяруса верхней перми также пресные. Однако по мере погружения отложений минерализация вод увеличивается. Воды водоносного комплекса шешминских отложений уфимского яруса имеют повышенную минерализацию, с увеличением глубины погружения отложений минерализация воды еще более увеличивается.

На Татышлинском и Надеждинском месторождениях воды водоносного комплекса шешминских отложений уфимского яруса пресные, распространены повсеместно и широко используются для водоснабжения. В то же время на Надеждинском месторождении с увеличением глубины погружения (ниже вреза основных рек) минерализация вод шешминских отложений увеличивается.

Конструкция скважин месторождений Краснохолмской группы аналогична конструкции скважин Арланской группы.

Поэтому условия проведения изоляционно-ликвидационных работ в целом аналогичные.

Шестая — Уфимская группа месторождений (рис. 3.5, VI, VI¹), относящаяся в основном к Благовещенской впадине (Сергеевское, Ново-Узыбашевское, Бузовьязовское, Волковское и др. месторождения) и Башкирскому своду (Кушкульское месторождение).

Поглощающими пластами являются отложения четвертичного и третичного возраста, серпуховского (намюрского) яруса и мячковского горизонта.

Основные запасы пресной воды заключены в водоносных горизонтах аллювиальных отложений четвертичного возраста, общесыртовой свиты, акчагыльского яруса плиоцена и водоносном комплексе шешминской свиты уфимского яруса. Пресные воды содержатся также в отложениях кинельской свиты плиоцена (четвертый водоносный горизонт сверху) и водоносном комплексе соликамской свиты уфимского яруса. Однако на отдельных участках с увеличением глубины залегания отложений минерализация вод увеличивается.

Конструкция скважин месторождений, относящихся к Благовещенской впадине, аналогична конструкции скважин Туймазинской группы. В то же время кондуктор зацементирован до устья или намного выше границы залегания отложений уфимского и кунгурского ярусов. Поэтому проблема вторичного цементирования практически отсутствует. При необходимости улучшения качества цементного кольца против указанной границы во время ликвидации скважины условия проведения изоляционных работ будут аналогичными вышеприведенным. Условия изоляции отложений артинского яруса также не отличаются от уже рассмотренных, так как уровень цементного кольца за эксплуатационной колонной очень низкий (в интервалах башкирского и серпуховского ярусов).

В Уфимской группе Кушкульское месторождение характеризуется особыми гидрогеологическими условиями, заключающимися в отсутствии регионального водоупора и раскрытости гидрогеологической структуры. Последняя обуславливает увеличение глубины залегания пресных вод (рис. 3.5, VI¹).

Поглощающими являются отложения четвертичного периода, кунгурского и артинского ярусов, мячковского и верейского горизонтов среднего карбона, серпуховского и тульского горизонтов нижнего карбона.

Основные запасы пресной воды сосредоточены в отложении

ях: соликамской свиты уфимского яруса, горизонта иреньской свиты и комплекса филипповской свиты кунгурского яруса и двух комплексов артинского яруса.

Солоноватые воды с запахом сероводорода и непригодные для водоснабжения содержатся в отложениях верхнего и среднего карбона (до верейского горизонта).

Конструкция скважин Кушкульского месторождения отличается от уже рассмотренных. Башмак кондуктора находится в интервале залегания отложений кунгурского яруса, а технической колонны — в подошвенной части сакмарского яруса. Техническая колонна зацементирована частично. Поэтому в части скважин уровень цементного кольца ниже кровли сакмарского яруса. Уровень цементного кольца за эксплуатационной колонной находится в интервале каширо-подольских отложений и даже ниже верейского горизонта.

Таким образом, при ликвидации скважин Кушкульского месторождения подлежит надежному разобщению, прежде всего, граница залегания отложений нижней перми (начиная с кровельной части сакмарского яруса) и верхнего карбона. При первоначальном (после бурения) уровне цементного кольца за эксплуатационной колонной ниже подошвы верейского горизонта необходимо наращивание цементного кольца в интервалах верейского и каширского горизонтов.

Следующее, что требует технологическая схема, это определение состава и последовательности технологических операций по ликвидации скважин. Они обусловлены геологическими, гидрогеологическими условиями эксплуатации, конструкцией скважины, техническим состоянием эксплуатационной колонны и составляют основу технологии ликвидации скважины. Состав и последовательность технологических операций изменяются в зависимости от конкретных условий эксплуатации каждой скважины. Поэтому разработанная технология является многовариантной.

Технология предусматривает проведение изоляционно-ликвидационных работ по следующим вариантам:

- с извлечением части эксплуатационной колонны после ее торпедирования или резки;

- без извлечения эксплуатационной колонны;

- с аварийным неизвлекаемым забойным оборудованием (инструментом), находящимся ниже уровня первоначального цементного кольца за эксплуатационной колонной;

- с аварийным неизвлекаемым забойным оборудованием

(инструментом), находящимся выше первоначального уровня цементного кольца за эксплуатационной колонной;

ликвидация скважин, находящихся в затопляемой зоне;

ликвидация разведочных скважин без спуска эксплуатационной колонны.

Кроме того, вариант с извлечением части эксплуатационной колонны предусматривает проведение технологических операций в две стадии: до и после извлечения колонны.

При ликвидации скважин с аварийным неизвлекаемым оборудованием также возможно или невозможно извлечение эксплуатационной колонны. В этом варианте в первой стадии проводятся изоляционные работы в интервале нахождения аварийного оборудования (инструмента), а во второй стадии — работы по стволу скважины, находящемуся выше аварийного оборудования (разобшение сакмаро-артинского яруса в открытом стволе или в заколонном пространстве, разобшение пластов в закондукторном пространстве, установка мостов в колонне и кондукторе и т. д.).

На состав и последовательность технологических операций большое влияние оказывают уровень цементного кольца за колонной и кондуктором, гидродинамическая обстановка в заколонном (закондукторном) пространстве, наличие нарушений колонн и их интервалы, обоснованный выбор интервалов спецотверстий, вид и параметры тампонажных растворов и т. д.

В процессе ремонта скважин с целью замены или проверки глубинно-насосного оборудования часто обнаруживаются аварийные ситуации: прихват и “полет” НКТ, оставление установок УЭЦН, обрыв насосных штанг, оставление геофизического кабеля, отдельных предметов и т. д. Особо сложными и требующими больших материальных затрат являются аварийные работы по извлечению прихваченных УЭЦН, НКТ. В отдельных скважинах работы по восстановлению их работоспособности являются экономически нерентабельными, что обуславливает необходимость их ликвидации [124].

Прихваченное глубинно-насосное оборудование (инструмент) может находиться как в зацементированном интервале эксплуатационной колонны, так и выше него. Первый случай нами назван “аварийное неизвлекаемое забойное оборудование (инструмент), находящееся ниже уровня первоначального цементного кольца за эксплуатационной колонной, а второй — выше указанного уровня цементного кольца”.

В зависимости от интервала расположения прихваченного

оборудования технология ликвидации скважин имеет свои особенности. Последние связаны, во-первых, с ограниченными технико-экономическими возможностями, во-вторых, со стремлением к поиску и обоснованию технологических способов ликвидации скважин, обеспечивающих удовлетворительное ее качество в каждой конкретной аварийной ситуации. Рассмотрим некоторые из них.

Отличительные особенности технологии ликвидации скважин с аварийным неизвлекаемым забойным оборудованием (инструментом), находящимся ниже уровня первоначального цементного кольца за эксплуатационной колонной (рис. 3.6а)

После спуска НКТ до “головы” аварийного оборудования (инструмента) и промывки скважины, шаблонирования и опрессовки колонны, проведения геофизических исследований определяется приемистость интервала перфорации продуктивного пласта путем закачивания воды через аварийное оборудование.

При наличии приемистости интервала перфорации закачивается цементный раствор под давлением из расчета заполнения колонны в интервале “нижние отверстия перфорации продуктивного пласта — 20 м выше “головы” аварийного оборудования”. Если расстояние между продуктивным пластом и аварийным оборудованием более 150 м, то верхняя граница цементного моста устанавливается на 50 м выше интервала перфорации. В этом случае цементный раствор продавливается “пробкой” глинистого раствора для заполнения части ствола скважины; затем устанавливается цементный мост высотой 50 м над аварийным оборудованием. После этого проводятся технологические операции в соответствии с вариантами с извлечением эксплуатационной колонны или без извлечения ее.

При отсутствии приемистости интервала перфорации продуктивного пласта устанавливается цементный мост на “голове” аварийного оборудования высотой 50 м и проводятся работы в соответствии с основными вариантами технологии ликвидации скважин.

Отличительные особенности технологии ликвидации скважин с аварийным неизвлекаемым забойным оборудованием (инструментом), находящимся выше уровня первоначального цементного кольца за эксплуатационной колонной (рис. 3.6б, в)

Предварительно проводятся аналогичные рассмотренному выше технологические операции. Далее сопоставляются глубины нахождения кровли потенциально продуктивного пласта

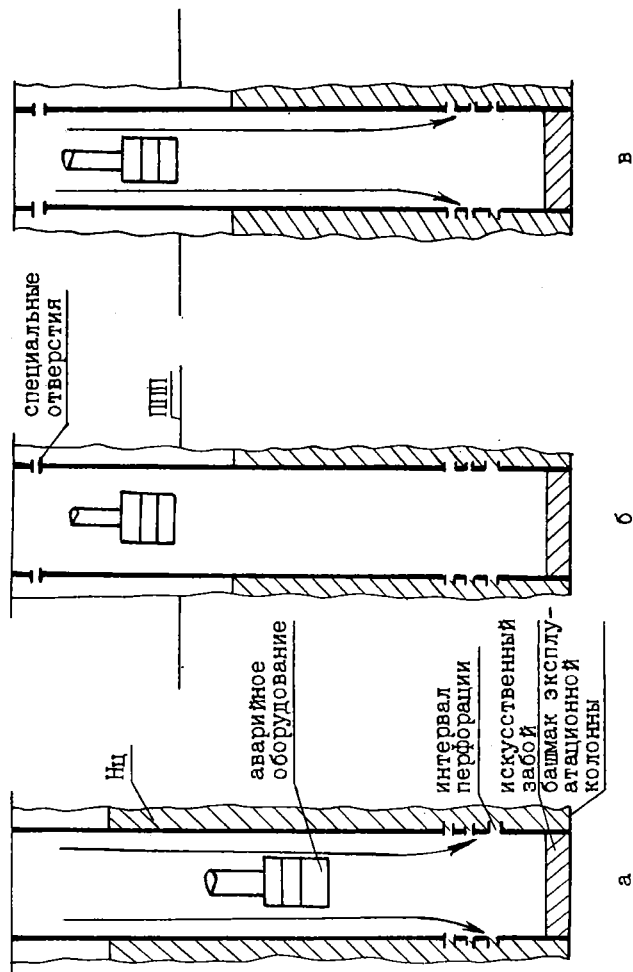


Рис. 3.6. Варианты расположения аварийного неизвлекаемого забойного оборудования (инструмента):
а — аварийное оборудование (инструмент) находится ниже уровня первоначального цементного кольца Нц; б, в — аварийное оборудование (инструмент) находится выше уровня первоначального цементного кольца Нц, кровля ППП — между Нц и аварийным оборудованием (инструментом), соответственно, при отсутствии и наличии приемистости интервала перфорации

(ППП), цементного кольца за эксплуатационной колонной, “головы” аварийного оборудования и наличие или отсутствие приемистости интервала перфорации продуктивного пласта. При этом выявляются следующие случаи.

Первый случай (рис. 3.6б), когда кровля ППП находится в интервале между “головой” аварийного оборудования и первоначальной глубиной цементного кольца за эксплуатационной колонной, то есть она не зацементирована, приемистость интервала перфорации продуктивного пласта через аварийное оборудование отсутствует. В этом случае перфорируются специальные отверстия в эксплуатационной колонне непосредственно над аварийным оборудованием и устанавливается цементный мост под давлением. Количество цементного раствора определяется исходя из создания цементного кольца за колонной высотой не менее 100 м и оставления цементного моста в колонне высотой 50 м.

Второй случай (рис. 3.6в), когда кровля ППП находится в интервале между “головой” аварийного оборудования и первоначальной глубиной цементного кольца за эксплуатационной колонной, имеется приемистость интервала перфорации. В этом случае устанавливается цементный мост под давлением на “голове” аварийного оборудования (аналогично случаю нахождения аварийного оборудования ниже первоначального уровня цементного кольца — см. выше). Затем перфорируются специальные отверстия непосредственно над цементным мостом и производится цементирование под давлением. Количество цементного раствора определяется исходя из теоретического объема заколонного пространства высотой не менее 100 м и оставления цементного моста высотой 20 м. Далее проводятся технологические операции в соответствии с основными вариантами ликвидации скважин.

Ликвидация скважин с высоким аварийным забоем (ближе к устью) по причине нахождения в них металлических предметов, нефтепромыслового инструмента и оборудования производится по специальному плану, утвержденному вышестоящей организацией (АНК, ПО).

Особенности технологии ликвидации скважин, находящихся в затопляемой и водоохранной зонах

Сопоставляются глубины первоначального цементного кольца за эксплуатационной колонной и кровли ППП. Выделяется два случая. Первый случай — глубина первоначального цементного кольца намного выше глубины кровли ППП.

Тогда первый снизу (с забоя) цементный мост устанавливается в интервале “20 м ниже нижних отверстий перфорации продуктивного пласта — 50 м выше кровли ППП”. Второй случай — глубина первоначального цементного кольца ниже кровли или у кровли ППП. Верхняя граница первого снизу цементного моста устанавливается на 10...20 м ниже кровли ППП для обеспечения возможности перфорации специальных отверстий в колонне и наращивания цементного кольца за ней высотой не менее 100 м над кровлей ППП.

Далее проводятся технологические операции по торпедированию (резке) и извлечению эксплуатационной колонны, исследованию и вторичному цементированию кондуктора, после чего устанавливается цементный мост в интервале, “20 м ниже глубины торпедирования — 1-2 м ниже отметки дна реки”.

При невозможности извлечения эксплуатационной колонны с первоначальной глубины торпедирования производится наращивание цементного кольца за ней в интервале “глубина торпедирования - 1...2 м ниже отметки дна реки”.

После этого извлекаются эксплуатационная колонна, кондуктор и направление с глубины 1...2 м ниже отметки дна реки. Для этого эксплуатационная колонна отворачивается, кондуктор и направление вначале обуриваются, а затем отворачиваются и извлекаются, или они извлекаются после торпедирования.

Устанавливаются цементные мосты в интервале “1...2 м ниже отметки дна реки — отметка дна реки”; проверяется глубина последнего цементного моста.

Другие технологические операции проводятся в соответствии с основными вариантами технологии ликвидации скважины, но устье ее не оборудуется.

Технология ликвидации скважин в водоохранной зоне больших судоходных рек аналогична технологии ликвидации скважин затопляемой зоны. Скважины водоохранных зон малых рек и водоемов ликвидируются по основным вариантам технологии их ликвидации.

Особенности технологии ликвидации разведочных скважин без спуска эксплуатационных колонн

Планы проведения технологических операций по ликвидации разведочных скважин, длительное время находившихся в бездействии или консервации, составляются только после исследования состояния ствола.

В процессе ликвидации разведочных скважин устанавливаются мосты в открытом стволе против предполагаемых продук-

ктивных и потенциально продуктивных пластов, оказавшихся непродуктивными во вскрытом разрезе, в интервалах “25 м ниже подошвы — 25 м выше их кровли”. Кровля самого верхнего потенциально продуктивного пласта перекрывается цементным мостом высотой 50 м. Ствол скважины между цементными мостами заполняется глинистым раствором или глинистой пастой.

Далее устанавливаются цементные мосты в интервалах “25 м ниже — 25 м выше кровли водоупорных кыновского, тульского, верейского и кунгурского горизонтов”, а также в интервале “25 м ниже — 25 м выше кровли верхнего карбона”. Остальные технологические операции проводятся по основным вариантам технологии ликвидации скважин.

Разработанная технология нашла практическое применение в виде РД 39-0135648-012-93, в соответствии с которым за 1993—1995 гг. ликвидировано 628 скважин.

Технология ликвидации скважин с аномальными геолого-техническими условиями эксплуатации

Ликвидация скважин с зацементированными кондуктором и эксплуатационной колонной сводится к установке цементных мостов внутри эксплуатационной колонны и не представляет трудности с точки зрения технологии. Однако ликвидация осложненных скважин с частично зацементированными кондуктором и эксплуатационной колонной (путем торпедирования и извлечения колонн, установки цементных мостов в открытом стволе в условиях поглощения цементного раствора, наращивания цементного кольца за колонной и кондуктором, закачиванием цементного раствора через специальные отверстия и нарушения в условиях катастрофического поглощения цементного раствора) является сложным технологическим процессом.

Более того, в процессе внедрения разработанной технологии ликвидации осложненных скважин на Шкаповском месторождении были встречены такие геолого-технические условия эксплуатации скважин, которые выходили за рамки регламентов внедряемой технологии:

- отсутствие первичного цементирования кондуктора;
- негерметичность кондуктора в одном или нескольких интервалах по причине коррозии металла обсадных труб;
- затрудненная проходимость инструмента через верхнюю часть кондуктора из-за смятия корродированных обсадных труб;








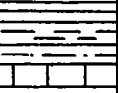
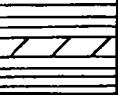
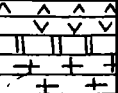
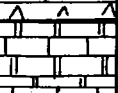
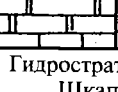


ПЕРМСКИЙ																		
Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	Литологическая колонка	Толщина, м	Породы	Гидрогеология										
Четвертичная						до 5	суглинки, глины, гравий, галька, песок, супеси	Воды безнапорные, в аллювиальных отложениях на глубине до 4 м пресные, в пределах месторождения участками засолены										
Верхний	Татарский					30-40	песчаники, глины, переслаивание мергелей, известняков, глин	Водоносный комплекс из нескольких водоносных слоев с различными уровнями со свободной поверхностью										
						7-24	глины, алевролиты, песчаники, прослои известняков		Водоносный комплекс из многочисленных водоносных слоев со сложной гидравлической взаимосвязью. Воды преимущественно безнапорные, в долине р. Ик участками напорные (возможно до самоизлива на поверхность), преимущественно пресные, в нижней части комплекса минерализация может достигать 3 г/л; в пределах месторождения на значительной площади засолены									
						до 22	переслаивание доломитов с известняками, мергелем, глиной											
						50-70	чередование песчаников, алевролитов, глины с двумя прослоями известняков в средней части											
						24-47	мергели, известняки, доломиты, глины, песчаники											
	Казанский	Верхнеказанский	Свита "Д"		до 22	переслаивание доломитов с известняками, мергелем, глиной	Водоносный комплекс преимущественно в песчаниках. Воды преимущественно напорные и минерализованные, на месторождении участками засолены											
								Свита "С"		до 22	переслаивание доломитов с известняками, мергелем, глиной							
								Свита "В"					50-70	чередование песчаников, алевролитов, глины с двумя прослоями известняков в средней части				
								Свита "А"								24-47	мергели, известняки, доломиты, глины, песчаники	
								Свита "А"										
Уфимский	Нижнеказанский			27-49	песчаники, известняки, глины	Водоносный комплекс преимущественно в песчаниках. Воды преимущественно напорные и минерализованные, на месторождении участками засолены												
								100-130	глины, аргиллиты, алевролиты, известняки, мергели, прослой гипсов	Водоносный комплекс распространяется ниже уреза гидрографической сети, состоит из ряда водоносных пачек, прослоев и линз со сложной гидравлической взаимосвязью. Воды напорные, минерализованные до 15 г/л, химический состав пестрый								
												100-130	глины, аргиллиты, алевролиты, известняки, мергели, прослой гипсов	Водоносный комплекс распространяется ниже уреза гидрографической сети, состоит из ряда водоносных пачек, прослоев и линз со сложной гидравлической взаимосвязью. Воды напорные, минерализованные до 15 г/л, химический состав пестрый				
																100-130	глины, аргиллиты, алевролиты, известняки, мергели, прослой гипсов	Водоносный комплекс распространяется ниже уреза гидрографической сети, состоит из ряда водоносных пачек, прослоев и линз со сложной гидравлической взаимосвязью. Воды напорные, минерализованные до 15 г/л, химический состав пестрый
Нижний	Кунгурский			100-130	доломиты, пористые ангидриты, гипсы с прослоями доломитов, в низах каменная соль	Водоупорные породы												
								100-130	доломиты, пористые ангидриты, гипсы с прослоями доломитов, в низах каменная соль	Водоупорные породы								
												100-130	доломиты, пористые ангидриты, гипсы с прослоями доломитов, в низах каменная соль	Водоупорные породы				
																100-130	доломиты, пористые ангидриты, гипсы с прослоями доломитов, в низах каменная соль	Водоупорные породы
Сакмарский	Аргинский			100-130	доломиты пористо-каверзные	Водоносный комплекс с напорными сероводородными водами, минерализация их до 168 г/л при хлоридном натриево-магнийном составе. Плотность вод до 1,12 г/см³. Пластовое давление 5,2 МПа на отметке минус 300 м. Расчетный пьезометрический уровень не более 120 м.												
								100-130	доломиты пористо-каверзные	Водоносный комплекс с напорными сероводородными водами, минерализация их до 168 г/л при хлоридном натриево-магнийном составе. Плотность вод до 1,12 г/см³. Пластовое давление 5,2 МПа на отметке минус 300 м. Расчетный пьезометрический уровень не более 120 м.								
												100-130	доломиты пористо-каверзные	Водоносный комплекс с напорными сероводородными водами, минерализация их до 168 г/л при хлоридном натриево-магнийном составе. Плотность вод до 1,12 г/см³. Пластовое давление 5,2 МПа на отметке минус 300 м. Расчетный пьезометрический уровень не более 120 м.				
																100-130	доломиты пористо-каверзные	Водоносный комплекс с напорными сероводородными водами, минерализация их до 168 г/л при хлоридном натриево-магнийном составе. Плотность вод до 1,12 г/см³. Пластовое давление 5,2 МПа на отметке минус 300 м. Расчетный пьезометрический уровень не более 120 м.

Рис. 3.7. Гидростратиграфический разрез (верхняя часть)
Шкаповского месторождения

	песчаники		гипсы
	известняки		ангидриты
	мергели		глины
	пески		доломиты
	алевролиты		гравийно-галечные отложения
	аргиллиты		размывы
	соли		суглинки

- отсутствие верхней части кондуктора по причине извлечения ее в процессе строительства скважин;
- поглощение тампонажных растворов в интервале залегания отложений уфимского, казанского ярусов и четвертичных отложений;
- наличие минерализованных вод в свите А верхнеказанского подъяруса, что вызывает необходимость проведения еще более трудоемких изоляционных работ по сравнению с аналогичными работами на границе уфимского и кунгурского ярусов;
- нахождение границы залегания отложений уфимского и кунгурского ярусов на значительном расстоянии как от башмака кондуктора, так и от устья, и связанные с этим технологические трудности разобщения указанной границы;
- низкая пластовая температура ($5...10^{\circ}\text{C}$) в интервале спуска кондуктора, что не обеспечивает формирования цементного камня из-за разбавления и поглощения цементного раствора с продолжительным сроком схватывания.

Перечисленные условия названы аномальными геологическими условиями эксплуатации ликвидируемых скважин. Именно они актуализировали необходимость дальнейшего совершенствования технологии изоляционно-ликвидационных работ и, главным образом, в интервале спуска кондуктора [136]. Поэтому технологические операции в интервале от забоя скважины до башмака кондуктора в основном проводятся в соответствии с изложенной в предыдущем разделе технологией, но с учетом следующего положения. Оно заключается в том,

что извлечение эксплуатационной колонны осуществляется в 2...3 приема (этапа) и с установкой цементных мостов в открытом стволе по мере извлечения определенной части (длины) колонны в интервале “голова торпедированной колонны — выше башмака кондуктора”. Указанная технология извлечения эксплуатационной колонны исключает возможность потери ствола из-за обвала стенок скважины ниже башмака кондуктора и возникновения аварийных ситуаций в кондукторе по причине его плохого технического состояния.

Аналогично осуществляется извлечение кондуктора с постепенным наращиванием высоты цементного моста в интервале “голова” кондуктора — устье скважины”. Предусматривается извлечение кондуктора с глубины ниже границы залегания отложений свит А и В (рис. 3.7), содержащих соответственно минерализованные и пресные воды. Это способствует качественному разобщению указанных отложений путем установки цементного моста в открытом стволе скважины.

Общий расход цемента для вторичного цементирования кондуктора планируется исходя из теоретического объема закондукторного пространства в интервале от первоначального уровня цементного кольца до устья и учета коэффициента запаса.

Исходя из практики ликвидации скважин Шкаповского месторождения, коэффициент запаса цементного раствора рекомендуется: для цементирования границы кунгурского и уфимского ярусов $K_{\text{зап}}=1,5$; границы свит А и В — 1,7.

Усовершенствованная технология [136] предусматривает проведение изоляционно-ликвидационных работ в интервале спуска кондуктора в пяти условиях по 23 вариантам.

Ниже излагается сущность технологии. (См. Приложение).

По первому условию геолого-техническое состояние скважин характеризуется следующими данными: кондуктор не зацементирован, зацементирован частично и цементное кольцо ниже границы раздела кунгурского и уфимского ярусов, часть кондуктора и эксплуатационной колонны извлекаются. При этом условии изоляционные работы проводятся по восьми вариантам. Количество вариантов определяется герметичностью или негерметичностью кондуктора и интервалом негерметичности, наличием или отсутствием пакера для проведения изоляционных работ под давлением в кондукторе.

При негерметичном кондукторе в определенном интервале (например, ниже подошвы свиты А), отсутствии пакера или

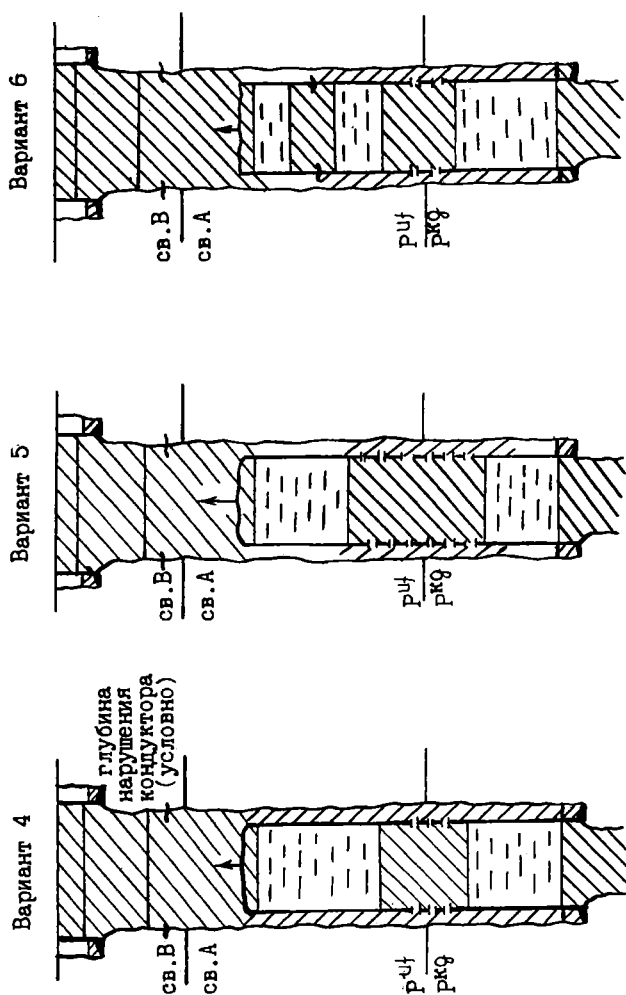


Рис. 3.9. Схемы изоляционно-ликвидационных работ в кондукторе.
Условные обозначения аналогичны рис. 3.8

невозможности его применения (опасность заклинивания) против нарушения устанавливается цементный мост высотой 10...15 м. Затем мост разбуливается долотом диаметром не менее диаметра 146-мм эксплуатационной колонны для обеспечения возможности пропуска перфоратора с целью перфорации спецотверстий на границе раздела кунгурского и уфимского ярусов. Применение такой технологической схемы позволяет проводить изоляционные работы по разобщению пластов за кондуктором под давлением. Схемы изоляционно-ликвидационных работ приведены на рис. 3.8...3.10.

Второе условие включает скважины, в которых, в отличие от первого условия, верхняя часть кондуктора отсутствует. Это условие предусматривает проведение изоляционных работ по пяти вариантам (с 9-го по 13-й) в зависимости от расположения “головы” кондуктора по отношению к границе раздела свит А и В верхнеказанского подъяруса и состояния находящейся в скважине части кондуктора. Отсутствие верхней части кондуктора обуславливает извлечение эксплуатационной колонны не сразу до устья, а частями в 2...3 приема во избежание потери ствола скважины. При этом цементный мост в кондукторе наращивается также постепенно по мере извлечения эксплуатационной колонны. При определенном положении “головы” кондуктора по отношению к границе раздела свит А и В (например, выше этой границы) проводятся работы по соединению части извлекаемой колонны с “головой” кондуктора с целью достижения возможности осуществления изоляционных работ в кондукторе под давлением. Для этого нижний конец извлекаемой эксплуатационной колонны устанавливается на 10...15 м ниже “головы” кондуктора, и по НКТ закачивается и продавливается в это кольцевое пространство цементный раствор. Схемы изоляционно-ликвидационных работ по вариантам 9...13 приведены на рис. 3.10 и 3.11.

Условие третье распространяется на скважины, в которых кондуктор не зацементирован, зацементирован частично и цементное кольцо ниже границы раздела кунгурского и уфимского ярусов, затруднена проходимость инструмента через верхнюю часть кондуктора, интенсивный излив верхних напорных вод через устье и наличие грифонов вокруг устья скважины. Отмеченное условие характеризует состояние скважины как аварийное. Изоляционные работы проводятся путем спуска 219 (245) и 146-мм обсадных труб (концентрически), соединения их путем приваривания кольцевой заглушки с вваренным

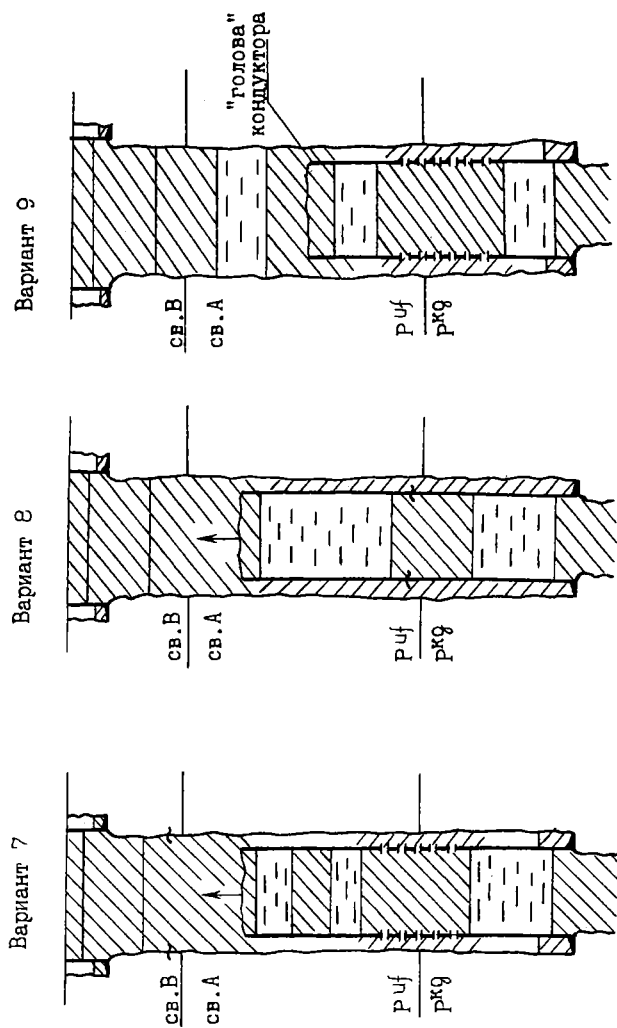


Рис. 3.10. Схемы изоляционно-ликвидационных работ в кондукторе.
Условные обозначения аналогичны рис. 3.8

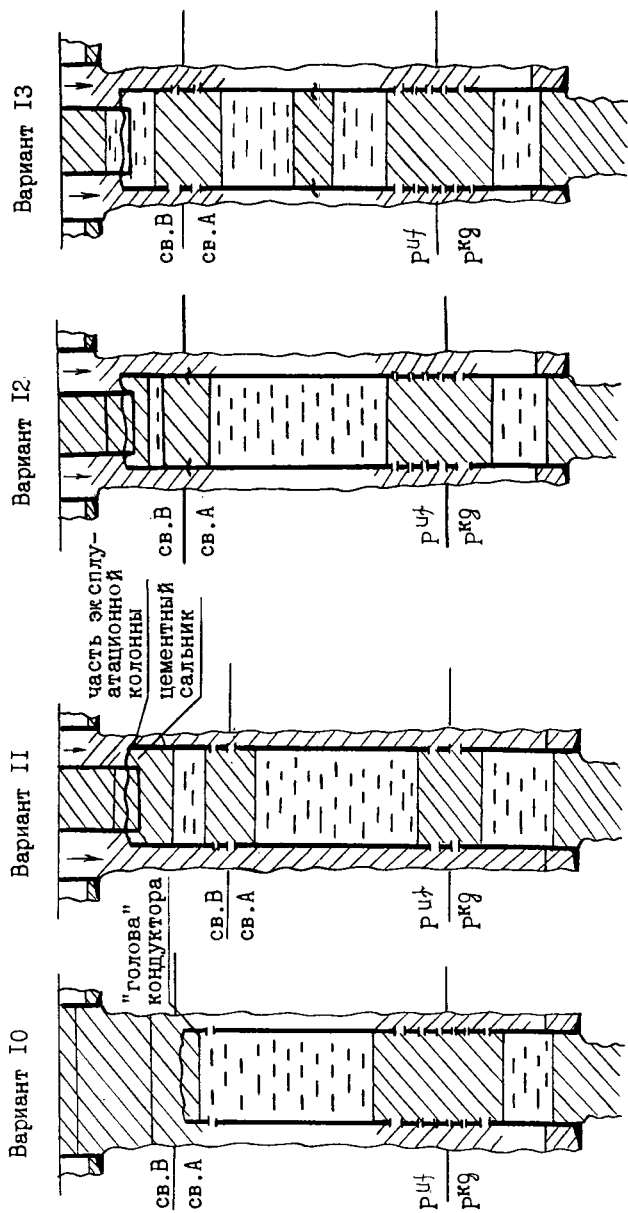


Рис. 3.11. Схемы изоляционно-ликвидационных работ в кондукторе.
Условные обозначения аналогичны рис. 3.8

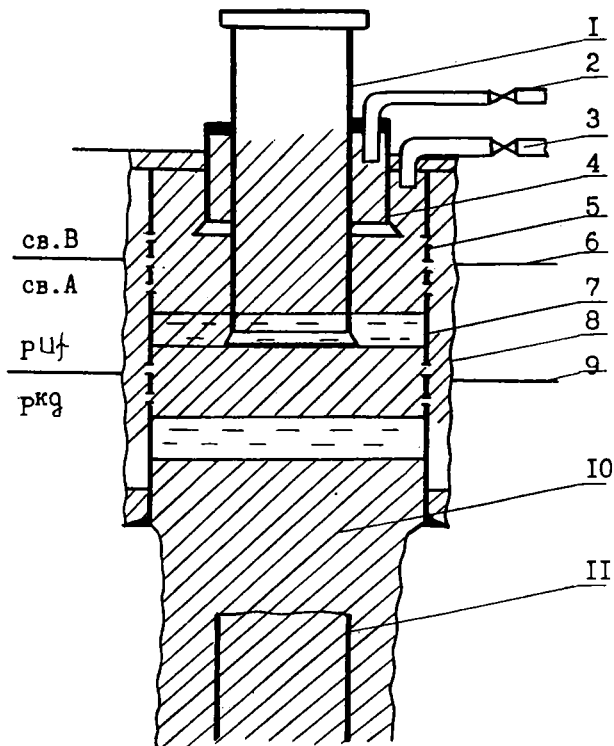


Рис. 3.12. Схемы изоляционно-ликвидационных работ в кондукторе: 1 — 146- или 168-мм обсадные трубы; 2, 3 — патрубки диаметром 60-73 мм с кранами высокого давления; 4 — 219 или 245-мм обсадные трубы; 5 — нарушения кондуктора; 6 — граница раздела свит А и В верхнеказанского подъяруса; 7 — 299 или 324-мм кондуктор; 8 — стенки скважины; 9 — граница раздела кунгурского и уфимского ярусов; 10 — цементный мост у башмака кондуктора и на “голове” эксплуатационной колонны; 11 — “голова” эксплуатационной колонны

в нее патрубком с краном высокого давления для соединения с цементирующим агрегатом, установки НКТ длиной 3...4 м в пространство между стенками скважины (верхняя часть кондуктора разрушена) и промежуточными обсадными трубами диаметром 219 (245) мм и заливки указанного пространства цементным раствором со временем отверждения 15-20 мин или раствором парафина (рис. 3.12). Затем аналогичный цементный раствор закачивается в пространство между 219 (245) и 146-мм обсадными трубами и продавливается ниже башмака 219 (245)-мм обсадных труб для обеспечения возможности повторного закачивания цементного раствора в это пространство. После этого такой же цементный раствор закачивается в простран-

во между стенками скважины и промежуточными 219 (245)-мм обсадными трубами и продавливается ниже глубины спуска НКТ. После прекращения излива и грифонов цементный раствор закачивается в 146-мм колонну труб для создания сплошного цементного моста в интервале “40 м ниже кровли свиты А — устье скважины”.

Условие четвертое — кондуктор не зацементирован, зацементирован частично и цементное кольцо ниже границы раздела кунгурского и уфимского ярусов, кондуктор не извлекается, эксплуатационная колонна извлекается. В этом случае изоляционные работы проводятся по восьми вариантам — с 15-го по 22-й. Выбор варианта технологической схемы определяется техническим состоянием кондуктора (герметичен, негерметичен) и расположением дефекта по отношению к границе раздела свит А и В, а также наличием пакера и возможностью проведения изоляционных работ с его использованием. Разобшение пластов за кондуктором в основном производится путем закачивания цементного раствора через спецотверстия, иногда — с устья в пространство между кондуктором и направлением. Схемы изоляционно-ликвидационных работ приведены на рис. 3.13...3.15.

Условие пятое — кондуктор не зацементирован, зацементирован частично и цементное кольцо ниже границы раздела кунгурского и уфимского ярусов, кондуктор и эксплуатационная колонна не извлекаются. Изоляционные работы проводятся по 23-му варианту путем закачивания цементного раствора через спецотверстия, перфорируемые одновременно и в эксплуатационной колонне, и в кондукторе (рис. 3.15).

Для разобшения пластов за кондуктором технология предусматривает применение цементных растворов с коротким сроком схватывания и улучшенными прочностными и адгезионными свойствами.

Применение описанной технологии позволило значительно снизить стоимость ликвидации скважин Шкаповского месторождения при обеспечении надежного качества разобшения пластов за кондуктором. Технология имеет программное обеспечение для планирования и проведения работ по ликвидации скважин. Она может использоваться и в других нефтедобывающих регионах при планировании и осуществлении изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, геолого-технические условия эксплуатации которых аналогичны или близки скважинам Шкаповского месторождения.

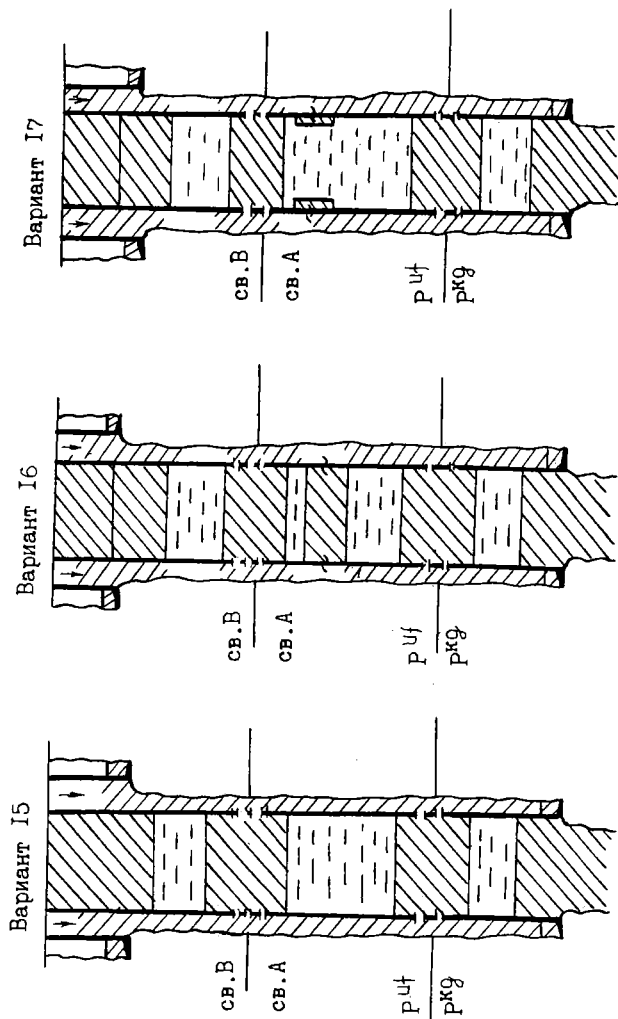


Рис. 3.13. Схемы изоляционно-ликвидационных работ в кондукторе.
Условные обозначения аналогичны рис. 3.8

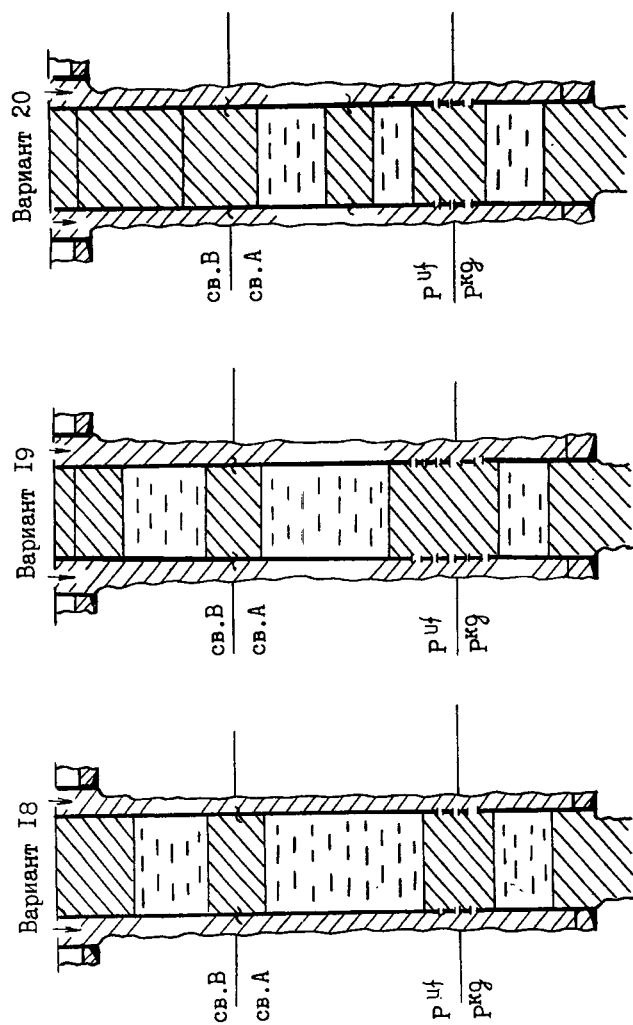


Рис. 3.14. Схемы изоляционно-ликвидационных работ в кондукторе.
Условные обозначения аналогичны рис. 3.8

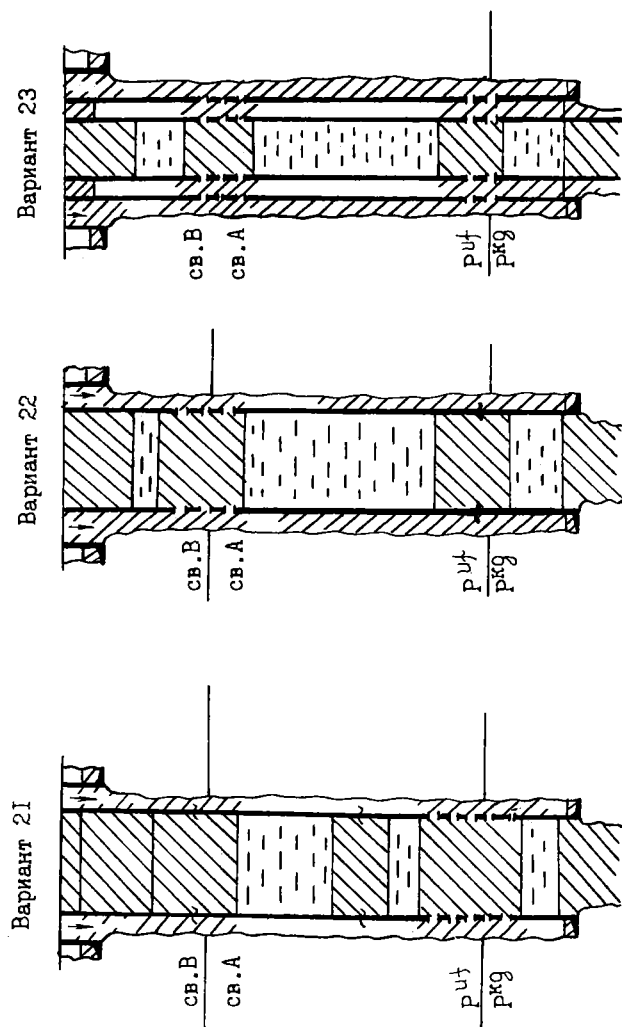


Рис. 3.15. Схемы изоляционно-ликвидационных работ в кондукторе.
Условные обозначения аналогичны рис. 3.8

Технологии извлечения обсадных колонн при ликвидации скважин

В течение длительного времени при ликвидации скважин обсадные (эксплуатационные и, редко, кондукторы) извлекались после их торпедирования. В то же время практикой было установлено наличие ряда недостатков использования метода торпедирования:

- деформация (вздутие) освобожденного конца обсадной трубы, приводящая к образованию на деформированной колонне сальника из частиц породы и глинистой корки и, в результате, заклиниванию извлекаемой части колонны;
- отсутствие гарантии в освобождении обсадной колонны по всему периметру;
- небезопасное ведение работ;
- зависимость цехов КРС, освоения и ремонта скважин от геофизической службы, обуславливающая временные и экономические издержки производимых работ.

Поэтому в последние годы при ликвидации скважин все чаще применяется вырезающее устройство.

Резка колонны производится с помощью внутренней трубoreзки [148]. Она состоит из цилиндрического корпуса с изменяющимся диаметром в соответствии с диаметром извлекаемой обсадной колонны, трех цилиндрических отверстий, расположенных под углом 120° , в которых размещены цилиндры с резцами, стопорных винтов для закрепления цилиндров, отверстий для частичного пропуска воды в затрубное пространство с целью охлаждения резцов и создания перепада давления и присоединительной замковой резьбы (рис. 3.16). Данная конструкция трубoreзки проще в изготовлении в условиях нефтепромысла по сравнению с зарубежной конструкцией устройства для резки обсадных труб [181].

Резка эксплуатационной колонны производится следующим образом.

В скважину на НКТ спускается трубoreзка с винтовым забойным двигателем на глубину резки колонны. В НКТ закачивается техническая вода через вертлюг ВЭ-50, приводится в действие забойный двигатель. За счет гидравлического давления выдвигаются резцы из цилиндра до соприкосновения с внутренней поверхностью колонны и производится резка при работе забойного двигателя. Успешность резки зависит от правильной заточки резцов, изготовленных из твердого сплава

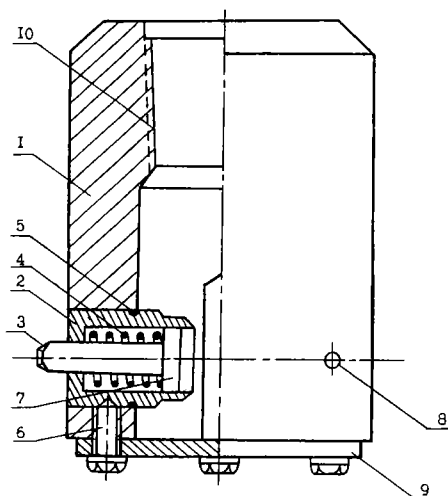


Рис. 3.16. Труборезка:

1 — корпус; 2 — цилиндр реза $\text{Ø}_{\text{нар}}=40 \text{ мм}$, $\text{Ø}=20 \text{ мм}$; 3 — резец квадратного сечения с шириной сторон 12 мм и цилиндрической головкой $\text{Ø} 20 \text{ мм}$; 4 — пружина для возвращения резца в исходное положение; 5 — уплотнительное резиновое кольцо; 6 — стопорный винт для фиксации цилиндра реза; 7 — ограничитель хода реза; 8 — отверстия, через которые пропускается часть воды для охлаждения резцов и создания перепада давления; 9 — крышка корпуса; 10 — замковая резьба под НКТ

типа ВК-8, и режима резки. В зависимости от толщины стенок эксплуатационной колонны продолжительность процесса ее резки составляет 0,3...1 ч, а кондуктора — 0,5...1 ч. Состав и последовательность технологических операций извлечения обсадных колонн с использованием вырезающего устройства следующие.

В первую очередь эксплуатационная колонна (кондуктор) освобождается от цементного сальника или других жестких соединений на устье скважины. Затем определяются: свободный (не прихваченный) интервал эксплуатационной колонны путем исследования прихватоопределителем и глубины муфтовых соединений путем исследования РК; длина вытяжки эксплуатационной колонны путем приложения к ней растягивающего усилия, превышающего вес колонны выше глубины прихвата на 8...10 т. По данным перечисленных исследований обосновывается глубина резки колонны. При этом должно быть исключено совпадение глубины резки с муфтовым соединением обсадных колонн.

В скважину спускаются НКТ и она промывается до чистой

воды в интервале “устье — глубина резки” в течение двух циклов. Производятся шаблонирование и, при необходимости, чистка колонны в интервале “устье скважины — глубина резки”, подбор и проверка забойного двигателя Д-85 и цементирующего агрегата (ЦА).

Тщательно проверенная и собранная труборезка соединяется с забойным двигателем Д-85 и на НКТ спускается в скважину на глубину резки колонны. При этом НКТ должны быть чистыми и хорошо закреплены для исключения засорения забойного двигателя и отворота в процессе резки колонны. НКТ сверху соединяются с вертлюгом ВЭ-50.

Эксплуатационная колонна растягивается под нагрузкой, превышающей вес извлекаемой части колонны. Устье скважины оборудуется герметизирующим устройством (рис. 3.17). К НКТ подсоединяется вертлюг для обеспечения возможности перемещения и вращения НКТ, а также — подачи воды на забойный двигатель и труборезку. Гидравлическая система, состоящая из труборезки, забойного двигателя, НКТ, вертлюга, соединяется с ЦА. НКТ фиксируются стопорным ключом для исключения вращения их в процессе резки.

Производится запуск забойного двигателя путем закачивания воды на II скорости ЦА на малых оборотах двигателя для исключения заклинивания резцов. Через 5...7 мин работы забойного двигателя в указанном режиме увеличивается скорость закачивания воды и устанавливается режим резки колонны.

В процессе резки проверяется работа забойного двигателя по величине давления на насосе ЦА и вибрации НКТ (на ощупь). В случае остановки забойного двигателя Д-85 по причине заклинивания резцов прекращается работа насоса ЦА и производится проворачивание НКТ ключом, затем процесс резки возобновляется.

Признаками нормального процесса резки являются: возникновение реактивного момента на забойном двигателе, вибрация НКТ и колебание величины давления (момент выхода резцов из обсадной трубы), полное или частичное отсутствие циркуляции, движение вверх натянутой эксплуатационной колонны (кондуктора). При отсутствии признаков резки увеличивается скорость закачивания воды.

Процесс резки прекращается при достижении плавной работы скважинного оборудования и инструмента, то есть при исчезновении признаков резки, и начинается его подъем. Если при этом обнаруживаются признаки зацепления резцов за

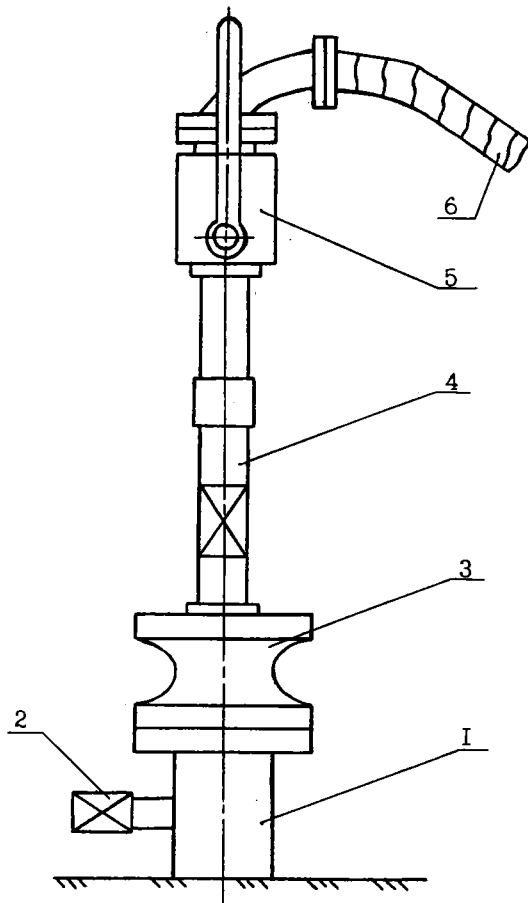


Рис. 3.17. Схема обвязки устья скважины:

- 1 — эксплуатационная колонна; 2 — задвижка затрубного пространства;
3 — герметизирующее устройство (ГУ); 4 — НКТ; 5 — вертлюг; 6 — гибкий
шланг высокого давления

внутренние стенки обсадной колонны, то предпринимаются попытки принудительного возвращения резцов в исходное положение путем закачивания воды в затрубное пространство.

После подъема НКТ с забойным двигателем и труборезкой производится расхаживание эксплуатационной колонны (кондуктора) и извлечение ее.

За 1993-1995 гг. было ликвидировано 123 скважины с извлечением эксплуатационных колонн путем резки.

Применение труборезки обеспечило увеличение доли скважин с извлечением эксплуатационных колонн до 88% по срав-

нению с 80% до внедрения трубобрезки. В свою очередь, извлечение эксплуатационных колонн позволило повысить качество разобшения пластов в интервале ниже башмака кондуктора и, особенно, — за кондуктором в интервале залегания отложений пресноводного комплекса.

Таким образом, выше сформулированы общие положения технологии ремонтно-восстановительных работ по проблеме оздоровления осложненного фонда скважин, включающие в себя: классификацию осложненных скважин по семи видам межпластовых перетоков, задачи РВР и очередность их проведения; поинтервальную последовательность изоляционных работ по разрезу скважины; выделение объектов первоочередного обследования.

Выделены геолого-технические условия, обоснованы способы и технологии:

- разобшения загрязняющего пресноводный комплекс горизонта;

- вторичного цементирования кондуктора;

- вторичного цементирования эксплуатационной колонны;

- вторичной герметизации эксплуатационной колонны.

Обоснована необходимость и разработаны технологии:

- ликвидации скважин рифовых месторождений с открытым забоем (инструкция) и других месторождений платформенного типа (РД 39-0147276-216-87Р); за 1988—1991 гг. технологии были использованы при ликвидации 397 скважин;

- разобшения пластов за кондуктором при ликвидации скважин (РД 39Р-0135648-008-91) с учетом гидрогеологических особенностей закондукторного пространства; за 1992 г. технология была использована в 223 скважинах;

- комплексная технология ликвидации осложненных скважин (РД 39-0135648-012-93), учитывающая геологические, гидрогеологические признаки месторождений, техническое состояние ствола скважины (наличие или отсутствие неизвлекаемого аварийного оборудования), особенности разведочных скважин без спуска эксплуатационной колонны и скважин, находящихся в затопляемой и водоохранной зонах; за 1993—1995 гг. технология была использована в 673 скважинах;

- ликвидации скважин с аномальными геолого-техническими условиями эксплуатации, определяемыми состоянием первичного цементирования кондуктора и гидрогеологией (РД 39-0147276-016-94); за 1994—1995 гг. технология была использована в 37 скважинах.

IV. ИССЛЕДОВАНИЯ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Выделение нагнетательных скважин в особую группу проблем оздоровления фонда скважин связано с наличием особых условий их эксплуатации: закачивание агрессивного, загрязненного мехпримесями и продуктами коррозии вытесняющего агента под высоким давлением и, часто, непосредственно по эксплуатационной колонне, применение агрессивных химических реагентов и способов воздействия под высоким давлением для обработки призабойной зоны продуктивного пласта, изменение температурного градиента по стволу скважины и т. д. Перечисленные особенности связаны со стремлением к постоянному повышению продуктивности пласта путем восстановления или увеличения первоначальной его проницаемости. Кроме того, существующие технологические схемы в системе заводнения продуктивных пластов не позволяют производить строгий контроль и учет как количества нагнетаемой воды, так и давления ее нагнетания. Поэтому в процессе эксплуатации нагнетательных скважин в жестком режиме могут произойти достаточно быстрые (по сравнению с добывающими скважинами) изменения в их техническом состоянии, включая призабойную зону, а в последней — самом скелете пород, слагающих продуктивный пласт.

4.1. Исследования по определению приемистости нагнетательных скважин одного водовода

В процессе заводнения продуктивных пластов широко используется подача воды в несколько нагнетательных скважин по одному водоводу, т. е. групповая схема нагнетания воды. Количество последней при этом учитывают с помощью одного расходомера, установленного на кустовой насосной станции (КНС) и измеряющего расход всей подаваемой воды [35].

Приемистость каждой отдельной скважины одного и того же водовода определяют расчетным путем следующим образом. По расходомеру на КНС периодически замеряют приемистость каждой отдельной скважины во время кратковременного закрытия устьев всех остальных скважин водовода. Для расчета условно принимают, что соотношение замеренных величин приемистости скважин сохраняется и при одновременном нагнетании воды во все или в часть скважин водовода. С целью

учета возможного влияния приемистости скважин иногда величину приемистости отдельной скважины рассчитывают как среднее из значений ее приемистости, определенных во время остановки (закрытия) различных скважин водовода. Но при этом наблюдаются значительные расхождения в величинах приемистости отдельной скважины, усреднение которых не совсем корректно. Последнее стало причиной проведения специальных исследований по совершенствованию существующей методики замера приемистости отдельных скважин одного и того же водовода.

Для исследований были выбраны водоводы, питающие одновременно две и три нагнетательные скважины. Вначале были определены параметры работы каждой скважины водовода при одновременном нагнетании воды во все скважины этого водовода. Для этого использовались РГД и образцовый манометр, установленный на устье скважины. Результаты проведенных исследований по скважинам трех водоводов представлены в табл. 4.1.

Из приведенных данных видно, что остановка одной и двух скважин водовода приводит к существенному изменению параметров (режима) работы исследуемой скважины. При этом наибольшие колебания в режиме работы исследуемой скважины происходят во время остановки скважин с высокой приемистостью (400 м³/сут и более). Так, при одновременной работе группы скважин Арланской площади (скв. 121, 1135, 1136) приемистость скв. 121 была равна 24 м³/сут при давлении 9,7 МПа. После поочередной остановки скв. 1135 и 1136 с приемистостью, соответственно, 150 и 659 м³/сут давление нагнетания в скв. 121 возросло до 9,8 и 10,8 МПа, а приемистость — до 27 и 78 м³/сут. При одновременной остановке обеих указанных скважин давление нагнетания в скв. 121 увеличилось до 11,1 МПа, приемистость — до 97 м³/сут.

Как видно из приведенных данных, остановка скважин с малой приемистостью значительно меньше влияет на параметры работы скважин с высокой приемистостью. Однако и в этом случае ошибки при определении приемистости отдельных скважин существенны.

На практике приемистость отдельных скважин достаточно точно может быть определена путем исследования их РГД. Подтверждением этого служат результаты сопоставления величин приемистости, установленные исследованиями РГД и индивидуальными расходомерами, по 32 нагнетательным скважинам:

Данные исследований РГД групп нагнетательных скважин, расположенных на одном водоводе

№ скв., работа- ющих на од- ном во- воде	№ ис- сле- дой скв.	Перфорир. пласты		Пласты, прини- мающие воду	Параметры работы скважин (данные РГД)								Примечание
		индекс	толщи- на, м		сква. № 2 и 3 открыты		сква. № 2 закрыта		сква. № 3 закрыта		сква. № 2 и 3 закрыты		
					Q, м³/сут	P, МПа	Q, м³/сут	P, МПа	Q, м³/сут	P, МПа	Q, м³/сут	P, МПа	
121	121	CI	5,0	CI	24	9,7	27	9,8	78	10,8	97	11,1	№ 2-скв. 1135*
1135*		CII	3,4										№ 3-скв. 1136
1136		CIII	1,4										Параметры работы сква. 1135: Q=150 м³/ сут, P=12,5 МПа
		CV	1,2										
	1136	CII	4,4	CII	659	9,5	681	9,6	740	9,7	769	9,9	№ 2-скв. 1135
		CIII	3,0										№ 3-скв. 121
		CV	1,6										
		CVI	6,4	CVI									
1440	1440	CI	2,0	CI	532	3,6	666	4,8	627	4,4	756	5,6	№ 2-скв. 1298
1298*		CII+	9,6	CII+									№ 3-скв. 1614
1614		CIII		CIII									
	1614	CI	2,2	CI	178	8,4	244	8,8	296	9,6	362	10,5	№ 2-скв. 1298
													№ 3-скв. 1440
													Параметры работы сква. 1298: Q=449 м³/ сут, P=14,6 МПа
570	621	CVI	5,4	CVI	484	8,0	710	10,4	—	—	—	—	
621	570	CVI	10,8	CVI	428	7,4	601	8,7	—	—	—	—	

* По техническим причинам скв. 1135 и 1298 не исследованы РГД.

величина отклонения не превышает 15%. Установленные в ряде случаев отклонения на 20% и более объясняются неисправностью индивидуальных расходомеров, проведением исследований РГД при неуставившемся режиме работы скважин и т. д.

В то же время для исследования нагнетательных скважин РГД затрачиваются значительные время и средства, обусловленные самой технологией их проведения. Последняя предусматривает остановку скважины и пуск ее на самоизлив, спуск прибора в скважину на глубину не менее 600 м и ввод под нагнетание, ожидание выхода скважины на установившийся режим, при котором значения последних трех замеров приемистости не должны отличаться друг от друга более 2...3%.

Практика исследований РГД в скважинах Арланского месторождения показала, что установившийся режим наступает только через 1,5...4 ч в зависимости от коллекторских свойств и толщины пласта, пластового давления и давления нагнетания. Применение технологии исследований РГД через лубрикатор не всегда возможно по причинам их отсутствия на большинстве скважин и часто — невозможности пропуска прибора из-за высокого пластового давления.

В перечисленных условиях в НГДУ “Арланнефть” обосновано применение устьевое дистанционного расходомера для определения приемистости отдельных скважин (рис. 4.1). Длина используемого прибора составляет 330 мм, что позволяет устанавливать его в поток нагнетаемой воды непосредственно в устьевой арматуре скважины. Это исключает необходимость пуска скважины на самоизлив (тем более этот прием запрещается с точки зрения экологии) и сокращает время выхода скважины на установившийся режим работы до 30 мин. Последнее обеспечивает возможность исследования 2...3 скважин в течение суток.

Используемый устьевой расходомер является парциальным и производит замер части общего потока воды, проходящего через поперечное сечение устьевой арматуры. Принцип работы прибора заключается в следующем (рис. 4.1). Нагнетаемая вода поступает на турбинку 1 через специальные окна 2, выполненные в корпусе прибора. При вращении турбинки магнитный прерыватель тока 3 преобразовывает обороты турбинки в электрические сигналы, которые по одножильному кабелю поступают на вторичный прибор (ВП). Для пересчета электрических импульсов на объем нагнетаемой воды предварительно производится тарировка прибора в скважинах, имеющих

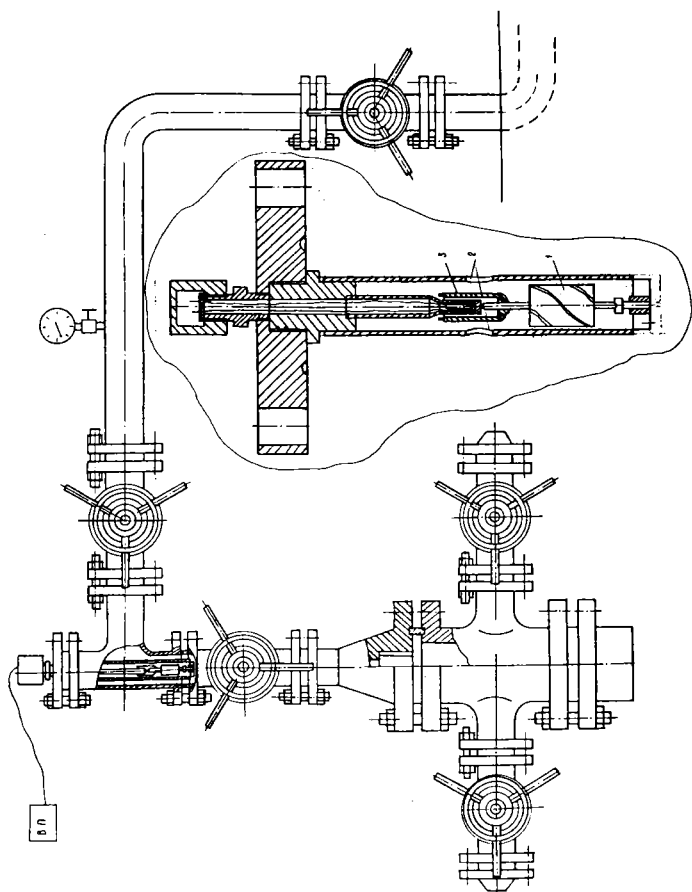


Рис. 4.1. Схема установки устьевого расходомера в арматуре нагнетательной скважины:
 1 — турбинка; 2 — специальные окна; 3 — магнитный прерыватель тока

индивидуальные расходомеры на КНС. Пределы измерения устьевого расходомера составляют 5...1000 м³/сут, температура окружающей среды — до 70°C, давление нагнетания до 35 МПа. Испытания устьевых расходомеров показали достаточно высокую точность определения приемистости скважин — отклонения не превышали $\pm 10\%$.

Таким образом, определение приемистости отдельной скважины водовода путем последовательной кратковременной остановки других скважин этого же водовода приводит к существенным ошибкам в распределении нагнетаемой воды между всеми скважинами водовода.

Устьевой расходомер в комплексе с техническим манометром позволяет с высокой степенью точности определять приемистость отдельной нагнетательной скважины при заданном давлении нагнетания воды без остановки других скважин водовода.

4.2. Исследование причин разрушения призабойной зоны нагнетательных скважин

Разрушение призабойной зоны продуктивного пласта, следствием которого является вынос песка и осложнение условий эксплуатации скважин, встречается при разработке многих нефтяных месторождений [34]. К настоящему времени большинство исследований по этой проблеме посвящено изучению механизма и разработке методов борьбы с выносом песка в нефтяных добывающих скважинах [81, 102]. Ниже представлены результаты исследований процесса разрушения призабойной зоны и выноса песка в нагнетательных скважинах в условиях заводнения продуктивных пластов нижнего карбона на Арланской и Николо-Березовской площадях Арланского нефтяного месторождения.

Заводняемые пласты залегают на глубине 1250...1350 м и представлены чередованием песчаных, алевролитовых и глинистых пропластков различной толщины. Из выделенных восьми продуктивных пластов наиболее широкое развитие, большую толщину и лучшие коллекторские свойства имеют пласты СII и CVI.

Песчано-алевролитовые отложения пластов СII и CVI характеризуются неоднородным строением: слоистость, сгустковый тип цементации. Проницаемые и плотные разности пород часто распределяются в виде линз, тонких прослоек, участков

неправильной формы и т. д. Остальные пласты имеют самую высокую степень неоднородности вследствие большого разнообразия текстур, одновременного развития различных видов цементации и резко выраженного неравномерного распределения цементирующего материала [76].

Ко времени проведения исследований разрушение призабойной зоны пласта было отмечено в большинстве нагнетательных скважин указанных площадей. Однако ниже обобщены данные 22 скважин. Для них факт разрушения призабойной зоны пласта был установлен инструментально: изменение положения искусственного забоя, вынос песка и кусков породы из скважины; по ряду скважин - слом обсадных колонн. Основные данные по анализируемым скважинам представлены в табл. 4.2, а в табл. 4.3 - данные о литологической характеристике и коллекторских свойствах заводняемых пластов.

Изучение данных табл. 4.2 и 4.3 свидетельствует о широком разнообразии геолого-технических условий проявления исследуемой проблемы. Так, лишь в 5 скважинах перфорацией вскрыто по одному пласту, в остальных 17 скважинах вскрыто от 2 до 4 пластов и отдельных пропластков. В 14 скважинах (64%) один и более перфорированных пластов по БКЗ оцениваются как слабоглинистый песчаник с хорошими и высокими коллекторскими свойствами. Именно эти пласты являются объектами первоочередного поглощения закачиваемой воды и, очевидно, первоочередного разрушения призабойной зоны. Остальные пласты имеют меньшую толщину и представлены более глинистыми и плотными породами с низкими коллекторскими свойствами.

Разрушение призабойной зоны пласта в скв. 1426 и 25 могло произойти уже в процессе их освоения (табл. 4.2). В то же время перфорированные для нагнетания воды пласты в указанных скважинах существенно различаются. В скв. 1426 заводняемый пласт является единственным, имеет максимальную (в рассматриваемой совокупности скважин) толщину, характеризуется однородностью и высокими коллекторскими свойствами. Сква. 25 расположена в зоне слияния пластов CI с CII и CIV с CV. Пласты CI и CIV толщиной, соответственно, 2,0 и 2,4 м представлены песчаниками с хорошими коллекторскими свойствами, в то время как в интервале пластов CII и CV выделенный коллектор имеет толщину, соответственно, 0,8 и 1,6 м и представлен песчано-алевролитовыми породами. В ближайших к рассматриваемым нагнетательных скважинах заводняемые пласты имеют

Сведения о нагнетательных скважинах, характеризующихся выносом песка

№ п/п	№ скв., площадь	Перфорир. пласты		ГТМ по увеличению приемистости до начала выноса песка		Продолжит-ль нагнетания воды до выноса песка		ГТМ по увеличению приемистости после начала выноса песка	Кол-во промывок	Объем вынесенного песка, м ³		Продолжит-ль нагнетания воды до слома колонны, годы
		индекс	толщина, м			общая	после последнего ГТМ			всего	до слома колонны	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	1426НБ	СIII	7,2		0				4	1,6		
2	25А	СI+II СIV+V	6,4 5,0		0				14	8,0	8,0	11
3	1163НБ	СII	3,2	9; 6 (СIV)	0,5	≈0,5	≈0,5	3; 1; 4; 3	4	0,6	0,25	1
4	605НБ	СII	7,2	9; 5	1	0,6	0,6	3	10	16	6	11
5	1294НБ	СI	1,2	1; 7	1	1	1	3	4	0,8	0,45	7
6	1308НБ	СII	3,4	1	1	1	≈1	3	14	46,7	30-40	7
7	1290НБ	СII	3,0	1	1	1	≈1	3; 4; 3	8	2,1	1,5	9
8	1568НБ	СIII	1,2	3; 8; 9 (СIV)	>1	0			1	1,6		
		СI	2,0									
		СII	1,0									
		СIV	1,4									
9	1513НБ	СIII	1,0	6; 2; 7; 8; 3; 9	2	10 мес.			5	1,4	1,2	12
		СIV	1,4									
		CV	2,0									
10	467А	СI	2,2	3(СI+II+III)	2,5	2,5	2,5	3; 8 (СII); 3	5	0,8		

Окончание табл. 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
			12,4	8 (CIV+V)							
		CII+	III								
		CIV	1,0								
		CV	1,2								
11	1035НБ	СII	2,4	2; 4; 8; 4; 4; 4	3	0	10	3	2	0,65	5
12	1310НБ	СII	0,5	7	3	≈3	3; 3	6	2,3		
		СIII	1,1								
		CIV	1,8								
13	2033А	СII	3,2	6; 1; 9; 8; 3; 3	4	0	10; 3	2	2,1		
		CIV	1,4								
		CV	1,0								
14	2063А	СII	1,6	2; 7; 7; 6; 1; 8; 7; 3	4	<9 мес.		4	1,3	0,9	<6
		CIV°	1,2								
		CIV	1,2								
		CV	1,2								
15	1306БН	CI	1,6	1; 8	4	≈1		3	2,2		
		СII	2,2								
16	1298БН	СII	3,6	1; 8; 1	4	≈3		1	0,8		
17	408А	CI	1,0	1; 4	4,5	≈2	3; 3; 3	5	1,8		
		CIII	1,4								
		CVI	3,0								
18	1327НБ	СII	1,6	6; 1; 7; 8; 6	5	0		3	2,3	0,9	5
		CIV	0,6								
		CV	2,0								
19	1296НБ	CI	1,8	1; 3; 9; 9	6	0		8	2,3	2,0	8
		CIII	1,4								
		CIV	1,2								
20	2177А	СII	4,0	1	6,5	6,5		2	0,25	0,25	7
		CIV°	1,4								

Данные о пластах-коллекторах в исследуемой совокупности скважин

Характеристика пласта-коллектора по БКЗ	Кол-во скв., в которых вскрыт пласт	Кол-во пластов в скважинах	Толщина пласта-коллектора, м		
			пределы	средняя	перфорированная
1	2	3	4	5	6
Песчаник слабоглинистый с хорошими и высокими коллекторскими свойствами	14	17	1,4-7,2	2,8	3,0
То же без скв. 1427	13	16	1,4-4,0	2,5	2,7
Песчаник слабоглинистый со средними коллекторскими свойствами, песчано-алевролитовая порода	9	13	0,4-5,6	2,1	2,2
То же без пласта СIII в скв. 467	9	12	0,4-3,6	1,8	1,9
Песчаник глинистый с низкими коллекторскими свойствами, песчано-алевролитовая глинистая порода	13	29	0,8-3,6	1,7	1,5
Все перечисленные выше коллектора	22	59	0,4-7,2	2,1	2,1
То же без скв. 1427 и пласта СIII в скв. 467	21	67	0,4-4,0	1,9	1,9

большую толщину, характеризуются лучшими коллекторскими свойствами, но разрушения призабойной зоны пластов и выноса песка в них не отмечено. Это свидетельствует о расположении скв. 1426 и 25 в локальных участках пластов со слабым закреплением зерен или вообще с незакрепленными зернами из-за ограниченного количества цементирующего материала (существование подобных микроучастков в продуктивных пластах нижнего карбона устанавливалось Н. В. Селезневым, Е. Н. Петуховой, Р. Т. Валиуллиной и М. Н. Черкасской (Башнипинефть) при литолого-петрографическом изучении месторождения еще на стадии его разведки).

Отмеченное подтверждается и по остальным скважинам: расположение скважин, призабойная зона заводняемых пластов в которых подвержена разрушению, носит случайный характер. Случайным является и распространение различных видов цементации породы, определяющей устойчивость пласта к разрушению. Именно этим объяснено отсутствие какой-либо зависимости между продолжительностью закачивания воды в

пласты до начала разрушения их призабойной зоны и параметрами пластов, оцениваемых геофизическими методами.

В анализируемой совокупности скважины с одинаковой толщиной пластов характеризуются существенно различной продолжительностью периода нагнетания воды до выноса песка (табл. 4.2). Скважины с пластами различной толщины имеют одинаковое значение этой величины. Кроме того, большое количество скважин месторождения с аналогичными пластами находится под нагнетанием воды в аналогичных условиях без признаков разрушения призабойной зоны уже в течение времени, в 2 раза и более превышающего наибольшее для рассматриваемых скважин.

Вместе с тем, данные таблицы показывают наличие общего фактора у анализируемых скважин (кроме скв. 1426 и 25), могущего служить инициатором разрушения призабойной зоны пласта — это создание в заводняемых пластах трещин. По данным таблицы, комплекс геолого-технических мероприятий (ГТМ), применяемый для освоения и поддержания приемистости нагнетательных скважин, в основном, состоит из методов, специально предусматривающих создание в пластах трещин (ГРП, ГПП) и методов, практическое осуществление которых производится в условиях образования в пластах трещин (обработка призабойной зоны ПАВ, соляно-кислотная обработка, воздействие высоким давлением). Наконец, само нагнетание воды в условиях Арланского месторождения осуществляется при давлении, при котором в заводняемых пластах трещины находятся в открытом состоянии [34, 35].

В указанных условиях механизм разрушения призабойной зоны пласта схематически может быть представлен следующим образом (рис. 4.2а). Нагнетаемая в скважину вода, в первую очередь, поглощается наиболее проницаемым пластом, а в пределах его толщины - наиболее проницаемым интервалом, в котором и образуется трещина (рис. 4.2а). Увеличение пластового, а, следовательно, и порового давления приводит к росту нагрузки на скелет пористой среды и напряжения в цементирующем веществе, которые в конечном счете могут превысить предел его прочности. Под действием воды, движущейся по трещине на высокой скорости, отделившиеся мелкие зерна (порода) увлекаются в глубь трещины. Одновременно описанным образом происходит и разрушение цементирующего вещества внутри отдельных высокопроницаемых “каналов” породы пониженной прочности с дезинтеграцией ее на отдельные куски (блоки)

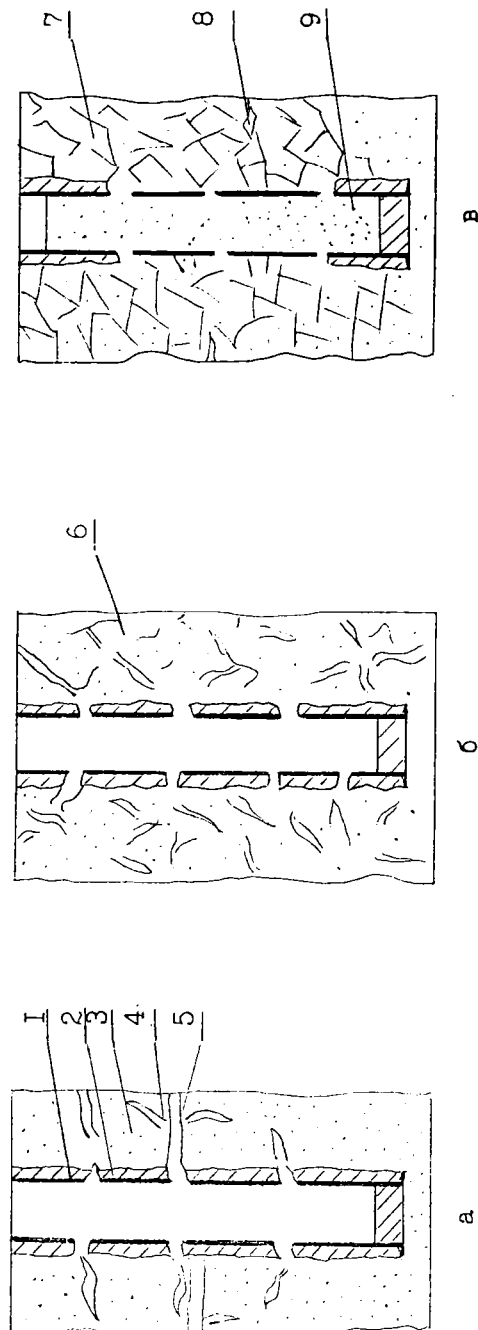


Рис. 4.2. Схема механизма разрушения призабойной зоны заводняемого пласта в нагнетательных скважинах:
 1 — обсадная колонна; 2 — цементное кольцо; 3 — песчаник; 4 — каналы слабосцементированного песчаника; 5 — трещина;
 6 — куски (блоки) дезинтегрированной породы; 7 — раздробленные куски и кусочки породы; 8 — сомкнувшаяся трещина;
 9 — песчаная пробка

различной величины (рис. 4.26). При прекращении нагнетания воды и постепенном снижении пластового давления под действием горного давления трещина начинает смыкаться, дезинтегрированная порода, подвергаясь сжатию, дробится на более мелкие куски и кусочки. При пуске скважины на излив (с целью исследований РГД, проведения ГТМ, КРС) отдельные песчинки и мелкие кусочки породы выносятся в ствол скважины, образуя песчаную пробку (рис. 4.2в).

В скважинах анализируемой совокупности, отличающихся ограниченной толщиной и низкими коллекторскими свойствами пластов, выделенные выше этапы механизма разрушения призабойной зоны пласта многократно интенсифицируются как до начала разрушения, так и впоследствии. Этому способствует проведение многочисленных ГТМ с целью как можно больше увеличить приемистость пластов (см. выше). При этом ГТМ (методы) выбираются и осуществляются без должного учета геологического строения пластов и величины потенциальной их приемистости. Как видно из табл. 4.2, для указанных целей чаще других используются методы, максимально способствующие разрушению призабойной зоны и дезинтеграции разрушенной породы: соляно-кислотная обработка, вибровоздействие, гидросвабирование с применением ИПЦ, ГПП, ГРП и т.д. Подтверждением сказанному могут служить скв.1568, 1035, 2033, 1327, 1296 и др., в которых вынос песка зафиксирован сразу же после проведения комплекса подобных работ (табл. 4.2).

Таким образом, основной причиной разрушения призабойной зоны заводняемых пластов нижнего карбона в нагнетательных скважинах Арланского месторождения является особенность их геологического строения. Она заключается в наличии локальных участков со слабым цементированием кварцевых зерен, одновременным развитием нескольких типов цементации, резко выраженным неравномерным распределением цементирующего материала. В большинстве случаев разрушение призабойной зоны наблюдается в пластах ограниченной толщины - до 3 м.

Инициатором разрушения призабойной зоны заводняемых пластов являются образующиеся в них при нагнетании воды и находящиеся в открытом состоянии трещины. На характер и интенсивность разрушения призабойной зоны влияет проведение различных ГТМ. В конечном счете, разрушение призабойной зоны заводняемых пластов может привести к слому обсадной колонны, невозможности эксплуатации скважин и необходимости их ликвидации.

Для предупреждения преждевременного начала разрушения призабойной зоны заводняемых пластов необходимо строгое обоснование применения методов воздействия на нее. Нагнетание воды в пласты толщиной до 3 м должно производиться строго в соответствии с их потенциальной возможностью. Последнее должно устанавливаться путем проведения исследований и наблюдений.

Для предупреждения и ограничения разрушения призабойной зоны заводняемых пластов необходимы систематический контроль и исследования по определению начала выноса песка в нагнетательных скважинах.

4.3. Опытные работы по креплению призабойной зоны в нагнетательных скважинах Арланского месторождения

Наиболее распространены химические методы крепления призабойной зоны пластов с использованием различных синтетических смол [102]. При этом механизм получения проницаемой породы заключается в заполнении всего межзернового пространства закрепляемой породы раствором смолы или же — продавливании раствора смолы через закрепляемую породу инертной жидкостью.

В процессе лабораторных исследований для получения проницаемого искусственного песчаника через кварцевый песок фильтровались растворы смолы с добавлением в них модели пластовой воды и минеральных солей. В качестве последних использовались NaCl и CaCl_2 . Для этих же целей производилась последовательная фильтрация раствора смолы ТСД-9 и нефти. При исследованиях раствор смолы ТСД-9 готовили по следующей рецептуре: смола ТСД-9 - 100 см^3 , формалин - 50 см^3 ; модель пластовой воды Арланского месторождения - 2 см^3 (содержание минеральных солей в готовом растворе $24,8 \text{ г/л}$), время начала отверждения раствора $3,5 \text{ ч}$ при температуре -22°C .

Растворы смолы фильтровались через водо-, керосино- или нефтенасыщенные образцы проницаемостью $4...20 \text{ мкм}^2$. Исследования показали, что несмотря на снижение скорости фильтрации в $30...50$ раз, величина проницаемости остается в пределах $0,14...0,8 \text{ мкм}^2$ независимо от объема профильтрованного раствора и характера насыщающей жидкости. Отмечена также прочность отвержденного образца закрепленного песка, в 3 раза меньшего обычного образца камня из отвержденного

раствора смолы ТСД-9 без добавления солей (0,23 вместо 0,69 МПа).

Получен также образец искусственного песчаника проницаемостью 0,6...6,0 мкм² и прочностью 0,25...0,38 МПа путем фильтрации раствора смолы ТСД-9 (без добавления солей) и последующего вытеснения его из пор нефтью.

Используя технологию, основанную на фильтрации смеси смолы и пластовой воды, проводили опытно-технологические работы по креплению призабойной зоны пласта в нагнетательных скв. 532 и 1200 Арланского месторождения. Проведенные работы дали возможность восстановления работоспособности скв. 1200 и ее нормальной эксплуатации в течение одного года. В скв. 532 эффект оказался кратковременным (3 месяца).

Для примера ниже приводится краткое описание работ по креплению призабойной зоны пласта в скв. 1200 Николо-Березовской площади.

Скважина была освоена под нагнетание воды приемистостью по пласту СУ более 500 м³/сут при давлении 10 МПа. Через год пласт СУ оказался полностью перекрытым осадками, закачиваемую воду в количестве 50 м³/сут при давлении 10 МПа принимал только пласт СIII. Наблюдался вынос песка с забоя, подтверждающий разрушение призабойной зоны пласта СУ.

Ремонтные работы по креплению призабойной зоны были произведены в следующей последовательности.

Насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм спущены на глубину 1305 м, затем с промывкой - до глубины 1318 м.

Попытки исследования скважины РГД также не дали положительного результата — при давлении 6 МПа приемистость отсутствовала. На свинцовой печати отпечатка не было. Спустив в скважину забойный двигатель Д-85 с долотом диаметром 118 мм, забой углубили до 1322 м. При промывке выносился песок. После закачивания воды агрегатом ЦА-320 под давлением 10 МПа приемистость скважины составила 366 м³/сут, а от КНС при давлении 5 МПа приемистость отсутствовала.

При этих же условиях скошенный конец НКТ спустили на глубину 1308 м, то есть на 3,6 м выше верхних отверстий перфорации пласта СIII. Приемистость скважины составляла 216 м³/сут при давлении 8 МПа.

В мерной емкости ЦА-320 приготовили тампонажный раствор путем перемешивания 1,2 м³ смолы ТСД-9 с добавлением в него 14 л NaOH, 0,4 м³ пластовой воды плотностью 1180 кг/м³ и 0,8 м³ формалина. Через НКТ весь приготовленный объем

тампонажного раствора закачали в пласт при давлении 10 МПа. Произвели обратную промывку скважины с созданием противодавления в НКТ в 2 МПа. При этом было вымыто около 0,2 м³ тампонажного раствора. Через сутки спустили НКТ до глубины 1323 м³, промыли скважину от КНС, исследовали скважину РГД (рис. 4.3) при закачивании воды агрегатом ЦА-320 при давлении 10МПа и приемистости 216 м³/сут. После этого НКТ с воронкой были спущены на глубину 1250 м и скважина вновь вступила в эксплуатацию под нагнетание воды.

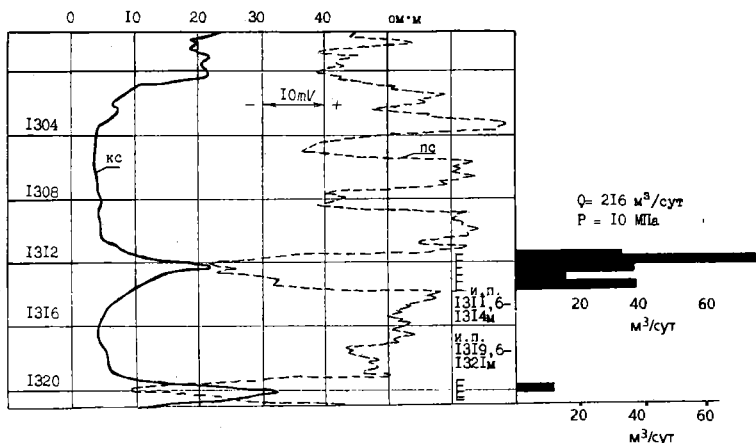


Рис. 4.3. Каротажная диаграмма скв. 1200 и результат исследования РГД

Итак, на примере проведенных опытных работ в скв. 1200 показана принципиальная возможность крепления призабойной зоны пластов в осложненных скважинах Арланского и подобных ему месторождений путем тампонирования растворами на основе синтетической смолы ТСД-9 или ей подобных.

Подытоживая вышесказанное отметим, что практика измерения расхода закачиваемой воды в нагнетательной скважине по расходомеру на КНС путем кратковременной остановки всех остальных скважин одного и того же водовода приводит к существенным количественным ошибкам. Исследованиями установлено, что разница в приемистости одной и той же скважины составляет 20...400%.

Измерение расхода закачиваемой воды с помощью исследований РГД обеспечивает сравнительно высокую точность, что подтверждается сопоставлением его с данными измерений индивидуальным расходомером (с разницей не более 15...20%).

Однако исследования РГД имеют значительную продолжительность и стоимость.

Наибольшая точность (отклонения не более $\pm 10\%$) и оперативность измерений расхода закачиваемой воды достигаются при использовании устьевых дистанционных расходомеров, устанавливаемых в устьевой арматуре без разрядки скважин и поэтому обеспечивающих быстрый (не более 30 мин) выход их на режим.

Основной причиной разрушения призабойной зоны в нагнетательных скважинах Арланского месторождения является особенность его геологического строения. А именно, наличие локальных участков со слабым цементированием кварцевых зерен, одновременным развитием нескольких типов цементации и неравномерным распределением цементирующего материала.

Инициатором разрушения призабойной зоны в нагнетательных скважинах являются трещины, образующиеся в пластах в процессе нагнетания воды в них. На характер разрушения существенное влияние оказывают химические и физические методы воздействия на призабойную зону пласта.

Статистические данные показывают, что в большинстве случаев разрушение призабойной зоны происходит в пластах толщиной не более 3 м. Поэтому в указанных пластах интенсивность нагнетания воды должна соизмеряться с их потенциальными возможностями, определяемыми данными исследований и промысловых наблюдений.

В скважинах Арланского месторождения возможно крепление призабойной зоны пластов тампонажными растворами на основе синтетической смолы ТСД-9 или подобных ей смол.

V. ЛАБОРАТОРНЫЕ РАЗРАБОТКИ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ РЕМОНТНО- ИЗОЛЯЦИОННЫХ, РЕМОНТНО- ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ И ЛИКВИДАЦИОННЫХ РАБОТ

5.1. Тампонажные составы и их рецептуры

Лабораторные исследования по разработке и совершенствованию рецептур тампонажных растворов, прежде всего, обусловливаются направлениями развития технологий РИР и РВР с учетом гидродинамических, температурных условий и способов доставки тампонажных растворов в объекты изоляции. Кроме того, исследования должны учитывать технические и организационные условия выполнения РИР, РВР и ликвидационных работ по оздоровлению осложненных скважин.

Основной объем работ проводится в верхней части разреза скважин, характеризующегося наличием пресноводного комплекса в отложениях уфимского яруса, поглощений в упомянутом и сакмаро-артинском ярусах, низкой температурой — от “минус” в зимнее время до “плюс” (5...10)°С; плохое техническое состояние эксплуатационных колонн и кондукторов, даже отсутствие последних в верхней части; прихваты колонн из-за обвалов пород, затрудняющие заполнение заколонного пространства в запланированном интервале тампонажным раствором; затруднения в снабжении известными тампонажными материалами и т. д.

Перечисленные условия обусловили одно из основных требований к тампонажным растворам — экологическая чистота и быстрое время формирования тампонажного камня при сохранении или улучшении его прочностных свойств. Поэтому в процессе лабораторных исследований в первую очередь проверялась возможность использования продуктов и отходов местных производств, уточнялась рецептура известных тампонажных растворов (составов) применительно к конкретным гидродинамическим и гидрогеологическим условиям, а также — область безопасного применения их с точки зрения экологии.

Тампонажные составы на основе лигносульфонатов технических (ЛСТ) и бихроматов с улучшенными свойствами

Существенным недостатком известных тампонажных составов на основе лигносульфонатов технических (ЛСТ) и бихроматов (отвердители) является растворимость образующегося полимера в пресной воде [37, 104, 168]. В условиях широкого применения пресной воды как в процессе бурения скважин, так и при заводнении продуктивных пластов, отмеченное свойство тампонажных составов на основе ЛСТ и бихроматов снижает эффективность РИР и РВР с их использованием. Поэтому одной из основных задач проведенных исследований являлась разработка рецептуры тампонажного состава, образующего нерастворимый в пресной воде полимер. При проведении исследований использовались ЛСТ Соликамского ЦБК, выпускаемые в соответствии с ОСТ 13-183-83 — жидкие, марок А и В, и порошкообразные. Основные свойства товарных ЛСТ приведены в табл. 5.1. В качестве отвердителя состава использовался бихромат натрия технический по ГОСТ 2651-78Е, представляющий собой неслеживающиеся кристаллы и гранулы от светло-оранжевого до темно-красного цвета с массовой долей бихромата натрия ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$) в пределах 96,9...98,9% в зависимости от сорта; pH водного раствора бихромата натрия составляет не ниже 3,5.

Таблица 5.1

Свойства ЛСТ

Показатель	Характеристика марок ЛСТ	
	жидкие А, В	порошкообразные
Внешний вид	высоковязкая жидкость темно- коричневого цвета	тонкодисперсный порошок желто- коричневого цвета
Массовая доля сухих веществ, %, не менее	45...50	100
Вязкость условная по ВЗ-1 (сопло 5,4 мм) при 20+0,5°С, не менее	320	
Водородный показатель 20%-ного раствора, рН, не менее	4,4...4,5	4,5
Температура замерзания, °С	-5	

Исследования позволили установить, что введение в тампонажный состав на основе ЛСТ алюмохлорида снижает растворимость образующегося полимера в пресной воде, а при определенной массовой концентрации — исключает ее полностью.

Алюмохлорид является отходом производства изопропилбензола и выпускается Уфимским заводом синтетического спирта в соответствии с ТУ 38.102163-84. Представляет собой жидкость светло-желтого или серого цвета с зеленоватым оттенком плотностью 1181...1247 кг/м³ с содержанием основного вещества в пересчете на $AlCl_3$ в пределах 200...300 г/л. Обладает кислотными свойствами: рН товарного алюмохлорида находится в пределах 0,8...2,0. Известно использование алюмохлорида в качестве ускорителя схватывания и твердения тампонажных растворов на основе тампонажного портландцемента [37, 39, 104].

По принятой в Башнипинефти методике [40] была изучена растворимость и прочность образующегося полимера из тампонажного состава на основе ЛСТ в зависимости от количества алюмохлорида. Наиболее значимые результаты исследований обобщены в сводной табл. 5.2.

Растворимость образующегося полимера оценивалась качественно по результатам визуального наблюдения за изменением размеров и формы образцов при хранении их в пресной воде, а также изменения окраски последней. Для этих целей использовались образцы отвержденного полимера, полученные при изучении времени его отверждения, и образцы стандартных восьмерок, полученных при изучении прочности полимера на разрыв. При этом результаты самого изучения прочности образующегося полимера использовались и при оценке его растворимости.

Тампонажные составы на основе ЛСТ представляют собой водный раствор ЛСТ с добавлением отвердителя (бихромат натрия) и понизителя растворимости получающегося полимера в пресной воде (алюмохлорид). Высокая вязкость исходных жидких ЛСТ предопределяет их разбавление водой с получением водных растворов с различной концентрацией сухих веществ, определяющей тампонирующую способность составов. В промышленных условиях трудность непосредственного определения концентрации сухих веществ в водных растворах ЛСТ обуславливает использование для указанных целей величины плотности растворов. Поэтому рецептура этих тампонажных составов выражается через массу добавок на единицу объема применяемого водного раствора ЛСТ заданной плотности. В проводимых

исследованиях за базу сравнения приняты характеристики тампонажных составов на основе ЛСТ без добавления алюмохлорида. Исследования выполнены для условий продуктивных пластов пластовой температурой 24°C.

Введение алюмохлорида практически исключает растворимость полимера в пресной воде, повышает его прочность на разрыв до 0,1...0,12 МПа. При этом расширяются пределы массовой доли ЛСТ. Иными словами, появляется возможность применения водных растворов ЛСТ меньшей плотности, а также снижения расхода бихромата натрия. Водные растворы меньшей плотности обеспечивают получение составов с приемлемыми временем отверждения и качеством образующегося полимера. Из табл. 5.2 видно, что приемлемым тампонажным составом на основе ЛСТ без добавления алюмохлорида (прототип) является лишь состав № 2, приготовленный из раствора ЛСТ плотностью 1160 кг/м³ и 11,6 г бихромата натрия на 100 см³ раствора. Однако образовавшийся полимер при хранении его в пресной воде уже через двое суток растворяется с потерей формы. Из составов, приготовленных из растворов ЛСТ меньшей плотности, полимера с удовлетворительным качеством не образуется даже при добавлении 11,6 г бихромата натрия на 100 см³ раствора. Увеличение добавки бихромата натрия приводит к резкому сокращению времени отверждения составов, что исключает возможность их практического применения.

В то же время введение в состав 5 г алюмохлорида на 100 см³ водного раствора ЛСТ резко снижает растворимость полимера (состав № 6). При добавлении алюмохлорида в количестве 6,5 г и более на 100 см³ раствора ЛСТ полимер практически не растворяется в пресной воде. Прочность полимера на разрыв достигает 0,1...0,2 МПа. Исследования показали, что указанный эффект наблюдается и при большей степени разбавления ЛСТ и уменьшении содержания бихромата натрия до 5,4...5,1 г на 100 см³ раствора ЛСТ.

Опыты по изучению изолирующих свойств тампонажных составов на основе ЛСТ с добавлением алюмохлорида проводились по принятой в Башнипинефти методике [40]. В качестве пористой среды использовались образцы искусственного песчаника диаметром 40 и длиной 50 мм, изготовленные на основе петрозилортосиликата. Пористость образцов была равной 0,20...0,21, проницаемость — 0,7...1,0 мкм². Проведенные опыты показали высокие изолирующие свойства составов: закачивание в образец состава в объеме, равном всего одному объему

**Изменение растворимости и прочности образующегося полимера из тапонажного состава на основе ЛСТ
в зависимости от количества в них алюминохлорида**

№ смеси	Рецептура смеси				Время отверждения смеси при 24°С, ч-мин.	Прочность на разрыв через 2-е суток, МПа	Характеристика растворимости отвержденного полимера через 2-е суток хранения в пресной воде
	плотность водного раствора ЛСТ, кг/м³	масса на 100 см³ раствора, г		4			
		бихромат натрия	алюмо-хлорид				
1	2	3	4	5	6	7	
1	1159	3,6			не отвер- ждается		
2	1160	11,6		0-55		Образец разбух, частично растрескался	
3	1112	11,1		5-00		Плохое качество полимера (хрупкий)	
4	1134	11,3		1-20		То же	
5	1190*	5,3	7,2	0-44		Образец твердый, сохранил форму	
6	1131*	6,2	5,0	0-52		Образец разбух, частично растрескался	
7	1155*	5,4	13,4	0-48	0,1 0,11 0,12	Плохое качество полимера	
8	1157*	6,8	13,6	0-35		Образец твердый, сохранил форму	
9	1150*	10,5	5,2	0-20		То же	
10	1184	11,6	5,8	0-20	Образец хороший		
					При смешивании компонентов образуется высоковязкая смесь		
11	1174	5,5	13,7	0-28	0,1	Плохое качество полимера (хрупкий)	
12	1177	5,2	6,5	0-45		Образец хороший	
13	1147	5,3	13,3	1-00		Образец хороший, твердый, сохранил форму	

14	1139	5,7	5,0	0-55	0,11	Образец хороший, твердый, сохранил форму
15	1138	6,8	5,0	0-45		То же
16	1152	5,3	9,6	0-45		—” —
17	1152*	6,3	5,1	1-00	0,1	—” —
18	1151	5,1	6,3	0-26		—” —
19	1111	5,6	13,0	0-42		Плохое качество полимера (хрупкий)
20	1111	6,7	13,1	0-35		То же

* Обозначены растворы, приготовленные из порошкообразных ЛСТ.

пор образцов, приводит к полному закупориванию его. Достигнутый эффект изоляции сохраняется в течение 6 месяцев (продолжительность наблюдений).

В результате проведенных исследований определена рецептура тампонажного состава, содержащего ЛСТ, бихромат натрия и алюмохлорид в следующем соотношении, % мас.:

ЛСТ (в пересчете на сухое вещество)	- 22...30;
бихромат натрия	- 4...8;
алюмохлорид	- 5...10;
вода	- остальное

Составу присвоен шифр ТС-ЛСТ-1 [14]. С учетом принятой выше формы (масса добавок на единицу объема раствора ЛСТ) рецептура разработанного состава выражается следующим образом: 60...120 кг бихромата натрия и 60...120 кг (50...100 л) алюмохлорида на 1,0 м³ водного раствора ЛСТ плотностью 1130...1200 кг/м³. Приведенные пределы изменения плотности водного раствора ЛСТ и добавки бихромата натрия и алюмохлорида объясняются следующими причинами.

Верхний предел плотности водного раствора ЛСТ определяется возможностью прокачивания его и всей смеси насосами цементировочных агрегатов, нижний — качеством получаемого полимера (при меньшей плотности ЛСТ полимер хрупкий). Аналогичные пределы добавления бихромата натрия определяются приемлемой величиной времени отверждения состава и качеством получаемого полимера, а алюмохлорида — качеством и растворимостью полимера в пресной воде.

В табл. 5.2 данные об изменении времени отверждения тампонажных составов на основе ЛСТ приведены при температуре 24°С. При более низких температурах указанные составы будут отверждаться медленнее, при более высоких — быстрее. В каждом конкретном случае рецептура состава должна уточняться в зависимости от температурных условий и используемых партий реагентов.

Рецептуры тампонажных составов на основе ЛСТ (ТС-ЛСТ-1) нашли широкое применение при проведении РИР по отключению обводненных интервалов пласта и других видов РИР на Новохазинской площади Арланского месторождения [38, 169]. Указанные составы могут применяться при проведении практически всех видов РИР и РВР, за исключением интервалов залегания пресноводного комплекса в верхней части разреза.

Усовершенствованная рецептура тампонажного состава на основе лигносульфонатов технических — ТС-ЛСТ

Разработанная рецептура тампонажного состава на основе ЛСТ ТС-ЛСТ-1 [14] имеет относительно низкую прочность отвержденного полимера (на разрыв 0,1...0,12 МПа) и короткое время отверждения при температуре выше 20°C. Перечисленные недостатки ограничивают область применения состава ТС-ЛСТ-1.

Для упрощения применения рецептур состава поиски добавок к нему проводились среди химических реагентов, прошедших лабораторные и промышленные испытания. Лабораторными исследованиями было установлено, что твердость полимера может быть увеличена за счет введения в состав ТС-ЛСТ-1 комплексона-оксиэтилендифосфоновой кислоты (ОЭДФ). Последняя одновременно связывает свободный трехвалентный хром в устойчивое водорастворимое комплексное соединение в кислой водной среде.

Результаты лабораторных исследований по обоснованию пределов изменения величины добавки ОЭДФ в состав ТС-ЛСТ-1 сведены табл. 5.3. Обращение к ним показывает, что при добавлении в состав ОЭДФ в количестве 0,06...1% твердость образцов полимера увеличивается на 17...58,5%. При этом в воде хранения образцов полимера свободного трехвалентного хрома не обнаружено. По результатам проведенных лабораторных исследований определена рецептура тампонажного состава ТС-ЛСТ-1-ТЭ (повышенные твердость и экологическая чистота) при следующем содержании компонентов, мас.% [21]:

ЛСТ (в пересчете на сухое вещество)	- 22...30;
бихромат натрия	- 4...8;
алюмохлорид	- 5...10;
ОЭДФ	- 0,06...1,00;
вода	- остальное.

В промышленных условиях тампонажный состав готовится следующим образом: в мернике одного цементировочного агрегата приготавливается раствор бихромата натрия в алюмохлориде, другого — раствор ЛСТ и ОЭДФ путем равномерного введения последней в циркулирующий раствор ЛСТ. Затем производится перемешивание растворов бихромата натрия и ЛСТ в течение двух циклов циркуляции. При высокой температуре окружающего воздуха (20...30°C) два раствора закачиваются в НКТ одновременно-раздельно через тройник (штуцер).

**Основные технологические параметры тампоного состава ТС-ЛСТ-1-ТЭ
(t=24°C)**

№ смеси	Массовая доля компонентов в смеси, %					Время отверждения, мин	Твердость по Шору, усл. ед.	Присутствие ионов трехвалентного хрома в жидкости хранения образцов*
	ЛСТ (сухое вещество)	бихромат натрия	алюмо-хлорид	ОЭДФ	вода			
1	22,0	4	5	0	остальное	19	45	есть
2	22,0	4	5	0,06	то же	18	54	отс.
3	22,0	4	5	1,00	—	19	53	отс.
4	22,0	4	10	0,06	—	14	64	отс.
5	22,0	8	5	0,06	—	14	68	отс.
6	22,0	8	10	1,00	—	14	68	отс.
7	28,0	6	8	0	—	19	41	есть
8	28,0	6	8	0,60	—	17	53	отс.
9	28,0	6	9	1,00	—	17	52	отс.
10	28,0	6	10	0,60	—	16	53	отс.
11	28,0	8	8	0,60	—	15	52	отс.
12	30,0	6	8	0,60	—	18	52	отс.
13	30,0	8	10	0	—	12	50	есть
14	30,0	8	10	1,00	—	10	58	отс.
15	30,0	8	10	0,06	—	10	62	отс.
16	30,0	8	5	1,00	—	10	61	отс.
17	30,0	4	10	1,00	—	7	65	отс.

* Содержание хрома определялось по реакции с дифенилкарбазидом качественно.

ОЭДФ ($C_2H_8O_7 P_2$) выпускается в виде белого порошка, без запаха, хорошо растворяется в воде, малотоксичен, негорюч, невзрывоопасен, сохраняет свои свойства до температуры 198...199°C. В нефтедобывающей промышленности известно применение ОЭДФ в качестве разжижителя буровых растворов [70], ингибитора отложения солей, ускорителя флокулирующей способности высокомолекулярных флокулянтов акрилового типа [9].

Для закупоривания каналов больших размеров (зон поглощения, интервалов отсутствия цементного кольца за эксплуатационной колонной, трещин в заводняемых пластах) разработан также тампонажный состав ТС-ЛСТ-1-ТВ (повышенная твердость и увеличенное время отверждения). Результаты исследований обобщены в табл. 5.4. Видно, что введение в состав ТС-ЛСТ-1 бентонита и коллектора АНП-2М (хлоргидрат аминокпарафина) в количестве соответственно 3...10 и 0,1...1% мас. увеличивает время отверждения состава в 2,5...3,5 раза (не менее 30 мин) и повышает твердость полимера в 1,5...1,8 раза. Но введением каждого реагента порознь поставленная цель не достигается.

По результатам проведенных исследований определена рецептура тампонажного состава ТС-ЛСТ-1-ТВ, мас.% [22]:

ЛСТ (в пересчете на сухое вещество)	- 22...30;
бихромат натрия	- 4...8;
алюмохлорид	- 5...10;
бентонит	- 3...10;
хлоргидрат аминокпарафина	- 0,1...1,0
вода	- остальное.

Используемый для приготовления тампонажного состава хлоргидрат аминокпарафина является продуктом, получаемым из парафина нефтяного месторождения улучшенного качества. Его эмпирическая формула — $C_{15}H_{31}NH_2Cl$; представляет собой жидкость темно-коричневого цвета плотностью 900...1000 кг/м³; ее аминное число не менее 11,5. В 100 г воды 1 г коллектора АНП-2М растворяется без заметной мути. Выпускается Днепропетровским ПО "АЗОТ" в соответствии с ТУ 113-03-7-36-83. Коллектор АНП-2М используется в качестве деэмульгатора, флотореагента, ингибитора коррозии, флокулянта и реагента для предотвращения образования сероводорода [7, 144].

Для приготовления тампонажного состава в лабораторных условиях использовался пресный неутяжеленный глинистый раствор плотностью 1350 кг/м³ с содержанием бентонита

**Основные технологические параметры тампонажного состава ТС-ЛСТ-1-ТВ
(t=26°C)**

№ смеси	Массовая доля компонентов в смеси, %						Время отверждения состава, мин.	Твердость отвержденного состава по Шору, усл. ед.
	ЛСТ (сухое вещество)	бихромат натрия	алюмо-хлорид	бентонит	коллектор АНП-2	вода		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	22	8	10	0	0	остальное	11	46
2	22	8	10	11	1,1	то же	56	32
3	22	8	10	2	0,08	—	13	43
4	22	8	10	10	0	—	40	45
5	22	8	10	0	1,0	—	21	63
6	22	8	10	10	1,0	—	36	70
7	22	8	10	3	0,1	—	38	74
8	22	8	5	10	1,0	—	35	69
9	22	4	10	10	1,0	—	37	69
10	26	6	7,5	0	0	—	13	45
11	26	6	7,5	6,5	0	—	38	45
12	26	6	7,5	0	0,6	—	20	68
13	26	6	7,5	6,5	0,6	—	33	72
14	26	6	7,5	3	1,0	—	33	75
15	26	6	7,5	10	0,1	—	35	70
16	30	4	5	0	0	—	11	42
17	30	4	5	3	0	—	23	52

18	30	4	5	0	0,1	—	23	60
19	30	4	5	3	0,1	—	38	75
20	30	4	5	3	1,0	—	36	74
21	30	4	5	10	0,1	—	38	72
22	30	4	10	3	0,1	—	34	76
23	30	8	5	3	0,1	—	34	75
24	30	4	5	11	1,1	—	59	20
25	30	4	5	2	0,08	—	15	40

42,13%. В промысловых условиях состав ТС-ЛСТ-1-ТВ готовится аналогично составу ТС-ЛСТ-ТЭ — с помощью двух цементируемых агрегатов путем одновременно-раздельного закачивания в НКТ через тройник (штуцер) водного раствора ЛСТ и смеси глинистого раствора с коллектором АНП-2 и раствором бихромата натрия в алюмохлориде в заданном соотношении.

Смесь глинистого раствора с раствором бихромата натрия и коллектором АНП-2 готовится в мерной емкости одного из цементируемых агрегатов путем равномерного введения раствора бихромата натрия и коллектора АНП-2М в циркулирующий глинистый раствор и перемешивания их в течение 2-х циклов циркуляции.

Раствор бихромата натрия в алюмохлориде готовится порциями в чанке одного из цементируемых агрегатов. Расчетное количество алюмохлорида (в объеме чанка) заливается в чанок и в него вводится заданное количество бихромата натрия при перемешивании. После полного растворения бихромата натрия раствор перекачивается в мерную емкость агрегата. Водный раствор ЛСТ заданной плотности доставляется к скважине в автоцистерне.

Тампонажные составы на основе ЛСТ без хроматов

Для исключения из рецептуры тампонажных составов на основе ЛСТ токсичного бихромата натрия исследовалась возможность отверждения ЛСТ карбамидоформальдегидной смолой (КФС), выпускаемой по ГОСТ 14231-78. Выбор указанного направления поиска основан присутствием в некоторых тампонажных составах на основе КФС лигносульфонатов технических, выполняющих роль удлинителя времени загустевания при повышенных температурах, понизителя усадки образующегося полимера [1]. В результате проведенных исследований была разработана рецептура тампонажного состава на основе ЛСТ с применением в качестве отвердителя КФС и катализатора — 2%-ного раствора соляной кислоты (табл. 5.5). Как видно, тампонажный состав на основе ЛСТ и КФС марки КФ-Ж при температуре 24°C отверждается в прочный полимер примерно через 22 ч (опыт № 1), а на основе ЛСТ и КФС марки КФ-МГ — примерно через 48 ч (опыт № 3). С повышением температуры время отверждения тампонажного состава сокращается. Температура 170°C является верхним температурным пределом возможного применения тампонажного состава, определяемого необходимым временем его закачивания в объект

Окончание табл. 5.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	1200	1267	1,0:0,11		70 24	1-05 1-10		Плохое качество полимера, резиноподобный, сохранил форму
6	1200	1267	1,0:0,25	14,11	24	2-30		Плохое качество полимера, резиноподобный, сохранил форму
	1200	1267	1,0:0,25	20,15	24	1-20		Полимер упругий, сохранил форму
	1200	1267	1,0:0,25	30,24	24	0-25	0,72	Полимер твердый, сохранил форму
7	1200	1267	1,0:0,43	10,08	24	2-55	0,92	Полимер очень твердый, сохранил форму
	1200	1267	1,0:0,43	30,34	24	0-12		То же
8	1200	1267	1,0:0,67	10,08	24	1-20		— ” —
	1200	1267	1,0:0,67	30,24	24	0-10		— ” —
9	1197	1274	1,0:0,43	20,15	24	0-25	0,9	Полимер твердый, пористый
	1197	1274	1,0:1,0	14,11	24	1-26		То же
10	1197	1274	1,0:1,5	14,11	24	1-10		— ” —
11	1197	1274	1,0:2,33	14,11	24	0-57		Полимер очень твердый, выделяется много воды (усадка)
12	1197	1274	1,0:0,43	40,35	24	0-1,5		Плохое качество полимера, пористый, хрупкий, сохранил форму
13	1197	1274	1,0:1,0	50,4	24	0,05		— ” —

14	1180	1267	1,0:0,25	10,08	24	3-12	Полимер твердый, сохранил форму
	1180	1267	1,0:0,25	26,21	24	0-20	То же
15	1180	1267	1,0:0,43	10,08	24	2-10	— „ —
	1180	1267	1,0:0,43	26,21	24	0-07	— „ —
16	1180	1267	1,0:0,67	26,21	24	0-06	Полимер твердый, сохранил форму
17	1180	1275	1,0:0,7	10,00	24	2-04	То же
18	1180	1275	1,0:0,7	26,67	24	0-04	— „ —
19	1170	1274	1,0:0,25	26,21	24	0-18	— „ —
20	1170	1274	1,0:0,43	10,08	24	2-48	— „ —
	1170	1274	1,0:0,43	26,21	24	0,05	— „ —
21	1170	1274	1,0:0,67	10,08	24	2-36	— „ —
	1170	1274	1,0:0,67	26,21	24	0-05	— „ —
22	1170	1274	1,0:1,0	10,08	24	2-00	Полимер очень твердый, выделяется много воды (усадка)
	1170	1274	1,0:1,0	26,21	24	0-05	— „ —
23	1160	1267	1,0:0,25	26,21	24	0-15	Плохое качество полимера, резиноподобный, сохранил форму
24	1160	1267	1,0:0,67	20,15	24	0-06	Плохое качество полимера, твердохрупкий, сохранил форму

изоляции. Введение в состав 2%-ного раствора HCl обеспечивает регулирование сроков его отверждения до 5°C , что является нижним температурным пределом применения состава. В табл. 5.5 в качестве примера показана возможность регулирования сроков отверждения состава при температуре 24°C как за счет изменения соотношения водного раствора ЛСТ и КФС марки КФ-Ж, плотности водного раствора ЛСТ, так и количества 2%-ного раствора HCl . Опыт № 3 показывает возможность использования в качестве отвердителя тампонажного состава и КФС других марок, в частности, марки КФ-МГ. В этом случае состав характеризуется более продолжительным временем отверждения.

Результаты проведенных исследований показали, что полимер из тампонажного состава на основе ЛСТ, КФ-Ж и HCl обладает прочностью почти на порядок выше, чем прочность полимера на основе ЛСТ и бихромата натрия [14]. Исследования также показали, что состав на основе ЛСТ, КФ-Ж и HCl обладает хорошей фильтруемостью через пористую среду. Это особенно важно при отключении из эксплуатации проницаемых пластов методами глубокого блокирования путем закачивания значительных объемов тампонажного раствора и герметизации нарушений с малыми утечками. Составу присвоен шифр ТС-ЛСТ-2 [16].

Состав состоит из 0,25...0,70 массовых частей КФС и одной массовой части водного раствора ЛСТ плотностью 1170...1200 кг/м^3 ; количество 2%-ного раствора HCl составляет до 30% к массе смеси ЛСТ и КФС.

В промысловых условиях состав ТС-ЛСТ-2 готовится аналогично составу ТС-ЛСТ-1 с помощью двух цементировочных агрегатов путем одновременно-раздельного закачивания в НКТ через тройник (штуцер) смеси водного раствора ЛСТ с 2%-ным раствором HCl и КФС. Смесь водного раствора ЛСТ с 2%-ным раствором HCl готовится путем равномерного введения последнего в раствор ЛСТ в процессе его циркуляции.

Полимерный тампонажный состав на основе карбамидо-формальдегидной смолы и алюмохлорида

Целью исследований являлась разработка рецептуры тампонажного состава только на основе отходов местных нефтехимических производств, а также упрощение технологии РИР и РВР с его применением. Последнее заключалось в прямом использовании реагентов без их принудительного разбавления.

В качестве основы тампонажного состава использовались

смолы КФС, а отвердителя — алюмохлорид. Установлена следующая рецептура тампонажного состава при следующем соотношении компонентов, мас. ч [26]:

КФС	- 1;
алюмохлорид	- 0,2...0,4.

Время отверждения смесей на основе КФС определялось визуально в стеклянных или фарфоровых стаканчиках, помещаемых в термостат с заданной температурой. Адгезионные свойства образующегося полимера с поверхностью металла (сталь марки Д по ГОСТ 632-88) и породы (искусственные песчано-цементные керны) определялись после 2-суточного хранения образцов в пластовой воде. Результаты исследований приведены в табл. 5.6. Видно, что использование в качестве кислого отвердителя КФС алюмохлорида ($\text{pH}=0,8...2,0$) приводит к увеличению адгезии полимера с поверхностью породы и появлению адгезии с поверхностью металла (опыты № 1...4; 6...9). При использовании в качестве отвердителя соляной кислоты адгезия полимера с металлом отсутствует (опыты № 11...16). Применение алюмохлорида как отвердителя тампонажного состава на основе КФС приводит также к резкому увеличению времени его отверждения: с 3-х минут (отвердитель — соляная кислота) до 1,5 ч.

Пределы изменения содержания алюмохлорида в тампонажном составе определены следующими соображениями. Нижний — чрезмерно большим временем отверждения в условиях изоляции интервалов поглощения. Верхний — качеством образующегося полимера (излишнее введение в состав алюмохлорида приводит к выделению воды в процессе полимеризации).

Сокращение времени отверждения исследуемого тампонажного состава в условиях низких температур достигается добавлением в состав с соотношением КФС и алюмохлорида 1:1 5%-ного раствора соляной кислоты (табл. 5.7). Соотношение компонентов 1:1 выбрано исходя из удобства применения состава в промысловых условиях. В то же время надо помнить, что время отверждения состава в соотношении компонентов 1:0,5 незначительно отличается от соотношения 1:1.

Полученные результаты увеличивают возможность применения тампонажных составов на основе КФС в различных геолого-технических условиях эксплуатации скважин.

Перечисленные тампонажные составы на основе ЛСТ и КФС нашли широкое применение в скважинах Арланского месторождения и на других месторождениях.

Изменение времени отверждения тампонажного состава на основе КФС и алюмохлорида и адгезионных свойств образующегося полимера в зависимости от соотношения компонентов при температуре 25°C

№ опыта	Содержание компонентов в составе, мас. ч					Время отверждения состава, мин	Адгезия (МПа) с поверхностью		Примечание
	марка КФС		кислый отвердитель		породы		металла		
	КФ-Ж	КФ-О	AlCl ₃	2%-ный раствор HCl					
1	1,0	0	0,2	0	90	0,20	0,07	Большая усадка образ. полимера	
2	1,0	0	0,3	0	64	0,20	0,07		
3	1,0	0	0,4	0	60	0,19	0,07		
4	1,0	0	0,5	0	58	0,19	0,06		
5	1,0	0	0,1	0	180	—	—	Неравномерное отверждение	
6	0	1,0	0,2	0	60	0,23	0,01		
7	0	1,0	0,3	0	47	0,25	0,02	Большая усадка образ. полимера	
8	0	1,0	0,4	0	45	0,29	0,02		
9	0	1,0	0,5	0	42	0,29	0,01		
10	0	1,0	0,1	0	90	0,19	—		
11	1,0	0	0	0,3	3	0,14	0	Большая усадка образ. полимера	
12	1,0	0	0	0,4	1	0,13	0		
13	1,0	0	0	0,5	25 сек	0,13	0		
14	0	1,0	0	0,3	110 сек	0,14	0		
15	0	1,0	0	0,4	40 сек	0,13	0		
16	0	1,0	0	0,5	20 сек	0,13	0		

**Время отверждения тампонажной смеси в соотношении
КФС:алюмохлорид=1:1 объем. в зависимости от содержания
5%-ного раствора соляной кислоты и температуры**

Содержание 5%-ного HCl на 200 мл смеси КФ-Ж:AlCl ₃ =1:1, мл	Время отверждения смеси в зависимости от температуры, ч-мин			
	25°C	20°C	15°C	10°C
0	0-50	1-40	3-23	6-20
6	0-49	1-38	3-13	6-00
12	0-43	1-25	2-50	5-45
15	0-40	0-60	2-20	4-50
18	0-36	0-25	1-50	4-10
21	0-13	0-10	0-40	2-30
24	мгн*	мгн	0-02	0-42
30	мгн	мгн	мгн	0-10
50	мгн	мгн	мгн	мгн

* мгн — мгновенное отверждение тампонажной смеси при перемешивании.

Ацетоноформальдегидная смола для ремонтно-восстановительных работ в скважинах

Появление в литературе сведений о применении ацетоноформальдегидной смолы (АЦФ) в качестве изоляционного материала [3, 143] явилось основанием для проведения исследований по оценке возможности ее использования в реальных геолого-технических условиях эксплуатации скважин. При этом основной задачей исследований являлось упрощение технологии приготовления и применения полимерного состава на основе АЦФ для указанных целей, так как в известных технических решениях ее применение связано с введением в АЦФ мочевины при температуре 50...60°C [3].

АЦФ представляет собой продукт конденсации ацетона с формальдегидом и выпускается в соответствии с ТУ 64-11-11-88. Она предназначена для применения в качестве тампонажных растворов при проведении изоляционных работ в нефтяных скважинах, изготовлении полимерцементных бетонов, для получения пенопластов и монолитных пластмасс, изготовления компаундов с эпоксидными смолами и др. АЦФ является вязкой гомогенной жидкостью от светло-желтого до коричневого оттенка плотностью 1180...1200 кг/м³ при температуре 20°C, обладающей полной растворимостью в воде, рН не менее 6,5. АЦФ содержит до 2,7% свободного формальдегида, в готовой смоле ацетон отсутствует.

Для лабораторных исследований использовалась ацетоноформальдегидная смола АЦФ-3М-65 Ферганского завода

Технологические параметры полимерного тампонажного состава на основе АЦФ, ЛСТ и эдкого натра

№ опыта	Рецептура состава, мас. %				Время отверждения при 20°С, ч-мин	Твердость полимера по Шору, усл. ед.	Прочность на разрыв ч/з 2 сут, МПа	Усадка полимера, %
	смола АЦФ	щелочной отвердитель	ЛСТ	вода				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	64	3	6	27	0-38	90		0
2	64	3	3	30	0-32	98		0
3	64	2,5	6	27,5	0-45	85	0	0
4	64	2,5	3	30,5	0-58	90	2,700	0
5	56	3	6	35	1-40	70		0
6	56	3	3	38	1-30	75		0
7	56	2,5	6	35,5	1-50	70	1,800	0
8	56	2,5	3	38,5	2-00	65		0
9	60	2,5	6	31,5	1-05	90		0
10	60	2,5	3	34,5	1-20	78	2,675	0
11	60	3	3	34	1-45	85		0
12	60	3	6	31	1-40	88		
13	65	3	6	26	0-05	пористая смола		
14	65	4	6	25	0-04	—	—	—
15	65	3	7	25	0-10	—	—	—
16	55	2,5	3	39,5	2-20	40		

17	56	2,0	3	39,0	4-00	35	
18	56	2,5	2	39,5	4-25	35	
Известный способ приготовления состава							
			мочевина				
19	56	3	6	35	2-40	50	6
20	56	2,5	3	38,5	2-10	40	5
21	64	3	6	27	0-15	80	12
22	64	2,5	3	30,5	0-10	65	10
						1,650	
						2,650	

фурановых соединений. Исследованиями была установлена возможность исключения из рецептуры известного полимерного состава на основе АЦФ мочевины путем введения в состав другой добавки — ЛСТ. При этом отвердителем состава служит натр едкий технический (гидроокись натрия) по ГОСТ 2263-79.

Полимерный состав готовился путем смешения водных растворов NaOH и ЛСТ в заданных количествах, введения этой смеси в АЦФ и тщательного перемешивания всего состава. Исследования проводились при температуре 20°C, прочность образующегося полимера определялась после 2-суточного хранения образцов в пресной воде. Результаты исследований приведены в табл. 5.8. Здесь же для сравнения представлены характеристики известного полимерного состава.

Как видно, предложенная рецептура полимерного состава на основе АЦФ существенно упрощает процесс его приготовления. При отверждении состава образуется твердый, непроницаемый полимер в объеме приготовленного состава, без усадки. Время отверждения состава регулируется соотношением компонентов.

По результатам исследований определена рецептура полимерного тампонажного состава на основе АЦФ, содержащего щелочной отвердитель и ЛСТ при следующем соотношении компонентов, мас. %:

ацетоноформальдегидная смола	- 56...64;
щелочной отвердитель	- 2,5...3,0;
лигносульфонаты технические	- 3...6;
вода	- остальное.

Пределы изменения содержания компонентов в указанном составе определены исходя из условий применения его при проведении РВР. Верхний предел содержания АЦФ определяется тем, что при более высоком содержании смолы состав отверждается за более короткое время, затрудняя и даже исключая его практическое применение. Нижний предел содержания АЦФ обусловлен тем, что состав с меньшим содержанием смолы имеет более длительное время отверждения и низкую твердость полимера. Обоснование пределов содержания щелочного отвердителя в описываемом составе аналогично АЦФ.

Увеличение в составе содержания ЛСТ больше верхнего предела приводит к образованию пористой массы, уменьшение меньше нижнего предела — к уменьшению твердости образующегося полимера. Предложенный полимерный тампонажный состав на основе АЦФ может применяться для РИР и РВР

в скважинах. Технология применения состава аналогична технологии РИР с использованием смол ТСД-9 и ТС-10.

Тампонажный состав на основе жидкого стекла для закупоривания пористой среды

Для повышения эффекта изоляции проницаемого пласта, сложенного терригенными породами, предложено закачивать в пласт осадкообразующий реагент (алюмохлорид) и жидкое стекло.

Жидкое стекло — водный раствор силиката натрия, выпускаемый в соответствии с ГОСТ 13078-81 с массовой долей двуокиси кремния 27...33,1% в зависимости от марки. Представляет собой густую жидкость желтого, серого или коричневого цвета без механических включений и примесей плотностью 1360...1500 кг/м³. Исследования по оценке изолирующих свойств смесей жидкого стекла и алюмохлорида проводились следующим образом:

количество образующегося кристаллического осадка определялось замером объемов исходных реагентов и осадка при смешении реагентов в мерных цилиндрах;

адгезия кристаллического осадка с поверхностью кварца (стеклянные палочки и стаканчики) определялась качественно под напором струи водопроводной воды;

закупоривающая способность смеси определялась путем последовательной фильтрации жидкого стекла и алюмохлорида через образцы искусственного песчаника диаметром 40 и длиной 50 мм [40].

После насыщения образца пластовой водой он устанавливался в кернодержатель и определялась его начальная проницаемость по пластовой воде при перепаде давления 0,05...0,1 МПа. Затем через образец в прямом направлении (снизу вверх) последовательно фильтровались в различном сочетании жидкое стекло и алюмохлорид. Фильтрация реагентов начиналась при перепаде давления 0,2 МПа. При резком снижении скорости фильтрации перепад давления постепенно увеличивался до 0,3; 0,4; 0,6 и 0,7 МПа. После окончания фильтрации жидкого стекла и алюмохлорида (или наоборот) в обратном направлении фильтровалась пластовая вода при перепаде давления 0,1; 0,2 и 0,3 МПа. Закупоривающая способность смесей жидкого стекла и алюмохлорида оценивалась степенью снижения начальной проницаемости образца.

При проведении исследований использовались следующие исходные реагенты: стекло натриевое жидкое плотностью 1465

кг/м³; алюмохлорид плотностью 1200 кг/м³; пластовая вода девонских пластов Туймазинского месторождения плотностью 1185 кг/м³, содержащая хлориды Ca, Mg и Na в количестве соответственно 65,5; 16; 71,3 г/л.

Результаты проведенных исследований при температуре 20°C приведены в табл. 5.9 — данные об объеме получаемого осадка (силиката алюминия) в зависимости от плотности жидкого стекла (массовой доли двуокиси кремния) и соотношения исходных реагентов и табл. 5.10 — данные об изоляции проницаемых пластов.

Таблица 5.9

Зависимость объема образующегося осадка при смешивании жидкого стекла и алюмохлорида от плотности жидкого стекла и соотношения реагентов в смеси (плотность алюмохлорида 1200 кг/м³, t=22°C)

№ п/п	Плотность жидкого стекла, кг/м ³	Объемное соотношение жидкого стекла и алюмохлорида в смеси	Объем образующегося осадка к объему смешиваемых реагентов, %
1	2	3	4
1	1465	1,0:1,0	65,0
2	1465	2,0:1,0	91,7
3	1465	2,5:1,0	100,0
4	1465	3,0:1,0	100,0
5	1200	1,0:1,0	37,5
6	1200	2,0:1,0	83,3
7	1200	2,5:1,0	85,4
8	1200	3,0:1,0	87,5
9	1200	3,5:1,0	100,0
10	1200	4,0:1,0	100,0
11	1150	4,5:1,0	≈100,0
12	1130	5,0:1,0	95,0
13	1130	5,5:1,0	84,0

Как видно, максимальный объем осадка в количестве 100% объема исходных реагентов получается при смешении жидкого стекла плотностью 1465 кг/м³ и алюмохлорида плотностью 1200 кг/м³ в объемном соотношении 2,5:1 и более. При смешении двух реагентов одинаковой плотности 1200 кг/м³ для получения осадка в объеме смешиваемых жидкостей их соотношение должно быть 3,5:1 и более. Для получения максимального объема осадка при применении жидкого стекла меньшей плотности оно должно смешиваться с алюмохлоридом при еще большем соотношении. При уменьшении соотношения жидкого стекла и алюмохлорида в смеси объем осадка уменьшается.

Установлено, что образующийся осадок силиката алюминия, представляющий собой твердые нерастворимые в воде кристаллы, обладает повышенной адгезией к поверхности кварца (терригенной породе). Осевшие на поверхности стеклянных палочек или стаканчиков кристаллы силиката алюминия не смываются под напором водопроводной воды и с трудом удаляются с помощью скальпеля.

Фильтрация жидкого стекла и алюмохлорида в любой последовательности приводит практически к полному закупориванию пористой среды (см. табл. 5.10). При этом первый реагент фильтруется в объеме 5...9 объемов пор образца без существенного снижения скорости фильтрации, в то время как фильтрация второго

Таблица 5.10

Результаты лабораторных исследований по оценке закупоривающей пористую среду способности смесей жидкого стекла с алюмохлоридом

№ опыта	Параметры образцов			Параметры и результаты		
	объем пор, см ³	проницаем. начальная, мкм ²	жидкость насыщения; ее плотность, кг/м ³	Фильтруемый реагент; его плотность, кг/м ³ ; (направление фильтрации)	перепад давления 10 ⁻¹ , МПа	время фильтрации, мин
1	2	3	4	5	6	7
1	13,2	0,646	ОПлВ*; 1035	АХ*; 1200 (снизу вверх)	2	5
				ЖС*; 1200 (снизу вверх)	2	6
				— " —	7	9
				ОПлВ; 1035 (сверху вниз)	1	20
2	13,0	0,195	ОПлВ*; 1185	— " —	2	40
				АХ; 1200 (снизу вверх)	2	6
				ЖС; 1200 (снизу вверх)	2	7
				— " —	7	25
3	13,0	0,486	— " —	ПлВ; 1185 (сверху вниз)	1	60
				— " —	2	120
				ЖС; 1200 (снизу вверх)	2	16
				АХ; 1200 (снизу вверх)	2	25
4	13,6	0,208	ПлВ*; 1185	— " —	6	15
				ПлВ; 1185 (сверху вниз)	2	240
				ЖС; 1200 (снизу вверх)	2	9
				АХ; 1200 (снизу вверх)	2	21
5	12,5	0,441	ПлВ*; 1035	— " —	4	15
				ПлВ; 1185 (сверху вниз)	2	70
				АХ; 1200 (снизу вверх)	2	6
				ЖС; 1200 (снизу вверх)	2	5
				ОПлВ; 1200 (сверху вниз)	2	120

№ опыта	Ф и л ь т р а ц и я						проницаемость конечная, мкм ²
	скорость фильт- рации, см ³ /мин		объем фильтрованного реагента				
			см ³		в объемах пор образца		
	началь- ная	конеч- ная	при данном перепаде	всего	при данном перепаде	всего	
	8	9	10	11	12	13	14
1	28,0	23,5	122,0	122,0	9,2	9,2	
	4,2	0,1	5,7	5,7	0,43	0,43	
	0,15	0,1	2,8	8,5	0,21	0,64	
	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0
2	13,5	13,5	79,0	79,0	6,1	6,1	
	2,5	0,1	5,5	5,5	0,42	0,42	
	0,15	0,1	3,0	8,5	0,23	0,65	
	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0
3	7,5	8,0	99,4	99,4	7,6	7,6	
	3,0	0,13	7,4	7,4	0,6	0,6	
	0,8	0,64	10,8	18,2	0,8	1,4	
	0,23	0,2	50,2	50,2	3,9	3,9	0,0017 (0,3%) от начальной
4	10,0	10,5	69,5	69,5	5,1	5,1	
	5,0	0,1	8,5	8,5	0,62	0,62	
	0,8	0,4	10,4	18,9	0,76	1,38	
	0,05	0,005	3,8	3,8	0,3	0,3	0,0004 (0,2%) от начальной
5	15,0	15,5	94,5	94,5	7,56	7,56	
	0,5	0	1,8	1,8	0,14	0,14	
	0,20	0,18	24,2	24,2	1,94	1,94	0,0007 (0,2%) от начальной

* ПЛВ — пластовая вода; ОПЛВ — опресненная пластовая вода; АХ — алюмохлорид; ЖС — жидкое стекло.

реагента характеризуется резким снижением скорости фильтрации. Это обусловлено взаимодействием закачиваемых реагентов с образованием осадка силиката алюминия, закупоривающего поры. Процесс закупоривания пористой среды является необратимым — проницаемость образцов при попытке фильтрации пластовой воды не восстанавливается даже при длительном воздействии на образец давлением.

Лабораторные исследования, выполненные на образцах реальных терригенных пластов, показывают, что фильтрация

через них алюмохлорида приводит к увеличению проницаемости породы на 15...30% [11]. Последнее обосновывает последовательность закачивания реагентов при изоляции проницаемого терригенного пласта - вначале алюмохлорид, затем жидкое стекло. При этом первые порции алюмохлорида выполняют роль реагента для обработки порового пространства изолируемого пласта, последние — осадкообразующего, за счет чего повышается эффект изоляции пласта в целом.

Предлагаемый способ изоляции проницаемого пласта [100] применим при отключении верхних и средних обводненных и выработанных пластов в нефтяных и нагнетательных скважинах при разработке многопластовых месторождений одной сеткой скважин, а также при изоляции проявляющих и поглощающих пластов в процессе бурения скважины и РИР, РВР. Последние выполняются путем последовательного закачивания двух реагентов через буферную жидкость из пресной воды.

При изоляции проницаемого пласта в него последовательно закачиваются 0,3–0,5 м³ пресной воды; 1,5...3,0 м³ алюмохлорида; 0,2...0,3 м³ пресной воды; 4,5...9,0 м³ жидкого стекла и 0,3...0,5 м³ пресной воды (в зависимости от толщины пласта). В скважинах толщиной изолируемого пласта более 8...10 м указанные объемы реагентов могут быть увеличены, а их закачивание произведено в 2...3 приема. Объем буферной жидкости определяется исходя из исключения возможности смешения закачиваемых реагентов между собой и жидкого стекла с минерализованной пластовой водой, заполняющей скважину или используемой в качестве продавочной жидкости.

При проведении РИР по изоляции трещин больших размеров и поглощающих пластов жидкое стекло и алюмохлорид закачиваются за обсадную колонну одновременно по разным каналам (например, по трубному и затрубному пространствам) в объемном соотношении не менее 3,5:1,0.

При проведении РИР и РВР используется жидкое стекло плотностью 1200...1465 кг/м³. Нижний предел плотности применяемого жидкого стекла 1200 кг/м³ определен из условия получения максимального объема осадка (100% к объему смешиваемых жидкого стекла и алюмохлорида) при забойном смешении реагентов в соотношении 4:1 (установлен опытным путем). Для получения максимального объема осадка при применении жидкого стекла меньшей плотности оно должно смешиваться с алюмохлоридом при большем соотношении, что технически затруднено.

Рецептуры тампонажных растворов на основе минерального вяжущего

Целью проводимых исследований являлась разработка рецептуры тампонажного состава на основе тампонажного портландцемента с использованием недорогих и доступных материалов специально для РИР и РВР, связанных с изоляцией поглощающих горизонтов. Тампонажный состав (ТС) для этих целей должен характеризоваться пониженной плотностью, хорошей подвижностью (растекаемостью), короткими сроками схватывания, повышенной закупоривающей способностью.

В соответствии с поставленной целью прототипом разрабатываемого тампонажного состава были выбраны гелцементные растворы с добавкой хлористого кальция. Для повышения растекаемости смеси использовался реагент “Дэман”, для понижения плотности и повышения закупоривающей способности — шелуха гречихи.

Реагент буровой “Дэман” является полимерным продуктом, получаемым путем взаимодействия отходов суспензионного полиметилметакрилата (ПММА) с моноэтиноламинном. “Дэман” представляет собой вязкую, мутноватую жидкость с массовой долей сухого остатка не менее 20%, хорошо растворяется в воде; pH 1%-ного раствора в пересчете на сухое вещество равен 9...10. Выпускается в соответствии с ТУ 6-01-8-73-83 и отпускается потребителю в пересчете на 20%-ную массовую долю сухого остатка. Используется в бурении как флокулянт для очистки технической воды от выбуренной породы [6].

Шелуха гречихи является отходом производства гречневой крупы. Представляет собой пластинки овальной формы с гладкой поверхностью толщиной до 0,15 мм и размером до 6 мм по большей оси овала. Пластинки шелухи гречихи не растворяются в воде и не подвержены гниению. Плотность пластинок 0,2 г/см³, насыпная масса 130 кг/м³.

Приготовление тампонажного состава производилось следующим образом. Вначале отдельно готовились жидкость затворения и смесь тампонажного портландцемента с шелухой гречихи (наполнителем). Жидкость затворения готовилась путем последовательного растворения хлористого кальция и реагента “Дэман” в расчетном количестве воды, исходя из водоцементного отношения 0,5. Затем в водный раствор хлористого кальция и реагента “Дэман” вводился бентонит в виде глинистого раствора плотностью 1200 кг/м³ (содержание бентонита 27,1%) и все это тщательно перемешивалось. Навески тампо-

нажного портландцемента и шелухи гречихи смешивались вручную до получения однородной смеси. Приготовление тампонажного состава производилось в лабораторной мешалке: в залитую в стакан жидкость затворения при помешивании стеклянной палочкой через воронку постепенно засыпали смесь цемента с шелухой гречихи и смесь перемешивали в течение 3 мин. Результаты лабораторных исследований описываемого тампонажного состава приведены в табл. 5.11.

По данным табл. 5.11 определена оптимальная рецептура тампонажного состава плотностью 1610...1620 кг/м³ и растекаемостью 18...19 см, мас. ч. [25]:

тампонажный портландцемент	- 100;
бентонит	- 8...10;
хлористый кальций	- 3...5;
шелуха гречихи	- 1,7...3,3;
реагент “Дэман”	- 1,0...1,2;
вода	- 72...80.

Сроки схватывания тампонажного состава указанной рецептуры при температуре 20...22°C составляют: начало - 4 ч 15 мин - 4 ч 35 мин, конец - 7 ч 15 мин - 7 ч 30 мин.

В промысловых условиях приготовление и закачивание тампонажного состава производится с помощью цементосмесительной машины и цементировочного агрегата следующим образом. Заданные количества тампонажного портландцемента и шелухи гречихи в виде однородной смеси загружаются в бункер цементосмесительной машины. В мерных емкостях цементировочного агрегата готовится жидкость затворения путем последовательного растворения заданных количеств хлористого кальция и реагента “Дэман” в расчетном количестве воды, определенном исходя из водоцементного отношения 0,5. Затем в полученный водный раствор хлористого кальция и реагента “Дэман” вводится заданное количество бентонита в виде глинистого раствора плотностью 1188 кг/м³ (содержание бентонита 25,7 %), жидкость затворения тщательно перемешивается и водяным насосом цементировочного агрегата подается в смеситель цементосмесительной машины. Готовый облегченный тампонажный состав поступает в чанок цементировочного агрегата, откуда основным насосом закачивается в скважину. При невозможности равномерного смешения тампонажного портландцемента с шелухой гречихи последняя непосредственно подается в приготавливаемый цементный раствор через чанок.

Рецептура и свойства облегченного тампонажного состава на основе тампонажного поргланлдементa, шелухи гречиxи, бентонита, xлористого кальция и реагента “Дэман”

Состав	Рецептура тампонажного состава, мас. ч						Плотность, кг/м³	Растекаемость, см
	цемент	бентонит	CaCl ₂	реагент “Дэман”	шелуха гречиxи	вода		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	100	8	3	1,0	1,7	72	1620	18,0
2	100	8	5	1,0	1,7	72	1620	18,0
3	100	8	3	1,2	1,7	72	1620	17,5
4	100	8	5	1,2	1,7	72	1620	18,0
5	100	8	3	1,0	3,3	72	1615	18,5
6	100	8	5	1,0	3,3	72	1613	18,5
7	100	8	3	1,2	3,3	72	1615	18,0
8	100	8	5	1,2	3,3	72	1615	18,0
9	100	8	3	1,0	1,7	80	1610	18,5
10	100	10	5	1,0	1,7	80	1618	18,5
11	100	10	3	1,2	1,7	80	1618	19,0
12	100	10	5	1,2	1,7	80	1612	19,0
13	100	10	3	1,0	3,3	80	1618	19,0
14	100	10	5	1,0	3,3	80	1615	18,5
15	100	10	3	1,5	3,3	80	1618	18,5
16	100	10	5	1,5	3,3	80	1613	19,0
17	100	7	3	0,9	1,5	69	1651	13,1
18	100	7	3	1,3	1,5	69	1646	12,5

19	100	7	3	0,9	3,5	69	1640	15,0
20	100	7	3	1,3	3,5	69	1635	14,0
21	100	11	3	0,9	1,5	81	1607	15,5
22	100	11	3	1,3	1,5	81	1600	14,5
23	100	11	3	0,9	3,5	81	1588	14,5
24	100	11	3	1,3	3,5	81	1575	12,0

Рецептура тампонажного раствора с короткими сроками схватывания

Широко известно применение тампонажных цементных растворов с использованием в качестве ускорителя сроков схватывания растворов хлористого кальция. Однако пределы снижения сроков схватывания цементного раствора ограничиваются величиной добавки хлористого кальция в количестве до 5% к массе цемента. При этом время начала схватывания цементного раствора равно 3 ч. Добавление в цементный раствор хлористого кальция более 5% приводит к снижению долговечности цементного камня и может усилить коррозию металла обсадных труб.

Целью исследований являлась разработка рецептуры тампонажного раствора на основе портландцемента с более короткими сроками схватывания по сравнению с раствором с добавлением хлористого кальция и повышенной прочностью цементного камня. В качестве ускорителя схватывания цементного раствора исследовалась дистиллерная жидкость — отход содового производства Стерлитамакского содово-цементного комбината. Дистиллерная жидкость является суспензией светло-серого цвета, состоящей из твердой (18...25%) и жидкой (82...75%) фаз с усредненным химическим составом, представленным в табл. 5.12 и 5.13. Плотность дистиллерной жидкости 1090...1110 кг/м³, pH=5...11 в зависимости от степени разбавления ее водой и карбонизации.

Таблица 5.12

Химический состав твердой фазы дистиллерной суспензии

Массовая доля, %						
CaCO ₃	Ca(OH) ₂	CaSO ₄	MgO	SiO ₂	Me ₂ O ₃ (металлы)	CaO
61,3	15,6	2,7	2,7	5,6	7,3	4,8

Таблица 5.13

Химический состав жидкой фазы дистиллерной суспензии

Плотность при 20°C, кг/м ³	pH	Массовая доля, г/дм ³			Щелочность, мг-экв/дм ³	
		Ca ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	по метил- оранжу	по фенол- фталеину
1090	11	41,0	106,5	0,9	47,6	46,1

В процессе карбонизации дистиллерной жидкости происходит снижение содержания в растворе ионов кальция, являющихся центром кристаллизации [42]. Это приводит к снижению эффекта коагуляции цементных растворов и, следовательно, — к увеличению времени затвердевания. Поэтому для приготовления цементных растворов необходимо использовать некарбонизированную дистиллерную жидкость.

Исследованиями было установлено, что использование в качестве ускорителя схватывания цементных растворов дистиллерной жидкости сокращает сроки схватывания растворов при одновременном повышении прочности образующегося цементного камня.

По результатам проведенных исследований определена рецептура тампонажного раствора с короткими сроками схватывания и повышенной прочностью цементного камня при следующем соотношении компонентов, мас. ч [27]:

портландцемент	- 100;
дистиллерная жидкость (рН=11)	- 16,5...27,5
вода	- остальное.

В процессе внедрения разработанного тампонажного раствора было установлено, что получаемая из систем ППД дистиллерная жидкость часто имела различные величины рН и это по-разному влияло на качество цементного камня. Поэтому исследования тампонажного раствора на основе портландцемента и дистиллерной жидкости были продолжены

Как видно из табл. 5.14 и 5.15, использование дистиллерной жидкости с рН=6...7 в качестве жидкости затворения цемента или добавки в жидкость затворения (в пресную воду) уменьшает время начала схватывания цементных растворов до 20 мин...3 ч в зависимости от ее количества в смеси и увеличивает прочность цементного камня. При рН=5 время начала схватывания цементного раствора даже без разбавления дистиллерной жидкости пресной водой увеличивается до 2...4 ч в зависимости от качества самого цемента. При этом прочность цементного камня уменьшается по сравнению с образцами, приготовленными с использованием дистиллерной жидкости с рН=6...7, но она остается выше по сравнению с прочностью обычного цементного камня.

В табл. 5.14, 5.15 (рецептуры № 8 и 9) показана возможность использования дистиллерной жидкости с рН=5 путем добавления в нее раствора хлористого кальция плотностью 1200 кг/м³ вместо пресной воды. При рН дистиллерной жидкости

Время схватывания образцов цементных растворов ($B/P=0,5$) в зависимости от количества и качества (рН) дистиллированной жидкости при $t=19-20^{\circ}\text{C}$

[illegible]

Таблица 5.15

Прочностные свойства образцов из цементных растворов (ВЦ=0,5) в зависимости от количества и качества (рН) дистиллерной жидкости при t=19-20°С
(рецептура цементных растворов аналогична приведенной в табл. 5.14)

№ опыта	Прочность при хранении в пластовой воде													
	через 2 суток							через 28 суток						
	изгиб							сжатие						
	рН дистиллерной жидкости													
	—	5	6	7	—	5	6	7	—	5	7	—	5	7
	—	5	6	7	—	5	6	7	—	5	7	—	5	7
1	2,3	—	—	—	5,0	—	—	—	3,5	—	—	6,1	—	—
2	3,3	—	—	—	—	5,6	—	—	4,9	—	—	7,4	—	—
3	—	4,0	4,2	4,0	—	8,2	9,3	9,0	—	6,0	6,6	—	11,0	12,5
4	—	3,6	4,1	4,0	—	8,0	8,5	8,2	—	6,1	6,5	—	11,2	12,1
5	—	3,6	4,0	4,0	—	8,0	8,2	8,2	—	5,9	6,4	—	11,0	12,4
6	—	3,4	4,5	4,2	—	8,2	9,0	8,5	—	5,8	6,4	—	11,0	12,2
7	—	3,6	4,4	4,1	—	8,1	8,5	8,5	—	6,0	6,5	—	10,9	12,4
8	—	3,8	—	—	—	9,0	—	—	—	5,9	—	—	11,8	—
9	—	4,0	—	—	—	9,5	—	—	—	6,1	—	—	12,3	—

более 7 уменьшаются прочностные свойства получаемого цементного камня. Попытки уменьшения pH до 6...7 путем разбавления дистиллерной жидкости пресной водой еще более ухудшают прочность цементного камня.

Как видно, прочность образцов цементного камня, полученных на основе портландцемента и дистиллерной жидкости, при хранении в течение 28 сут еще более увеличивается по сравнению с обычным цементным камнем.

При низком качестве портландцемента прочность цементного камня резко снижается, сроки схватывания цементных растворов увеличиваются. Таким образом, любые добавки в портландцемент не обеспечивают улучшения свойств получаемого цементного камня при низком качестве самого портландцемента.

При длительном хранении (1 год и более) дистиллерной жидкости возможно выпадение небольшого осадка, легко растворимого при перемешивании. В зимнее время дистиллерную жидкость необходимо хранить в обогреваемых помещениях или заглубленных емкостях по причине высокой температуры ее замерзания (от -7 до -12°C).

Рецептура тампонажного состава на основе портландцемента и расширяющегося наполнителя

В различное время был предложен ряд расширяющихся цементов [61]. Один из них гипсоглиноземистый расширяющийся цемент, представляющий собой продукт совместного помола высокоглиноземистого шлака и двухводного гипса в соотношении, примерно, 3:1. Его добавка в портландцемент в количестве 15...25% обеспечивает расширение образующегося камня до 2%.

Расширяющийся тампонажный цемент на основе портландцемента и магнезита (MgCO_3) или доломита ($\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$), соответственно, в количестве 5...10 и 10...20% обеспечивает расширение цементного камня до 0,5%.

Известен расширяющийся тампонажный цемент на основе портландцемента и 10...25% молотой негашеной извести. Для связывания $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в смесь вводится 10...20% активных кремнеземистых добавок или измельченного гранулированного шлака (для нормальных температур) и молотого песка (для умеренно высоких температур). Цемент характеризуется повышенной величиной расширения — 3...6%. Минимальная же величина линейного расширения при твердении цемента должна быть не менее 0,2% [29]. В этом случае следует ожидать улучшения адгезионных свойств цементного камня.

Известны расширяющиеся добавки к тампонажному портландцементу для условий высоких температур [60]: сульфатный шлам ($t > 80^\circ\text{C}$) и оксид магния ($t \geq 180^\circ\text{C}$).

Перечисленные тампонажные составы разработаны применительно к конкретным условиям и в основном для высоких температур, предусматривают применение продуктов различных производств и готовятся по специальным технологиям. Большинство из них имело ограниченное применение.

Изложенное послужило основанием для проведения исследований по разработке рецептуры расширяющегося тампонажного состава на основе портландцемента и расширяющегося наполнителя (добавки), являющегося товарным продуктом, доступным и технологически удобным при проведении РИР и РВР.

В исследованиях в качестве расширяющейся добавки использован товарный продукт — невзрывчатое разрушающее средство (НРС-1) [141]. Оно применяется при разрушении прочных, хрупких материалов (бетон, железобетон, каменные кладки, горные породы и т. д.).

НРС-1 представляет собой продукт порошкообразный, негорючий, невзрывоопасный, обладающий щелочными свойствами ($\text{pH} \approx 12,5$), плотностью 3100 кг/м^3 , насыпной плотностью (объемной) $1200 \dots 1300 \text{ кг/м}^3$, водопотребностью 27%. Реагент получают специальным обжигом карбонатных пород с последующим измельчением продукта обжига с соответствующими добавками. Разрушение прочных, хрупких материалов происходит за счет эффекта увеличения объема водных смесей (суспензий) на основе реагента НРС-1 в процессе реакции гидратации. Реагент выпускается комбинатом “Тувакобалт”. В качестве ускорителя схватывания расширяющегося тампонажного состава был выбран хлористый кальций, являющийся наиболее доступным и широко используемым для указанных целей.

Исследования рецептуры расширяющегося тампонажного состава проводились с учетом его применения в промышленных условиях путем наиболее простого и технологичного способа приготовления цементных растворов — введения различных добавок в жидкость затворения цемента. Исходя из указанного принципа, в исследованиях была принята следующая схема приготовления растворов: первоначально готовится водный раствор хлористого кальция, в котором растворяется заданное количество реагента НРС-1; на полученной жидкости затворяется тампонажный портландцемент.

Оценка основных характеристик цементных растворов и образующегося камня производилась по общепринятым методам [60]:

сроки схватывания — с помощью прибора Вика;

прочностные свойства — с помощью прибора Михаэлиса с применением образцов — “восьмерок” — на растяжение, “призм” — на изгиб; с помощью гидравлического пресса с применением образцов кубической формы — на сжатие;

адгезия образующегося цементного камня с поверхностями цементного и песчано-цементного камня и металла, смоченными пластовой водой, глинистым раствором и нефтью, а также металла, подвергшегося коррозии, — с помощью прибора цилиндрической формы с пуансоном;

объемные изменения образующегося цементного камня — расчетным путем — сравнением объема затвердевшего образца после его хранения в течение различного времени в водопроводной и пластовой водах и исходного объема приготовленного тампонажного раствора.

Величина объемного изменения вычислялась по соотношению:

$$\Delta V = (V - V_0) / V_0 \cdot 100, \quad (5.1)$$

где ΔV — объемное изменение затвердевшего образца цементного камня, %

V_0 — исходный объем приготовленного тампонажного раствора, м³;

V — объем затвердевшего образца цементного камня, см³.

Для оценки объемного изменения образующегося цементного камня приготовленный цементный раствор в объеме 100 см³ заливался в полиэтиленовые формы-стаканчики. После затвердевания раствора формы-стаканчики осторожно разрезались, образцы цементного камня помещались в различные воды и хранились в течение различного времени. После этого определялся объем образцов цементного камня по количеству вытесненной жидкости и рассчитывалась величина объемного изменения (расширения). Исследования проводились при температуре 22°C.

В табл. 5.16 представлены результаты исследований по выбору рецептуры расширяющегося тампонажного состава — установлению величины добавок хлористого кальция и реагента НРС-1, водоцементного соотношения (ВЦ). Видно, что поставленной задаче в наибольшей степени отвечает состав с В/Ц=0,5 добавкой в качестве ускорителя схватывания

Таблица 5.16

Изменение времени схватывания цементных растворов и величины объемного расширения цементного камня в зависимости от рецептуры, состава и величины V/C ($t=22^{\circ}\text{C}$, среда хранения цементного камня — пластовая вода)

№ опыта	Масса добавок на 100 г цемента, г		$V/C=0,45$			$V/C=0,5$			$V/C=0,55$		
			время схватывания, ч-мин		объемное расширение камня через 2 сут, %	время схватывания, ч-мин		объемное расширение камня через сут, %	время схватывания, ч-мин		объемное расширение камня через сут, %
	CaCl_2	НРС-1									
1	—	—	4-20	5-30	0	4-50	6-45	0	5-15	7-10	-1 (усадка)
2	3	—	1-10	2-00	1	2-00	2-35	1	2-45	3-15	0
3	5	—	0-30	1-30	0	1-25	1-55	1	1-50	2-25	0
4	—	4	2-00	4-40	6	4-00	5-20	6	4-40	7-00	4
5	—	5	2-25	5-10	6	3-50	5-50	7	—	—	—
6	3	4	—	—	—	0-55	2-00	8	1-15	2-30	6
7	3	5	0-15	0-25	6	1-00	2-10	8	—	—	—
8	5	5	0-05	0-10	8	0-15	0-45	9	0-25	1-00	7
9	5	4	—	—	—	0-20	0-35	9	—	—	—

хлористого кальция и расширяющейся добавки реагента НРС-1 в массовых количествах, соответственно, 3...5 и 4...5%. Состав указанной рецептуры выбран для дальнейших исследований как обладающий короткими, но приемлемыми сроками схватывания и максимальной величиной объемного расширения (8...9%). Составы с В/Ц=0,45 и 0,55 характеризуются меньшей величиной объемного расширения образующегося цементного камня, а состав с В/Ц=0,45 — и слишком короткими сроками схватывания, практически исключаящими их применение в промышленных условиях.

Результаты исследований подтверждают высокую эффективность использования хлористого кальция в качестве ускорителя схватывания цементных растворов (опыты 2 и 3 в табл. 5.16) и реагента НРС-1 в качестве расширяющейся добавки (опыты 4 и 5). Введение же в цементный раствор обоих реагентов с указанной массовой долей взаимно усиливает эффект каждого из них (опыты 6 и 9).

В табл. 5.17 представлены результаты исследований по оценке прочностных и адгезионных свойств цементного камня из расширяющегося тампонажного состава с В/Ц=0,5. Одновременно в этой таблице для сопоставления приведены результаты исследований указанных свойств цементного камня, образующегося без добавок и с добавкой только хлористого кальция и только реагента НРС-1. В табл. 5.17 приведены данные о прочностных свойствах цементного камня после 2-, 7-, 28-, 60- и 180-суточного хранения образцов в водопроводной и пластовой водах, об адгезионных свойствах — после 2-, 28- и 60-суточного хранения в пластовой воде.

Видно, что цементный камень из расширяющегося цемента обладает повышенными прочностными свойствами по сравнению с обычным цементным камнем и по сравнению с камнем из цемента с добавкой хлористого кальция. Так, величина прочности цементного камня из расширяющегося тампонажного цемента (опыты 1 и 8 в табл. 5.17) больше прочности цементного камня из обычного цемента на растяжение, изгиб и сжатие, соответственно, в 1,38; 1,02 и 1,24 после двухсуточного хранения образцов в водопроводной воде и в 1,40; 1,11 и 1,74 раза — в пластовой воде. После 28 суток указанная разница составила 1,26; 1,03; 1,61 раза — в водопроводной, 1,40; 1,28; 2,33 раза — в пластовой воде. Разница в прочности образцов через 180 суток достигла 1,36; 1,40; 1,72 раза в водопроводной, 1,38; 1,54 и 1,93 раза - в пластовой воде. По сравнению

Изменение показателей прочности цементного камня во времени в зависимости от рецептуры тампонажного состава и условий хранения камня (В/Ц=0,5; t=22°C)

№ опыта	Масса добавки на 100 г цемента, г		Показатель прочности, МПа														
			растяжение														
	CaCl ₂		HPC-1		при хранении в ВВ* через, сут					при хранении в ПЛВ* через, сут							
					2	7	28	60	180	2	7	28	60	180	2	7	28
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13					
1	—	—	1,60	1,80	2,30	2,30	2,35	1,64	1,94	2,00	2,30	2,39					
2	3	—	1,70	2,00	2,30	2,90	2,90	1,76	1,90	3,00	3,10	3,20					
3	5	—	1,50	1,50	2,15	2,80	2,90	1,60	1,70	2,30	2,80	2,80					
4	—	4	1,50	1,90	2,00	3,00	3,20	1,20	1,20	2,00	3,00	3,15					
5	—	5	1,40	1,60	2,20	2,90	3,00	1,00	1,00	2,00	3,10	3,20					
6	—	8	0,92	0,90	0,90	—	1,00	0,90	0,90	0,90	—	0,95					
7	3	4	2,20	2,50	2,95	3,00	3,30	2,36	2,50	2,90	3,20	3,40					
8	3	5	2,20	2,40	2,90	3,00	3,20	2,30	2,50	2,80	3,00	3,30					
9	5	5	1,90	2,00	2,70	3,10	3,30	1,90	2,20	3,00	3,00	3,40					
10	5	4	2,30	—	3,00	3,15	3,15	2,40	2,40	3,13	3,15	3,20					

* ВВ — водопроницаемая вода; ПЛВ — пластическая вода.

Изменение показателей прочности цементного камня во времени в зависимости от рецептуры тампонажного состава и условий хранения камня (В/Ц=0,5; t=22°C) (рецептура тампонажного состава аналогична)

№ опыта	Показатель прочности, МПа													
	и з г и б													
	при хранении в ВВ* через, сут							при хранении в ПлВ* через, сут						
	2	7	28	60	180	2	7	28	60	180	2	7	28	60
	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23				
1	5,00	5,15	6,00	6,40	6,80	4,50	4,60	4,70	5,00	6,50				
2	5,20	5,20	6,30	6,90	7,40	4,64	4,66	4,93	5,90	7,35				
3	4,90	5,10	6,40	7,20	7,50	4,60	4,70	5,00	6,80	7,60				
4	4,10	4,20	6,00	8,80	9,00	3,90	4,00	4,60	7,00	8,20				
5	4,00	4,10	5,90	7,40	8,10	3,60	3,90	3,90	7,70	8,20				
6	3,00	—	5,00	—	7,20	1,90	—	3,00	—	6,80				
7	5,80	5,90	6,20	7,50	8,40	5,00	5,30	5,50	8,50	10,0				
8	5,10	5,90	6,20	7,30	9,50	5,00	5,00	6,00	8,00	10,0				
9	5,40	5,90	7,50	8,00	9,00	5,00	5,60	6,10	7,50	9,00				
10	6,00	6,10	7,80	8,90	9,90	5,40	5,70	5,90	7,60	7,80				

Изменение показателей прочности цементного камня во времени в зависимости от рецептуры тампонажного состава и условий хранения камня (В/Ц=0,5; t=22°C) (рецептура тампонажного состава аналогична)

№ опыта	Показатель прочности, МПа											
	с ж а т и е											
	при хранении в ВВ* через, сут						при хранении в ГлВ* через, сут					
	2	7	28	60	180	2	7	28	60	180	2	7
1	10,00	11,10	14,50	14,90	15,50	6,90	7,70	8,40	10,00	12,00	6,90	7,70
2	12,20	15,00	20,90	22,20	22,20	11,60	14,60	19,40	21,40	22,00	11,60	14,60
3	12,30	16,20	22,10	23,20	22,10	10,80	15,80	16,80	19,70	21,00	10,80	15,80
4	11,60	12,10	14,20	17,00	17,80	5,20	6,80	9,70	12,00	15,40	5,20	6,80
5	11,60	12,00	19,00	20,00	20,90	6,90	7,00	10,90	13,20	19,60	6,90	7,00
6	6,10	—	14,20	—	15,40	7,60	—	12,80	—	14,00	7,60	—
7	12,80	16,90	20,40	21,80	25,00	12,40	16,30	19,00	19,80	23,20	12,40	16,30
8	12,40	16,30	23,30	25,00	26,70	12,00	16,00	19,60	23,20	23,20	12,00	16,00
9	12,60	17,00	24,80	25,80	26,20	11,10	16,80	19,60	23,20	23,20	11,10	16,80
10	13,00	17,10	22,70	23,80	24,40	13,00	16,40	20,0	22,30	23,20	13,00	16,40

с прочностью цементного камня из цементного раствора с добавкой хлористого кальция в количестве 3% прочность цементного камня из расширяющегося цементного раствора (опыт 8 в табл. 5.17) в большинстве из рассмотренных случаев больше. Если сравнивать аналогичные показатели с цементным камнем, полученным из цементного раствора с добавкой хлористого кальция в количестве 5%, то во всех случаях прочность цементного камня с добавкой НРС-1 (опыт 8 в табл. 5.17) больше.

Адгезионные свойства цементного камня в зависимости от рецептуры состава определялись через 2, 28 и 60 суток хранения образцов в пластовой воде. Как видно из табл. 5.18, наивысшими адгезионными свойствами обладают цементные образцы с добавкой НРС-1 (опыты 4 и 5). При добавлении хлористого кальция адгезионные свойства снижаются в первые 2 суток (опыты 6...9), в дальнейшем это снижение незначительное. Но адгезия образцов из цемента с добавкой НРС-1 и хлористого кальция во всех случаях выше, чем у образцов из обычного цемента:

- с песчано-цементной поверхностью в 2,7; 4,8 и 5 раз, соответственно, через 2, 28 и 60 суток хранения;

- с поверхностью обычного цементного камня, соответственно, в 1,31; 2,56 и 4,19 раза;

- с поверхностью металла, смоченного глинистым раствором, соответственно, в 5,0; 6,1 и 9,8 раза;

- с поверхностью металла, смоченного нефтью, соответственно, в 7,6; 10,2 и 6,7 раза;

- с корродированной поверхностью металла, соответственно, в 3,05; 6,79 и 3,5 раза.

Указанный состав был использован на промыслах АНК "Башнефть" при проведении РИР и РВР в осложненных скважинах.

5.2. Способы цементирования при проведении ремонтно-изоляционных и ремонтно- восстановительных работ

Способ вторичного цементирования эксплуатационных колонн

Выше были рассмотрены различные технологические схемы закачивания цементных растворов в процессе ВЦЭК, в том числе и через спецотверстия и нарушения колонн. Несмотря на

Изменение адгезионных свойств цементного камня во времени в зависимости от рецептуры состава

№ опыта	Масса добавки на 100 г цемента, г		Адгезия (МПа) с поверхностью при хранении в ПлВ через, сут						корроди- рованной по- верхностью металла
			2						
	CaCl ₂	НРС-1	песчано- цементной	цементной	металла смоченного			нефтью	
	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	—	—	0,47	0,30	0,30	0,10	0,11	1,33	
2	3	—	0,60	0,13	0,90	0,14	0,14	3,60	
3	5	—	0,98	0,10	0,94	0,08	0,20	4,80	
4	—	4	1,60	1,30	2,80	0,73	2,35	8,54	
5	—	5	1,80	1,52	3,04	0,89	2,30	8,60	
6	3	4	1,30	0,36	0,90	0,46	0,80	5,55	
7	3	5	1,30	0,42	0,90	0,50	0,83	2,50	
8	5	5	1,28	0,53	1,10	0,60	0,85	2,60	
9	5	4	1,32	0,42	1,00	0,50	0,86	4,50	

Изменение адгезионных свойств цементного камня во времени в зависимости от рецептуры состава

№ опыта	Масса добавки на 100 г цемента, г		Адгезия (МПа) с поверхностью при хранении в ПлВ через, сут											
	CaCl ₂	НПС-1	28						60					
			песча- но-це- мент- ной	це- мент- ной	металла смоченного			корродиро- ванной по- верхностью металла	песча- но-це- мент- ной	це- мент- ной	металла			корродиро- ванной по- верхностью металла
					ПлВ	глин. р-ром	неф- тью				ПлВ	глин. р-ром	неф- тью	
1	—	—	0,50	0,43	0,40	0,13	0,16	1,40	0,53	0,47	0,40	0,13	0,30	4,50
2	3	—	0,80	0,30	0,90	0,20	0,30	6,00	1,10	0,90	2,00	0,52	0,40	10,50
3	5	—	1,07	0,30	1,00	0,14	0,33	5,40	1,60	1,00	2,30	0,60	0,50	—
4	—	4	2,10	1,30	3,20	0,80	2,80	9,00	4,00	1,52	3,40	1,80	2,80	16,00
5	—	5	2,30	1,43	4,00	0,90	3,00	10,04	4,80	1,79	3,60	1,88	3,10	—
6	3	4	1,80	1,10	2,20	0,78	1,80	10,10	2,40	1,67	3,05	1,20	2,03	12,10
7	3	5	1,73	1,40	2,40	0,80	1,60	9,20	2,40	2,00	3,10	1,50	2,00	15,0
8	5	5	2,60	1,30	2,79	0,88	2,00	9,50	3,00	2,20	4,00	1,30	2,20	15,8
9	5	4	2,23	1,42	2,80	0,72	1,78	9,20	2,80	2,01	3,40	1,10	2,08	—

недостатки ВЦЭК через спецотверстия, эта схема используется при проведении опытно-технологических работ (ОТР) в скважинах. На практике часто возникает необходимость в создании качественного цементного кольца в интервале залегания отложений сакмаро-артинского яруса, являющегося потенциальным источником загрязнения пресноводного комплекса и одновременно поглощающим тампонажные растворы. Для этого перфорируются спецотверстия ближе к подошве сакмаро-артинского яруса, производится попытка восстановления циркуляции жидкости в случае отсутствия цементных сальников между кондуктором и эксплуатационной колонной. Даже в этих условиях часто не удается восстанавливать циркуляцию из-за поглощения или привалов пород. В этом случае и при условии наличия межколонных сальников ВЦЭК производится путем закачивания цементного раствора на поглощение. Последнее не обеспечивает равномерного и полного заполнения заколонного пространства цементом.

Известна также технологическая схема закачивания цементного раствора через пакер, установленный между двумя спецотверстиями. Применение этой схемы рискованно из-за опасности прихвата пакера по причине возможности попадания цементного раствора в надпакерное пространство через верхние спецотверстия в процессе его продавливания в заколонное пространство.

Для этих условий разработан новый способ ВЦЭК при проведении ремонтно-восстановительных и ликвидационных работ [28]. В ремонтируемую скважину (рис.5.1а) до глубины нижних отверстий перфорации продуктивного пласта спускаются НКТ, производится промывка и определение приемистости. Перфорируются спецотверстия на глубинах 5...10 м ниже подошвы и 10...20 м выше кровли интервала цементирования (рис. 5.1б), характеризующегося поглощением тампонажного раствора (сакмаро-артинский ярус). В скважину спускаются НКТ с пакером и последний устанавливается между двумя спецотверстиями, восстанавливается циркуляция путем обратной промывки заколонного пространства. При этом замеряется давление и расход закачиваемой в НКТ и выходящей на поверхность по трубному пространству промывочной жидкости (желательно глинистого раствора). В случае необходимости в промывочную жидкость добавляются наполнители. Затем НКТ с пакером извлекаются из скважины, вновь спускаются только НКТ и устанавливается цементный мост высотой 10...15 м

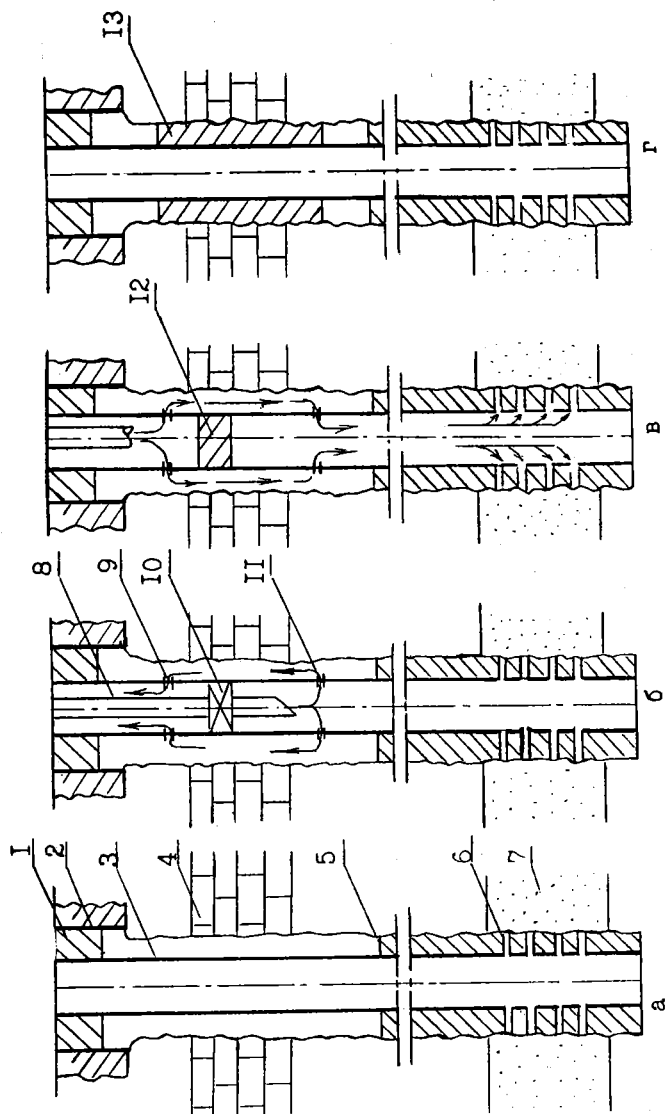


Рис. 5.1. Состояние скважины до, в процессе и после проведения РВР:

1 — цементный сальник эксплуатационной колонной и кондуктором; 2 — кондуктор; 3 — эксплуатационная колонна; 4 — поглощающий пласт, подлежащий цементированию; 5 — цементное кольцо; 6 — перфорационные отверстия; 7 — продуктивный пласт; 8 — НКТ; 9, 11 — специальные отверстия; 10 — пакер; 12 — цементный мост; 13 — вновь созданное цементное кольцо

между спецотверстиями (рис. 5.1в) После ОЗЦ отбивается верхний уровень цементного моста, скошенный конец НКТ устанавливается на 5...10 м выше верхних спецотверстий и через них в заколонное пространство закачивается расчетное количество цементного раствора. При этом вытесняемая из заколонного пространства жидкость поглощается интервалом перфорации продуктивного пласта. После ОЗЦ определяется глубина цементного моста, верхняя часть эксплуатационной колонны опрессовывается, разбуривается верхний цементный мост, колонна вновь опрессовывается, разбуривается цементный мост между интервалами перфорации, НКТ спускаются до забоя, скважина промывается. НКТ извлекаются и спускаются с пакером для опрессовки нижних спецотверстий, производятся исследования качества ВЦЭК АКЦ и СГДТ (рис. 5.1г).

Способ цементирования открытого забоя скважин в рифовых отложениях

На Грачевском месторождении, разрабатываемом с 1958 г. на естественном режиме, перед проведением опытных работ по повышению конечной нефтеотдачи путем вытеснения нефти оторочкой углеводородных растворителей с последующим нагнетанием газа высокого давления возникла необходимость ликвидации старого фонда скважин, конструкция которых не соответствовала новым условиям доработки месторождения [45, 171].

Продуктивными пластами на месторождении являются рифовые отложения артинского и сакмарского ярусов нижней перми. Глубина залегания кровли продуктивных отложений изменяется от 1020 до 1700 м. Коллекторы представлены известняками, доломитами и их разновидностями. Основная часть массива (до 75%) сложена плотными непроницаемыми породами. По данным лабораторных и геофизических исследований средняя проницаемость пластов равна $0,0394 \text{ мкм}^2$, значения пористости составляют соответственно 17,6 и 14,1%. Гидродинамическая связь между водоносной и нефтеносной частями отсутствует. По состоянию на 01.07.82 г. пластовое давление было равным первоначальному в нефтяной части — $0,43...4,2 \text{ МПа}$, в водоносной — $14,4 \text{ МПа}$. Таким образом, ко времени ликвидации скважин пластовое давление было намного ниже гидростатического.

На месторождении было пробурено 53 скважины. Большинство скважин имеет открытый забой толщиной от 153 до 412 м. Диаметр открытого ствола по долоту при бурении

изменяется от 146 до 248 мм. Башмак эксплуатационной колонны диаметром 146 и 168 мм установлен на 15...80 м ниже кровли продуктивного пласта. Высота подъема цемента от башмака колонны изменяется от 90 до 806 м.

В процессе эксплуатации в скважинах проводились неоднократные солянокислотные обработки (до 19 операций на скважину с закачиванием в пласт до 618 м³ раствора соляной кислоты 12...20%-ной концентрации), что предопределяет возможность значительного увеличения диаметра скважин.

Основная трудность технологии ликвидации скважин заключалась в установке сплошного цементного моста в открытом стволе. Цементные мосты устанавливались путем спуска НКТ до забоя скважины и закачивания в нее цементного раствора из расчета уравнивания столбов в НКТ и затрубном пространстве. Для заполнения открытого ствола цементом производилось до 12 операций цементирования, расходовалось до 77 м³ цементного раствора. При этом около 90% закачанного в скважину цементного раствора поглощалось пластом.

Ниже в качестве примера приводится описание проведенных работ в скв. 592 Грачевского месторождения (рис. 5.2).

Для установки цементного моста в открытом стволе толщиной 237 м произведено 12 операций цементирования, в том числе три операции — выше башмака эксплуатационной колонны. Во всех случаях наблюдалась большая потеря цементного раствора. Средний диаметр скважины выше башмака колонны, рассчитанный исходя из фактического объема израсходованного цементного раствора и высоты обнаруженного цементного моста, равен 480 мм, то есть в 2,5 раза больше диаметра ствола скважины по долоту. Последнее может быть объяснено следующим. После девятой операции цементирования (рис. 5.2). цементный мост вероятно находился ниже башмака колонны. Только последующие десятая и одиннадцатая операции с потерей, соответственно, 98 и 92% закачанного в скважину объема цементного раствора обеспечили полное перекрытие открытого ствола скважины. Это предположение подтверждается данными предыдущих (пятой - восьмой) операций цементирования в интервале 1298...1276 м, то есть в зоне башмака колонны. Средний расчетный диаметр скважины в этом интервале равен 880 мм или в 4,6 раза больше ее диаметра по долоту. Возможность увеличения диаметра открытого ствола скважины в данной скважине обусловлена проведением в процессе 24-летней эксплуатации 13 кислотных обработок

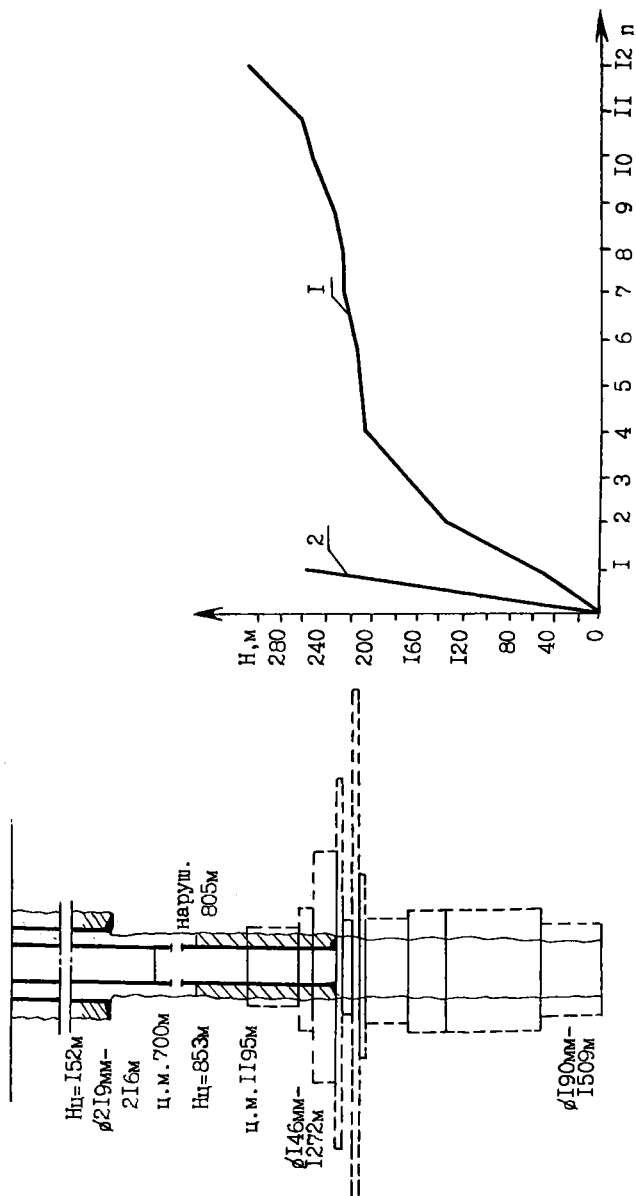


Рис. 5.2. Конструкция, расчетный диаметр по данным установки цементных мостов в скв. 592 и зависимость между высотой цементного моста и количеством заливок:

1 — фактическое наращивание цементного моста в открытом стволе скважины (снизу вверх); 2 — наращивание цементного моста в открытом стволе скважины с неизменным диаметром

с закачиванием в пласт 405 м^3 раствора соляной кислоты 12...20%-ной концентрации. Сравнение результатов 1...4-ой и 5...9-ой операций цементирования показывает, что наиболее проницаемой частью пласта является его кровля и она, в первую очередь, подвергалась воздействию кислоты.

Причиной потери цементного раствора в эксплуатационной колонне может быть разрушение башмака и цементного кольца. Это предположение могло быть подтверждено геофизическими исследованиями. Однако диаграмма АКЦ не была записана из-за непрохождения прибора через нарушение колонны, обнаруженное впоследствии на глубине 805 м. Последовательность операций по установлению цементных мостов и их результаты показаны на рис. 5.2. Левая схематичная и правая графическая (кривая 1) части показывают, что наименьшее наращивание высоты цементного моста происходило именно в интервале 1298-1272 м. Кривая 2 показывает возможную высоту цементного моста после первого же закачивания в скважину $6,9 \text{ м}^3$ цементного раствора, если бы диаметр открытого ствола был равен диаметру долота (190 мм) и не было поглощения.

Таким образом, основными причинами осложнений при установке цементных мостов в открытом стволе являлись низкое пластовое давление и отсутствие данных о фактическом диаметре скважин. В указанных условиях был предложен другой способ цементирования открытого ствола, сложенного рифовыми отложениями [8]. Сущность его заключается в том, что НКТ спускаются до верхнего уровня планируемого цементного моста. Количество цементного раствора рассчитывается исходя из диаметра открытого ствола, определенного статистической обработкой данных кислотных обработок:

$$D_{\text{ц}} = 150 + 0,382 D_{\text{к}}, \quad (5.2)$$

где $D_{\text{ц}}$ — диаметр открытого ствола, подлежащего цементированию, м;

$D_{\text{к}}$ — диаметр открытого ствола по данным кислотных обработок, м.

Расчетное количество цементного раствора закачивается до нижнего конца НКТ при открытом затрубном пространстве. Затем закрывается затрубное пространство и цементный раствор выдавливается из НКТ в интервал цементирования. Повышение качества цементирования достигается за счет того, что происходит поршневое вытеснение скважинной жидкости цементным раствором из ствола скважины в пласт за счет исключения движения в затрубном пространстве, затем — запол-

нение открытого ствола цементным раствором под некоторой репрессией, то есть принудительно. При движении цементного раствора последним заполняются интервалы как против высокопроницаемых, так и низко проницаемых пропластков, так как после поглощения скважинной жидкости при подходе цементного раствора к высокопроницаемому пропластку происходит скачок давления и обеспечивается дальнейшее движение цементного раствора в зону низкопроницаемых пропластков и т. д. Таким образом, происходит наиболее полное заполнение всех неровностей на стенках скважины, а также обеспечивается хороший контакт цемента с поверхностью пород за счет давления. Смешение цементного раствора и продавочной жидкости происходит только на небольшой поверхности контакта двух жидкостей, равной площади поперечного сечения открытого ствола скважины. Поэтому обеспечивается лучшее качество всего цементного камня в стволе скважины.

Ниже иллюстрируется гипотетическое проведение технологического процесса на примере скв. 586 Грачевского месторождения. Скважина пробурена до глубины 1479 м, эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена на глубину 1260 м. Следовательно, толщина открытого ствола, представленного карбонатными породами, равна 219 м. В процессе эксплуатации в пласт было закачено 411 м³ раствора соляной кислоты. Диаметр открытого ствола по долоту равен 146 мм. По этим данным определяется величина D_k , равная 509 мм. По приведенной выше формуле рассчитывается величина $D_{ц}$, равная 344 мм. В перечисленных условиях для установки цементного моста в открытом стволе толщиной 219 м требуется 20,3 м³ цементного раствора.

НКТ диаметром 60 мм спускаются на глубину 1240 м и при открытом затрубном пространстве в них закачивается 2,5 м³ цементного раствора. Закрывается затрубное пространство с установленным в нем манометром, в скважину закачивается 17,8 м³ цементного раствора и 2,7 м³ продавочной жидкости (технической воды) из расчета оставления моста на глубине 1250 м. Затем НКТ приподнимаются до глубины 1140 м, и скважина оставляется на ОЗЦ в течение 24 ч. Допуском НКТ определяется верхняя граница цементного моста, производится опрессовка эксплуатационной колонны и моста.

Способ изоляции зон поглощений

При проведении ремонтно-восстановительных работ основным тампонажным раствором является цементный раствор.

Однако при закачивании в интервалы поглощения происходит разбавление цементного раствора вплоть до потери способности его к затвердеванию или же получаемый цементный камень имеет низкую прочность.

Для исключения перечисленных недостатков предложено закачивать в объект изоляции тампонажные составы — вначале суспензии гипса на водонефтяной эмульсии, затем — синтетическую смолу с отвердителем. Сущность предложенного способа заключается в следующем [2].

В процессе гидратации гипса нефть остается в теле камня, а последующее закачивание раствора синтетической смолы приводит к ее вытеснению из камня и замещению смолой. В результате обеспечивается получение прочного изоляционного материала (барьера) в поглощающем пласте.

Последовательное закачивание суспензии гипса на водонефтяной эмульсии и раствора синтетической смолы с отвердителем осуществляется по следующим технологическим схемам. В изолируемый интервал по НКТ закачивается расчетное количество суспензии гипса на водонефтяной эмульсии, скважина закрывается на время схватывания суспензии. После этого в изолируемый интервал закачивается раствор синтетической смолы и скважина вновь закрывается.

По второй схеме в НКТ последовательно закачиваются суспензия гипса и раствор синтетической смолы, первая полностью продавливается в изолируемый интервал, скважина закрывается на время схватывания гипса, после чего в указанный интервал задавливается раствор синтетической смолы и скважина закрывается (герметизируется).

Предложенный способ позволяет повысить успешность ремонтно-восстановительных работ по устранению негерметичности колонн и исправлению негерметичности цементного кольца в сложных гидродинамических условиях: высокое пластовое давление, наличие перепадов давления между сообщающимися пластами (перетоки), интенсивное поглощение и т. д.

Способ эффективного проведения РИР с целью сокращения отбора воды

При проведении и особенно — оценке результатов ремонтно-изоляционных работ по отключению обводненных интервалов пласта недостаточное внимание уделяется взаимовлиянию скважин. Обычно для РИР выбирают скважины с предельной обводненностью добываемой продукции. При этом считают, что результаты проводимых РИР характеризуют степень выра-

ботки продуктивного пласта. Поэтому в случае недостижения поставленной перед РИР цели (уменьшение обводненности при сохранении или увеличении дебита нефти) часто скважину переводят в эксплуатацию по другому объекту, или выводят из эксплуатации или ликвидируют. В то же время не подлежит сомнению, что должно изучаться взаимодействие скважин как в процессе планирования РИР, так и в послеремонтный период эксплуатации скважин, особенно в условиях разработки месторождения при жестком водонапорном режиме.

Суть предлагаемого способа эффективного проведения РИР заключается в следующем [15].

Выделяется участок (рис. 5.3) с несколькими работающими на форсированном отборе скважинами, отключается одна из скважин в центре участка при обводненности добываемой продукции не менее 98% на период до изменения соотношения дебитов нефти и воды в окружающих скважинах. После этого определяется первоочередность скважин для проведения РИР по отключению обводненных интервалов пласта с целью уменьшения добычи воды при увеличении или неизменности дебита нефти. РИР проводятся по схеме селективной изоляции.

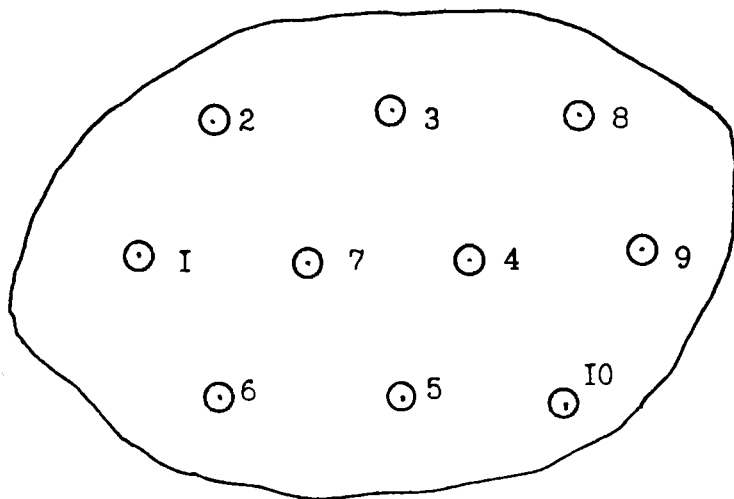


Рис. 5.3

Способ осуществляется в следующей последовательности. После остановки одной из высокообводненных скважин в центре участка по данным замера дебитов жидкости и нефти определяется скважина с максимальным приростом дебита жидкости

при неизменности или уменьшении дебита нефти, свидетельствующими о наибольшем развитии в этой скважине высокопроницаемого пласта (увеличение толщины) и его выработки. Данная скважина выбирается в качестве первоочередного объекта для отключения высокообводненного интервала с целью получения наибольшего технологического эффекта.

Из-за отсутствия надежных методов оценки выработки нефтяных пластов и технических трудностей выборочного отключения (изоляция) обводненных интервалов применяются методы селективной изоляции с закачиванием синтетических смол ТСД-9, карбамидоформальдегидных смол КФ-Ж, лигносульфонатов технических и т. д. [14, 37, 39, 41, 103, 123, 138, 154, 169, 174]. Тампонажные составы полностью продавливаются за эксплуатационную колонну, скважина вводится в эксплуатацию без дополнительной перфорации пласта.

При форсированном отборе жидкости отключение высокообводненного интервала обеспечивает в опытной скважине ввод в разработку малопроницаемых и еще нефтенасыщенных интервалов за счет увеличения на них депрессии. Изолированный поток жидкости к опытной скважине перераспределяется между окружающими скважинами в соответствии с особенностями геологического строения (неоднородности) пласта на участке и его выработки. Поступавшая до РИР к опытной скважине вода направляется к другим скважинам, вытесняя еще содержащуюся в застойных зонах этих скважин нефть.

Результаты оценки выполненных в опытной скважине РИР могут быть использованы для выбора очередной скважины для применения предложенного способа на данном участке (вместо специальной остановки скважины).

Ниже приводится пример использования способа.

Продуктивный пласт терригенной толщи нижнего карбона залегает на глубине 1200...1300 м и представлен песчаником толщиной 4...6 м, расчлененным глинисто-алевролитовыми породами на два-три пропластка. Пористость пород изменяется от 10 до 20%, проницаемость — от 0,1 до 6,4 мкм². Коллекторские свойства пласта изменяются как по разрезу, так и по площади. Разработка пласта осуществляется поддержанием пластового давления заводнением. Показатели эксплуатации скважин даны в табл. 5.19. Указанные показатели скважин 1...10 достигнуты в результате форсированного отбора из них жидкости.

Для определения первоочередной скважины для ремонта была остановлена скв. 7, расположенная в центре участка сква-

жин 1...7 и имеющая наибольший дебит жидкости и максимальную обводненность. Как видно из табл. 5.19, остановка на 3 месяца скв. 7 привела к перераспределению потоков жидкости в пределах выбранного участка. В наибольшей степени увеличивается дебит жидкости в скв. 4 — со 175 до 211,3 т/сут при некотором снижении дебита нефти с 3,1 до 2,9 т/сут. Этим устанавливаются наибольшие развитость и выработка высокопроницаемых интервалов в направлении скв. 4, обусловившие выбор ее в качестве первоочередного объекта для проведения РИР по отключению высокообводненного интервала пласта.

Таблица 5.19

Показатели эксплуатации скв. 7 и окружающих ее скважин первого ряда на выбранном участке

№ скв.	За 3 мес. перед остановкой скв. 7			За 3 мес. после остановки скв. 7				
	дебит жид-ти, т/сут	дебит нефти, т/сут	обводненность, %	дебит жид-ти, т/сут	прирост дебита жидкости, т/сут	дебит нефти, т/сут	прирост дебита нефти, т/сут	обводненность, %
1	84,0	4,2	95,0	91,7	+7,7	4,3	+0,1	95,3
2	155,8	4,7	97,0	160,3	+4,5	4,8	+0,1	97,0
3	123,2	4,9	96,0	130,0	+6,8	5,2	+0,3	96,0
4	175,0	3,1	98,2	211,3	+36,2	2,9	-0,2	98,6
5	40,8	2,4	94,1	45,0	+4,2	2,7	+0,3	94,0
6	87,1	3,5	96,0	91,4	+4,3	3,8	+0,3	95,8
7	184,6	2,8	98,5	—	—	—	—	—

Скв. 4 обсажена 146-мм эксплуатационной колонной, продуктивный пласт перфорирован в интервале 1232,4-1238,6 м, пластовая температура 24°C. В обводненный пласт закачено 3 м³ раствора синтетической смолы ТСД-9 по схеме селективной изоляции, то есть без выявления местоположения обводненного интервала и без последующей дополнительной перфорации пласта.

Результаты реализации предложенного способа в скв. 4 и окружающих ее скважинах первого ряда приведены в табл. 5.20. В течение первого года эксплуатации скважин участка после РИР по отключению обводненного интервала пласта в скв. 4 сокращена добыча попутной воды на 41 тыс. т и дополнительно добыто 1638 т нефти. Путем анализа показателей эксплуатации скважин этого участка после РИР в скв. 4 устанавливается очередная скважина для РИР — это скв. 9.

Показатели эксплуатации подвергшейся РИР скв. 4 и окружающих ее скважин первого ряда участка

№ скв.	За 3 мес. перед остановкой скв. 7			За 3 мес. после остановки скв. 4				
	дебит жид-ти, т/сут	дебит нефти, т/сут	обводненность, %	дебит жид-ти, т/сут	прирост дебита жидкости, т/сут	дебит нефти, т/сут	прирост дебита нефти, т/сут	обводненность, %
7	184,6	2,8	98,5	190,6	+0,6	5,1	+2,3	97,3
3	123,2	4,9	96,0	134,8	+11,6	6,1	+1,2	95,5
8	129,1	6,4	95,0	141,7	+12,0	8,1	+1,7	94,3
9	115,2	4,6	96,0	128,4	+13,2	4,6	0	96,4
10	90,0	4,5	95,0	92,3	+2,3	4,6	+0,1	95,0
5	40,8	2,4	94,1	50,4	+9,6	3,0	+0,6	94,0
4	175,0	3,1	98,2	8,2	-166,8	1,7	-1,4	79,3
Учас-ток	857,9	28,7	96,7	746,4	-111,5	33,2	+4,5	95,6

Применение предложенного способа в программе проведения РИР по отключению обводненных интервалов пласта будет способствовать повышению их эффективности.

Таким образом, выше представлены рецептуры тампонажных составов, отличающихся между собой временем отверждения, прочностными свойствами, возможностями отрицательного влияния на окружающую среду; способы изоляции, и вторичного цементирования и эффективного проведения РИР для сложных гидродинамических условий эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождения.

Видно, что в зависимости от возможных экологических последствий каждый тампонажный состав имеет свою область преимущественного применения. Тампонажные составы, в которых присутствует бихромат натрия, используются только при проведении РИР и РВР в интервалах продуктивного пласта (селективная изоляция обводненных интервалов) и ниже пресноводного комплекса (устранение негерметичности эксплуатационных колонн, догерметизация нарушений и спецотверстий).

Разработка рецептур многокомпонентных тампонажных составов обусловлена, прежде всего, стремлением к нейтрализации высокотоксичных хроматов за счет их связывания, а также — к регулируемости сроков отверждения (схватывания), улучшению прочностных свойств, технологичности и т. д. Как видно, на основе лигносульфонатов технических (ЛСТ) разработано наибольшее количество рецептур, что объясняется недефицитностью, дешевизной и относительно близким расположени-

ем производителя продукта (Краснокамский ЦБК Пермской обл.). Из них наиболее близким по своим изолирующим свойствам к смоле ТСД-9 (нами она рассматривается как эталон полимерных тампонажных растворов) является состав на основе ЛСТ и карбамидоформальдегидной смолы (КФС) марки КФЖ. В этом составе слабый раствор соляной кислоты используется при необходимости резкого сокращения времени его отверждения, например, в интервалах интенсивного поглощения. Состав используется как в качестве основного тампонажного раствора для устранения негерметичности эксплуатационной колонны в интервалах наличия цементного кольца, так и для догерметизации нарушений и спецотверстий в эксплуатационной колонне после закачки в них цементного раствора. Преимуществом состава также является его технологичность (всего два компонента).

Близким к рассмотренному выше составу является тампонажный состав на основе КФС и алюмохлорида. В то же время отвержденный камень имеет усадку, что является недостатком, и адгезию, которая является положительным фактором. Таким образом, составы на основе ЛСТ и КФС, КФС и алюмохлорида считаются как бы взаимозаменяемыми в зависимости от возможностей рынка сбыта и потребления.

Тампонажный состав на основе АЦФ является более технологичным за счет исключения из рецептуры мочевины, требующей разогрева в процессе приготовления.

Осадкообразующий состав на основе жидкого стекла и алюмохлорида является наиболее простым для применения, например, с целью ограничения приемистости объекта изоляции, закупорки высокопроницаемых каналов (трещин) пласта и закачивания в обводненный пласт. При этом используется забойное смешение компонентов путем их последовательной подачи через буферную жидкость или — по двум каналам с поверхности.

Из тампонажных составов на основе обычного портландцемента, разработанных специально для целей наращивания цементного кольца в верхних интервалах разреза, привлекателен с точки зрения плотности и закупоривающей способности тампонажный раствор с добавлением бентонита, наполнителя и реагента, обеспечивающего его прокачиваемость. Все компоненты раствора применяются в процессе нефтедобычи или являются отходами местных производств. Однако наиболее подходящими для решения поставленных задач являются цементные растворы с добавлением дистиллерной жидкости и взрывчатого разрушающего средства (НРС-1). Они обладают

заметными преимуществами не только перед обычным цементным раствором, но и цементным раствором с добавлением ускорителя схватывания — CaCl_2 .

С точки зрения достижения герметичности контакта цемента с металлом обсадных труб и породы большие перспективы имеет расширяющийся цементный раствор, получаемый путем добавления НРС-1: у образцов цементного камня из данного тампонажного раствора наибольшая прочность и она увеличивается во времени, достигая 10 МПа через 160 сут. Кроме того, он имеет наибольшее из всех известных нам растворов такого типа объемное расширение — 6-8%, технологичен, экологически безопасен.

Из приведенных выше способов в процессе РВР должны применяться способ ВЦЭК путем перфорации спецотверстий на двух уровнях и восстановления циркуляции между ними после установки цементного моста между двумя спецотверстиями. Должен быть обоснован выбор скважин для эффективного проведения РИР по ограничению водопритока с учетом взаимодействия скважин.

Способ заполнения цементом открытого ствола скважин истощенных рифовых месторождений является трудной задачей. Поэтому использование нетрадиционного способа установки цементных мостов будет способствовать повышению их успешности. Разработка способа изоляции интервала поглощения обусловлена необходимостью увеличения сроков схватывания смесей на основе гипса.

5.3. Выбор жидкостей для глушения скважин перед проведением ремонтно-изоляционных и ремонтно-восстановительных работ

При глушении скважин перед проведением РИР и РВР значительные объемы жидкостей для глушения скважины (ЖГС) проникают в призабойную зону пласта (ПЗП).

Количество проникающей в пласт ЖГС зависит от величины репрессии — разницы между забойным и пластовым давлениями, а также от физико-химических свойств жидкостей. Обычно объемы проникновения достигают величины 10...15% от объема закачиваемой ЖГС в скважины. После попадания ЖГС в пласт происходит интенсивное взаимодействие нефтяного пласта и ЖГС. Большинство ЖГС приготавливаются на водной основе. Поэтому результатом такого взаимодействия

является: резкое увеличение насыщенности ПЗП водой, снижение фазовых проницаемостей для нефти. И, наоборот, рост фазовых проницаемостей для воды; интенсификация процессов взаимодействия породообразующих минералов с водой, и как следствие, уменьшение размеров каналов фильтрации; образование в ПЗП высоковязких, тонкодисперсных, устойчивых водонефтяных эмульсий; интенсификация проявления капиллярных сил. В результате одновременного действия всех перечисленных факторов происходит снижение проницаемости пород пласта, подвижности жидкостей в ПЗП, коэффициентов продуктивности, рост обводненности продукции скважин.

Уменьшение отрицательного влияния ЖГС на нефтяной пласт возможно при условии применения для операций глушения таких технологий, составов и химических реагентов, которые при проникновении в продуктивный пласт не приводят к изменению его коллекторских характеристик. Ниже рассматриваются технологии глушения нефтяных скважин перед ремонтами, обеспечивающие полное сохранение коллекторских характеристик пород призабойной зоны [50, 62, 71, 108]. В основе предлагаемых технологий находится использование в качестве ЖГС составов УНИ, обладающих свойствами сохранения состава продукции и коэффициента продуктивности скважин [98]. Практическое внедрение этих технологий в различных нефтедобывающих регионах Башкортостана и Татарстана подтвердило положительное влияние составов УНИ на пласт и обеспечило дополнительную добычу нефти. Наиболее эффективно предлагаемые технологии работают в неоднородных нефтяных пластах со средней и низкой проницаемостью. В ряде случаев отмечается увеличение доли нефти в составе продукции скважин после их глушения. Поэтому, учитывая возрастающую долю таких скважин в структуре фонда скважин, применение технологий вскрытия и глушения нефтяных пластов с использованием составов УНИ является перспективным и целесообразным.

Результаты анализа геолого-промыслового материала по многим месторождениям, в том числе разрабатываемым НГДУ “Аксаковнефть”, свидетельствуют о необходимости разработки и внедрения новых технологий глушения скважин перед их ремонтами и при вторичном вскрытии продуктивных пластов. Обязательным условием является сохранение коллекторских характеристик пород призабойной зоны. Основой этих технологий, взамен традиционных ЖГС на водной основе, может

явиться использование в качестве жидкости глушения скважин новых составов химических реагентов, получаемых на основе отходов нефтехимического производства. Предложены к применению два таких состава, получившие условные названия “состав УНИ-1” и “состав УНИ-3”. Основные свойства составов УНИ-1 и УНИ-3 приведены в табл. 5.21 [87, 99].

Таблица 5.21

Физические свойства составов УНИ

Показатель	УНИ-1	УНИ-3
Плотность при с.у., кг/м ³	1100...1310	1170...1180
Динамическая вязкость при с.у., МПа·с	10...11	6...7
Температура замерзания, °С	минус 30...40	минус 25
pH	10...12	10...11

Состав УНИ-1 негорюч, невзрывоопасен, относится к 4 классу опасности по степени воздействия на организм. Составы УНИ-1 и УНИ-3 обладают практически неограниченной растворимостью в воде, в том числе и в минерализованной пластовой.

Проведены эксперименты по изучению поглощающей способности состава УНИ-1 по отношению к сероводороду. Опыты проводили в аппарате Киппа при температурах 15...30°С. Чистый сероводород получали реакцией соляной кислоты с сернистым железом. Как показали опыты, один объем состава УНИ-1 поглощает 3,7 объема сероводорода. Это расширяет перспективы применения состава УНИ-1 как ЖГС, т. к. при этом решается несколько задач: сохранение коллекторских характеристик пласта, борьба с коррозией, борьба с сероводородом при проведении подземных ремонтов скважин.

Состав УНИ-3 негорюч, невзрывоопасен, относится к 3 классу опасности по степени воздействия на организм.

Кроме перечисленных составов УНИ проведены оценочные эксперименты по изучению возможности приготовления ЖГС на основе сточных вод нефтяных промыслов НГДУ “Аксаков-нефть”. Для оценки эффективности того или иного состава использовался метод центрифугирования, который позволяет под действием центробежного поля определять коэффициенты вытеснения из пористых сред одних жидкостей другими.

Предварительно очищенный от углеводородов, воды и механических частиц образец естественной породы под вакуумом

насыщался изовискозной моделью нефти — керосином [159]. Затем он помещался в стакан центрифуги, заполненный жидкостью определенного химического состава (ЖГС). В результате центрифугирования происходило замещение керосина в пористой среде исследуемой жидкостью. Для выбранной скорости вращения вала центрифуги требуемое время центрифугирования составляло 40 мин. Этого времени достаточно для достижения конечного значения коэффициента вытеснения исследуемых жидкостей.

После операции замещения керосина образец породы помещался в аппарат Закса и кипячением в толуоле при 110°C определялся объем водной фазы, попавшей в пористую среду (т. е. оценивался коэффициент вытеснения керосина исследуемой жидкостью).

Затем образец очищался от керосина путем экстрагирования в спирто-бензольной смеси с последующей сушкой при 85°C. Подготовленный таким образом образец породы вновь насыщался керосином и еще раз проводилось вытеснение керосина исследуемой жидкостью. После этого без экстрагирования образец, содержащий керосин и исследуемую жидкость, помещали в керосин и путем центрифугирования проводили обратное замещение жидкости в образце (моделирование операции освоения скважины). Время центрифугирования так же составляло 40 мин.

По завершении операций последовательного замещения жидкостей определялось количество водной фазы, оставшейся в пористой среде. С учетом этого рассчитывался коэффициент вытеснения исследуемой жидкости из пористой среды керосином.

В качестве исследуемых жидкостей были выбраны следующие:

- пластовая и сточная воды Знаменского месторождения;
- водные растворы реагентов Доуфакс и МЛ-80 оптимальной концентрации, приготовленные на сточной воде Знаменского месторождения;
- составы УНИ-1 и УНИ-3.

При выборе жидкостей для проведения исследований учитывалось следующее:

возможность приготовления новых ЖГС на сырьевой базе НГДУ “Аксаковнефть” (на основе пластовой и сточных вод с добавлением химических реагентов: нефтенол, Виско-Q13Е, Доуфакс-ДВ-02, Реапон-4В, МЛ-80);

растворимость химических реагентов в минерализованных водах и углеводородных жидкостях без образования осадков (свойство оценивалось визуально по растворимости в сточной воде НГСП “Знаменка” и керосине);

высокая поверхностная активность химических реагентов на границе раздела фаз: нефть-вода-порода.

Для исследования одного состава ЖГС использовались два образца (высоко- и низкопроницаемый). Интервал проницаемости естественных образцов варьировался в пределах 0,044...0,715 мкм². Применяемые образцы имели длину более 3,5 см, были примерно одного диаметра и одинаковой пористости. Результаты исследований вытесняющей способности различных ЖГС представлены в табл. 5.22.

Таблица 5.22

Результаты вытеснения жидкостей методом центрифугирования

Образец	Абсолютная прониц., мкм ²	Жидкость	Объем воды после вытеснения керосина, см ³	Объем воды после вытеснения керосином, см ³	Коэффициент вытеснения керосина раствором ЖГС	Коэффициент вытеснения раствора ЖГС керосином
11626/57	0,715	пластовая вода	3,6	3,0	0,70	0,17
11626/56	0,412	суточная вода	3,3	2,4	0,62	0,27
19275/8	0,145	пластовая вода	3,2	2,7	0,67	0,16
19232/15	0,048	суточная вода	2,8	2,4	0,54	0,14
11626/57	0,715	раствор Доуфакса	3,8	1,8	0,74	0,53
11626/56	0,412	раствор МЛ-80	3,7	1,4	0,69	0,62
19275/8	0,145	раствор Доуфакса	1,9	1,2	0,40	0,37
19232/15	0,048	раствор МЛ-80	3,2	2,4	0,62	0,25
11626/47	0,652	состав УНИ-1	2,1	1,7	0,40	0,19
11626/2	0,576	состав УНИ-3	3,0	1,5	0,53	0,50
11584/39	0,106	состав УНИ-1	2,2	0,3	0,53	0,86
11584/36	0,044	состав УНИ-3	1,8	1,6	0,44	0,11

Как видно из табл. 5.22, объем выхода остаточной сточной воды из высокопроницаемого образца больше, чем у пластовой воды. Особенно это характерно для высокопроницаемого образ-

ца, у которого коэффициент вытеснения керосином остаточной воды в 1,6 раза больше. Для низкопроницаемых образцов коэффициент вытеснения остаточной воды керосином принимал небольшие значения и находился на уровне 0,15. Поэтому другие составы химических реагентов приготавливались на сточной воде Знаменского месторождения, выигрывающей с точки зрения полноты извлечения ее из естественных образцов пород при их “освоении” по сравнению с пластовой водой.

Анализ результатов исследований показывает, что добавление к воде поверхностно-активных веществ, таких как Доуфакс и композиция МЛ-80, значительно увеличивает выход водной фазы из образцов песчаников (более чем в 2 раза). Хотя, если сравнивать их между собой, для высокопроницаемого образца более эффективным оказался состав МЛ-80, а для низкопроницаемого образца — раствор Доуфакса. Причем раствор Доуфакса по сравнению с МЛ-80 обладает меньшей (примерно в 1,7 раза) проникающей способностью в пористую среду.

По сравнению с другими исследованными водными растворами составы УНИ-1 и УНИ-3 оказались более эффективными. Они обладают меньшей проникающей способностью в пористую среду породы (примерно в 1,3 раза, если сравнивать состав УНИ-3 и состав МЛ-80 для высокопроницаемых образцов, для состава УНИ-1 это соотношение еще большее — 1,7 раза). Освоение образцов, содержащих составы УНИ, моделью нефти происходит значительно легче (содержание остаточной воды в образцах по составу УНИ-1 составляет 0,32 и 0,06, соответственно, по высокопроницаемым и низкопроницаемым образцам, по составу УНИ-3 — соответственно, 0,26 и 0,39). Из рассмотренных составов жидкостей более эффективен состав УНИ-1. Особенно это заметно для низкопроницаемых образцов породы, в которых происходит практически 100%-ный выход водной фазы.

На следующем этапе изучения процесса взаимодействия образцов естественных пород с различными ЖГС (в том числе с составами УНИ) проведены лабораторные эксперименты по моделированию операций “глушения” и освоения образцов естественных пород ряда нефтяных регионов. Опыты по фильтрации и взаимовытеснению различных жидкостей выполнялись в различных условиях: без и с созданием начальной водонасыщенности пористых сред при изменяющихся термодинамических условиях.

Моделирование процессов глушения и освоения скважин

сточными водами, водными растворами хлористого кальция и предлагаемыми составами УНИ проводились на одиночных и составных моделях образцов естественных пород Повховского и Шкаповского месторождений.

Методика проведения экспериментов заключалась в следующем [96]. После создания в каждом образце остаточной водонасыщенности и установления образцов пород (одиночного или составного) в кернодержатели проводилось прокачивание через них дегазированной нефти. Продолжительность прокачивания определялась достижением стабилизации динамической проницаемости модели пласта. Полученное значение проницаемости принималось за начальное. Направление фильтрации через модель пласта на всех последующих стадиях экспериментов было таким же и соответствовало освоению скважин, т. е. из пласта в скважину. Процесс глушения модели пласта заключался в прокачивании через модель в обратном направлении (из скважины в пласт) нескольких поровых объемов ЖГС.

Продолжительность операции глушения и освоения определялась объемом прокачивания, который составлял 3...4 поровых объема, и установлением постоянного перепада давления на концах модели пласта. Затем модель пласта оставляли в контакте с ЖГС на срок до 4 суток - т. е. моделировали продолжительность текущего ремонта.

По окончании операции глушения пласта вновь в направлении из "пласта в скважину" на малых скоростях проводили прокачивание нефти. Таким образом, цикл операций глушения и освоения моделей пласта заключался в вытеснении из моделей в начале нефти раствором ЖГС, а затем — ЖГС нефтью. На данных моделях изучалась динамика замещения одних жидкостей другими. Все опыты проводились при пластовых термодинамических условиях.

Модель составного образца пористой среды Шкаповского месторождения имела начальную проницаемость по нефти, равную 0,412 мкм². На данной модели изучалось влияние пяти последовательных операций глушения на динамику освоения скважины и основных параметров, характеризующих коллекторские свойства пласта. Жидкости глушения были представлены раствором хлористого кальция (плотность 1172 кг/м³) на первом и четвертом этапах глушения, составом УНИ-3 (плотность 1170 кг/м³) — на втором этапе и составом УНИ-1 (плотность 1195 кг/м³) — на третьем и пятом этапах глушения. Результаты опытов представлены в табл. 5.23 Первое глушение

водным раствором хлористого кальция привело к снижению проницаемости до 29% от первоначальной и к дальнейшему восстановлению лишь до 33%. Это еще раз подтверждает данные, что при вскрытии пластов на водных промысловых жидкостях минимальное ухудшение коллекторских свойств ПЗП только от контакта с водным фильтратом составляет 3...4 раза.

Таблица 5.23

Результаты определения проницаемости при фильтрации нефти через образец пород пласта $C_{1\text{уг}}$ Знаменской площади

Объем прокачивания, об. пор	Статический градиент давления, МПа	Коэффициент проницаемости, мкм ²	Фильтруемая жидкость
0	0	0,00009	нефть
1,13	0	0,00009	нефть
2,26	0	0,00009	нефть
3,39	0	0,00008	нефть
4,53	0	0,000079	нефть
6,72	0,130	0,000026	нефть после раст-
7,89	0,100	0,000026	вора хлористого
9,64	0,066	0,000026	кальция
10,29	0	0,000017	то же
10,89	0,250	0,000017	— " —
11,54	0	0,000017	— " —
12,21	0,100	0,000017	— " —
12,82	0,150	0,000017	— " —
13,50	0	0,000017	— " —
14,17	0	0,000017	— " —
14,74	0	0,000009	нефть после
15,41	0	0,000009	состава УНИ-3
16,04	0	0,000009	то же

Глушение составом УНИ-3 привело к тому, что величина проницаемости после освоения составила 28% от первоначальной и оставалась неизменной в течение 10 сут до следующего глушения. Кроме того, после проникновения в модель пласта состава УНИ-3 освоение модели происходило значительно легче — в отсутствии статических градиентов давления.

Результаты проведенных лабораторных исследований показывают, что на практике в качестве ЖГС можно использовать сточную воду с добавлением в нее химических реагентов типа Доуфакс и МЛ-80, обеспечивающих больший выход водной фазы из пористой среды в процессе освоения скважины после ремонта. В то же время с точки зрения сохранности коллекторских характеристик пористой среды наилучшие результаты могут быть достигнуты при применении составов УНИ-1 и УНИ-3 по сравнению с растворами хлористого кальция.

VI. ОЗДОРОВЛЕНИЕ ОСЛОЖНЕННОГО ФОНДА СКВАЖИН: РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ, РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ И ЛИКВИДАЦИОННЫХ РАБОТ

6.1. Опытнo-технологические работы с целью совершенствования технологий РИР по отключению верхнего пласта

Обратимся к результатам промысловых исследований по технологиям отключения верхнего пласта ДІ на примере Сатаевского месторождения НГДУ "Аксаковнефть".

Месторождение разрабатывается с 1966 г. На южном участке закачивание воды для поддержания пластового давления началось в 1970 г. и в 1978 г. — на северном. Объект разработки ДІ состоит из двух обособленных песчано-алевролитовых пластов: верхнего тонкого пласта ДІ и основного пласта ДІс. Нижний объект разработки ДІУ также состоит из двух пластов: верхнего ДІУв и нижнего ДІУн. Характеристики продуктивных пластов и нефтей представлены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

**Характеристики основных продуктивных пластов и нефтей
Сатаевского месторождения**

Пласты	Пористость, доли ед.	Проницаемость, мкм ²	Эффективная толщина, м	Вязкость нефти в пласт. усл., мПа·с	Плотность нефти в пласт. усл., кг/м ³	Начальное Р _{пл.} , МПа	Начальная температура, °С
ДІв	0,16	0,079	1,4	2,58	783	22,25	37
ДІс	0,20	0,345	4,2	2,68-4,05	813-819		
ДІУв	0,17	0,112 (0,224)* 22,3	3,4	7,46	856	22,25	37
ДІУн	0,15	0,200 (0,438)*	2,7	7,39	841		

* По данным гидродинамических исследований.

На начало 1999 г. на южном участке по пласту ДІ было извлечено 92,6% от начальных извлекаемых и 52,1% балансовых запасов. На северном участке по тому же пласту соответственно 89,8 и 60,6%. Обводненность продукции по пласту ДІ составила 89-98%. На южном участке по пласту ДІV извлечено 82,9% начальных извлекаемых, 36,1% балансовых запасов. На северном участке — соответственно, 72 и 26,1%, обводненность продукции по пласту ДІV на южном участке — 78,5%, на северном — 55,3%.

Таким образом, достигнутые показатели разработки основного объекта — пласта ДІ — свидетельствуют о высокой степени выработки запасов нефти. Изучение данных о характере обводнения и особенностях геологического строения скважин, пробуренных специально на пласт ДІV, показывает сравнительно равномерное продвижение воды по напластованию. Отмечается отставание выработки лишь кровельной части. Однако эта часть со временем также вырабатывается [55].

В пречисленных условиях нецелесообразно проведение работ по отключению отдельных обводненных интервалов пласта ДІ. Поэтому в одном из вариантов проекта разработки Сатаевского месторождения, составленного Башнипинефтью в 1993 г., предусматривался возврат с пласта ДІ на ДІV.

При обосновании выбора скважин для РИР, в первую очередь, учитывались состояние разработки возвратного объекта ДІV в районе окружающих скважин, результаты геофизических исследований по определению насыщенности указанного пласта, толщина отключаемого пласта ДІ и т. д. [44, 136, 137, 167].

Принципиально важным элементом испытанных технологий РИР по отключению верхнего пласта являлась технология освоения нижнего пласта. Скважины могут осваиваться как без воздействия депрессии на отключенный тампонированием верхний пласт, так и под общей депрессией на оба пласта. Априори можно сказать о преимуществах технологии освоения с исключением влияния депрессии в течение короткого времени после тампонирования. Но, с учетом ряда обстоятельств, был обоснован другой подход.

При эксплуатации скважин Сатаевского месторождения величины депрессии на пласт не меньше, чем при освоении. Поэтому освоение пласта под общей депрессией имитирует реальные условия эксплуатации скважин. Сразу выявляет качество тампонирования верхнего пласта и, при необходимости, дает возможность улучшения его путем повторения операции

тампонирования. Кроме того, отдельное испытание нижнего пласта перед тампонированием верхнего требует проведения дополнительных работ по временной изоляции, а затем — по повторному освобождению его (промывка песчаной пробки или разбуривание цементного моста, взрыв-пакера) или же — повторного привлечения бригады КРС после разгерметизации изолированного верхнего пласта в течение короткого времени. Все это намного ухудшает технико-экономические показатели РИР.

Возможность закачивания в пористые пласты тампонажных растворов различной вязкости и дисперсности во многом зависит от подготовки (очистки) их перед тампонированием. Поэтому в процессе ОТР были испытаны технологические схемы по предварительной глубокой очистке отключаемого верхнего пласта ДІ путем освоения компрессором, кислотной обработки. Ниже, на примере отдельных скважин раскрывается сущность методов тампонирования.

Скв. 303 (рис. 6.1) находилась в эксплуатации по пласту ДІ с 1982 г. Начальный дебит жидкости составил 90 м³/сут, содержание воды 40–45%. К концу того же года скважина обводнилась до 90%. В 1987 г. она переведена в пьезометрические и находилась в ожидании работ по опробованию пласта ДІV. Накопленная добыча нефти и воды по пласту ДІ составила, соответственно, 8877 т и 184702 м³.

Прежде всего, путем исследований импульсным генератором нейтронов (ИГН) была установлена нефтенасыщенность пласта ДІV, исследованием высокочувствительным термометром и опрессовкой давлением проверена герметичность эксплуатационной колонны, определена приемистость пласта ДІ, которая составила около 500 м³/сут при давлении 8 МПа.

В качестве тампонажного раствора была использована рецептура расширяющегося цементного раствора с коротким временем схватывания, улучшенными прочностными и адгезионными свойствами. Исходя из низкого статического уровня в скважине, было обосновано время потери текучести цементного раствора через 50 мин, начала затвердевания через 1,5 ч при температуре 25°С.

Цементный раствор, приготовленный из 5 т сухого цемента, 0,2 т реагента НРС-1 (невзрывчатое разрушающее средство), 1,7 м³ дистиллерной жидкости и 0,8 м³ пресной воды, был закачан по НКТ в интервал отключаемого пласта, НКТ подняты на 40 м и 0,6 м³ тампонажного раствора продавлено в

пласт при давлении на устье 9 МПа. Часть раствора была вымыта на поверхность путем обратной промывки.

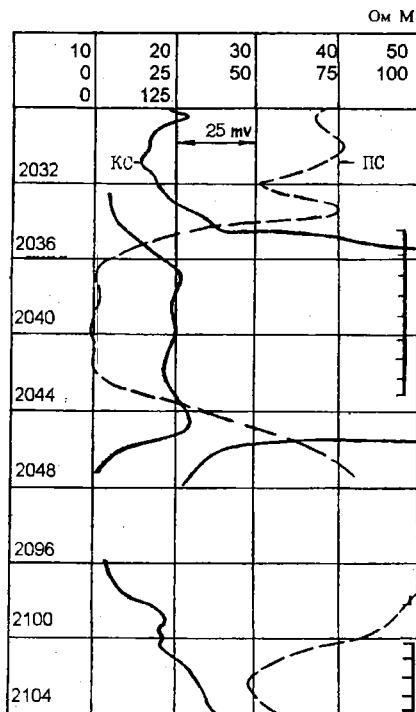


Рис. 6.1. Каротажные диаграммы скв. 303 Сатаевского месторождения

Через 24 ч ОЗЦ цементный мост в колонне был обнаружен на глубине 2014 м, то есть на 20,4 м выше верхних отверстий интервала перфорации пласта ДІ, колонна и цементный мост опрессованы давлением 8 МПа и установлена их герметичность. После разбуривания цементного моста в интервале 2014-2050 м колонна была опрессована снижением уровня жидкости в скважине и подтверждена ее герметичность.

Таким образом, за одну технологическую операцию тампонирования обводненный верхний пласт был отключен (изолирован) из эксплуатации. Пласт ДІV был перфорирован в интервале 2100,4-2104,7 м (рис. 6.1), скважина освоена методом компрессирования, после чего получен приток нефти. По результатам глубинных исследований в скважину спущен насос НСВ-1-32 на глубину 1500 м. Однако через 1 месяц произошло

нарушение герметичности отключенного верхнего пласта ДІ. Причиной последнего стало низкое качество использованного цемента, что привело к нарушению целостности цементного камня при освоении возвратного пласта глубокой депрессией, создаваемой при компрессировании. Скважина находилась в эксплуатации до февраля 1994 г., затем была остановлена.

В феврале-марте 1995 г. в скважине были проведены работы по очистке колонны, перестрелу пласта ДІ и отключению пласта ДІ двумя пакерами. Однако уже через 6,5 месяцев герметичность пакеров нарушилась, обводненность продукции выросла с 57-60% до 99%. За это время из пласта ДІV было добыто 214 т нефти.

В июне 1996 г. в скважине вновь сменили пакеры. После этого скважина эксплуатируется в течение 26,5 месяцев; обводненность добываемой продукции не превышает 30%, за исключением первых трех месяцев эксплуатации после смены пакеров.

Указанная рецептура цементного раствора для аналогичных целей была использована в скв. 337, отличающейся от предыдущей гидродинамическими условиями.

Скв. 337 (рис. 6.2) вступила в эксплуатацию так же в 1982 г. по пласту ДІ с дебитом жидкости около 75 м³/сут и содержанием воды 27%. К 1990 г. обводненность добываемой продукции достигла 90%, и скважина была переведена в пьезометрический фонд для последующего опробования пласта ДІV. Накопленная добыча нефти и воды по пласту ДІ, соответственно, 157632 т и 428191 м³.

Необходимость проведения работ по возврату на пласт ДІV была обоснована результатами исследования его ИГН, установившими нефтенасыщенность в интервале 2086,4-2090,4 м (рис. 6.2). Возможность осуществления РИР была установлена результатами исследований технического состояния скважины АКЦ и СГДТ.

Неожиданностью оказалось отсутствие приемистости отключаемого из эксплуатации пласта ДІ при устьевом давлении 10 МПа. Поэтому в пласт было закачано 6 м³ 13%-ного раствора соляной кислоты при начальном давлении 12 МПа и конечном - 6 МПа. После воздействия приемистость пласта составила 480 м³/сут при давлении 7 МПа.

Через 60-мм НКТ, спущенные на глубину 2035 м, то есть на 4,8 м ниже нижних отверстий перфорации пласта ДІ (см. рис. 6.2), в скважину было закачано 2,4 м³ цементного раствора

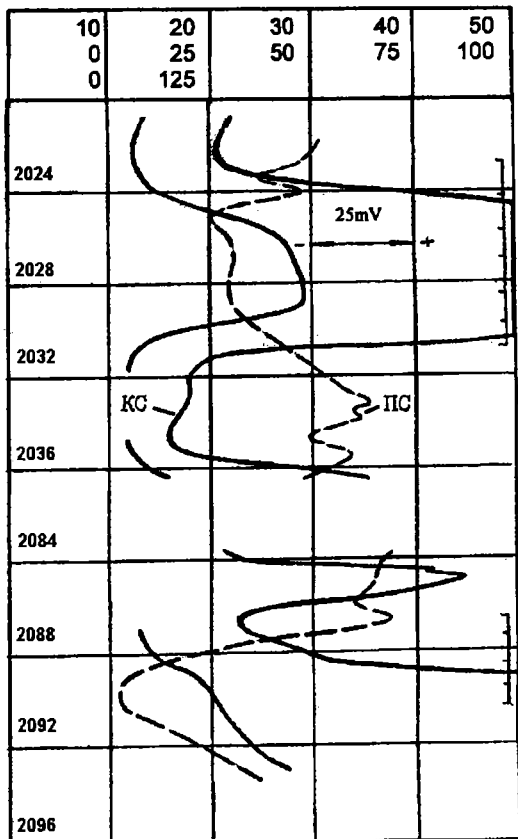


Рис. 6.2. Каротажные диаграммы скв. 337 Сатаевского месторождения

с добавлением в него 60 кг НРС-1. Приподняв НКТ на 35 м, в пласт удалось продавить всего 0,3 м³ цементного раствора при давлении 8-10 МПа.

После 24-часового ОЗЦ цементный мост был обнаружен на глубине 2004 м. Опрессовка эксплуатационной колонны давлением 10 МПа до и после разбуривания цементного моста в интервале 2004-2035 м и снижением уровня после разбуривания моста показала ее герметичность. Пласт ДІV был перфорирован в интервале 2086,4-2090,0 м, освоен методом компрессирования и получен приток нефти. После РИР скважина эксплуатировалась в течение 46 месяцев со среднесуточным дебитом нефти 2,27 т/сут, жидкости 3,61 м³ и обводненностью продукции 25% об. (рис. 6.3).

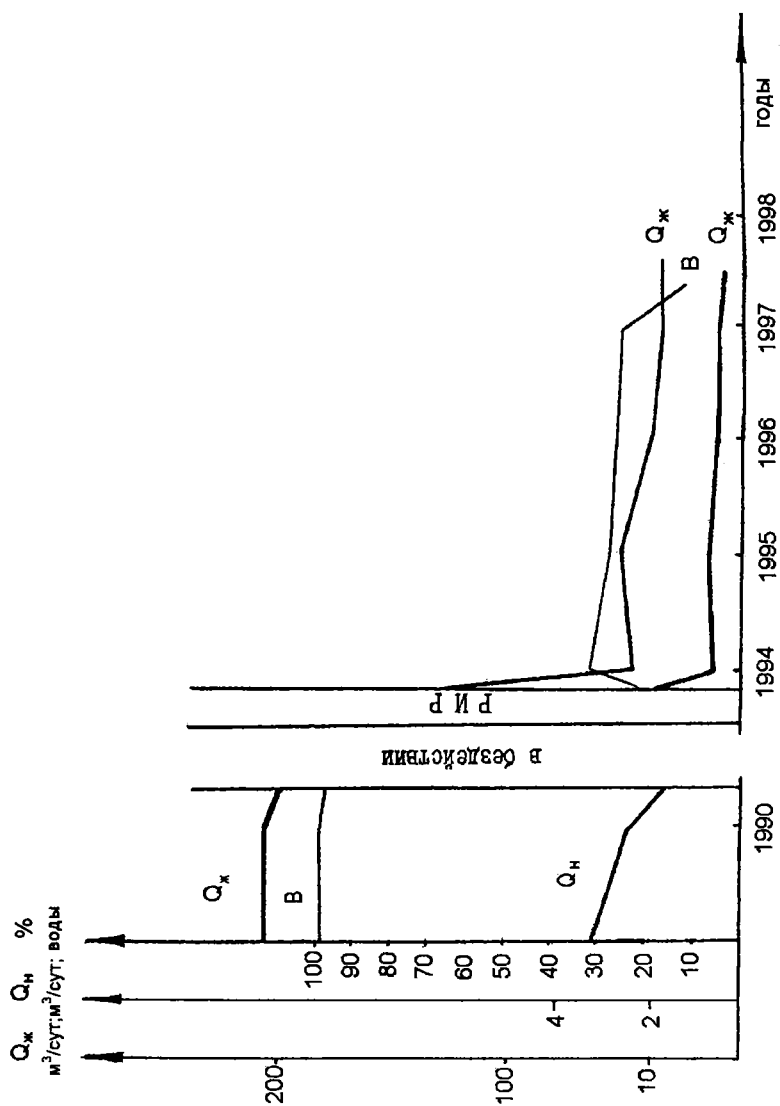


Рис. 6.3. Динамика добычи нефти до и после РИР в скв. 337 Сатаевского месторождения

Таким образом, использованная технология обеспечила надежную изоляцию верхнего полностью обводненного пласта ДІ и вовлечение в разработку нижнего пласта ДІV. За 46 месяцев из пласта ДІV добыто 3060 т нефти.

В скв. 33 первые РИР по отключению верхнего пласта ДІ были проведены еще в 1992 г. Это было закачивание традиционного цементного раствора через НКТ с пакером под давлением до 16 МПа. Однако после разбуривания цементного моста давление опрессовки эксплуатационной колонны снижалось с 10 до 1 МПа в течение 30 мин. Поэтому пласт ДІ дополнительно был изолирован двумя пакерами. При освоении компрессором был получен приток жидкости плотностью 1150 кг/м³, нефтеводораздел отбит на глубине 1067 м. Скважина эксплуатировалась глубинным насосом НСВ-1-32 в течение 14 месяцев, обводненность продукции составила, в основном, 24-36%, было добыто 391 т нефти. Затем содержание воды увеличивалось до 83%, то есть произошла разгерметизация пакеров, а качество изоляции пласта традиционным цементным раствором было низким.

Далее опытно-технологические работы по совершенствованию технологии отключения верхнего пласта были продолжены с применением легкофильтрующихся тампонажных растворов. РИР проводились в скв. 243 (рис. 6.4), вступившей в эксплуатацию в 1983 г. по пласту ДІ с дебитом жидкости 150 т/сут и обводненностью продукции до 20% об. К 1987 г. скважина обводнилась до 99% об. Поэтому она была переведена в пьезометрический фонд. Накопленная добыча нефти и воды по пласту ДІ, соответственно, 122181 т и 272647 м³.

В данной скважине кроме исследований по определению насыщенности пласта ДІV и технического состояния были проведены еще исследования РГД. Приемистость пласта ДІ составила 600 м³/сут при давлении 6 МПа. Максимальная “пика” приемистости находилась ближе к подошве пласта. Поэтому была обоснована установка скошенного конца НКТ выше перфорированных отверстий пласта ДІ. Кроме того, было запланировано произвести в течение одного дня две операции заливок с использованием тампонажного состава с коротким временем схватывания на основе смолы КФ-Ж и ЛСТ. Принятие такого решения обосновывалось необходимостью продавливания всего запланированного тампонажного раствора в пласт при первой операции тампонирования и оставления моста — во второй операции для облегчения поглощения тампонажного раствора

по всей толщине отключаемого пласта в условиях низкого (300 м) статического уровня в скважине. За три операции тампонирования в пласт ДІ было продавлено 10,4 м³ тампонажного раствора на основе смолы КФ-Ж и ЛСТ при давлении 5...8 МПа. Однако полной герметичности отключаемого интервала достигнуто не было. Давление опрессовки снижалось с 8 до 3 и с 8 до 7 МПа за 30 мин, соответственно, до и после разбуривания моста в колонне. При снижении уровня жидкости в скважине после разбуривания моста отмечался приток жидкости (1,8 м³/сут). Несмотря на это, при четвертой операции тампонирования при давлении 8 МПа пласт не принимал тампонажный раствор, при снижении уровня жидкости после разбуривания оставленного против интервала перфорации моста приток из пласта незначительный (0,4 м³/сут), давление опрессовки снижалось с 8 до 7,3 МПа за 30 мин. Таким образом, для более полной изоляции пласта ДІ при четвертой операции тампонирования оказалось достаточным минимальное количество тампонажного раствора, поглощенное пластом под гидростатическим давлением столба жидкости в скважине.

Пласт ДІV был перфорирован в интервале 2164-2166,4 м (рис. 6.4), скважина освоена компрессором и получен приток нефти. После РИР скважина эксплуатируется по пласту ДІV ЭЦН-50. В течение 6 месяцев содержание воды в продукции скважины составляло 20-30%. Затем постоянно увеличивалось и через 38 месяцев эксплуатации после РИР достигло 98%. Плотность попутно добываемой воды в течение 25 месяцев была равной 1066 кг/м³, то есть влияние закачки было значительным. Далее плотность воды увеличивается до 1121 кг/м³, что по-видимому, объяснялось обводнением пласта ДІV. Следовательно, разгерметизации отключенного пласта ДІ еще не произошло. Для проверки этого предположения были проведены специальные исследования пласта ДІV трубным пластоиспытателем (ИПТ), в результате которых при депрессии 11 МПа установлен приток минерализованной воды плотностью 1180 кг/м³ и с дебитом 61 м³/сут; статический уровень аналогичной жидкости в скважине отбит на глубине 218 м. Скважина переведена в пьезометрический фонд. За 38 месяцев из скважины дополнительно добыто 24988 т нефти. За указанный период средний дебит составил: жидкости 60 м³/сут, нефти 23,4 т/сут, содержание воды в продукции 52%.

В скв. 301 закачивание традиционного цементного раствора не обеспечило герметичности отключаемого пласта ДІ.

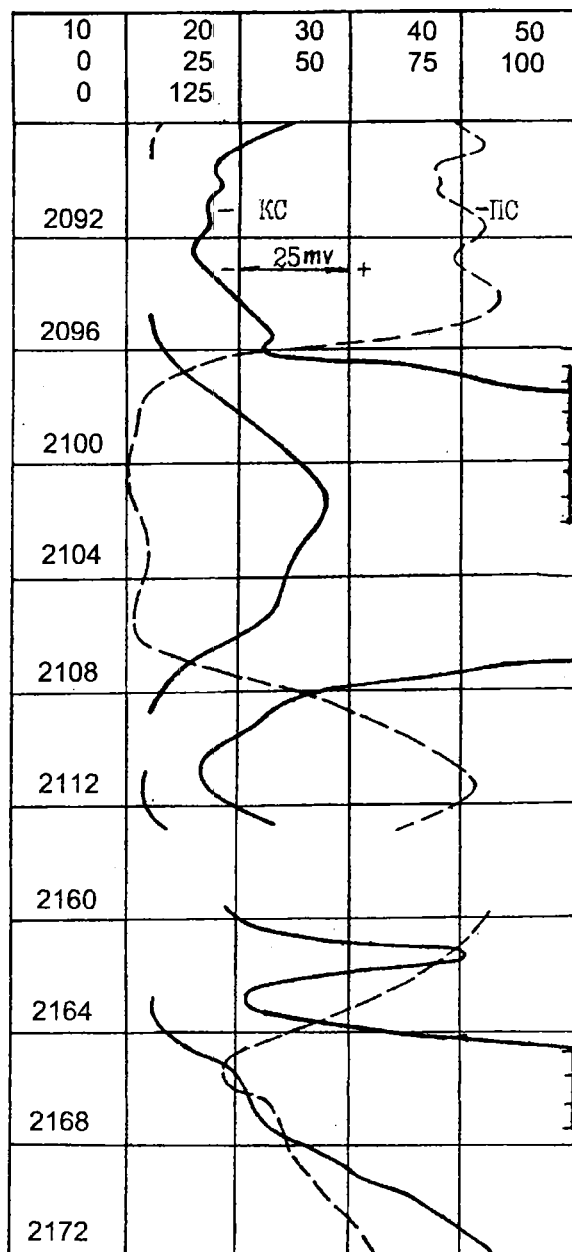


Рис. 6.4. Каротажные диаграммы скв. 243
Сатаевского месторождения

В этих условиях повторение операции РИР с использованием цементного раствора не имело смысла по причине отсутствия его проникновения в трещины уже созданного цементного камня в интервале перфорации. Поставленная цель была достигнута применением в качестве тампонажного раствора смолы КФ-Ж с отвердителем — алюмохлоридом. Необходимость четырех операций закачивания смолы КФ-Ж может быть объяснена неполным соответствием ее качества требованиям ТУ из-за условий хранения реагента. После РИР скважина в течение 29 месяцев эксплуатировалась обводненностью продукции 28-57%, после чего произошел прорыв воды. За это время из пласта ДІV добыто 1389 т нефти.

В скв. 202 перед отключением верхнего пласта ДІ были проведены специальные работы по определению насыщенности и селективной изоляции возвратного пласта ДІV. Для этого были проведены геофизические исследования указанного пласта ИГН в интервале перфорации 2090-2098 м и установлено, что интервалы 2091,6-2092,2; 2093-2094,2 и 2095,6-2096,4 м обводнены пластовой водой. При освоении пласта ДІV компрессором был получен приток жидкости плотностью 1150 кг/м³ в количестве 8 м³/сут.

Временно изолировав верхний пласт ДІ двумя пакерами, в пласт ДІV закачали около 6 м³ тампонажного раствора на основе смолы КФ-Ж и алюмохлорида. После разбуривания моста в колонне приемистость пласта ДІV уменьшилась с 480 м³/сут при Р=7,5 МПа до 166 м³/сут при Р=5-6 МПа, то есть эффект изоляции части пласта ДІV достигнут. При освоении пласта ДІV компрессором был получен приток жидкости в количестве 6,5 м³/сут, нефтеводораздел отсутствовал.

Для отключения пласта ДІ в него было закачано 4,5 м³ тампонажного раствора на основе смолы КФ-Ж и алюмохлорида. До разбуривания моста опрессовка колонны показала ее негерметичность. Поинтервальной опрессовкой пакером была установлена негерметичность ранее изолированного нарушения колонны в интервале 1395-1402 м. После разбуривания моста против интервала перфорации пласта ДІ при снижении уровня жидкости в скважине был получен приток жидкости 157 м³/сут. В этих условиях пласт ДІ дополнительно был изолирован двумя пакерами, скважина по пласту ДІV освоена компрессором в течение 12 ч, за это время отобрано 31 м³ воды и 8 м³ нефти, плотность жидкости с глубины 2000 м 1170 кг/м³, нефтеводораздел на глубине 890 м. Уже перечисленные данные освоения

скважины показывают изменение состава поступающей из пласта ДІV жидкости. Это можно оценить как положительный результат селективной изоляции обводненных интервалов пласта. Скважина обводненностью продукции 38-16% в течение 9 месяцев эксплуатировалась насосом НСВ-1-43, после чего произошло увеличение содержания воды до 93%. Смена пакеров обеспечила снижение обводненности до 22-65% только в течение двух месяцев. За 9 месяцев из пласта ДІV добыто 970 т нефти.

В данной скважине необходимость установки пакеров после тампонирования пласта ДІV была еще обусловлена негерметичностью эксплуатационной колонны. Поэтому трудно однозначно оценить долю (или влияние) притока воды из нарушения и самого пласта.

С целью повышения надежности изоляции верхнего пласта в скважинах Сатаевского месторождения испытана также комбинированная технология. Последняя заключается в предварительном тампонировании отключаемого пласта и последующем спуске колонны-летучки.

Кратко суть технологии отключения верхнего пласта путем спуска колонны-летучки сводится к следующему.

После проверки технического состояния скважины и насыщенности возвратного объекта ДІV последний перфорируется, засыпается песком и иногда над песчаной пробкой устанавливается цементный мост. Производится тампонирование интервала перфорации пласта ДІ путем закачивания цементного раствора под давлением. После ОЗЦ определяется глубина цементного моста, опрессовывается эксплуатационная колонна, разбуривается цементный мост против интервала отключаемого пласта ДІ.

Спускается колонна-летучка из 114-мм безмуфтовых (с толщиной стенок 9 мм) нефтепроводных труб в специальной компоновке (рис. 6.5). Она состоит из специального переводника (3) с левой резьбой на нижнем конце, соединяемого снизу с переводником (4), сверху — с бурильными трубами. На нижнем конце спецпереводника (3) имеется внутренняя резьба для соединения с 60-мм НКТ, находящимися внутри переводника (4) и колонны-летучки (6). На нижнем конце колонны-летучки выполняется два выреза вдоль образующей трубы в диаметральной противоположности для облегчения промывки.

Собранная компоновка колонны-летучки на 73-мм бурильных трубах спускается в скважину, разгружается на песчаный (или цементный) забой, приподнимается на 2-3 м от забоя,

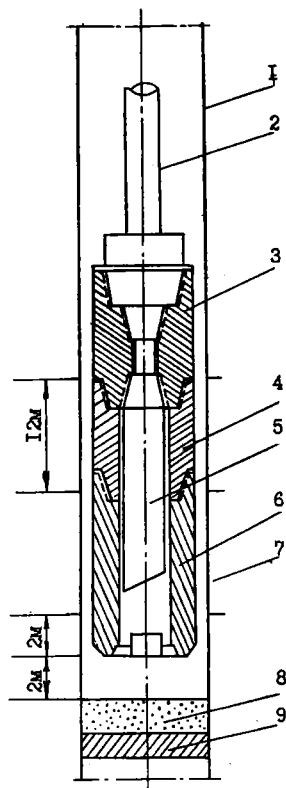


Рис. 6.5. Компоновка летучки $\varnothing 114$ мм:

- 1 — 146-мм эксплуатационная колонна; 2 — бурильные трубы $\varnothing 73$ мм;
 3 — специальный переводник с левой резьбой; 4 — специальный переводник;
 5 — НКТ $\varnothing 60$ мм; 6 — летучка $\varnothing 114$ мм; 7 — интервал перфорации отклю-
 чаемого пласта; 8 — песчаный забой; 9 — цементный мост

в скважину закачивается цементный раствор, затем продавочная жидкость из расчета выведения цементного раствора через 60-мм НКТ, находящиеся в колонне-летучке, в пространство между основной колонной и колонной-летучкой. Последняя разгружается на песчаный забой, производится отворот бурильных труб со спецпереводником и приподъем их на 2-3 м и “срезка” цементного раствора. Затем бурильные трубы спускаются до верхнего уровня колонны-летучки и вновь производится срезка цементного раствора.

После ОЗЦ колонна бурильных труб поднимается из скважины, спускается НКТ с долотом и забойным двигателем, разбуривается цементный мост, промывается песчаная пробка,

колонна опрессовывается двумя методами и производится перфорация нижнего пласта ДІV.

Проиллюстрируем на примере скважин Сатаевского месторождения технологии спуска колонн-летучек.

Скв. 195 (рис. 6.6) вступила в эксплуатацию в июне 1980 г. по пласту ДІ ЭЦН-130 с дебитом жидкости 100 м³/сут и содержанием воды в добываемой продукции 5% об. В апреле 1986 г. скважина переведена в пьезометрический фонд по причине ее обводнения на 99% (плотность воды 1110 кг/м³). Накопленная добыча нефти и воды составила, соответственно, 112571 т и 319954 м³. В процессе РИР, после проверки технического состояния скважины, перфорирован пласт ДІV в интервале 2068-2072 м (рис. 6.6). Временно отключив пласт ДІ двумя пакерами, произведена ОПЗ пласта ДІV путем закачивания 5 м³ раствора соляной кислоты 13%-ной концентрации при начальном и конечном давлении, соответственно, 15 и 5 МПа. Пласт ДІV освоен компрессированием и получен приток 31 м³ воды и 10 м³ нефти, на устье отмечался перелив нефти из скважины.

Для отключения верхнего пласта ДІ проведены следующие технологические операции. Интервал 2103-2065 м был засыпан песком, в интервале 2065-2060 м установлен цементный мост, вызван приток жидкости из пласта в количестве 56 м³ методом компрессирования для его очистки перед тампонированием, скважина фонтанировала в течение 8 ч ($P_{\text{труб}}=0,3$ МПа, $P_{\text{затр}}=0$). Произведено тампонирование пласта путем закачивания 0,25 м³ цементного раствора при давлении всего 2 МПа. Цементный мост обнаружен на глубине 2020 м, опрессован давлением 10 МПа, разбурен в интервале 2020-2060 м и установлена герметичность эксплуатационной колонны при давлении 10 МПа.

Спуск и цементирование 114-мм колонны-летучки 1,2 м³ цементного раствора были осуществлены в интервале 1967-2060 м. После разбуривания цементного моста долотом диаметром 120,6 мм в интервале 1953-1967 м основной колонны и долотом диаметром 93 мм в интервале 1967-2060 м колонны-летучки произведена опрессовка обеих колонн давлением 10 МПа, снижением уровня жидкости и установлена их герметичность; промыт забой от песка до глубины 2089 м, в скважину спущен глубинный насос НВ-32 на глубину 1493 м и вызвана подача.

Скв. 195 после РИР вступила в эксплуатацию по пласту ДІV с дебитом жидкости 10,7 м³/сут, нефти — 6,8 т/сут и содержанием воды плотностью 1170 кг/м³ — 27,6% об. Затем в течение

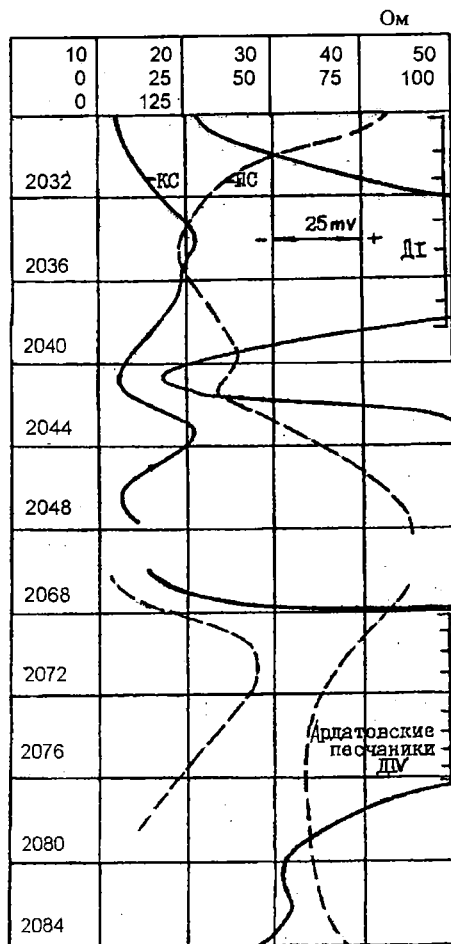


Рис. 6.6. Каротажные диаграммы скв. 195 Сатаевского месторождения

трех месяцев содержание воды составляет 0,9-10%. На шестом месяце эксплуатации обводненность продукции достигла 69,4% (плотность воды 1191 кг/м^3) при дебите жидкости $12,6 \text{ м}^3/\text{сут}$, нефти — $4,1 \text{ т/сут}$. За шесть месяцев из скважины дополнительно добыто 1200 т нефти.

Отличительной особенностью использованной в скв. 195 технологии является качественная подготовка отключаемого пласта ДІ к тампонированию. Для этого, как уже было сказано, проведена ОПЗ с последующим основательным освоением скважины компрессором вплоть до фонтанирования в течение 8 ч. Все это обеспечило глубокую очистку отключаемого пла-

ста, показателем которой является закачивание цементного раствора при давлении всего 2 МПа и герметичность интервала изоляции. Аналогичные работы проведены в скв. 206 и 289.

Частое отсутствие тампонажных растворов требуемого качества и технических средств становилось причиной применения пакеров для отключения верхнего пласта. При этом оценивались условия эксплуатации скважин по данным освоения возвратного пласта ДІV, технические возможности пакеров различных конструкций (в основном типа ПВМ, реже — фирмы Гайберсон), глубины их установки и т. д. Для отключения верхнего пласта пакеры самостоятельно установлены всего в 8 добывающих нефтяных и одной нагнетательной скважинах. Кроме того, в скв. 202 пакеры установлены после тампонирования (см. выше).

Далее на примере отдельных скважин Сатаевского месторождения рассматривается технология отключения верхнего пласта ДІ с помощью двух пакеров.

В скв. 335 в эксплуатации находились оба пласта - ДІ и ДІV. Для изучения выработки пласта ДІV верхний пласт ДІ был изолирован двумя пакерами, установленными на глубинах 2070 и 2040 м, то есть на 14 м ниже и 12 м выше интервала перфорации. Пакеры в скважину спускались на 73-мм НКТ, на которых на глубине 1500 м был установлен левый переводник. После установки пакеров и их опрессовки давлением 10 МПа НКТ были отвернуты в левом переводнике и подняты. Для освоения нижнего пласта ДІV компрессором спущены 73-мм НКТ с пусковыми муфтами. В процессе освоения в течение 31 ч из скважины извлечено 15 м³ жидкости, статический уровень отбит на глубине 1232 м, то есть очень низко. Плотность жидкости с глубины 1390 м составила 1155 кг/м³. Извлекли из скважины НКТ с пусковыми муфтами и спустили НКТ с труболовкой для извлечения пакеров. Затем повторно перфорировали пласт ДІV, произвели ОПЗ закачиванием в пласт 5 м³ раствора соляной кислоты 13%-ной концентрации при начальном давлении 14, конечном — 10 МПа. Промыли скважину от продуктов реакции и вновь спустили два пакера и установили их на прежних глубинах. При освоении пласта компрессором в течение 18 ч было извлечено из скважины около 10 м³ жидкости, в том числе 1,5 м³ нефти, статический уровень отбит на глубине 728 м, нефтеводораздел на глубине 845 м, плотность воды с глубины 1400 м — 1170 кг/м³. Таким образом, положительные результаты повторной перфорации и ОПЗ пласта ДІV бесспорны.

Глубинный насос НСВ-1-32 был спущен на глубину 1450 м, и скважина вступила в эксплуатацию. Однако уже через 3 месяца содержание воды возросло от 30 до 80%, т. е. произошла разгерметизация пакеров. Аналогичная картина наблюдалась в скв. 79. Следовательно, герметичность пакеров была нарушена в течение очень короткого времени. Интересные данные наблюдали в скв. 323. С первых дней эксплуатации после РИР содержание воды плотностью 1027 кг/м^3 составляло 54% и в течение 9 месяцев оно сохранялось примерно на указанном уровне, что не характерно для возвратного пласта ДІV. Затем в течение 4-х месяцев содержание воды снижается с 56 до 12% и в течение последующих 7-и месяцев оно не превышает 17%. В последующем обводненность продукции увеличивается до 29-30%, плотность воды также увеличивается до 1190 кг/м^3 (характерна для пласта ДІV). Перечисленные данные позволяют предположить, что герметичность пакеров была нарушена уже в первые дни работы скважины после РИР. Жидкость в скважину поступала из обоих пластов ДІ и ДІV. Затем, возможно, произошла кольматация неплотностей пакера поступающими из пласта осадками. Первоначальная величина содержания воды не может быть объяснена притоком привнесенной в пласт во время РИР жидкости, так как была произведена его очистка с помощью клапана депрессии, затем в процессе освоения компрессором в течение 20 ч было извлечено 26 м^3 жидкости, в том числе 6 м^3 нефти. Плотность жидкости на глубине 1400 м была равной 1195 кг/м^3 , то есть во время освоения скважины герметичность пакеров еще сохранялась. Скважина эксплуатируется в течение 29 месяцев.

Скв. 336 и 322 эксплуатировались после изоляции пласта ДІ пакерами, соответственно, 35 и 29 месяцев без признаков нарушения герметичности пакеров. Технологии установки пакеров и освоения перечисленных скважин аналогичны, заколонная циркуляция между пластами ДІ и ДІV отсутствует. Основной причиной быстрой разгерметизации пакеров, по-видимому, является качество резины, состояние поверхности эксплуатационной колонны в интервалах установки пакеров. Указанные причины не позволяют однозначно планировать продолжительность эксплуатации скважин, в которых верхний пласт отключается пакерами.

В целом анализ результатов проведенных испытаний различных технологий отключения верхнего девонского пласта ДІ на Сатаевском месторождении показал следующее.

Применение цементного раствора даже с улучшенными изолирующими свойствами не обеспечивает продолжительной герметичности отключенного верхнего пласта, когда тампонирующее производится без предварительной очистки его. Это наглядно иллюстрируется на примере скв. 303.

Предварительная ОПЗ отключаемого пласта соляной кислотой увеличивает продолжительность его герметичности до 46 месяцев при тех же удельных объемах ($0,04 \text{ м}^3/\text{м}$ толщины) закачанного в пласт цементного раствора (скв. 337). Последнее, по-видимому, объясняется более равномерной закупоркой пласта по его толщине.

Удельные объемы закачанного в отключаемый пласт легкофильтрующегося тампонажного раствора на основе смолы КФ-Ж увеличиваются до $0,42\text{--}1,44 \text{ м}^3/\text{м}$ толщины против $0,04\text{--}0,09 \text{ м}^3/\text{м}$ цементного раствора, что, по-видимому, является одной из основных причин более продолжительного периода герметичности отключенного пласта.

Средняя продолжительность РИР по отключению верхнего пласта тампонируанием по 6 скважинам составляет 502 ч, средняя продолжительность герметичности отключенного пласта — 23 месяца. За этот период добыто 30,8 тыс. т нефти. Разница в продолжительности герметичности верхнего пласта после РИР с использованием цементных растворов и легкофильтрующегося тампонажного состава на основе смолы КФ-Ж составляет 5 месяцев — в пользу последнего.

Средние показатели различных технологий РИР по отключению верхнего девонского пласта ДІ приведены в табл. 6.2. Из нее видно, что наилучшие технологические показатели достигнуты в результате тампонирувания. Так, средняя продолжительность герметичного периода эксплуатации скважин составляет 24 месяца против 16 месяцев при отключении пласта установкой двух пакеров. Из 4-х скважин за эффективный период из пласта ДІV всего добыто 29690 т нефти.

При применении комбинированной технологии предварительное тампонирувание отключаемого пласта производилось традиционным цементным раствором, используемым в том же количестве, что и в технологии только тампонирувания. Но в этом случае качество изоляции пласта повышается за счет создания дополнительного цементного кольца между основной колонной и колонной-лечучкой. Средняя продолжительность РИР по трем скважинам составляет 672 ч или на 110 ч больше аналогичного показателя РИР только тампонируванием.

Средние показатели различных технологий РИР по отключению верхнего девонского пласта ДІ в скважинах
Сагаевского месторождения

Технология РИР	Кол-во		Средние показатели РИР				Суммарная добыча нефти после РИР, т	Примечание
	скв.	РИР	продолжительность		добыча нефти, т			
			РИР, ч	технол. эффекта, мес.				
Тампонирувание	4	5	562	24,1	5938	29690	В скв. 303 проведены 2 РИР	
Тампонирувание+ спуск колонн-летучек	4	4	627	13 (по 2 скв.)	1625,8	3251,6	По скв. 195 и 206 эффект продол-ся, в скв. 289 пл. ДІV обводнен ко времени РИР, скв. 340 пущена в эксплуатацию 01.99 г	
Тампонирувание+ установка 2-х пакеров	2	2	371	11,5	680	1361	—	
Установка 2-х пакеров	9	9	346	11,2 (по 8 скв.)	1340 (по 7 скв.)	9381	скв. 183 не пущена в экспл. после РИР, скв. 308 — ППД	

Продолжительность герметичности отключенного верхнего пласта ДІ после РИР по комбинированной технологии по 2 скважинам составляет 5 месяцев, но обе эти скважины продолжают эксплуатироваться. В третьей скважине 289 результатами специальных исследований установлено обводнение возвратного пласта ДІV уже ко времени РИР. Следовательно, во всех трех скважинах использование комбинированной технологии обеспечило качественную изоляцию верхнего пласта ДІ. Можно ожидать, что показатели данной технологии РИР будут на уровне или даже лучше только тампонирования.

Продолжительность герметичности отключенного двумя пакерами верхнего пласта в среднем по 8 скважинам составляет 15,8 месяца, что в 1,5 раза меньше показателя тампонирования. В то же время средняя продолжительность РИР с установкой пакеров по 9 скважинам равна 346 ч, т. е. в 1,6 раз лучше показателя тампонирования. Добыча нефти как в среднем на 1 скважину, так и суммарная намного больше после РИР с применением технологии тампонирования — соответственно, 5938 и 29690 т; 1777 и 12438 т. Таким образом, с точки зрения продолжительности герметичности отключенного верхнего пласта, по-видимому, экономически оправдано применение усовершенствованных методов тампонирования.

В разделах табл. 6.2 обращает на себя внимание присутствие технологии РИР “тампонирование+установка двух пакеров”. С нашей точки зрения появление этой технологии может быть объяснено незавершенностью изоляционных работ путем повторения операции закачивания тампонажного раствора с целью догерметизации интервала отключаемого пласта. Поэтому применение данной комбинации технологий нецелесообразно.

Таким образом, испытанные технологии отключения верхнего пласта ДІ на Сатаевском месторождении показали свою жизнеспособность, обеспечили ввод в эксплуатацию нижележащего пласта ДІV и добычу около 45 тыс. т нефти по 18 скважинам, в том числе около 30 тыс. т после тампонирования 4-х скважин. Эксплуатация части скважин по пласту ДІV продолжается.

Обоснование технологий отключения верхнего пласта

РИР по отключению верхнего обводненного пласта проводятся с целью улучшения степени выработки возвратного нижнего пласта и, таким образом, увеличения текущей добычи нефти по НГДУ. При этом издержки на проведение ремонта должны покрываться величиной достигаемого технологического

эффекта. Последний зависит от ряда факторов: продолжительности эксплуатации скважины до потери герметичности отключенного верхнего пласта, коллекторских свойств возвратного пласта и остаточных запасов нефти в нем, состояния заводнения и технологий вторичного вскрытия и освоения указанного пласта, а также — оптимального режима эксплуатации скважины. По нашему мнению, совокупный результат планируемых РИР по отключению верхнего пласта должен удовлетворять следующему соотношению:

$$\Theta < 1,0, \quad (6.1)$$

$$\text{где } \Theta = \frac{C_1}{\sum Q_H (C_2 - C_3)}, \quad (6.2)$$

Θ — критерий обоснования технологии РИР;

C_1 — фактическая стоимость РИР по конкретной технологии отключения верхнего пласта, руб;

C_2 — цена реализации нефти, руб/т;

C_3 — затраты на добычу нефти из нижнего пласта за период времени (Т) от проведения РИР до потери герметичности отключенного верхнего пласта.

Зная среднюю стоимость РИР с применением каждой конкретной технологии на данном предприятии, экономику добычи нефти в периоды проведения РИР, прогнозные данные по добычным возможностям возвратного пласта и продолжительность периода эксплуатации скважины с герметичным отключенным пластом (или технологической эффективности), определяется величина коэффициента “К”, затем — соотношения “ Θ ”. Величина последнего меньше единицы свидетельствует о том, что экономические показатели добычи нефти после РИР превалируют над издержками на проведение самих РИР.

При выборе технологии РИР продолжительность эксплуатации скважины за герметичный период отключенного пласта устанавливается путем анализа уже проведенных РИР. По мере совершенствования технологий РИР и конструкций технических средств этот показатель будет изменяться в сторону увеличения. Поэтому проведение периодических анализов фактических промысловых данных будет способствовать уточнению предлагаемого подхода или критерия.

В общем случае экономическая эффективность РИР по ограничению притока воды в нефтяные скважины оценивается как по величине дополнительной добычи нефти, так и по количеству изолированной воды. Например, до РИР скважина

эксплуатирует два или более перфорированных пласта, обводнен верхний пласт, планируется отключение последнего и переход на нижний пласт. В этом случае в знаменателе соотношения (6.2) величина ΣQ_n должна определяться с учетом разницы между дебитами нефти по нижнему пласту после РИР и верхнему пласту до РИР, если известно распределение добычи нефти между пластами. При отсутствии последних дебит нефти до РИР будет соответствовать общему дебиту нефти из обоих пластов. Но в этом случае разница дебитов нефти после и до РИР может оказаться и отрицательной, если обводненность верхнего отключенного пласта была менее 100%. Кроме сказанного, знаменатель соотношения (6.2) должен состоять из суммы достигаемого экономического эффекта за счет добычи дополнительной нефти и количества изолированной воды.

В то же время при определенных параметрах (дебит жидкости, обводненность) эксплуатации ремонтируемой скважины соотношение (6.1) может выполняться и при любом минимальном дебите нефти после РИР только за счет сокращения затрат на добычу, перекачивание и подготовку попутной воды. Поскольку основной задачей проводимых РИР все-таки является увеличение текущей добычи нефти путем ввода в разработку возвратного пласта, в обосновании выбора технологии учитывать экономический эффект за счет ограничения притока воды нецелесообразно.

В процессе эксплуатации скважины после РИР возвратный пласт также будет обводняться. Факт увеличения обводненности добываемой продукции из возвратного пласта устанавливается промысловыми исследованиями (сравнение плотностей воды из разных пластов, проведение геофизических исследований). В этом случае суммарный технологический эффект по нефти подсчитывается за рентабельный период ее добычи. Кроме того, при оценке среднестатистической величины продолжительности эффекта изоляции верхнего пласта скважины, в которых возвратный пласт достаточно быстро обводнился своей водой, должны быть исключены из анализа.

Как нетрудно догадаться, суммарная добыча нефти (ΣQ_n) в соотношении (6.2) зависит от среднесуточного дебита нефти, получаемой после РИР из возвратного пласта, и продолжительности периода эксплуатации скважины с герметичным верхним пластом. Последняя показывает степень соответствия самой технологии изоляционных работ геологическим и гидродинамическим условиям отключаемого пласта. Кроме того, величина

соотношения (6.2) зависит и от стоимости РИР, являющейся аккумулярованным показателем уровня используемой технологии и организации производства.

В табл. 6.3 в качестве примера приведен расчет величины коэффициента “К”, представляющего знаменатель соотношения (6.2), и критерия обоснования технологии “Э” для условий проведения РИР по отключению верхнего пласта ДІ и переходу на пласт ДІV в скважинах Сатаевского месторождения. При этом величины C_2 и C_3 приняты равными, соответственно, 400 и 241 руб/т на основании фактических данных АНК “Башнефть” и НГДУ “Аксаковнефть” за 1998 г., то есть $(C_2 - C_3) = 159$ руб/т. В знаменателе соотношения (6.2) доля добычи нефти из верхнего пласта не учитывается из-за практически полного его обводнения задолго до времени проведения РИР. Для наглядности данные табл. 6.3 изображены графически на рис. 6.7.

Как видно из представленных данных, зависимость между рассматриваемыми параметрами близка к показательной функции. На рис. 6.7 точка пересечения каждой кривой с осью абсцисс соответствует ожидаемому дебиту нефти, при котором расходы на проведение РИР равны достигаемому экономическому эффекту (то есть прибыль отсутствует). Любая точка на кривых в области ниже оси абсцисс показывает эксплуатацию скважины после РИР при дебитах нефти, обеспечивающих достижение прибыли. Причем, чем больше степень уменьшения величины “Э” по отношению к единице, тем больше прибыли. Но ее величина различная в зависимости от фиксированных граничных значений величин “ C_1 ” (стоимость РИР) и “Т” (продолжительность РИР). При увеличении ожидаемого дебита нефти до 9 т/сут достигается максимальное уменьшение величины “Э” — до 0,2. Последняя соответствует пятикратной окупаемости затрат на проведение РИР. Дальнейшее увеличение дебита нефти при одновременном увеличении “ C_1 ” и “Т” не приводит к уменьшению величины “Э”.

Рассмотрение отдельных кривых на рис. 6.7 показывает следующее. Для случая $C_1 = 50$ тыс. руб и $T = 90$ сут (кривая 1) при дебите нефти более 3,9 т/сут проведение РИР по отключению верхнего пласта является оправданным. Для условий $C_1 = 70$ тыс. руб и $T = 180$ сут (кривая 2) проведение РИР целесообразно при ожидаемом дебите нефти более 2,4 т/сут. Область между кривыми 1 и 2 соответствует условиям $50 < C_1 < 70$ тыс. руб и $90 < T \leq 180$ сут.

Расчетные величины коэффициента “К” (тыс. руб.) и критерия обоснования технологии “Э” (доли) в зависимости от дебита скважины после ГИР (Q, т/сут) для различных фиксированных значений стоимости ГИР (C₁, тыс. руб.) и продолжительности эксплуатации скважины до потери герметичности отключенного верхнего пласта (T, сут)

Дебит нефти, т/сут	Расчетные величины “К” и “Э” для различных значений “C ₁ ” и “T”															
	C ₁ =50; T=90		C ₁ =70; T=180		C ₁ =90; T=270		C ₁ =110; T=360		C ₁ =130; T=450		C ₁ =150; T=540					
	К	Э	К	Э	К	Э	К	Э	К	Э	К	Э	К	Э	К	Э
1	14	3,57	29	2,41	43	2,09	57	1,93	72	1,8	86	1,74				
2	29	1,72	57	1,23	86	1,05	115	0,96	143	0,91	172	0,87				
3	43	1,16	86	0,81	129	0,70	172	0,64	215	0,60	258	0,58				
4	57	0,88	114	0,61	172	0,52	229	0,48	286	0,45	343	0,44				
5	72	0,69	143	0,49	215	0,42	286	0,38	358	0,36	429	0,35				
6	86	0,58	172	0,41	258	0,35	343	0,32	429	0,30	515	0,29				
7	100	0,5	200	0,35	301	0,30	401	0,27	501	0,26	601	0,25				
8	114	0,44	229	0,31	343	0,26	458	0,24	572	0,23	687	0,22				
9	129	0,39	258	0,27	386	0,23	515	0,21	644	0,20	773	0,19				
10	143	0,35	286	0,24	429	0,21	572	0,19	716	0,18	859	0,17				
11	157	0,32	315	0,22	472	0,19	630	0,17	787	0,16	944	0,16				
12	172	0,29	343	0,20	515	0,17	687	0,16	859	0,15	1030	0,15				
13	186	0,27	372	0,19	558	0,16	744	0,15	930	0,14	1116	0,13				
14	200	0,25	401	0,17	601	0,15	801	0,14	1002	0,13	1202	0,12				
15	215	0,23	429	0,16	644	0,14	859	0,13	1073	0,12	1288	0,12				

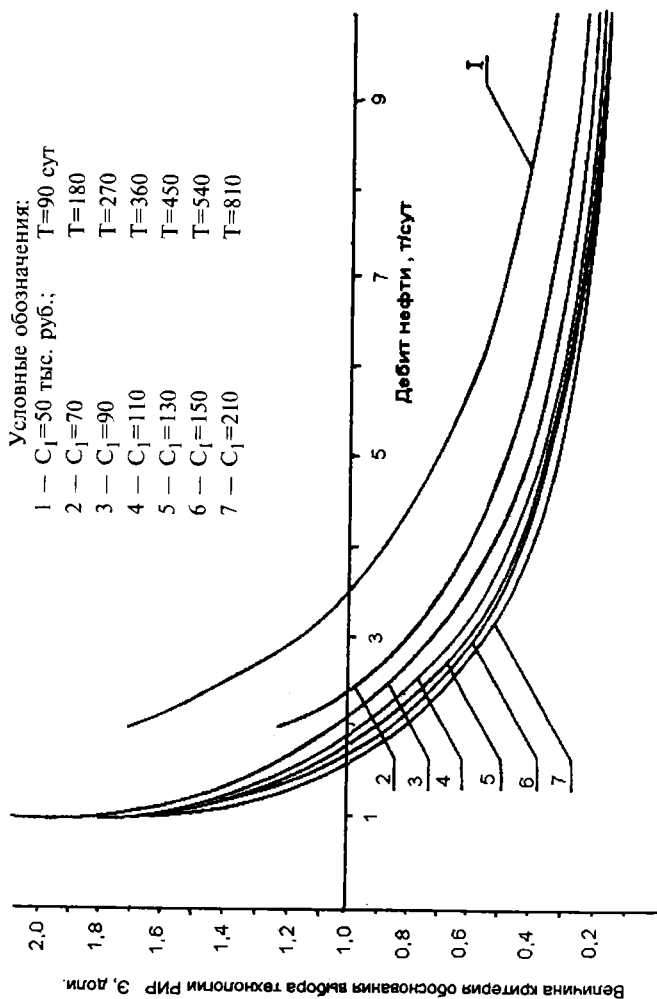


Рис. 6.7. Зависимость величины Э от дебита нефти при различных факсированных значениях C_1 и T

Теперь по данным табл. 6.3 и кривым рис. 6.7 попытаемся обосновать планируемую технологию РИР для отключения верхнего пласта в скважинах Сатаевского (и ему подобных) месторождения. Для этого воспользуемся данными табл. 6.2, где приведены технико-экономические данные анализа применяемых технологий в НГДУ “Аксаковнефть” за последние 5 лет. Например, средняя стоимость РИР с применением технологии тампонирования составляет 162 тыс. руб в ценах 1998 г. На рис. 6.7 этому условию наиболее близка область между кривыми 6 и 7, точки пересечения которых с осью абсцисс соответствуют дебиту нефти 1,6-1,7 т/сут. Последнее означает, что технология тампонирования может быть применена при любом ожидаемом дебите нефти более 1,6-1,7 т/сут, максимальной продолжительности эксплуатации скважины до потери герметичности отключенного верхнего пласта, равной 540-720 сут (1,5-2 года), и ожидаемой стоимости РИР около 150 тыс. руб. Полученные расчетные величины с некоторой долей погрешности согласуются с данными табл. 6.2. С увеличением фактического дебита нефти после РИР, по сравнению с ожидаемым, время окупаемости затрат будет уменьшаться, а степень окупаемости — возрастать.

Статистическая обработка данных табл. 6.3 показала, что между величинами Э и Q существует зависимость типа $y=ab^x$:

$$\mathcal{E}=2,0925\cdot\Sigma Q_n^{-1,002} \quad (6.3)$$

В табл. 6.4 приведены коэффициенты уравнения регрессии (6.3) для различных значений C_1 и T.

Сопоставление между собой данных табл. 6.2; 6.3 и рис. 6.7 показывает, что применение пакеров для отключения верхнего

Таблица 6.4

Таблица коэффициентов в уравнениях регрессии
для определения эффективности работ КРС
($\mathcal{E}=A\cdot Q_n$)

Шифр линии	A	C	R2
$C_1=50$ T=90	3,51	-1,0023	0,9999
$C_1=70$ T=180	2,4474	-1,0034	0,9998
$C_1=90$ T=270	2,0981	-1,0024	0,9999
$C_1=110$ T=360	1,914	-0,9991	0,9997
$C_1=130$ T=450	1,8064	-1,0003	0,9998
$C_1=150$ T=540	1,7455	-1,0014	0,9993
$C_1=210$ T=810	1,615	-0,9925	0,9995
Общий график	2,0925	-1,0002	0,9069

пласта в скважинах того же Сатаевского месторождения может быть обосновано по кривой 3: ее точка пересечения с осью абсцисс соответствует ожидаемому дебиту нефти около 2,1 т/сут. Следовательно, технология РИР по отключению верхнего пласта с применением пакеров целесообразно применять при ожидаемом дебите нефти из возвратного нижнего пласта не менее 2,1 т/сут и максимальной продолжительности эксплуатации скважины до потери герметичности отключенного верхнего пласта, равной 270 сут. Фактические данные табл. 6.2 близки к вычисленному.

Построенная зависимость должна уточняться по мере изменения цены реализации и затрат на добычу нефти. При необходимости шаг изменения продолжительности работы скважины до потери герметичности отключенного пласта и стоимости РИР может быть изменен в сторону увеличения или уменьшения в зависимости от конкретных условий эксплуатации скважин месторождения.

Описанный подход к обоснованию выбора технологий РИР по отключению верхнего пласта может использоваться и при проведении работ по ограничению водопритока путем отключения нижнего пласта и отключения обводненных интервалов пласта на любом месторождении.

Таким образом, испытанные технологии отключения верхнего пласта ДІ на Сатаевском месторождении обеспечили ввод в эксплуатацию нижележащего пласта ДІV и добычу около 45 тыс. т нефти по 18 скважинам, в том числе около 30 тыс. т после тампонирувания.

6.2. Комплексная технология РИР с тампонируванием верхнего пласта и предотвращением загрязнения возвратного нижнего объекта

Сущность комплексной технологии заключается в том, что после изоляции (отключения) верхнего пласта путем закачивания в него цементного раствора или других тампонажных составов, оценки качества изоляционных работ в интервал возвратного объекта закачивается состав УНИ-1 (или УНИ-3), производятся перфорация и освоение этого объекта [98].

Ниже приводятся более подробное содержание РИР на примере отдельных скважин и их технологические результаты (табл. 6.5).

Таблица 6.5

**Данные применения комплексной технологии РИР по отключению верхнего пласта с предотвращением
загрязнения возвратного объекта**

№ п/п	№ скв.	Интервал перфорации, м		Технология отключения верхнего пласта	Объем заказан- ной ЖГС, УНИ, м³	Дебит скважины из возвратного объекта		Обвод- нен- ность продук- ции, %	Добыча нефти после РИР, т	Про- должи- тельность РИР, ч	Время гер- метично- сти от- ключ. пла- ста, мес.
		до РИР	после РИР			по жид- кости, м³/с	по нефти т/с				
1	11 Зн.	C ₁ ^{bob} 1704,2- 1705	C ₁ ^{top} 1714,2- 1720,8	Цемент. заливка под давле- нием, 1,6 м³	1	6,0	2,0	62,8	102	409	10
2	156 Сат.	Д1 2031,4- 2021,4	Д1V 2084- 2088	Установка шлипсового и нажимного пакера	1	5,8	2,0	37	381	207	11
3	289 Сат.	Д1 1995,6- 2007	Д1V 2064,2- 2065,8	Цемент. заливка под давлен. 2 м³, спуск 114- мм колонны- летучки	1	0,4	5,1	90,5	154	771	15
4	340 Сат.	Д1 2053,2- 2060	Д1V 2117- 2118,4	Цемент. заливка под давлен. 2 м³, спуск 114- мм колонны- летучки в инт. 2024-2095	1	8,5	2,3	62	72,6	437	пущена в работу 1.01.99

Скв. 340 Сатаевского месторождения находилась в эксплуатации в качестве нефтяной добывающей по пласту ДІ с 1984 г. К концу 1992 г. она полностью обводнилась. В течение всех восьми лет эксплуатировалась ЭЦН; накопленная добыча нефти и воды, соответственно, составила 56473 т и 307784 м³. В 1993 г. она была освоена под нагнетание по пласту ДІ.

Первой неожиданностью оказалось то, что после закачивания в скважину 35 м³ пластовой воды для замены объема циркуляция жидкости не восстановилась. В скважину на 73-мм НКТ был спущен лепестковый фрезер до глубины 2070 м при интервале перфорации пласта ДІ 2053,2...2060,0 м (рис. 6.8). Циркуляция жидкости не восстановилась даже путем обратной промывки. После этого была проверена герметичность 168-мм эксплуатационной колонны путем закачивания воды по затрубному пространству под давлением 8,0 МПа при установленном на глубине 2003 м пакере. Результаты опрессовки показали герметичность колонны, что, в свою очередь, подтвердило отсутствие циркуляции жидкости по причине поглощения ее пластом ДІ. Поэтому в него было закачено 20 м³ глинистого раствора с добавлением древесных опилок. Однако заметного снижения интенсивности поглощения добиться не удалось. В этих условиях в интервал перфорации было закачено 1,6 м³ цементного раствора при очень низком давлении — около 3...5 МПа. Для определения качества цементного кольца за эксплуатационной колонной и насыщенности пласта ДІV были произведены геофизические исследования ИГН, РК, СГДТ, УЗБА. По данным исследований кровля пласта ДІV в интервале 2117,0...2118,4 м нефтенасыщена, подошва в интервале 2118,4...2120,0 м обводняется пластовой водой (рис. 6.8); цементное кольцо в интервале 1997,0...2122,0 м имеется, сцепление цемента с колонной в указанном интервале частичное и сплошное.

Таким образом, результаты предварительных исследований скважины и возвратного пласта ДІV показали целесообразность его опробования в благоприятном режиме с точки зрения сохранения коллекторских свойств. С этой целью эксплуатационная колонна в интервале залегания пласта ДІV и выше была заполнена 1 м³ жидкости УНИ-1, пласт перфорирован в интервале 2117,0...2118,4 м 12 выстрелами ПК-105С. Для определения гидродинамических параметров пласта ДІV производились исследования трубным пластоиспытателем при депрессии 12,2 МПа. При этом был получен приток газированной нефти со слабогазированной минерализованной водой (дебит жидкости

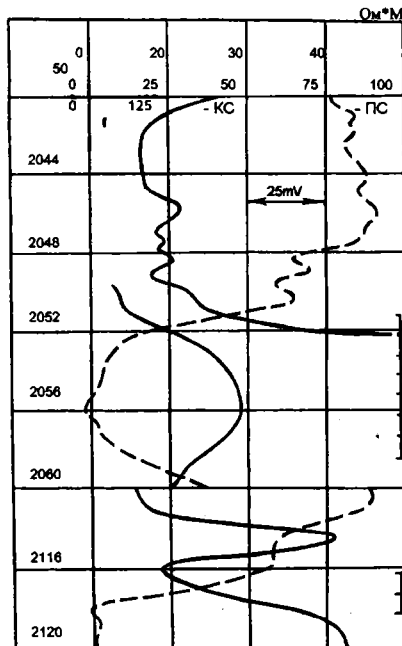


Рис. 6.8. Каротажные диаграммы скв. 340
Сатаевского месторождения

36 м³/сут, обводненность 64%). Исследования КИП дали следующие результаты: Н_{ст}-527 м, ВНР-990 м, плотность жидкости 1145 кг/м³. Исходя из небольшой нефтенасыщенной толщины пласта ДІV и обводнения его подошвенной части, полученные результаты притока можно считать близко соответствующими фактической характеристике пласта.

Для улучшения изоляции отключаемого пласта ДІ, имеющего сложные гидродинамические условия, было принято решение дополнительно изолировать его 114-мм колонной-летучкой. Перед этим в интервал возвратного пласта ДІV было закачано 0,5 м³ жидкости УНИ. Затем пласт засыпан песком, а сверху песчаной пробки установлен цементный мост. Колонна-летучка была спущена в интервал 2024,0...2095,0 м и зацементирована цементным раствором повышенной адгезии с металлом, достигаемой добавлением нитрита натрия. После ОЗЦ основная эксплуатационная колонна и колонна-летучка были опрессованы давлением и снижением уровня, разбурен цементный мост и промыта песчаная пробка против пласта ДІV, в скважину спущен глубинный насос НСВ-32. По первым

замерам обводненность продукции из пласта ДІV составила 62%, т. е. близка к степени естественного обводнения.

ОТР по испытанию комплексной технологии были проведены также в скв. 11 Знаменского месторождения. Отличительная особенность проведенных работ заключается в том, что возвратный объект представляет собой карбонаты турнейского яруса. Поэтому принципиально важным было оценить возможности жидкости УНИ по сохранению коллекторских свойств в карбонатом пласте.

Опытная скважина эксплуатировалась по бобриковскому горизонту с 1986 г. Начальный дебит жидкости был равен 3,6 м³/сут при обводненности продукции 45%. Накопленная добыча воды и нефти, соответственно, 34,5 тыс. м³ и 3,5 тыс. т. Ко времени РИР дебит жидкости — 15 м³/сут, нефти — 0,4...0,5 т/сут, обводненность продукции более 96%. Интервал перфорации 1704,2...1705,0 м (рис. 6.9) бобриковского горизонта был отключен путем тампонирования цементным раствором, герметичность эксплуатационной колонны проверена опрессовкой давлением и снижением уровня жидкости в скважине, закачано 1 м³ жидкости УНИ-1 в интервалы залегания турнейского яруса, произведена перфорация последнего в интервале 1714,2...1720,8 м (рис. 6.9). После этого были проведены кислотная обработка пласта закачиванием 5 м³ 13%-ного раствора соляной кислоты под давлением 8,0...4,0 МПа, свабирование в течение 31 ч. При этом уровень жидкости снижали до 1130 м, всего извлекли из пласта 20 м³ воды; 0,1 м³ нефти. Исследованиями КИП статический уровень жидкости был отбит на глубине 521 м, ВНР-830 м, плотность воды 1175 кг/см³. По данным исследований в скважину спущен глубинный насос НСВ-32 на глубину 1450 м.

После РИР дебит жидкости достаточно стабильный -5...6 м³/сут, нефти — в первые три месяца уменьшается от 2 до 0,7 т/сут, обводненность увеличивается с 62 до 87,5%. Полученные результаты РИР объясняются скорее всего или нарушением цементного кольца между объектами разработки или обводнением возвратного объекта.

Аналогичные работы проведены еще в трех скважинах Са-таевского и одной скважине Знаменского месторождений (табл. 6.5). По четырем скважинам установлено положительное влияние предложенного метода освоения возвратного объекта.

Заложенная в комплексную технологию идея сохранения коллекторских свойств возвратных пластов была проверена также в процессах РИР по переходу с нижнего объекта

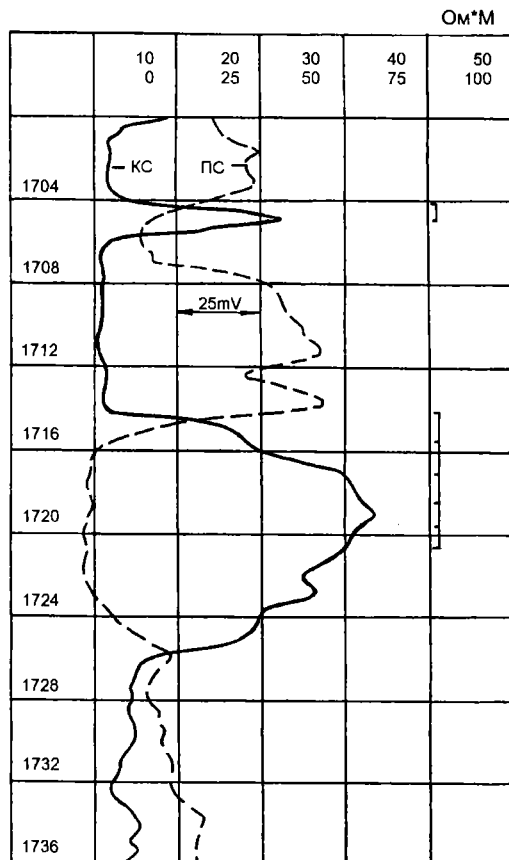


Рис. 6.9. Каротажные диаграммы скв. 11 Знаменского месторождения

разработки на верхний на различных месторождения НГДУ “Аксаковнефть”. Так, скв. 273 Знаменского месторождения эксплуатировалась с 1986 г. по турнейскому горизонту, перфорированному в интервале 1670,0...1676,4 м. Начальный дебит жидкости 2 м³/сут глубинным насосом НСВ1-32. К 1997 г. накопленная добыча воды и нефти составила, соответственно, 16 тыс. м³ и 1,3 тыс. т, обводненность добываемой продукции достигла 99%. Поэтому было принято решение о переходе на вышележащий бобриковский горизонт.

В процессе РИР была обнаружена негерметичность эксплуатационной колонны в интервале 730...732 м. После двух операций закачивания цементного раствора в нарушение полной герметичности колонны добиться не удалось: давление опрессовки снижалось с 10 до 5 МПа за 30 мин, при снижении уровня до

глубины 1003 м приток жидкости составил 0,2 м³/сут, т. е. незначительный. В этих условиях интервал перфорации турнейского яруса был отключен установкой цементного моста. Против интервала залегания бобриковского горизонта закачано 1 м³ жидкости УНИ-1, произведена перфорация в интервале 1658,8...1660,8 м. После этого НКТ с пакером были спущены на глубину 1600 м, осуществлено свабиrowание в течение 21 ч и извлечено из скважины 9 м³ жидкости, в том числе 8,5 м³ нефти. Путем глубинных исследований КИП были получены следующие данные: Н_{ст}=134 м, ВНР-780 м, плотность воды 1195 кг/м³. В скважину были спущены НКТ с пакером, установленным ниже интервала негерметичности эксплуатационной колонны, а насос НСВ-32 был установлен на глубине 1500 м. После РИР в первый месяц эксплуатации добывалась практически безводная нефть (дебит 6,1 т/сут). Далее обводненность добываемой продукции увеличилась до 17,3...30,8% в течение 6 месяцев. К сентябрю 1998 г. из бобриковского горизонта добыто более 1 тыс. т нефти при средней обводненности 22%. Как видно из приведенных данных, скважина эксплуатируется на уровне своих потенциальных возможностей. Особенно характерным является безводный приток нефти сразу же при вступлении скважины в эксплуатацию после РИР, подтверждающий результаты лабораторных исследований по обоснованию видов и свойств ЖГС.

Аналогичные по технологии работы были проведены также в скв. 442 Восточно-Белебеевского месторождения. Но при этом был осуществлен переход с пласта Д1 на Кыновский горизонт, то есть на верхний пласт. Скважина находилась в эксплуатации по пласту Д1 с 1990 г. Ко времени РИР накопленная добыча нефти и воды составила, соответственно, 3,9 тыс. т и 95 тыс. м³; обводненность продукции 96,4%. После РИР из песчаников кыновского горизонта добыто 425 т нефти, обводненность продукции на октябрь 1998 г. составляет 39%. Скважина продолжает эксплуатироваться. Всего РИР по переходу на верхний пласт проведено в 16 скважинах Знаменского, Яновского, Белебеевского и Хомутовского месторождений (табл. 6.6). Оценка технологической эффективности применения ЖГС на основе УНИ производилась путем сравнения параметров работы скважины до и после РИР или — сравнения с работой скважин, эксплуатирующихся в аналогичных условиях. В целом результаты проведенных экспериментов показывают, что сокращается время освоения скважин, увеличивается дебит нефти на 20% и более. По всем 16 скважинам дополнительно добыто 6761 т нефти.

Вторичное вскрытие пласта с применением составов УНИ при переходе из нижнего пласта на верхний

281

Опытно-технологические работы по испытанию жидкостей УНИ в процессе подземного ремонта скважин

Как известно, среди всех ремонтных работ доля подземного ремонта скважин наибольшая. Подавляющее большинство их производится путем глушения скважин (или замены объема жидкости) с применением жидкостей на водной основе. Отрицательное воздействие последних на продуктивность пластов уже было предметом нашего анализа.

Поэтому в данном разделе представляется целесообразным обращение к результатам испытаний в качестве жидкости для глушения составов УНИ-1 и УНИ-3. Они были испытаны в скважинах Сатаевского, Знаменского, Яновского, Городецкого и др. месторождений. При этом использовались два технологических варианта. По первому варианту составы УНИ применялись непосредственно в процессе подземного ремонта 12 скважин. Технологическая эффективность проведенных работ определялась по изменению параметров технологических режимов эксплуатации скважин и путем расчета величины дополнительной добычи нефти. Как видно из табл. 6.7, из 12 операций по глушению скважин в 8 случаях произошло снижение обводненности продукции на 2...10% об. Средняя величина коэффициента прироста дебитов скважин изменялась в пределах 1,2...2,4 ед., средняя продолжительность эффекта составила 3...4 месяца. За анализируемый период дополнительная добыча нефти составила 657 т или 55 т на 1 скважину.

По второму варианту опытные работы осуществлены в скважинах, где ПРС не производился, но моделировались глушение скважины и ее остановка на время, соответствующее средней продолжительности ПРС. Исследовательские работы проводились в два этапа. Вначале скважина глушилась пластовой водой плотностью 1190 кг/м³ в объеме 30 м³, после чего производилась имитация ПРС в течение 4 сут. (скважина простаивала) и затем запускалась в работу. На втором этапе в интервал перфорации продуктивного пласта закачивалось 6 м³ жидкости УНИ, затем производилось глушение (замена объема) 30 м³ пластовой воды. На каждом этапе производились исследования по отбору проб жидкости и определению ее обводненности, замеру дебитов, динамических и статических уровней. Результаты промыслового эксперимента показали следующее.

Во-первых, вывод скважин на первоначальный режим после их глушения обычной ЖГС происходит в течение 3...5 и более недель, а после применения ЖГС на основе составов УНИ

Таблица 6.7

Результаты ПРС путем глушения скважин составами УНИ

№ п/п	№ скв.	Пласт	Толщина пласта, м	Объем закачан. ЖГС- состава УНИ, м ³	Qж, м ³ /сут		Qн, т/с		Обводненность, %		Продуктив. по нефти, т/сут-атм		Объем дополнит. добычи нефти, т
					до ПРС	после ПРС	до ПРС	после ПРС	до ПРС	после ПРС	до ПРС	после ПРС	
1	387 Г	CI	10	5	8,4	14	3,5	8	44	36,5	0,13	0,21	136,8
2	404 Г	CI	7	6	2,2	1,8	0,5	0,7	74	68	0,01	0,02	6,1
3	369 Сеп.	DII	13	2	170	185	3,1	7,6	98	96	0,09	0,13	136,8
4	2358 Ян.	CI	12	2	7	12	6,2	13,5	10	11	0,04	0,12	133,8
5	1325 Ян.	DI	7	1,5	45	38	31,4	35,8	14,1	6/в	0,42	0,62	133,8
6	1296 Ян.	DI	7	7	8	8	3,1	4,2	554	37	0,19	0,2	33,4
7	31 Зн.	CI	3	3	10	10	4,8	5,8	41,4	36,5	0,19	0,23	30,4
8	78 Зн.	CI	3	3	12	10	3,8	3,2	43,2	47,7	0,15	0,2	-18,2
9	120 Шк.	DI	1	1	187	190	3,7	6,4	97,2	96,3	0,14	0,2	82,1
10	1339 Ян.	DI	8	8	3	4,2	2,5	3,4	0,1	3,1	0,16	0,18	27,3
11	1344 Ян.	DI	8	8	15,5	9	8,7	7,2	33	4,8	0,55	0,5	-45,6
12	2421	CI	3	3	2	2	0,5	0,3	53	58	0,021	0,01	-9

— в течение 7...10 дней. Во-вторых, коэффициент продуктивности скважин после применения составов УНИ возрастает до 23%. В-третьих, наблюдается увеличение дебита жидкости в течение первых двух месяцев работы скважины. Процесс исследований и полученные результаты наглядно иллюстрируются в табл. 6.8 и рис. 6.10.

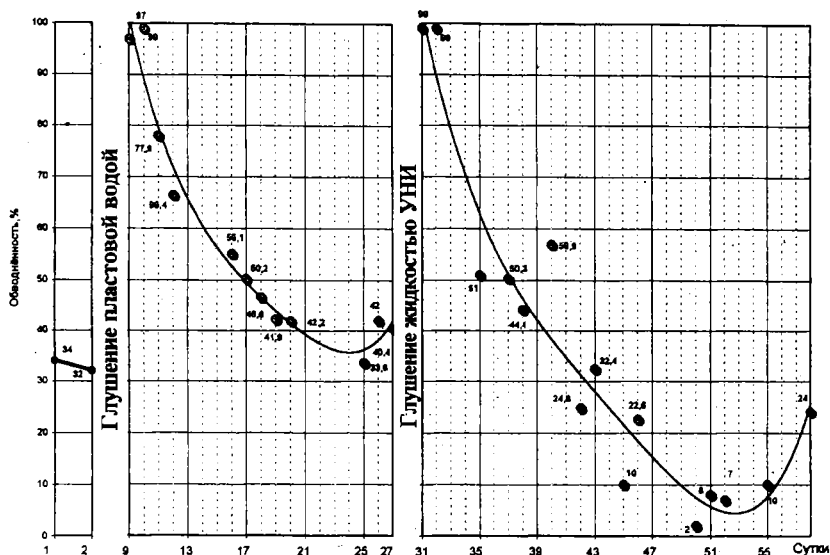


Рис. 6.10. Зависимость обводненности от состава ЖГС по скв. 387
Городецкого месторождения

6.3. Разработка и совершенствование технологий ремонтно-восстановительных и ликвидационных работ

Научно-исследовательские и опытно-технологические работы по оздоровлению фонда скважин были начаты на одном из старейших месторождений — Туймазинском, где 72,4% фонда нагнетательных скважин было пробурено до 1960 г. [54]. Затем аналогичные работы были продолжены в скважинах Шкаповского месторождения, эксплуатирующихся в аномальных геолого-технических условиях.

Опыт проведения РВР в скважинах указанных месторождений одновременно использовался и на других месторождениях. Следует отметить, что в процессе осуществления работ по программе оздоровления фонда скважин изменились некоторые

Результаты испытания ЖГС в скважине 387 Городецкого месторождения

Отра- бот. время, сут.	Дата ис- следова- ния	Уровни жидкости		Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	Обвод- ненность	К _{пр} по нефти, т/сут·атм
		Н _{ст}	Н _{дин}				

Режим работы скважины до глушения

17.04.95	907	1127	7,3	4,8	34	0,15
18.04.95			5,5	3,5	30	0,11

21.04.95 Глушение скважины 30 м³ пластовой воды.

24.04.95 Простой скважины. Режим работы скважины после глушения

1	25.04.95	480	549	8,4	0,2	97	0,01
2	26.04.95		793	8,4	0,1	99	0,01
3	27.04.95			7,3	2,4	64	0,12
4	28.04.95		1005	8,3			
8	2.05.95	725		11,0	0,5	0,45	0,02
9	3.05.95		1003	5,4	2,4	50,2	0,12
10	4.05.95			11	53	46,6	0,26
11	5.05.95			8	4,2	42,2	0,2
12	5.06.95			8	3,4	41,9	0,2
17	11.05.95			9	7,1	12	0,35
18	12.05.95			8	3,8	47,7	0,19
19	13.05.95			8	4,3	40,4	0,21

15.05.95 Глушение скважины 5 м³ УНИ и 30 м³ пластовой воды.

17.05.95 Пуск скважины в работу

1	18.05.95			10	0,1	99	0,11
2	19.05.95			10	0,1	99	
5	22.05.95			10	4,9	45,1	0,13
7	24.05.95			10	4,5	50,3	0,12
8	25.05.95			10	5,8	35,3	0,16
10	27.05.95			20	9,3	48,6	0,25
12	29.05.95			16,8	6	60,0	0,16
13	30.05.95			16,8	8,3	45	0,22
15	1.06.95		1169	16,8	13,6	10	0,37
16	2.06.95			16,8	10	34	
21	7.06.95			14	11,6	8	
22	8.06.95			17,8	14,9	7	

представления о путях ее решения (например, вопросы наращивания цементного кольца).

Таким образом, начатые в начале 90-х годов и продолжающиеся в настоящее время работы по оздоровлению фонда скважин позволили выработать комплексный подход к решению проблемы, начиная со строительства скважины и заканчивая ее физической ликвидацией.

На первоначальном этапе ОТР по разработке, совершенствованию и внедрению технологий ремонтно-восстановительных и ликвидационных работ были проведены в 55 нефтяных и нагнетательных скважинах Туймазинского месторождения [72, 129, 139]. Из них в 47 скважинах были проведены работы по наращиванию цементного кольца за эксплуатационной колонной (ВЦЭК), в том числе в 11 скважинах ВЦЭК было проведено в процессе их физической ликвидации. Кроме того, из указанного количества в 9 скважинах кондукторы были не зацементированы. Поэтому было проведено вторичное цементирование кондукторов (ВЦК). Для этого применялись различные технологические схемы: бурение скважин-шурфов вдоль кондуктора в 3-х, перфорация спецотверстий в кондукторе после извлечения эксплуатационной колонны (в процессе ликвидации) в 3-х, закачивание цементного раствора в межколонное пространство (МЖК) с устья в 4-х, через нарушение кондуктора в 1-ом и через спецотверстия, перфорируемые и в колонне, и в кондукторе в 1-ом случае. Попытки ВЦК путем восстановления циркуляции за кондуктором ни в одном случае не оправдались. Попытки ВЦК путем бурения скважин-шурфов привели к следующим результатам.

В скв. 1667 попытки бурения двух скважин-шурфов не достигли поставленной цели из-за отсутствия проходки ниже 16 м в первом случае и ниже 54 м - во втором. В скв. 365 удалось пробурить скважину-шурф до глубины 102 м (подробнее см. дальше). В скв. 1191 вдоль кондуктора было пробурено 6 скважин-шурфов глубиной от 14 до 68 м и закачено через них более 60 м³ глинистого раствора и более 1 т кордного волокна, затем - 11 м³ цементного раствора. Обращает на себя внимание отсутствие изменений в характере приемистости закондукторного пространства после закачивания в скважину-шурф глубиной 68 м 2,4 м³ цементного раствора. Следовательно, заполнения указанного пространства по периметру скважины не произошло. Поэтому дополнительно цементный раствор закачивался через спецотверстия и два нарушения в кондукторе. Все-

го за кондуктор было закачено 116 м³ глинистого раствора с наполнителем, 14 м³ гипана и 3,8 м³ быстросхватывающейся смеси на основе жидкого стекла и смолы КФ-Ж. Даже после выполнения перечисленных работ за кондуктором было создано прерывистое цементное кольцо.

Скважины-шурфы вдоль эксплуатационной колонны были пробурены в скв. 63 и 15, в которых отсутствовали и направление, и кондуктор. Целью указанных работ было наращивание цементного кольца за верхней частью эксплуатационной колонны. В скв. 15 после закачивания в скважину-шурф глубиной 50 м 10,4 м³ цементного раствора за три операции по данным АКЦ не было установлено улучшения цементного кольца за колонной. В скв. 63, после закачивания в 2 скважины-шурфа глубиной 41...43 м 4,0 м³ цементного раствора, по данным цементометрии также не было обнаружено улучшения цементного кольца. Только после заполнения третьей скважины-шурфа цементным раствором было отмечено хорошее качество цементного кольца (рис. 6.11).

Приведенные примеры показывают, что количество пробуриваемых вдоль кондуктора скважин-шурфов должно быть не менее трех. Учитывая продолжительность, а часто и невозможность углубления забоя таких скважин, ВЦК путем бурения скважин-шурфов становится проблематичным.

Кроме скв. 1191 попытки ВЦК закачиванием цементного раствора через спецотверстия или нарушения в кондукторе в интервале залегания уфимского яруса были предприняты также в скв. 1421 и 997. Например, в скв. 1421 за кондуктор через нарушение было закачено 25 м³ быстросхватывающейся смеси, 56 м³ глинистого раствора с добавлением 1,7 т наполнителей (шелуха гречихи, кордное волокно), 4,5 т кварцевого песка и около 7 м³ цементного и гипсового растворов. В скв. 997 за кондуктор было закачено 30 м³ глинистого раствора с наполнителем и около 37 м³ цементного раствора. В перечисленных скважинах закачивание больших объемов тампонажных составов не обеспечило ни увеличения величины давления приемистости, ни полной герметизации нарушений и спецотверстий.

Таким образом, начатые на Туймазинском месторождении ОТР по созданию цементного кольца за кондуктором в интервале залегания уфимского яруса с интенсивным поглощением тампонажных растворов показали архисложность решаемой проблемы и необходимость обоснования другого подхода к ее решению [131,133,135].

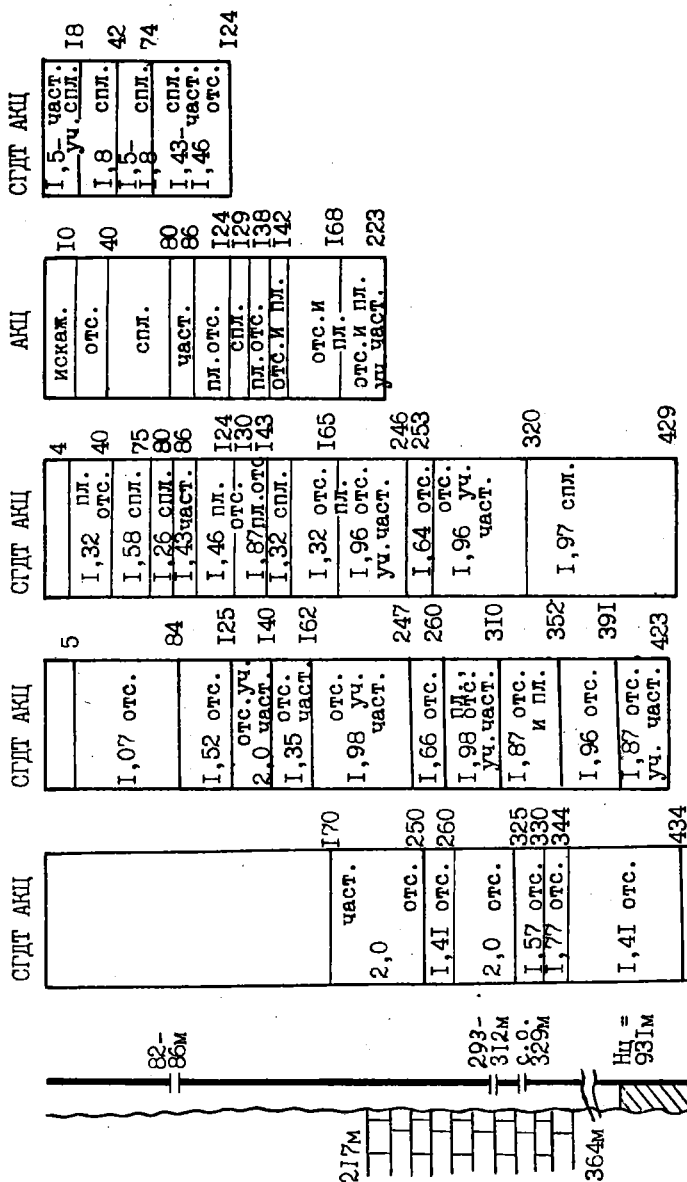


Рис. 6. 11. Результаты РВР в скв. 63 по данным АКЦ и СГДТ

При проведении ОТР по ВЦЭК в 47 скважинах применялись следующие технологические схемы закачивания тампонажных растворов в заколонное пространство: с устья по межколонному пространству (12 скв.), по 48-мм НКТ, спускаемым в межколонное пространство (13 скв.), через нарушения эксплуатационных колонн (3 скв.), через спецотверстия в эксплуатационной колонне (6 скв.). В 13 скважинах вынужденно использовались различные комбинации перечисленных технологических схем.

Результаты ВЦЭК в подавляющем большинстве скважин оценивались геофизическими исследованиями: комплексом АКЦ, СГДТ; только АКЦ; только цементомером и реже — высокочувствительным термометром (ВТ). Кроме того, при использовании технологической схемы закачивания цементного раствора по НКТ малого диаметра глубина цементного кольца определялась инструментально путем спуска НКТ в межколонное пространство.

По данным геофизических исследований наилучшее качество вновь созданного цементного кольца достигается при закачивании цементного раствора в заколонное пространство по НКТ малого диаметра.

При закачивании цементного раствора с устья в межколонное пространство не во всех случаях создается цементное кольцо в запланированном интервале. Последнее, в основном, объясняется невозможностью закачивания запланированного объема цементного раствора из-за повышения давления в процессе цементирования или поглощения цементного раствора интервалом ниже башмака кондуктора. По этим причинам против нижней части сакмаро-артинского яруса цементного кольца не создается. Но даже в этом случае создается перемычка между кровлей сакмаро-артинского яруса и башмаком кондуктора, что исключает возможность перетока агрессивных вод в пресноводный комплекс. Оставшаяся часть указанного яруса может быть изолирована при ликвидации скважины путем цементирования под давлением через спецотверстия в колонне.

В процессе осуществления ВЦЭК в 9 скважинах из 13 использовано от 4 до 10 операций закачивания цементного раствора. При этом основная задача РВР — наращивание (доподъем) цементного кольца за эксплуатационной колонной практически достигается за 3...5 операций; остальные операции проводились для догерметизации нарушений и спецотверстий.

Учитывая низкую температуру (5...10°C) в интервалах наращивания цементного кольца, а также гидродинамическую

активность вод артинского яруса, в 18 скважинах использовались цементные растворы с короткими сроками схватывания, приготавливаемые путем добавления хлористого кальция плотностью $\approx 1300 \text{ кг/м}^3$ в количестве 9...32% по отношению к массе цемента. Использование цементных растворов с короткими сроками схватывания продиктовано необходимостью улучшения качества цементного кольца за счет исключения поглощения, разбавления и образования каналов во время ускоренного схватывания цементных растворов. В 9 скважинах было достигнуто улучшение качества сцепления цемента с колонной по сравнению с обычным раствором.

Опытно-технологические работы по восстановлению (устранению) герметичности эксплуатационных колонн (ВГЭК) были проведены в 11 скважинах. В 8 скважинах нарушения колонн были обнаружены в интервале отсутствия цементного кольца за эксплуатационной колонной и только в 3 скважинах — в интервалах цементного кольца. Все три скважины — нагнетательные. В 11 скважинах нарушения колонн были обнаружены в 17 интервалах, в 14 из которых было проведено от 2 до 5 операций тампонирования. Причем для ВГЭК в интервалах цементного кольца также потребовалось проведение 2-4 операций закачивания тампонажных растворов.

Из 11 нарушений колонн в интервалах отсутствия цементного кольца в 8 скважинах 8 нарушений находились ниже подошвы сакмаро-артинского яруса на 10...141 м, а 3 нарушения — выше него на 15...262 м. Приемистость нарушений изменяется в широких пределах. Так, в интервалах отсутствия цементного кольца она наблюдается при давлении 0...10 МПа. Последнее объясняется характеристикой пород и состоянием колонного пространства в интервалах нарушения. Например, в скв. 407 без направления и кондуктора нарушение колонны находилось на глубине 22 м против верхних поглощающих пластов. Оно принимало закачиваемую жидкость без избыточного давления на устье; в скв. 903 приемистость самого верхнего нарушения, находящегося на 141 м ниже подошвы сакмаро-артинского яруса, наблюдалась при давлении 1...2 МПа. Приемистость нарушения без избыточного давления имела и в скв. 661. В данной скважине вначале было проведено ВЦЭК путем закачивания цементного раствора по 48-мм НКТ, спущенным в межколонное пространство, то есть догерметизация нарушения производилась уже в условиях наличия цементного кольца за колонной. Аналогично проводились работы и в скв. 365. В обеих скважинах наличие цемента за колонной было подтвер-

ждено инструментально путем спуска НКТ. Несмотря на это, имелась остаточная приемистость нарушения при давлении 10...8 МПа. Поэтому дважды закачивался цементный раствор в количестве 0,1...0,7 м³. Указанное явление может быть объяснено заполнением заколонного пространства цементом не по всему периметру скважины, движением опрессовочной жидкости по неплотностям контакта цемента с колонной, выдавливанием цементного камня в сторону высокопроницаемых и неустойчивых пород или трещин под действием давления опрессовки.

Встреченные неожиданности в процессе проведения ОТР поставили на повестку дня вопрос корректировки их технологии в сторону исключения из практики неоднократных операций закачивания только цементных растворов в нарушения колонн с целью их полной герметизации. В осложненном фонде скважин при давлении остаточной приемистости нарушения 8...10 МПа необходимо использование растворов смол ТСД-9, КФ-Ж, ЛСТ или других легкофильтрующихся и отверждаемых в полном объеме тампонажных растворов [164]. В этом случае обеспечивается возможность закачивания в нарушение большего объема тампонажного раствора при меньшем давлении за счет лучшей проникающей способности перечисленных выше и им подобных растворов.

Показателен пример проведения ОТР в скв. 1794, в которой давление приемистости нарушения колонны, находящегося в интервале отсутствия цементного кольца (1141...1142 м), было высоким — 10 МПа. Нами это было объяснено приуроченностью нарушения к резьбовому соединению обсадных труб, что было подтверждено в процессе работ. За две операции тампонирувания через нарушение за колонну было закачено 0,8 м³ раствора смолы ТСД-9 при давлении 8 МПа. Необходимость повторной операции была обусловлена малым объемом закачанного в нарушение раствора смолы при первой операции тампонирувания (0,1 м³) по причине наличия движения жидкости ниже нарушения (ранее не установленного). Вторая операция тампонирувания была произведена в условиях неполного разбуривания моста из смолы ниже нарушения после первой операции — за колонну было закачено 0,7 м³ раствора смолы при том же давлении 8 МПа. Работы производились в зимнее время. Поэтому для сокращения сроков схватывания тампонажного раствора была обоснована необходимость введения в него катализатора (NaOH). Соответствие использованной рецептуры смолы конкретным климатическим и геолого-техническим условиям

скв. 1794 обеспечили качественное отверждение раствора в обеих операциях, что было подтверждено обнаружением моста в колонне, его разбуриванием и достижением герметичности эксплуатационной колонны.

В 11 случаях нарушений колонн в интервалах отсутствия цементного кольца количество закачанного за колонну цементного раствора при первых операциях цементирования изменяется в широких пределах - $0,1...3,0 \text{ м}^3$. При этом отсутствует значимая зависимость между давлением закачивания и количеством закачанного раствора. Это свидетельствует о недостаточном внимании специалистов производства к обоснованию объема тампонажного раствора, особенно при первой операции цементирования.

Как уже было показано выше, при проведении ВГЭК количество цементного раствора должно выбираться исходя из наращивания цементного кольца в необходимом интервале, в то же время с учетом последующей качественной ликвидации скважины [131, 135, 165, 166].

Таким образом, в процессе проведения ОТР на Туймазинском месторождении были на практике проверены предложенные технологические схемы закачивания тампонажных растворов, испытан ряд уже известных и новых тампонажных составов, смесей и наполнителей. В дальнейшем технология ремонтно-восстановительных работ получила свое развитие при проведении ОТР на Шкаповском и других месторождениях. Ниже в качестве примера приводятся более подробные описания технологии различных видов ремонтно-восстановительных работ в ряде скважин Туймазинского месторождения.

В скв. 494 (рис. 6.12) целью работ являлось вторичное цементирование эксплуатационной колонны с перекрытием отложений сакмаро-артинского яруса (интервал 148...241 м) — источника водопроявлений. Скважина в 1951-1973 гг. эксплуатировалась по пасту Д1, затем — по бобриковскому горизонту. В 1973 г. между эксплуатационной колонной и кондуктором были обнаружены водопроявления, для ликвидации которых дважды устанавливался устьевой цементный сальник в межколонном пространстве. Однако полностью ликвидировать излив не удалось, в дальнейшем его интенсивность увеличивалась. Ко времени проведения ВЦЭК скважина эксплуатировалась с дебитом $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ жидкости и обводненностью продукции 60%.

Излив жидкости был ликвидирован путем закачивания в межколонное пространство с устья за две операции 16 и 24 м^3

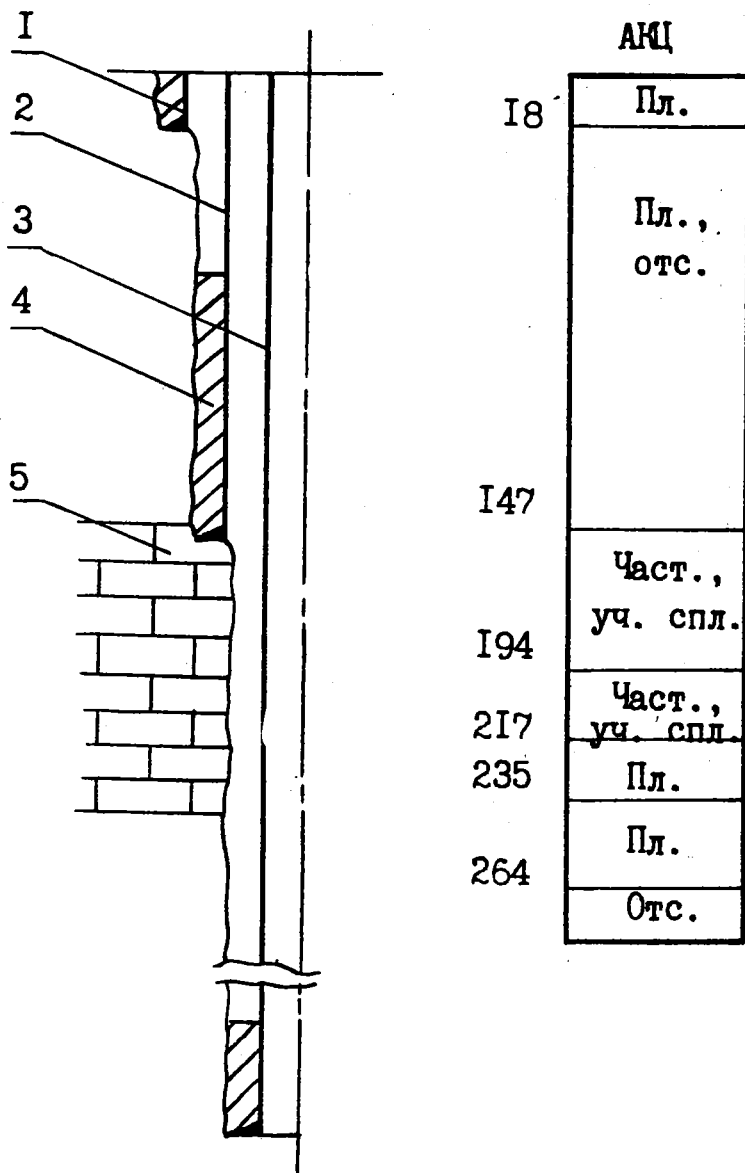


Рис. 6.12. Конструкция скв. 494 и результаты исследования АКЦ после РИР:

1 — направление; 2 — кондуктор; 3 — эксплуатационная колонна; 4 — цементное кольцо; 5 — сакмаро-артинский ярус

Принятые сокращения характера сцепления цементного камня с колонной: пл. — плохое; отс. — отсутствие; част. — частичное; уч. спл. — участками сплошное

минерализованной воды плотностью 1192 кг/м³ при давлении 4...5 МПа. Опрессовкой давлением была установлена герметичность эксплуатационной колонны. Однако после разрушения и удаления цементного сальника вблизи устья скважины излив воды из межколонного пространства возобновился. Для глушения излива по НКТ диаметром 48 мм, спущенным в межколонное пространство на глубину 260 м, последовательно было закачено по 16 м³ минерализованной воды и раствора хлористого кальция плотностью 1190 и 1350 кг/м³. В результате интенсивность излива была ограничена до 86 м³/сут.

Отсутствие нарушений эксплуатационной колонны, удаление устьевого цементного сальника и “проходимость” межколонного пространства до глубины 260 м (ниже подошвы сакмаро-артинского яруса) явились основанием для ВЦЭК по технологии закачивания цементного раствора с устья по межколонному пространству. Необходимый объем цементного раствора был установлен исходя из создания цементного кольца за эксплуатационной колонной в интервале “подошва сакмаро-артинского яруса — устье скважины”. Верхняя граница цементного кольца была обоснована уровнем цемента за кондуктором (67 м), находящимся выше границы раздела уфимского и кунгурского ярусов (пресных и минерализованных вод).

После герметизации межколонного пространства специальным металлическим кольцом с отводным патрубком диаметром 60 мм и определения приемистости при давлении 4...5 МПа в указанное пространство было закачено 12 м³ цементного раствора, приготовленного на растворе хлористого кальция, при давлении 5...9 МПа (расчетный объем цементного раствора 11,8 м³). В результате проведенных работ излив из межколонного пространства был ликвидирован. Исследованиями АКЦ и СГДТ (рис. 6.12) установлено наличие за эксплуатационной колонной цементного кольца различного качества в интервале 264...2 м. Таким образом, поставленная цель достигнута за одну операцию тампонирования.

В скв. 51 (рис. 6.13а) цель ремонтных работ была аналогичной скв. 494. Эксплуатационным объектом в скв. 51 был бобриковский горизонт, вскрытый в 4-х интервалах (верхние отверстия на глубине 1058,6 м, нижние - на 1105,6 м; открытый забой в интервале 1116...1130 м). В 1975 г. скв. 51 была ликвидирована установкой цементного моста на глубине 1014 м. В дальнейшем использовалась в качестве учебной. В 1978 г. межколонное водопроявление было ликвидировано путем герметизации

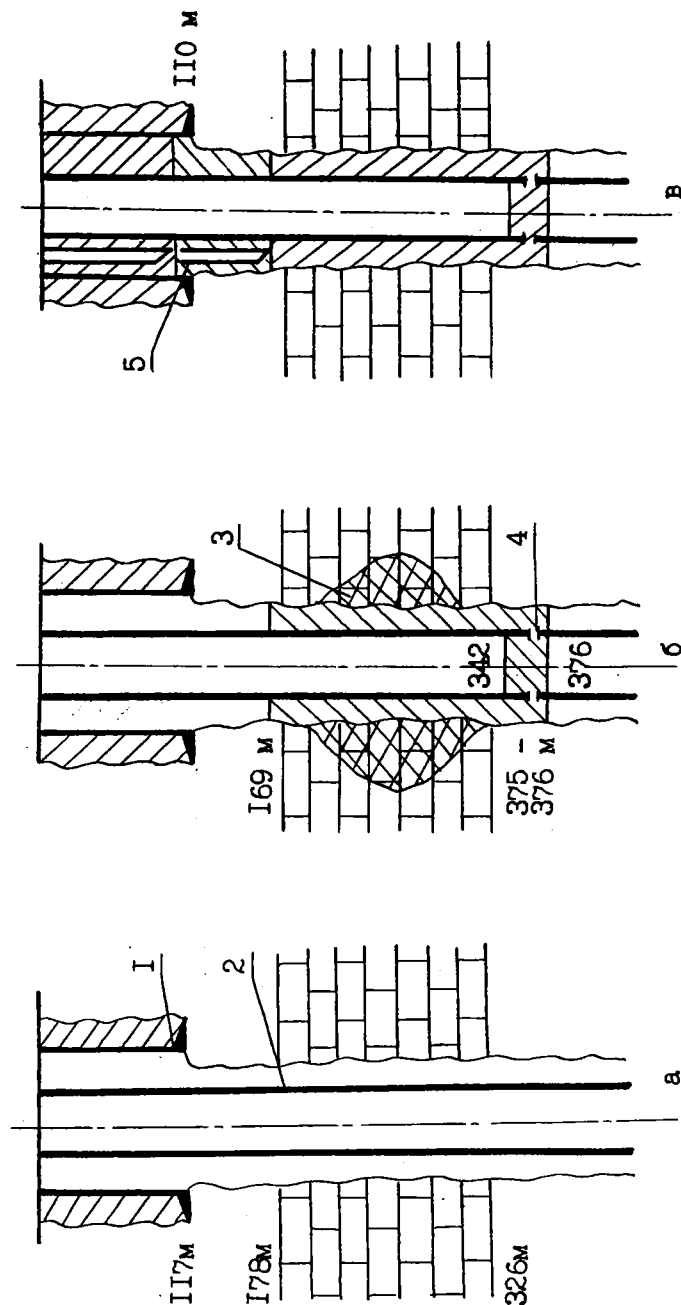


Рис. 6.13. Конструкция и технология проведения РВР скв. 51:

а, б, в — последовательность работ по ликвидации межколонных проявлений; 1 — кондуктор; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — зона поглощения бурового раствора с наполнителем; 4 — специальные отверстия; 5 — трубы диаметром 19 мм

пространства между эксплуатационной колонной и кондуктором (см. выше). Ко времени проведения ремонта величина излива из межколонного пространства составляла (по сварным швам) $50 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Работы по ликвидации межколонного водопроявления проводились путем устранения самого источника водопроявления и путей перетока воды. В основном за счет создания цементного кольца за эксплуатационной колонной до устья. Для решения этой задачи была выбрана технология закачивания цементного раствора через спецотверстия в эксплуатационной колонне. Выбор технологии predetermined конструкцией скважины и ее техническим состоянием. Существующая интенсивность излива жидкости из межколонного пространства гарантировала возможность создания циркуляции в нем при ВЦЭК.

Работы проводились в следующей последовательности. С помощью сварки были устранены пропуски в обвязке устья, шаблонирована эксплуатационная колонна и перфорированы спецотверстия в ней (10 выстрелов ПК-103) в интервале 375...376 м (рис. 6.136). Восстановлена циркуляция жидкости по заколонному пространству путем закачивания воды плотностью 1190 кг/м^3 при давлении 1 МПа непосредственно по эксплуатационной колонне, определена приемистость заколонного пространства при давлении 2... 2,5 МПа. Для ограничения поглощательной способности сакмаро-артинских отложений через спецотверстия за колонну было закачано 5 м^3 глинистого раствора плотностью 1260 кг/м^3 с добавлением 200 кг шелухи гречихи при давлении 3 МПа. Перемешивание глинистого раствора с шелухой гречихи производилось в специальной емкости вместимостью $0,8 \text{ м}^3$. Непосредственно за глинистым раствором в колонну было закачано 5,7 и $1,7 \text{ м}^3$ цементного раствора, соответственно, при открытом и закрытом межколонном пространстве, а затем — $5,9 \text{ м}^3$ пресной воды в качестве продавочной жидкости. После ОЗЦ в течение 24 ч цементный мост в колонне был обнаружен на глубине 342 м. Для инструментального определения уровня цементного кольца за эксплуатационной колонной на устьевом герметизирующем фланце было вырезано отверстие диаметром 25,4 мм и через него в межколонное пространство спущены трубки диаметром 19 мм: цементное кольцо было отбито на глубине 169 м вместо 98 м по расчету. Таким образом, $1,8 \text{ м}^3$ цементного раствора было поглощено изолируемыми отложениями сакмаро-артинского яруса.

Наращивание цементного кольца за эксплуатационной ко-

лонной выше глубины 169 м производилось путем закачивания цементного раствора через трубки диаметром 19 мм, спущенным вначале до глубины 167 м, затем — до 110 м (рис. 6.13в). В первом случае в межколонное пространство было закачено 2,4 м³ цементного раствора и после ОЗЦ цементное кольцо отбито на глубине 110 м вместо 77 м по расчету, то есть 1,1 м³ цементного раствора поглощено стенками скважины. Во втором случае в межколонное пространство было закачено 3,1 м³ цементного раствора и зафиксирован выход его на устье.

По данным исследований АКЦ и СГДТ качество вновь созданного за эксплуатационной колонной цементного кольца в интервале залегания отложений сакмаро-артинского яруса крайне неравномерное: в подошвенной части сцепление цемента с колонной плохое и частичное при плотности заколонного вещества 1770...1880 кг/м³ (то есть чистый цемент), в кровельной части сцепление полностью отсутствует и плотность вещества всего 1370 кг/м³. В то же время факт наличия цемента в кровельной части сакмаро-артинского яруса было определено инструментально путем спуска трубок диаметром 19 мм до проведения геофизических исследований. Такое несоответствие, по-видимому, объясняется качеством указанных исследований. В результате проведенных работ в интервале 160...0 м создано цементное кольцо. Таким образом, пути движения агрессивной воды в сторону пресноводного комплекса надежно изолированы.

В скв. 365 (рис. 6.14а) ко времени проведения ремонта водопроявлений между эксплуатационной колонной и кондуктором и за кондуктором не наблюдалось. Поэтому планируемые ВЦЭК и ВЦК рассматривались как профилактические, так как кондуктор во время строительства скважины не был зацементирован, цемент за эксплуатационной колонной поднят только до глубины 921 м от устья, отложения сакмаро-артинского яруса (236...327 м) расположены в незацементированном интервале эксплуатационной колонны в условиях незацементированного кондуктора. Перечисленные геолого-технические условия позволили оценить скв. 365 как потенциальный источник загрязнения пресноводного комплекса.

Скважина эксплуатировалась по пласту ДП. В процессе эксплуатации было выявлено нарушение колонны в интервале 1092...1180 м, которое было устранено цементной заливкой. Текущий дебит жидкости составил 50 м³/сут, обводненность продукции 88%.

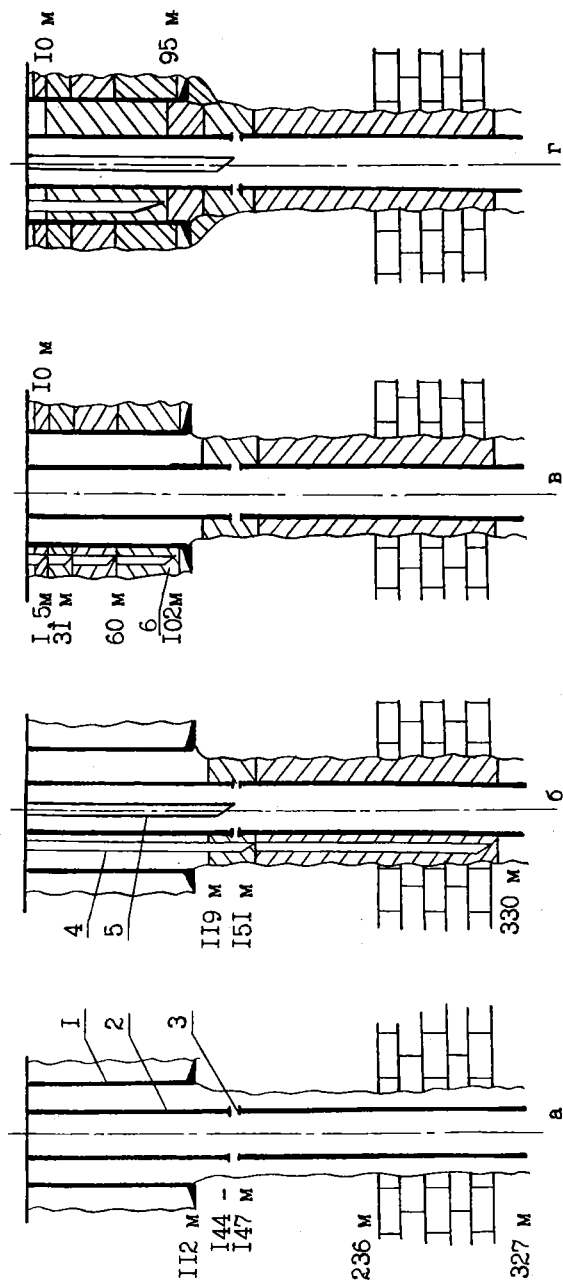


Рис. 6.14. Конструкция и технология проведения РВР скв. 365.

а, б, в — последовательность проводимых работ по герметизации нарушений; 1 — кондуктор; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — нарушение эксплуатационной колонны; 4 — НКТ диаметром 48 мм; 5 — НКТ диаметром 73 мм; 6 — шурф-скважина

В начальной стадии ремонтных работ при попытке обратной промывки скважины при спущенных на глубину 1650 м НКТ диаметром 73 мм за кондуктором образовалось несколько грифонов. Последние прекращались после перехода на прямую промывку. Отмеченное явление указывало на негерметичность эксплуатационной колонны, что и было подтверждено исследованием РГД, установившим нарушение в интервале 144...147 м (рис. 6.14а). Таким образом, результаты уже первых исследований подтвердили своевременность проведения полного объема запланированных ремонтных работ.

В первую очередь было осуществлено ВЦЭК в интервале залегания отложений сакмаро-артинского яруса. Для этого НКТ диаметром 48 мм были спущены в межколонное пространство на глубину 330 м, промыто заколонное и межколонное пространство водой плотностью 1190 кг/м^3 и закачено в указанное пространство $5,6 \text{ м}^3$ цементного раствора из расчета наращивания цементного кольца до глубины 208 м, то есть выше кровли отложений сакмаро-артинского яруса (рис. 6.14б). Фактически цементное кольцо в заколонном пространстве было отбито 48-мм НКТ на глубине 151 м, что на 57 м выше расчетного. Причиной последнего могли быть сужение ствола скважины или неравномерное заполнение заколонного пространства.

Для устранения негерметичности эксплуатационной колонны НКТ диаметром 48 мм были спущены в заколонное пространство на глубину 151 м и закачено $1,2 \text{ м}^3$ цементного раствора. После ОЗЦ цементное кольцо в заколонном пространстве было отбито на глубине 119 м или на 6 м выше расчетного. Отбитый трубами уровень цементного кольца находился на 7 м ниже башмака кондуктора и на 25 м выше интервала нарушения колонны (рис. 6.14б). Несмотря на это, колонна осталась негерметичной: давление опрессовки 7 МПа за 1 мин снижалось до нуля. Для окончательной герметизации колонны в нее были спущены НКТ диаметром 73 мм и через нарушения за колонну было закачено $0,35 \text{ м}^3$ цементного раствора при давлении 8 МПа. Однако полной герметичности колонны добиться не удалось. Для предупреждения возможных осложнений в проведении и оценке результатов предстоящих работ по цементированию кондуктора работы по догерметизации эксплуатационной колонны и наращиванию цементного кольца за ней были отложены.

Для выбора технологии ВЦК была оценена возможность восстановления циркуляции за кондуктором путем закачивания

жидкости в загерметизированное межколонное пространство: при расходе 648 м³/сут под давлением 3,5...4 МПа циркуляция за кондуктором не восстановилась. Это определило выбор технологии ВЦК путем бурения скважины-шурфа диаметром 121 мм с применением забойного двигателя Д-85. По достижении глубины 83 м циркуляция промывочной жидкости (технической воды) прекратилась. Для ее восстановления в скважину-шурф было закачено 30 м³ глинистого раствора плотностью 1300 кг/м³ с добавлением 3 м³ древесных опилок. Несмотря на это, бурение скважины-шурфа до глубины 102 м продолжалось без выхода промывочной жидкости на поверхность. Цементирование кондуктора производилось путем поэтапного закачивания цементного раствора по НКТ диаметром 73 мм в скважину-шурф и каждый раз отбивки уровня образовавшегося цементного кольца за кондуктором (рис. 6.14в). За 4 операции последовательно было закачено в шурф-скважину 3,2; 3,2; 3,2 и 2,0 м³ цементного раствора (всего 11,6 м³) с соответствующим наращиванием цементного кольца до глубины 60; 31; 10 и 1,5 м. Расчетные объемы шурфа-скважины и закондукторного пространства в интервале 0...102 м были равны, соответственно, 1,2 и 5,2 м³. Таким образом, стенками скважины за кондуктором было поглощено 5,2 м³ цементного раствора.

Исследованиями качества цементирования кондуктора малогабаритными приборами, спускаемыми в межколонное пространство, было установлено: высокочувствительным термометром (ВТ) — наличие цемента в интервале 0...40 м; АКЦ 36-7 — в интервале 0...108 м. Неоднозначность полученных данных явилась основанием для проведения дополнительных исследований прибором ЦМ-12 после отворота и извлечения эксплуатационной колонны с глубины 89 м. Исследования цементом подтвердили наличие за кондуктором в интервалах 2...46 и 54...74 м цемента с глинистым раствором, а в интервалах 46...54 и 74...87 м — только цемента (рис. 6.15).

После обратного спуска эксплуатационной колонны и герметизации межколонного пространства работы по наращиванию цементного кольца за колонной были продолжены: с устья в межколонное пространство закачено 2 м³ цементного раствора, в том числе 0,9 м³ закачено за башмак кондуктора (рис. 6.14г). Путем спуска НКТ диаметром 48 мм цементное кольцо в межколонном пространстве было отбито на глубине 95 м. По этим же НКТ в межколонное пространство было закачено еще 4,8 м³ цементного раствора из расчета подъема цемента до

устья. При опрессовке межколонного пространства давление снижалось с 8 до 7 МПа за 30 мин, что было объяснено пропусками в обвязке устья скважины.

Очередная попытка догерметизации нарушения эксплуатационной колонны закачиванием за нее 0,1 м³ цементного раствора также не дала ожидаемых результатов. Давление опрессовки снижалось с 8 до 7,1 МПа за 30 мин. Проведенные исследования АКЦ и СГДТ установили наличие за эксплуатационной колонной цемента различного качества в интервалах 10...90 и 100...254 м.

В результате проведения продолжительных и трудоемких ремонтно-восстановительных работ поставленные перед ними задачи в основном выполнены: закондукторное и межколонное пространства в интервале “подошва отложений сакмаро-артинского яруса — устье скважины” заполнены цементом и это подтверждается данными инструментального замера (спуск 48-мм НКТ) и значениями плотности заколонного вещества — 1770...1580 кг/м³ (рис. 6.15). Между кровлей сакмаро-артинского яруса и устьем скважины создано цементное кольцо хорошего качества, исключающее возможность перетока минерализованных вод снизу в направлении к пресноводному комплексу (интервал уфимского яруса 0...80 м). Надежность изоляции указанного комплекса подтверждается результатами ВЦК. В то же время полной герметизации нарушения эксплуатационной колонны не достигнуто (см. выше).

В дальнейшем опытно-технологические работы были продолжены на Шкаповском месторождении, что было обусловлено наибольшей осложненностью условий эксплуатации скважин. При этом основное внимание было уделено совершенствованию технологии ликвидации осложненных скважин. В процессе проведения ОТР в скважинах Шкаповского месторождения были встречены такие геолого-технические условия, для которых не всегда подходили уже разработанные и испытанные в скважинах даже Туймазинского месторождения технологические схемы и способы тампонирования [109, 145, 146]. Поэтому во время ОТР уточнялись области эффективного применения разработанных рецептур тампонажных растворов и технологических схем их закачивания, разрабатывались и испытывались новые технологические решения в конкретных условиях ликвидации скважин Шкаповского месторождения, названных нами аномальными. Обобщение же накопленного опыта позволило разработать новые руководящие документы по технологии ликвидации скважин [135, 136].

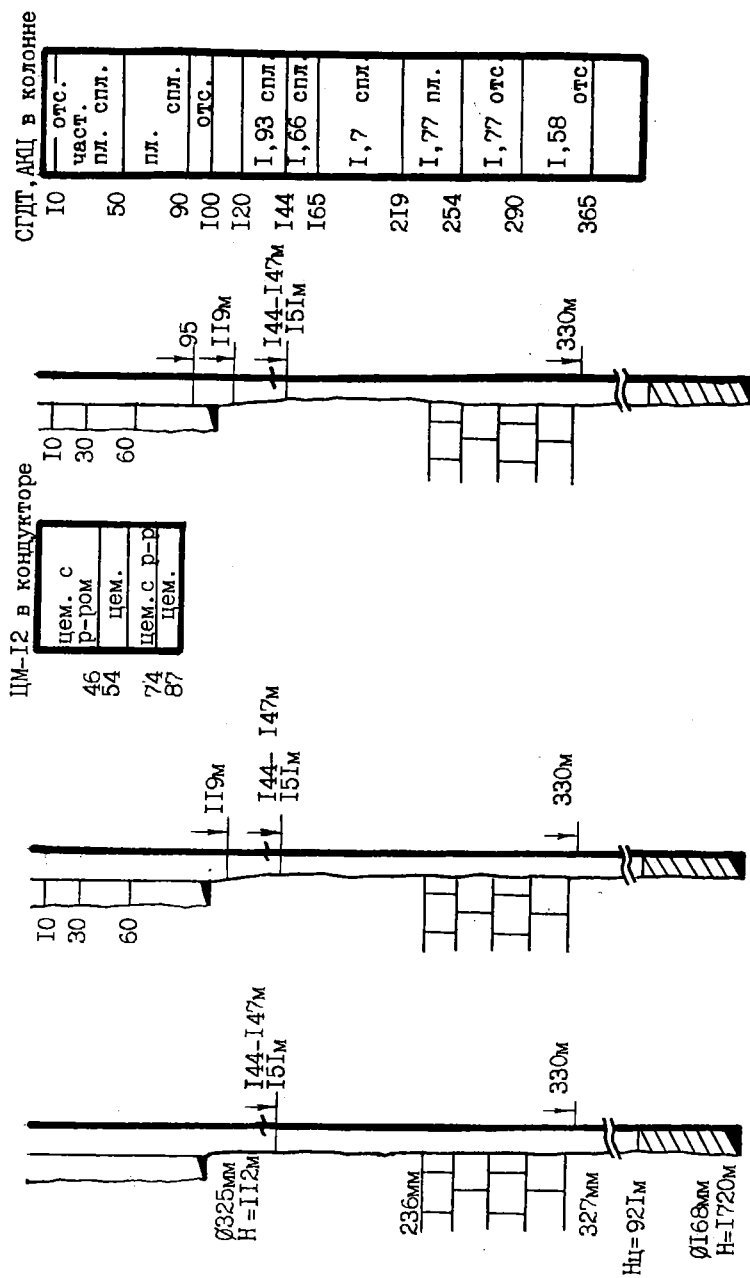


Рис. 6.15. Результаты РВР в скв. 365 по данным АКЦ и СГДТ ЦМ-12 в кондукторе

Пройденный путь практического воплощения результатов научно-технического поиска наглядно иллюстрируется ниже примерами проведения ликвидационных работ в наиболее осложненных скважинах Шкаповского месторождения.

Скв. 546 (рис. 6.16) вступила в эксплуатацию в 1959 г., в 1960 г. — была переведена под нагнетание воды. В 1992 г., по причине нахождения скважины в водоохранной зоне, проводились ликвидационные работы. Как видно из рис. 6.16, во время строительства скважины ни направление, ни кондуктор не были зацементированы, а уровень цемента за эксплуатационной колонной находился на глубине 1403 м. Из-за отсутствия цементного кольца за кондуктором против напорных водонесных горизонтов в казанском ярусе и за эксплуатационной колонной против сакмаро-артинского яруса в 1985 г. скв. 546 зафонтанировала дебитом 500...600 м³/сут. Фонтан удалось заглушить с большим трудом путем заливки площадки вокруг устья скважины глубиной около 2 м горячим парафином, а сверху — цементным раствором. Но ко времени ликвидации скважины вновь наблюдался излив воды аналогичной интенсивности. Это не позволило производить ликвидационные работы путем извлечения эксплуатационной колонны.

В скважине ранее проводились работы по наращиванию цементного кольца путем закачивания цементного раствора через спецотверстия, перфорированные в интервалах 1285...1305 и 475...481 м. Контрольные исследования СГДТ и АКЦ показали наличие цемента за колонной в интервалах 467...1018 и 1390...1840 м (искусственный забой на глубине 1841 м). По данным исследований ВТ излив жидкости происходил из спецотверстий в интервале 475...481 м. После установки цементного моста против спецотверстий в интервале 1285...1305 м вновь были проведены исследования ВТ, а также РГД. В результате указанных исследований была установлена негерметичность эксплуатационной колонны в интервале 243...247 м.

Заколонное движение жидкости в интервале 210...247 м было установлено дополнительными исследованиями акустическим шумомером в комплексе с ВТ. Таким образом, из неоднозначных данных трех исследований более правдоподобными являются данные последних из них. Такой вывод обусловлен принадлежностью изливаемой воды уфимскому ярусу, а также данными исследований СГДТ и АКЦ, показавшими наличие цементного кольца в интервале сакмаро-артинского яруса и ниже.

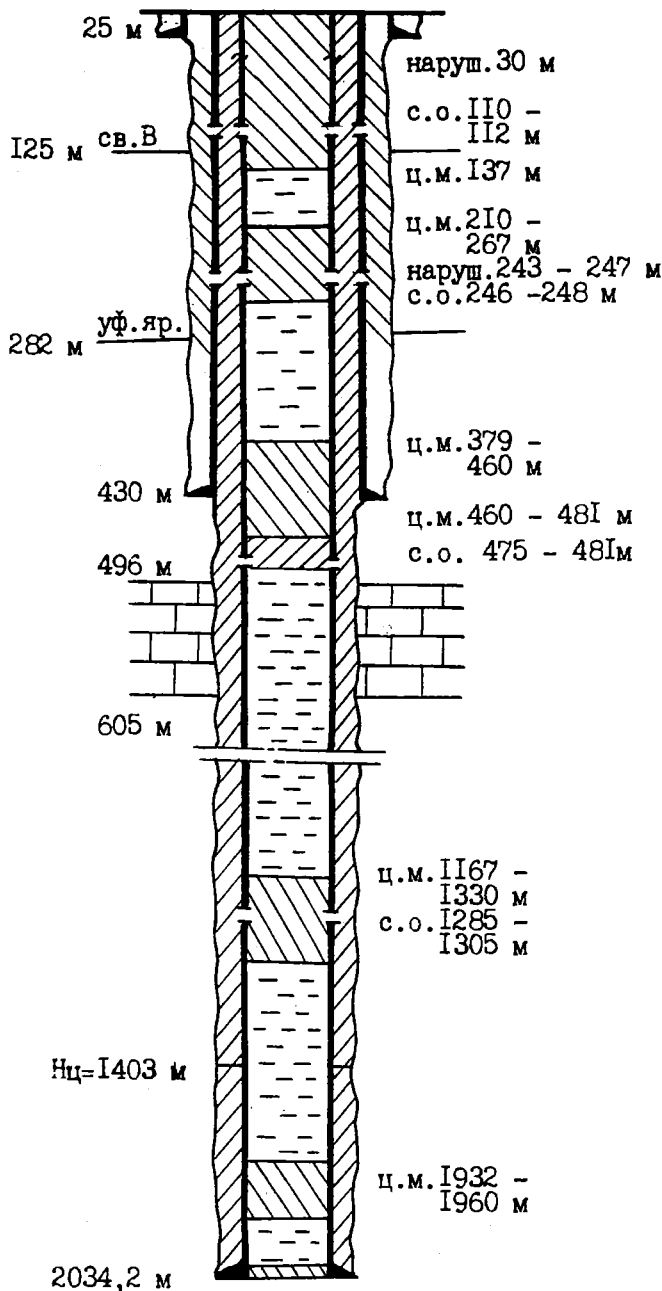


Рис. 6.16. Конструкция и технология ликвидации скв. 546

Исходя из данных первых исследований ВТ (излив из интервала 475...481 м), для улучшения качества цементного кольца в интервале сакмаро-артинского яруса и дополнительного его наращивания было принято решение о закачивании цементного раствора через спецотверстия в интервале 475...481 м. При выборе вида тампонажного раствора было учтено, что в существующих гидродинамических условиях использование обычного цементного раствора не могло достичь поставленной цели из-за разбавления и выноса на поверхность изливающей водой за время продолжительного схватывания его. Поэтому было обосновано и предложено закачивание глиноцементного раствора повышенной плотности (1860 кг/м^3) и с коротким временем схватывания (25 мин). Глиноцементный раствор был приготовлен путем перемешивания 3 т глинопорошка с $6,6 \text{ м}^3$ раствора хлористого кальция плотностью 1230 кг/м^3 . Приготовленный глинистый раствор затем использовался в качестве жидкости затворения 15 т портландцемента (соотношение цемента к глинистому раствору — 1:0,6). Через пакер, установленный на глубине 300 м, через спецотверстия в интервале 475...481 м за колонну было закачено около 12 м^3 глиноцементного раствора при давлении 0...3 МПа. После ОЗЦ цементный мост в колонне был отбит на глубине 460 м, а данные исследований СГДТ показали наличие цементного кольца в интервале 460...266 м (рис. 6.17а). Исследования АКЦ показали близкие к СГДТ результаты. Таким образом, проведенные работы обеспечили наращивание цементного кольца на высоту 194 м. Излив воды полностью прекратился.

Далее 12 м^3 тампонажного раствора аналогичной рецептуры было закачено в колонну для дальнейшего продавливания его за колонну через ее нарушение в интервале 243...247 м при давлении 3 МПа. В процессе продавливания тампонажного раствора появились грифоны вокруг устья, что указывало на возможность нарушения и колонны, и кондуктора в верхнем интервале. Цементный мост в колонне был встречен на глубине 27 м и разбурен до глубины 36 м. Опрессовка колонны показала ее негерметичность. Исследования СГДТ и АКЦ установили отсутствие наращивания цементного кольца за колонной (рис. 6.17в). Следовательно, 12 м^3 цементного раствора могло быть поглощено закондукторным пространством через нарушение. По колонне вновь было закачено 14 м^3 глиноцементного раствора, что привело к наращиванию цементного кольца только в интервале 23...44 м (рис. 6.17г). Вновь почти весь тампонажный раствор

ной колонны в интервале 246...248 м из расчета и одновременной перфорации кондуктора. По колонне через пакер в интервал перфорации при давлении 1...5 МПа было закачено около 16 м³ глиноцементного раствора с коротким сроком схватывания. По данным исследований СГДТ и АКЦ цементное кольцо за колонной нарастилось в интервале 203...86 м (рис. 6.17г). По расчетам для этого необходимо около 6 м³ тампонажного раствора. Это свидетельствует, во-первых, о перфорации кондуктора через эксплуатационную колонну, во-вторых, о доведении большей части закачанного в колонну тампонажного раствора (около 12 м³) в кондукторное пространство. Нижний уровень цементного кольца за эксплуатационной колонной после рассматриваемой операции тампонирувания (203 м) позволяет высказать предположение о негерметичности кондуктора в нескольких интервалах.

Как было показано выше, трехкратное тампонирувание через нарушение на глубине 30 м не привело к полной герметизации его. Поэтому было предложено следующее техническое решение проблемы герметизации колонны, а вместе с ней и кондуктора, для обеспечения последующего закачивания тампонажного раствора в разобщаемую границу залегания свит А и В верхнеказанского подъяруса: установить цементный мост против нарушения, разбурить его долотом малого диаметра для оставления цементной корки на стенках колонны. После осуществления предложенной технологии была достигнута герметичность колонны при давлении 5 МПа.

Для создания цементного кольца за кондуктором на границе раздела свит А и В колонна и кондуктор были перфорированы 20 выстрелами ПК-103. Однако приемистость данного интервала отсутствовала, что свидетельствует о создании цементного кольца за кондуктором в процессе предыдущих (описанных выше) операций тампонирувания (по расчету за кондуктор закачено около 45 м³ глиноцементного раствора с коротким временем схватывания).

Таким образом, несмотря на встреченные в скв. 546 аномальные геолого-технические условия, характеризующиеся отсутствием цемента за направлением, кондуктором, низкий уровень цемента за эксплуатационной колонной, интенсивный излив воды, образование вокруг устья грифонов, нарушение колонны и кондуктора, катастрофическое поглощение жидкости в интервале спуска кондуктора, поставленную цель удалось достигнуть: излив жидкости прекратился, цементное кольцо за

колонной создано, косвенным признаком разобщения пластов и за кондуктором является прекращение излива, ликвидация грифонов и отсутствие приемистости интервала спецотверстий. В то же время ликвидационные работы оказались очень трудоемкими, что объясняется как сложностью условий их проведения, так и встреченными неожиданностями (нарушение колонны и кондуктора). Поэтому решение части проблем было найдено непосредственно в процессе проведения работ после безуспешных попыток их решения традиционными, уже известными способами. Безусловно, изначальную задачу по ликвидации излива, предопределяющую возможность проведения дальнейших работ, удалось решить с применением глиноцементного тампонажного раствора с коротким временем схватывания. Попытки же проведения аналогичной работы с использованием обычного цементного раствора в 1985 г. не достигли цели.

Скв. 837 (рис. 6.18) вступила в эксплуатацию в 1968 г., была переведена в пьезометрический фонд в 1990 г. Скважина ликвидировалась по причине полного обводнения продуктивных горизонтов и нецелесообразности использования в другой категории. По данным геофизических исследований уровень цементного кольца за эксплуатационной колонной был установлен на глубине 1584 м при кровле потенциально продуктивного бобриковского горизонта на глубине 1590 м. Кроме того, была обнаружена негерметичность колонны в интервале 1690...1692 и 1590...1614 м. Поэтому вначале были установлены цементные мосты против интервалов перфорации продуктивного пласта, нарушения колонны и произведено наращивание цементного кольца выше кровли бобриковского горизонта путем закачивания цементного раствора через нарушение колонны в интервале 1590...1614 м.

После исследования скважины прихватоопределителем установили, что она выше глубины 970 м свободна. Торпедировали и извлекли колонну с глубины 750 м (интервал сакмаро-артинского яруса 596...800 м), установили цементный мост в интервале 800...633 м. Извлечение колонны дало возможность исследования кондуктора цементомером и ВТ. По данным проведенных исследований цемент за кондуктором имеется в интервале 403...495 м (рис. 6.19а), то есть ниже границы раздела уфимского и кунгурского ярусов, и кондуктор негерметичен на глубине 31 м. После наращивания цементного моста в интервале 633...400 м и опрессовки кондуктора негерметичность последнего была подтверждена: давление опрессовки выше

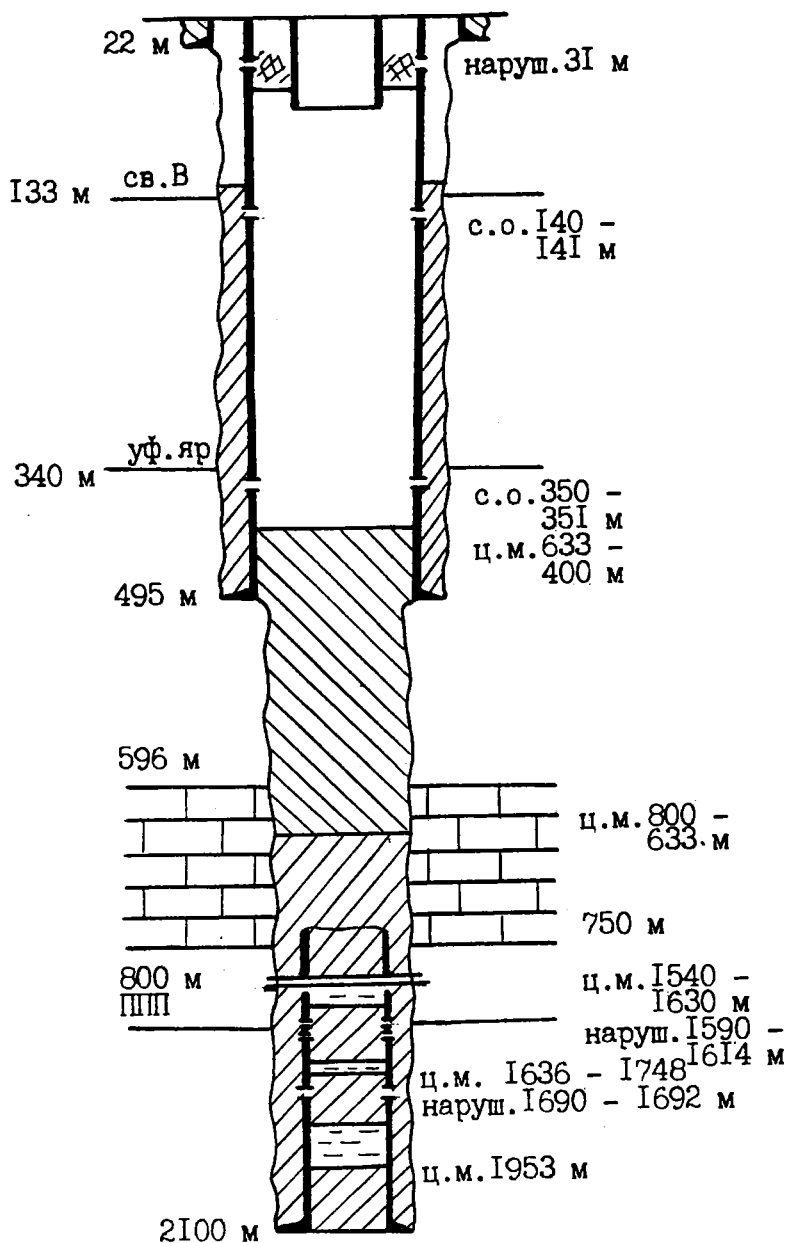


Рис. 6.18. Конструкция и технология ликвидации скв. 837

1 МПа не поднималось. Неоднократными операциями тамповирования (израсходовано 27 м³ глинистого раствора, 2,6 т ПАА и 50 т цемента) герметичность кондуктора не была восстановлена (рис. 6.19б). В этих условиях был предложен способ временной изоляции негерметичности кондуктора. С этой целью в кондуктор на глубину 35 м были спущены 146-мм обсадные трубы, на одной из муфтовых соединений которых, соответствующей глубине ниже нарушения, была установлена манжета (рис. 6.18). Затем с устья за 146-мм обсадные трубы закачали вязкий тампон, приготовленный из 600 кг ПАА и 100 кг глинопорошка. Опрессовкой кондуктора давлением 5 МПа была установлена его герметичность ниже манжеты. После этого появилась возможность проведения изоляционных работ под давлением на границах раздела уфимского и кунгурского ярусов (340 м) и свит А и В верхнеказанского подъяруса (133 м). Для этих целей были перфорированы спецотверстия в интервале 350...351 м и через них закачено за кондуктор 14,4 м³ це-

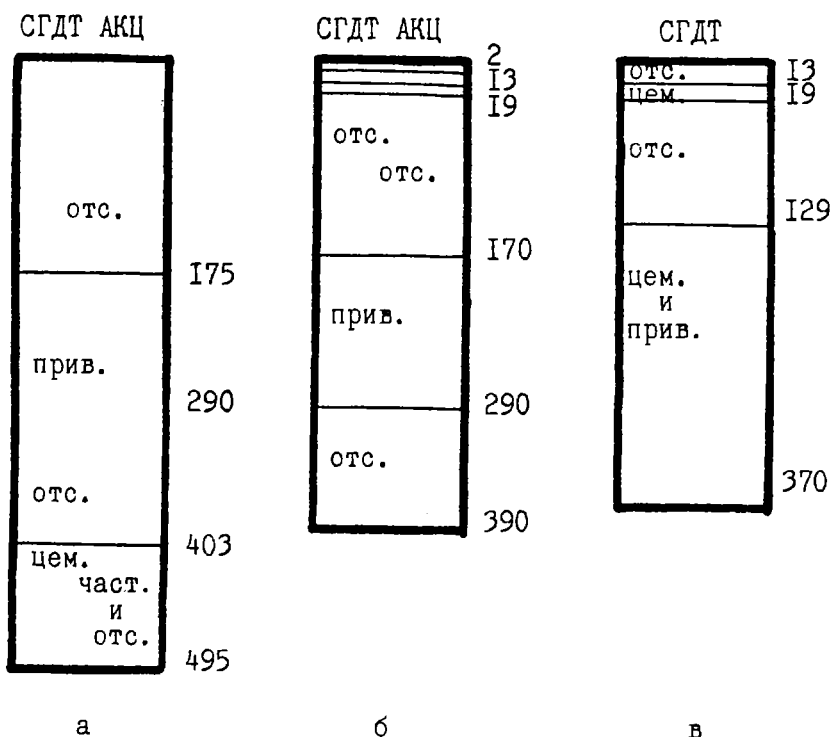


Рис. 6.19. Результаты РВР в скв. 837 по данным СГДТ и АКЦ

ментного раствора при давлении 2,5...5 МПа. Затем, не разбуривая цементного моста, были перфорированы спецотверстия в интервале 140...141 м и через них за кондуктор закачено 17 м³ цементного раствора с добавлением 3 т глинопорошка, 6 т керогена и 7,5 м³ древесных опилок. После разбуривания цементных мостов и исследования кондуктора цементом было установлено наличие цементного кольца и привалов пород в интервале 129...370 м (рис. 6.19в). Следовательно, предложенный способ герметизации кондуктора позволил за две операции тампонирования с использованием около 40 т цемента создать цементное кольцо за кондуктором против границ уфимского и кунгурского ярусов и свит А и В верхнеказанского подъяруса.

Рассмотренная скважина была аналогичной скв. 546 и по предпринятым усилиям для герметизации нарушения кондуктора в верхнем интервале разреза, характеризующемся катастрофическим поглощением промывочных и тампонажных растворов. Приведенные примеры еще раз доказывают правильность постановки и значение разработок и испытания принципиальных схем разобщения пластов за кондуктором, рассмотренных в предыдущих разделах работы.

Скв. 76 (рис. 3.12) эксплуатировалась с 1956 г. как добывающая, с 1969 г. — в качестве нагнетательной. Причиной ее ликвидации являлось отсутствие необходимости использования.

Исследованиями СГДТ и ВТ было установлено, что цементное кольцо за эксплуатационной колонной находится на глубине 1390 м и колонна герметична в интервале 50...1909 м. После установки цементного моста против интервала перфорации продуктивного пласта и опрессовки с использованием пакера была обнаружена негерметичность колонны на глубине 20 м. Торпедирование колонны на глубине 572 м и расхаживание под нагрузкой 47 т не достигли цели по ее извлечению, хотя по данным прихватоопределителя колонна была свободной выше глубины 500 м. Для обоснования повторного интервала торпедирования были проведены исследования АКЦ, по данным которого сцепление цемента с колонной отсутствует в интервале 2...565 м, но отмечаются привалы пород в интервале 485...558 м. Колонна повторно была торпедирована на глубине 450 м и извлечена. После установки цементного моста у башмака кондуктора, исходя из факта обнаруженного нарушения колонны, было решено произвести шаблонирование кондуктора. При этом шаблон диаметром всего 163 мм не прошел ниже глубины

8 м в кондукторе с внутренним диаметром 304 мм. В течение месяца проводились работы в кондукторе оправками диаметром 90; 135; 238 и 245 мм, фрезером и долотом, спускаемыми на бурильных трубах. Предпринятые попытки очистки кондуктора привели к углублению забоя только до 52 м. По наблюдениям за процессом углубления забоя, за износом инструмента и выносящимися из скважины осадками и кусочками металла было установлено, что в процессе длительной эксплуатации скважины произошел коррозионный износ кондуктора и его деформация по направлению к центру ствола скважины с перекрытием его сечения. Проведение работ еще более осложнялось наличием интенсивного излива вод верхнеказанского подъяруса на устье и через грифоны на расстоянии 30...40 м от устья скважины. Кроме того, верхняя часть направления и кондуктора не обнаруживались. Таким образом, устье скважины оказалось неприспособленным для закачивания тампонажных растворов под давлением. Закачивание же указанных растворов через НКТ с целью заполнения ствола скважины не имела смысла из-за их выброса изливающейся водой (аналогично скв. 546).

В возникших условиях было предложено загерметизировать устье скважины следующим образом (рис. 3.12). Вначале в кондуктор были спущены 146-мм обсадные трубы до глубины 52 м путем периодической проработки и промывки (самая нижняя обсадная труба была оборудована кольцевой коронкой). Попытки спуска 146-мм труб ниже указанной глубины не удались. Затем на 146-мм обсадные трубы “одели” обсадные трубы диаметром 245 мм до глубины 23 м (ниже проходимости не было). На устье в пространстве между 245-мм и 146-мм обсадными трубами была заварена кольцевая заглушка с введенным в нее патрубком для соединения с цементирующим агрегатом. В пространство за 245-мм обсадными трубами была вставлена насосно-компрессорная труба длиной около 3 м, а затем в этом пространстве был залит цементный сальник. Для этого использовался цементный раствор со временем схватывания 20 мин, приготовленный на дистиллерной жидкости. Убедившись, что цементный раствор вокруг устья скважины затвердел и качество цементного камня хорошее, за 245-мм обсадные трубы было закачено 12 м³, а в пространство между 245- и 146-мм обсадными трубами — 22,4 м³ цементного раствора, приготовленного с добавлением дистиллерной жидкости и раствора хлористого кальция. После этого излив жидкости на устье скважины прекратился. Проведенные в 146-мм обсадных трубах исследования

цементомером показали наличие цемента за ними в интервалах 5...11; 19...22 и 41...46 м. Затем за 245-мм обсадные трубы было закачано 12 м³ раствора горячего парафина и 33,6 м³ цементного раствора с добавлением глинопорошка, раствора хлористого кальция и 300 кг НРС, а за 146-мм обсадные трубы — 16,8 м³ цементного раствора с добавлением глинопорошка и раствора хлористого кальция (глиноцементный тампонажный раствор). Повторные исследования цементомером показали наличие сплошного цемента в интервале 0...47 м за 146-мм обсадными трубами. Затем был установлен цементный мост в интервале 0...52 м в указанных обсадных трубах и оборудовано устье в соответствии с разработанными РД [135, 136]. Всего для разобщения пластов в интервале 0...52 м в скважину было закачано 85 м³ цементного раствора с коротким временем схватывания, улучшенными прочностными и адгезионными свойствами. Таким образом, предложенная технология позволила ликвидировать практически аварийную скважину с разобщением гидродинамически активных водоносных горизонтов в закондукторном пространстве и ликвидацией грифонов на устье.

В процессе дальнейшего проведения ОТР по совершенствованию технологии ликвидации скважин серьезное внимание уделялось извлечению эксплуатационных колонн. В отдельные периоды успешность извлечения колонн достигала 92%, а средняя глубина извлечения их 520 м. Этому способствовало удачное внедрение в практику ликвидационных работ вырезающего устройства, обеспечивающего резку колонны по всему периметру и исключая деформацию нижней части извлекаемой колонны. Повышению успешности извлечения эксплуатационных колонн способствовал более обоснованный выбор глубины резки как по данным исследований прихватопредопределятелем, так и исходя из последующего уменьшения объемов изоляционных работ. Так, например, близость глубины извлечения колонны к интервалу залегания отложений сакмаро-артинского яруса обуславливает необходимость установки одного цементного моста с одновременным перекрытием “головы” оставшейся части колонны и отложений указанного горизонта. Кроме того, практика резки колонны на некотором удалении от места прихвата показала, что уменьшается нагрузка на колонну и поэтому исключается необходимость применения гидродомкратов.

Для ускорения ликвидационных работ с одновременным улучшением качества разобщения пластов в верхней части

разреза предпринимались попытки извлечения части кондуктора после его торпедирования или резки. Например, в скв. 129 Шкаповского месторождения была обнаружена негерметичность кондуктора в двух интервалах: 60...63 и 160...163 м. Учитывая практически бесперспективность работ по герметизации нарушений в кондукторе (см. выше) было приложено усилие по извлечению кондуктора в этой скважине. После установки цементного моста против нижнего нарушения кондуктор был отрезан и извлечен с глубины 120 м. В скв. 566 того же месторождения кондуктор был извлечен с глубины 77 м. Извлечение кондуктора в перечисленных скважинах исключило необходимость проведения трудоемких изоляционных работ через нарушения и спецотверстия и позволило завершить ликвидационные работы установкой цементного моста в открытом стволе в интервале залегания свит А и В: в скв. 129 закачиванием 10,4 м³ (расчетное количество 7,8 м³) обычного цементного раствора за одну операцию цементирования; в скв. 566 после предварительного тампонирования открытого ствола 1,5 м³ глинистого раствора с добавлением 0,3 т кордного волокна было закачено 7,5 м³ цементного раствора (близко к расчетному количеству).

В то же время в процессе ОТР была установлена низкая успешность извлечения кондукторов по сравнению с эксплуатационными колоннами. Это может быть объяснено рядом причин, основными из которых являются неустойчивость пород в верхней части разреза, неоднозначность результатов торпедирования обсадных труб большого диаметра (299...324 мм), а также конструктивные недостатки вырезающего устройства применительно к указанным обсадным трубам, отсутствие возможности захвата кондуктора по причине разрушения его верхней части, или оседания, или извлечения в процессе строительства скважины.

Одним из основных показателей успешности изоляционно-ликвидационных работ является вид и количество используемого тампонажного раствора. Учитывая, что основной объем изоляционных работ проводится в интервале залегания водоносных горизонтов, содержащих пресные воды, были рекомендованы и применялись на практике в процессе ОТР в основном тампонажные растворы на основе тампонажного портландцемента. Но при этом путем различных добавок в цементные растворы их свойства приводились в соответствие с гидродинамическими условиями в верхней части разреза.

В процессе проведения ОТР по совершенствованию техно-

логии ликвидационных работ в ряде скважин Шкаповского месторождения было установлено отсутствие кондуктора в верхней части. Так, например, в скв. 556 отсутствие верхней части кондуктора было обнаружено в начале ликвидационных работ после удаления цементного сальника между эксплуатационной колонной и направлением. Кондуктор был отбит трубами на глубине 46 м; в скв. 597 наличие открытого ствола в интервале 17...81 м было обнаружено исследованиями каверномером и прихватоопределителем уже после извлечения эксплуатационной колонны; в скв. 606 и 823 нахождение кондуктора, соответственно, на глубинах 246 и 204 м было установлено в начальной стадии ликвидационных работ исследованием электромагнитным дефектоскопом (ЭМДСТ); в скв. 606 отсутствие верхней части кондуктора было установлено после извлечения эксплуатационной колонны визуально, а затем исследованием ЭМДСТ подтверждено его нахождение на глубине 187 м.

Отсутствие кондуктора в верхней части разреза в скважинах Шкаповского месторождения объясняется извлечением его в процессе строительства скважин в целях экономии металла, что впоследствии обернулось намного большими потерями. Наглядным подтверждением этого являются примеры проведения трудоемких ликвидационных работ в перечисленных скважинах. Кроме того, однозначно не могут быть оценены последствия такой “экономии”, связанные с охраной недр.

В приводимых ниже примерах в зависимости от того, на какой стадии ликвидационных работ была установлена глубина верхней части кондуктора, на каком удалении от нее находится граница раздела свит А и В, установлено ли качество разобщения пластов на границе раздела уфимского и кунгурского ярусов, имеется ли техническая возможность и т. д., были использованы различные технологические схемы изоляционно-ликвидационных работ.

В указанных условиях в скв. 556 (рис. 6.20) после предварительных изоляционных работ эксплуатационную колонну извлекли до глубины 50 м, что на 4 м ниже “головы” кондуктора. В этом положении в пространство за 146-мм эксплуатационной колонной спускались НКТ и оно до устья было заполнено цементом за три операции цементирования. Исследования АКЦ показали неравномерный контакт цемента с колонной в интервале 11...49 м, привалы и наличие цемента — в интервале 49...401 м. Таким образом, описанным способом была восстановлена верхняя часть кондуктора, одновременно была

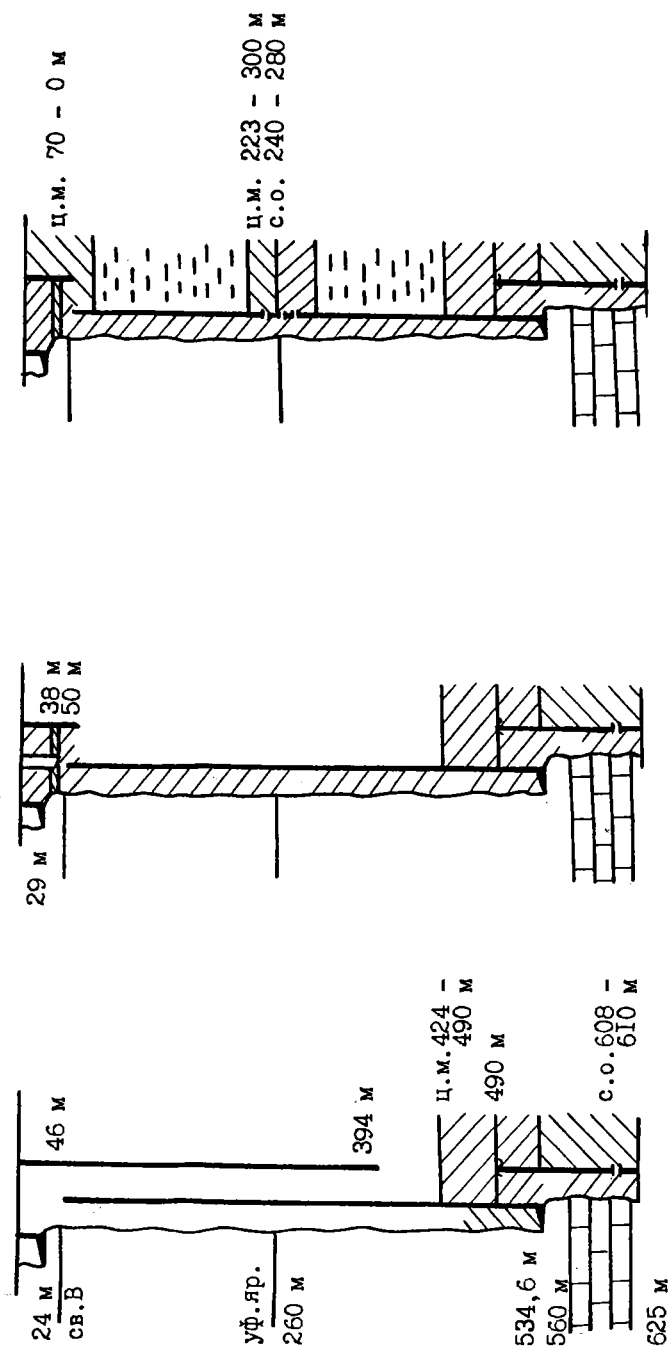


Рис. 6.20. Конструкция и технология ликвидации скв. 556

надежно разобшена граница раздела свит А и В, находящаяся на одной глубине с “головой” кондуктора, и обеспечена возможность укрепления границы раздела уфимского и кунгурского ярусов (260 м) путем цементирования под давлением.

В скв. 597 (рис. 6.21) после извлечения эксплуатационной колонны с глубины 787 м исследованиями каверномером и прихватоопределителем был установлен открытый ствол скважины в интервале 17...81 м, ниже приборы не прошли. Для восстановления кондуктора 97 м извлеченных 168-мм обсадных труб были спущены вновь в скважину и установлен цементный сальник между “головой” кондуктора и башмаком 168-мм обсадных труб, что позволило провести изоляционные работы под давлением на границе раздела уфимского и кунгурского ярусов.

В скв. 606 (рис. 6.22) эксплуатационную колонну удалось извлечь со второй попытки с глубины 200 м. Ликвидационные работы в нижней части ствола скважины и против границы раздела уфимского и кунгурского ярусов проводились путем закачивания цементного раствора через место первоначальной резки колонны (656 м) и спецотверстия в колонне и кондукторе на глубине 340 м. Из 18,4 м³ использованного цементного раствора 12 м³ было приготовлено добавлением дистиллерной жидкости.

После извлечения эксплуатационной колонны с глубины 200 м было подтверждено отсутствие кондуктора в интервале 0...246 м, обнаруженное исследованием ЭМДСТ еще в начале ликвидационных работ. Было принято решение об установке сплошного цементного моста в интервале 220...0 м. Указанные работы проводились в четыре этапа (рис. 6.22). Цементный мост в интервале 220...146 м был установлен закачиванием 6,4 м³ глиноцементного раствора, приготовленного добавлением 1 м³ пластовой воды. Для установки цементного моста в интервале 146...100 м было использовано 4 м³ глиноцементного раствора, приготовленного на растворе хлористого кальция. Аналогичный тампонажный раствор использовался при установке цементных мостов в интервалах 100...75 (8 м³) и 75...0 м (4,8 м³). В последней операции, исходя из более сложной гидродинамической обстановки в интервале залегания свит А и В, в глиноцементный раствор были добавлены 0,5 м³ песка и 1 м³ кордного волокна. Для установки цементного моста в интервале 220...0 м всего было израсходовано 23,2 м³ тампонажного раствора. Последнее близко к расчетному значению, определенному по оптимальному размеру долота (346 мм) при бурении под кондуктор.

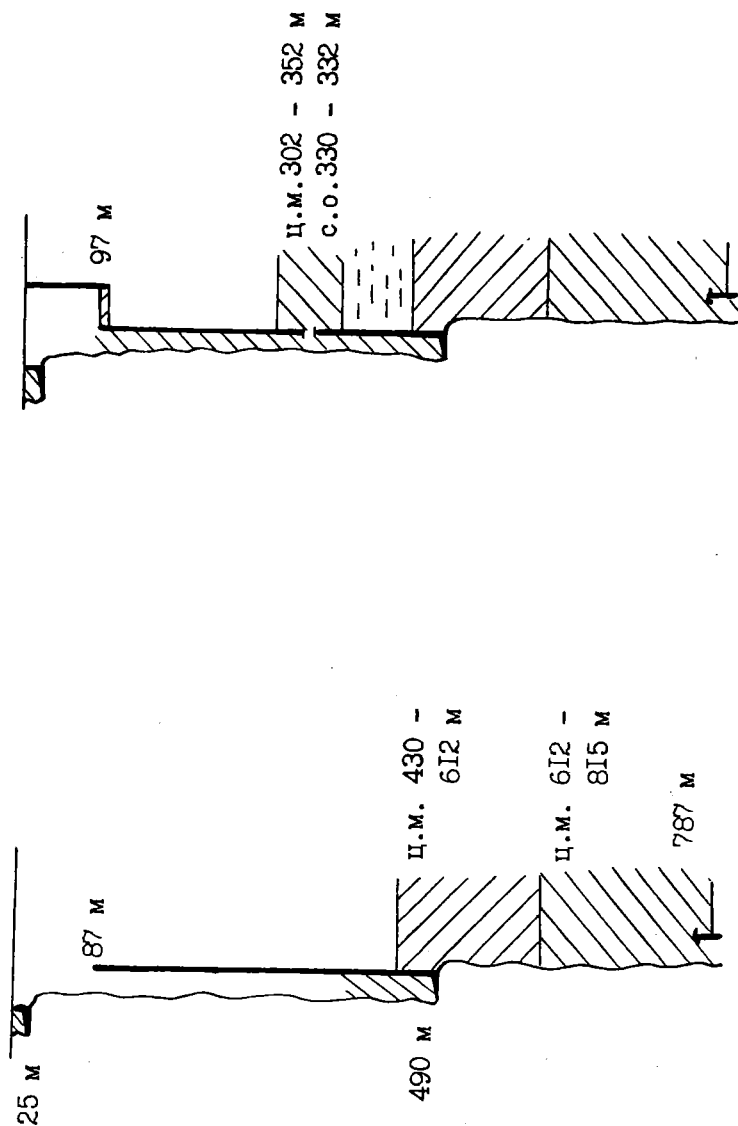


Рис. 6.21. Конструкция и технология ликвидации скв. 597

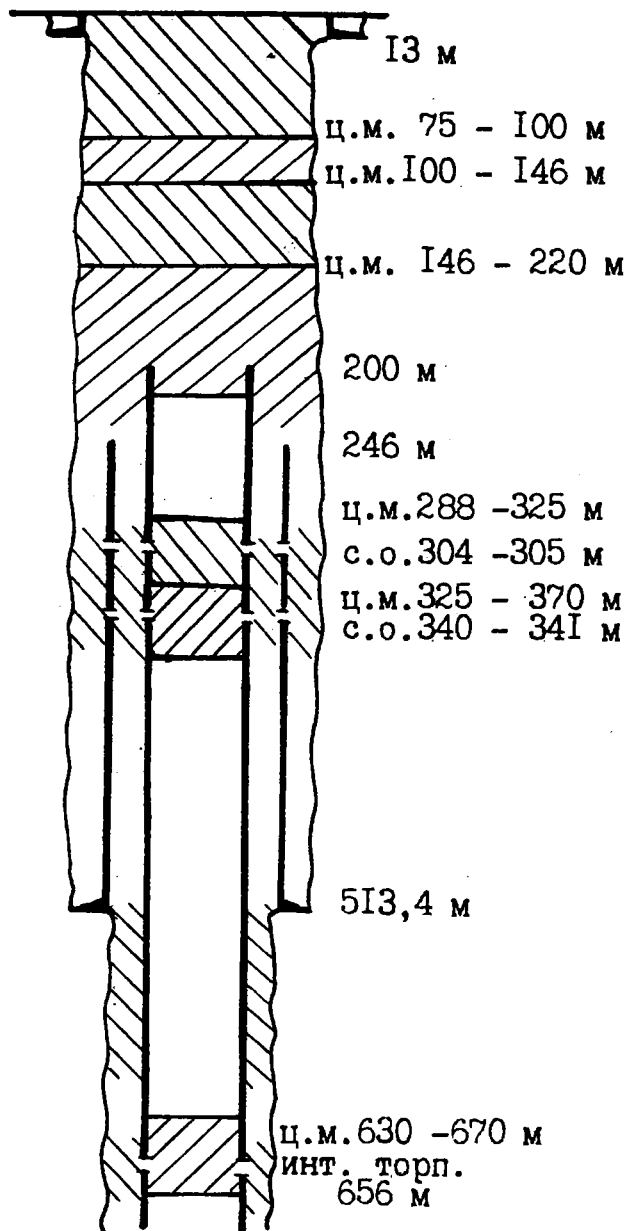


Рис. 6.22. Конструкция и технология ликвидации скв. 606

В скв. 648, 823 и 711 также отсутствовала верхняя часть кондуктора до глубин, соответственно, 187, 204 и 32 м. В этих условиях для недопущения потери ствола в скв. 648 и 823 эксплуатационная колонна извлекалась поэтапно. После каждого этапа проводились изоляционные работы без давления снизу вверх по разрезу скважины. Использование данной технологии было обусловлено наличием естественной изоляции (привалов) на границе раздела уфимского и кунгурского ярусов, возможностью установки цементного моста в открытом стволе в верхней части разреза, а также значительной глубиной нахождения “головы” кондуктора.

В скв. 711 эксплуатационную колонну извлекли до глубины, находящейся на 18 м ниже “головы” кондуктора, и для их соединения в пространство между кондуктором и колонной (сверху через НКТ) закачали цементный раствор. Таким образом, была создана ступенчатая колонна и возможность наращивания цементного кольца за кондуктором под давлением. Недостатком описанного способа соединения разноразмерных обсадных колонн для обеспечения возможности ведения изоляционных работ под давлением является ограничение размера (диаметра) геофизического прибора, обусловленное диаметром обсадных труб верхней ступени. С увеличением разницы в диаметрах верхней и нижней частей колонн в последней (для нашего случая) будет уменьшаться разрешающая способность геофизического прибора.

Таким образом, выше в качестве примера приведены данные ОТР только по 9 ликвидированным скважинам Шкаповского месторождения. Опытнотехнологические же работы были начаты в 1992 г. Как уже было сказано, в процессе ОТР основное внимание уделялось совершенствованию технологии изоляционно-ликвидационных работ в скважинах указанного месторождения, характеризующихся аномальными геологическими условиями. Последнее подтверждается приведенными выше примерами. За три года ОТР были проведены в 54 скважинах. В табл. 6.9 приведены обобщающие показатели технологии их ликвидации. Здесь же в качестве базы сравнения представлены аналогичные данные за 1991 г.

Основными обобщающими показателями применяемой технологии ликвидации скважин являются расход цемента и продолжительность проводимых работ, аккумулирующие в себе обоснованный выбор вида и свойств используемых тампонажных растворов и технологических схем их подачи

**Обобщающие показатели технологии ликвидации скважин Шкаповского месторождения в результате проведенных
ОТР в 1991...1994 гг. силами НГДУ**

Годы	Количество скважин					Средняя глубина извлечения эксплуат. колонны, м (уровень цемент. кольца)	Всего извлечено обсадных труб, м	Средний расход цемента, м	Средняя продолжительность ликвидации скв., ч
	всего	с извлечением		с цементированием					
		экспл. колонны	кондуктора	экспл. колонны	кондуктора				
1991	21	16 (76%)	—	10 (48%)	20 (95%)	607 (890)	9717	89	1113
1992	13	10 (77%)	—	6 (46%)	9 (69%)	519 (598)	5188	79	1102
1993	24	23 (96%)	4 (17%)	14 (58%)	21 (88%)	545 (625)	12529 402 конд.	65	807
1994	17	16 (94%)	8 (47%)	11 (65%)	16 (94%)	625 (1512)	9997 901 конд.	49	589

в изолируемые интервалы в соответствии с конкретными геолого-техническими условиями скважин.

Как видно из таблицы, расход цемента на ликвидацию одной скважины уменьшился с 89 т в 1991 г. до 49 т в 1994 г., или в два раза. За тот же период продолжительность ликвидации одной скважины сократилась с 1113 ч до 589 ч, или в 1,9 раза.

В табл. 6.9 обращает на себя внимание высокая успешность извлечения эксплуатационных колонн, достигшая в 1993...1994 гг. 96...94%, и резкое увеличение количества ликвидированных скважин с извлечением кондуктора — 47% в 1994 г. В то же время количество ликвидированных скважин с дополнительным цементированием эксплуатационной колонны не уменьшается (за исключением 1992 г.). Следовательно, улучшение обобщающих показателей ликвидационных работ в основном обусловлено совершенствованием их технологии.

Средняя глубина извлечения эксплуатационных колонн изменяется от 519 до 625 м. При этом наблюдается некоторая зависимость между уровнем цементного кольца, созданного при строительстве скважин, и глубиной извлечения колонн. В то же время однозначно утверждать о существовании постоянной и значимой зависимости между указанными параметрами нет достаточных оснований. Последнее может быть объяснено многими причинами, но главными из них являются: наличие прихватов колонн обвалившимися стенками скважин и результаты РИР по герметизации колонн во время длительной их эксплуатации, при торпедировании нет гарантии отрезания обсадной трубы по всему периметру и часто происходит ее раздутие, приводящие к затяжкам и необходимости торпедирования колонны на меньшей глубине, отсутствие или недостаточное количество гидродомкратов для первоначального отрыва извлекаемой части колонны. Кроме того, глубина извлечения эксплуатационной колонны напрямую связана с интервалом залегания отложений сакмаро-артинского яруса: извлечение колонны с глубины ближе к подошве сакмаро-артинского яруса считается достаточным для обеспечения качества ликвидации скважины путем перекрытия цементным мостом в открытом стволе большей части потенциального источника загрязнения пресноводного комплекса.

Сравнение данных о стоимости ликвидации скважин за 1991-1994 гг. непоказательно без учета инфляционных коэффициентов.

Тенденция изменения обобщающих показателей технологии ликвидации скважин в положительную сторону наблюдает-

ся в целом на всех месторождениях АНК “Башнефть” (табл. 6.10). При этом она наблюдается как в НГДУ, так и УБР, осуществляющих ликвидационные работы каждое своими силами. Увеличение продолжительности ликвидации скважин в НГДУ в 1992 г. объясняется тем, что много времени затрачивалось на ликвидацию аварий в скважинах Туймазинского месторождения (например, по скв. 981 она составила 6600 бригадо-часов).

Одной из основных причин отмеченной положительной тенденции является то, что технологические схемы ликвидационных работ (интервалы установки цементных мостов, вторичного цементирования эксплуатационных колонн и кондукторов, извлечение колонн ниже подошвы сакмаро-артинского яруса) в целом выбираются в соответствии с разработанными руководящими документами. Этого нельзя в полной мере утверждать в отношении обоснованного выбора тампонажных растворов. Поэтому последнее является значительным резервом в сокращении затрат на ликвидационные работы.

Таким образом, представленные данные подтверждают, что ликвидация скважин является одним из наиболее сложных видов КРС, объединяющих в себе элементы строительства скважин, ремонтно-восстановительные работы, геофизические исследования по оценке технического состояния обсадных колонн, заколонных перетоков и чисто ликвидационные работы. Разработанные и нашедшие широкое применение на месторождениях Башкортостана технологии ликвидации скважин учитывают их технические, геологические, гидрогеологические и гидродинамические условия эксплуатации и на сегодня являются оптимальными, отвечают требованиям охраны недр и окружающей среды.

Известно, что затраты на ликвидацию скважин являются не прибылеобразующими. Поэтому все возрастающие объемы ликвидационных работ оказывают отрицательное воздействие на экономику разрабатываемых месторождений. В этих условиях первостепенное значение приобретает снижение затрат на ликвидацию скважин путем совершенствования технологии рассматриваемого вида КРС.

В то же время сокращение продолжительности любого технологического цикла не может продолжаться бесконечно. Поэтому каждому последующему периоду разработки месторождения абсолютная величина возможной экономии затрат за счет фактора продолжительности будет уменьшаться. В любом

**Обобщающие показатели технологии ликвидационных работ по скважинам месторождений
Башкортостана за 1991...1994 гг.**

Годы	Количество скважин						Средняя глубина извлечения эксплуат. колонны, м	Всего извлечено обсадных труб, м	Средний расход цемента на 1 скв., т	Средняя продолжительность ликвидации скв. 1 скв., бр-ч
	с извлечением			с цементированием						
	всего	экспл. колонны	кондуктора	экспл. колонны	кондуктора	кондуктора				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	

1. НГДУ

1991	195	138 (71%)	24 (12%)	64 (33%)	43 (22%)	448	59966 621 конд.	30	607	
1992	179	110 (61%)	15 (8%)	82 (46%)	28 (16%)	384	44952 1379 конд., напр.	33	713	
1993	154	95 (62%)	10 (6%)	78 (51%)	41 (27%)	413	39263 597 конд., напр.	31	580	
1994	106	70 (66%)	9 (8,5%)	45 (42%)	28 (26%)	422	29571 911			

конд.,
46 м-89 мм

2. УБР

1992	41	26 (63%)	—	24 (58%)	4 (9%)	403	8588	30	474
1993	90	55 (61%)	1 (1%)	46 (51%)	12 (13%)	399	21920 18	28	580
1994	72	46 (61%)	4 (5,5%)	32 (44%)	17 (24%)	387	конд. 17015	29	486
							79 конд., 70 м тех.		
							кол.		

случае достигаемая рассматриваемым путем экономия может способствовать только некоторому увеличению объемов работ по ликвидации скважин. В то же время, независимо от объемов добычи нефти, потребность в ликвидации пробуренного фонда скважин постоянно остается. Более того, из года в год эта потребность увеличивается из-за ограниченных текущих возможностей предприятий в проведении ежегодных необходимых объемов ликвидационных работ. Таким образом, создается ситуация, при которой значительное количество скважин может остаться не ликвидированным даже после окончания разработки месторождения.

Одним из путей выхода из создавшейся ситуации является создание ликвидационного (или резервного) фонда для последующего финансирования работ, связанных с физической ликвидацией скважин. Поскольку затраты на ликвидацию скважин, как уже было отмечено, являются не прибылеобразующими, ликвидационный фонд должен формироваться в режиме льготного налогообложения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Капитальный ремонт скважин (КРС) является одним из средств реализации проектов разработки месторождений. С помощью КРС решается множество задач, связанных с эксплуатацией громадного количества скважин. Эти задачи объединяются в две группы.

Первая группа задач заключается в улучшении показателей эксплуатации продуктивного пласта путем отключения отдельных из них (верхних, нижних), изоляции (отключения) обводненных пропластков в пределах интервала перфорации одного или нескольких продуктивных пластов, воздействия на них с целью увеличения продуктивности и восстановления работоспособности призабойной зоны. Она решается посредством ремонтно-изоляционных работ (РИР) в скважинах.

Вторая группа задач заключается в устранении негерметичности эксплуатационных колонн, ликвидации межпластовых перетоков по незацементированному заколонному пространству. Она решается посредством ремонтно-восстановительных работ (РВР) в осложненных скважинах, обеспечивает выполнение первой группы задач и поэтому приобретает главенствующую роль.

Осложненными следует считать скважины, в которых обсадные колонны (кондуктор, техническая и эксплуатационная колонны) зацементированы частично, нарушена их герметичность, имеются заколонные перетоки жидкости. В силу перечисленных причин осложненные скважины не отвечают требованиям охраны недр и окружающей среды.

По современным требованиям охраны недр и окружающей среды осложненные скважины должны выводиться из эксплуатации. А это большой фонд скважин, остановка которых заметно влияет на текущую добычу нефти. Кроме того, они не могут долгое время находиться в консервации, так как геологическая и гидрогеологическая обстановка в стволе таких скважин может привести к нарушению экологического равновесия. Все это вызывает необходимость проведения незамедлительных ремонтов.

Нередко в осложненных скважинах требуется осуществление за один цикл капитального ремонта одновременно нескольких его видов: устранение негерметичности эксплуатационной колонны, вторичное цементирование кондуктора, вторичное цементирование эксплуатационной колонны. Перечисленные

работы проводятся в условиях интенсивного поглощения тампонажных растворов, “защемленности” заколонного пространства обвалившимися породами, что исключает возможность восстановления циркуляции. Поэтому возрастает роль технологии РВР.

Поскольку работы по вторичному цементированию кондуктора проводятся в верхних интервалах разреза, состоящих из разнонасыщенных водоносных горизонтов (пресные и минерализованные воды), то очень ответственным элементом технологии является обоснование видов тампонажных растворов и наполнителей, а также сроков их схватывания или загустения. Важно также правильное планирование последовательности проведения отдельных видов работ, влияющее в конечном счете на возможность оценки качества изоляционных работ по элементам конструкции скважин.

Известно, что при проведении восстановительных ремонтов в основном используются цементные растворы. Поэтому их свойства должны быть изменены в соответствии с гидродинамическими и гидрогеологическими условиями в верхней части разреза, а именно: сокращены сроки схватывания, уменьшена плотность, повышена вязкость до предела прокачиваемости насосным агрегатом, улучшены прочностные и адгезионные характеристики.

В начальных операциях восстановительных ремонтов по устранению негерметичности эксплуатационных колонн обычно в заколонное пространство закачивается цементный раствор. Однако часто не удается добиться герметичности колонны после разбуривания цементного моста, хотя и обеспечивается наращивание цементного кольца. В таких случаях необходима догерметизация нарушений колонн путем проведения дополнительных операций по закачиванию отверждаемых в полном объеме легкофильтрующихся тампонажных составов.

Большое значение имеет планирование технологий ремонтно-изоляционных и ремонтно-восстановительных работ с учетом последующей неизбежной физической ликвидации скважин. Последнее означает, что и работы по устранению негерметичности эксплуатационной колонны в ее незацементированном интервале должны предусматривать одновременное наращивание цементного кольца с перекрытием кровли неблагоприятного в экологическом отношении сакмаро-артинского яруса, но с подъемом цемента ниже башмака незацементированного кондуктора. Это в последующем обеспечивает выбор

вариантов технологических схем вторичного цементирование кондуктора.

В случаях межколонных проявлений на устье скважины (на месторождениях Башкортостана излив сероводородсодержащей артинской воды или вод высоконапорных водоносных горизонтов из-за негерметичности кондуктора) недопустима установка сальников между кондуктором и колонной, так как исключается возможность извлечения эксплуатационной колонны в процессе физической ликвидации скважин. Это, в свою очередь, практически исключает проведение исследований за кондуктором и резко ограничивает возможности его качественного вторичного цементирования.

Принципиально важно установление необходимости проведения ремонтных работ в скважине. Для этого должны осуществляться исследования скважины оптимальным комплексом геофизических, гидродинамических и промысловых методов, обеспечивающих получение надежной информации.

Методы исследования продуктивных пластов должны выявлять характер и степень их выработки, гидродинамическую связь между зонами отбора и нагнетания, величины пластовых давлений, причины и характер обводнения, состояние призабойной и удаленной зон пласта. Получаемая информация должна позволять обосновывать способы регулирования разработки месторождения и его масштабы с целью улучшения степени выработки пластов и достижения экономической эффективности. Одним из таких способов являются ремонтно-изоляционные работы вообще и адекватные к пластовым условиям технологии (характеристики тампонажных составов, технологических жидкостей, их объемы и т. д.) их проведения, в частности. К сожалению, остаются недостаточными как объемы, так и качество исследований для однозначной оценки состояния выработки отдельных пластов, особенно на многопластовых месторождениях.

Исследования технического состояния скважины также должны строго регламентироваться и по методам, и по периодичности. Правильнее, использовать терминологию “исследование геолого-технического состояния скважины”, так как степень отрицательного воздействия каждого из наиболее распространенных на практике дефектов скважины (нарушение колонн, отсутствие или плохое состояние цементного кольца за колонной, кондуктором, заколонные перетоки) на состояние охраны недр и окружающей среды зависит от геологической,

гидрогеологической и гидродинамической характеристик заколонного пространства в интервалах дефектов.

Исследования геолого-технического состояния скважин должны проводиться в соответствии с методикой, разработанной с учетом особенностей месторождений нефтедобывающего региона и регламентирующей их задачи, виды и периодичность. В методике также должны быть обоснованы наиболее характерные для каждого вида исследований признаки оценки технического состояния скважин.

Последовательность исследований геолого-технического состояния скважин должна определяться исходя из принципа: от постоянных визуальных наблюдений и несложных замеров к исследованию с определенной периодичностью во времени и, наконец, к разовым исследованиям во время ремонтных работ. Получаемые данные исследований в динамике дополняют и уточняют информацию о геолого-техническом состоянии фонда скважин, обеспечивают ее достоверность, позволяют более обоснованно и успешно проводить различные виды капитального ремонта скважин.

Для объективной оценки геолого-технического состояния скважины в первую очередь должна быть обоснована структура информации о ней, исходя из многолетней практики эксплуатации скважин на данном месторождении, регионе или предприятии. Структура информации должна включать в себя данные об объекте разработки, конструкции скважины, особенностях геологического и гидрогеологического разреза, этапах и характеристиках эксплуатации, проведенных ремонтах, исследованиях и т. д. Все перечисленное используется для формирования базы данных о скважине. Далее должны быть обоснованы принципы анализа накопленной информации, позволяющие выделять типы добывающих и нагнетательных скважин с характерными геолого-техническими условиями эксплуатации. Анализ такой информации позволяет сформулировать рекомендации по каждой скважине: о продолжении эксплуатации без ремонтов, возможности эксплуатации после проведения ремонтных работ или при условии строгого контроля давления в межколонном пространстве, необходимости ее физической ликвидации и т. д.

Изоляционно-ликвидационные работы в скважине являются последним и наиболее ответственным этапом ее “жизни”, так как они должны обеспечивать надежное и долговременное разобщение пластов в заколонном пространстве и самом ство-

ле. Изоляционно-ликвидационные работы должны планироваться исходя из принципа, что проведение повторных работ невозможно или оно требует неизмеримо больших материально-технических затрат. Поэтому для каждого месторождения, отличающегося геологическим строением, режимом, условиями эксплуатации и конструкцией скважин, должны быть разработаны свои технологии, не входящие в противоречие с принципиальными положениями отраслевого документа о порядке ликвидации скважин.

Технологии ликвидации скважин должны разрабатываться, в первую очередь, исходя из наиболее полного и качественного заполнения пространства за эксплуатационной колонной и кондуктором, но с учетом естественного защемления (изоляции) указанного пространства обвалившимися породами. Должны быть определены состав и последовательность технологических операций по различным вариантам с учетом специфики заколонного пространства, характера и глубины аварии в стволе скважины, возможности ее предварительной ликвидации, особых требований к ликвидации скважин в затопляемой и водоохранной зонах, разведочных скважин, не обсаженных эксплуатационными колоннами. Необходимо стремиться к извлечению части эксплуатационной колонны с глубины ниже башмака кондуктора. Это обеспечивает возможность исследования технического состояния кондуктора и цементного кольца за ним, проведения вторичного цементирования кондуктора и качественного разобщения пластов в открытом стволе ниже башмака кондуктора. Перечисленное исключает возможность перетока минерализованных вод снизу вверх, в том числе в пресноводный комплекс, залегающий в интервале спуска кондуктора.

В современной обстановке должны быть разработаны компьютерные программы проведения изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающие поиск оптимальных вариантов технологических схем, видов и объемов тампонажных составов для тампонирувания поглощающих пластов, наполнителей и т. д. в зависимости от геологических, гидрогеологических и гидродинамических условий в разобщаемых пластах.

Важное значение имеет снижение затрат (сокращение продолжительности работ) на РИР, РВР и ликвидацию скважин путем совершенствования технологий капитального ремонта, но при обеспечении качества изоляционных работ. Однако снижение затрат в экономике за счет сокращения продолжительности ремонта или ликвидации скважин не может быть

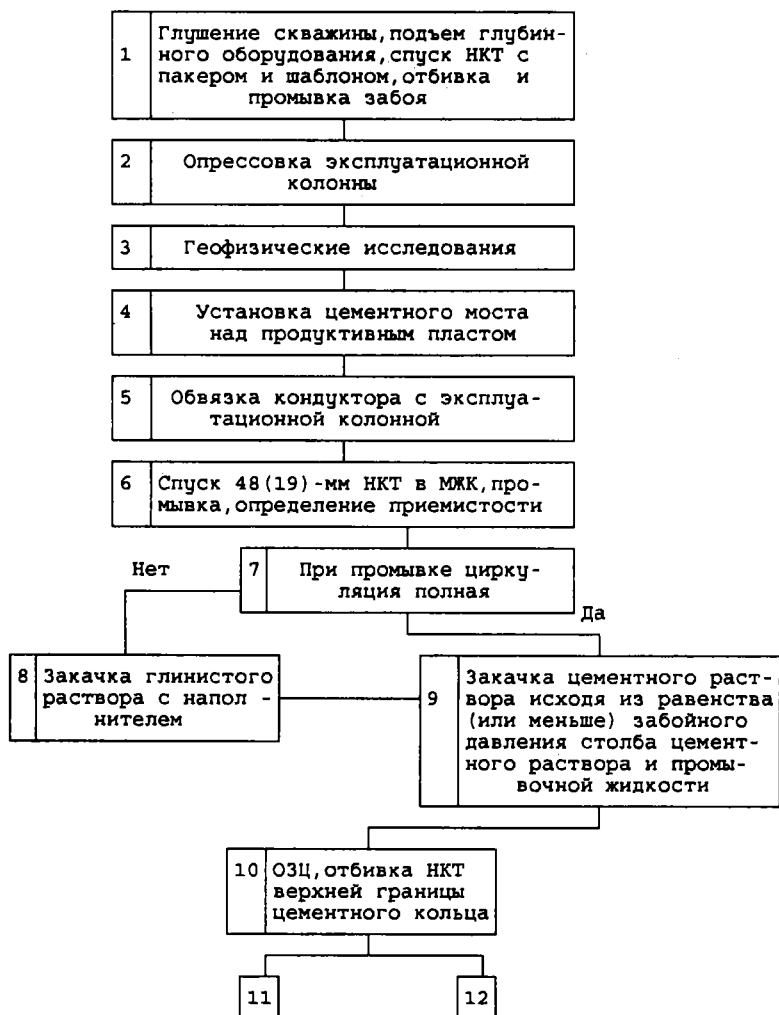
беспредельным. Оно будет уменьшаться к каждому последующему, все ухудшающемуся периоду разработки месторождения. В этих условиях потребность в РИР и РВР будет все увеличиваться, а фактические масштабы их проведения будут напрямую зависеть от текущих планов добычи нефти. Потребность в ликвидации пробуренного фонда скважин также будет увеличиваться за счет ограниченных возможностей предприятий в проведении ежегодных необходимых объемов ликвидационных работ, так как последние являются не прибылеобразующими. Это может привести к образованию остаточного фонда не ликвидированных скважин после завершения разработки месторождения. Поэтому необходимо создание ликвидационного фонда в режиме льготного налогообложения для последующего финансирования работ по ликвидации скважин.

Приведенные в книге результаты многолетних исследований в области оздоровления осложненного фонда скважин месторождений Башкортостана и опыт их практического применения могут быть использованы при решении аналогичной проблемы в других нефтедобывающих регионах страны.

Завершая книгу, авторы хотели бы пожелать читателям успехов в научно-исследовательской, практической и другой деятельности. Надеемся, что читатели найдут в этой книге полезные сведения, подходы или идеи, которые они смогут применить в своей работе.

ПРИЛОЖЕНИЕ

**Алгоритмы состава и последовательности работ по ВЦЭК путем
закачивания тампонажного раствора в заколонное пространство по НКТ
малого диаметра, спускаемым в МЖК**



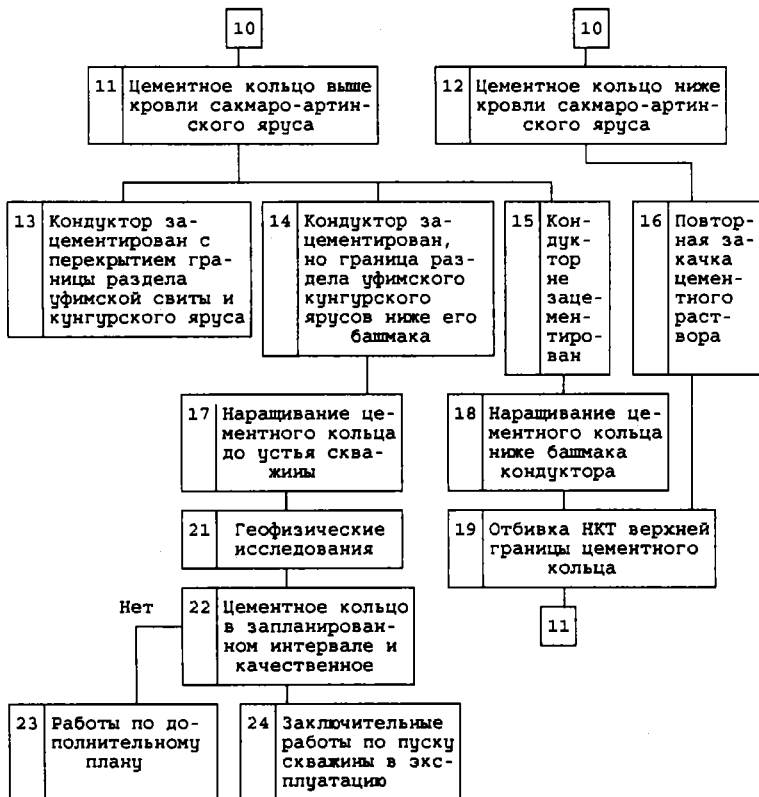
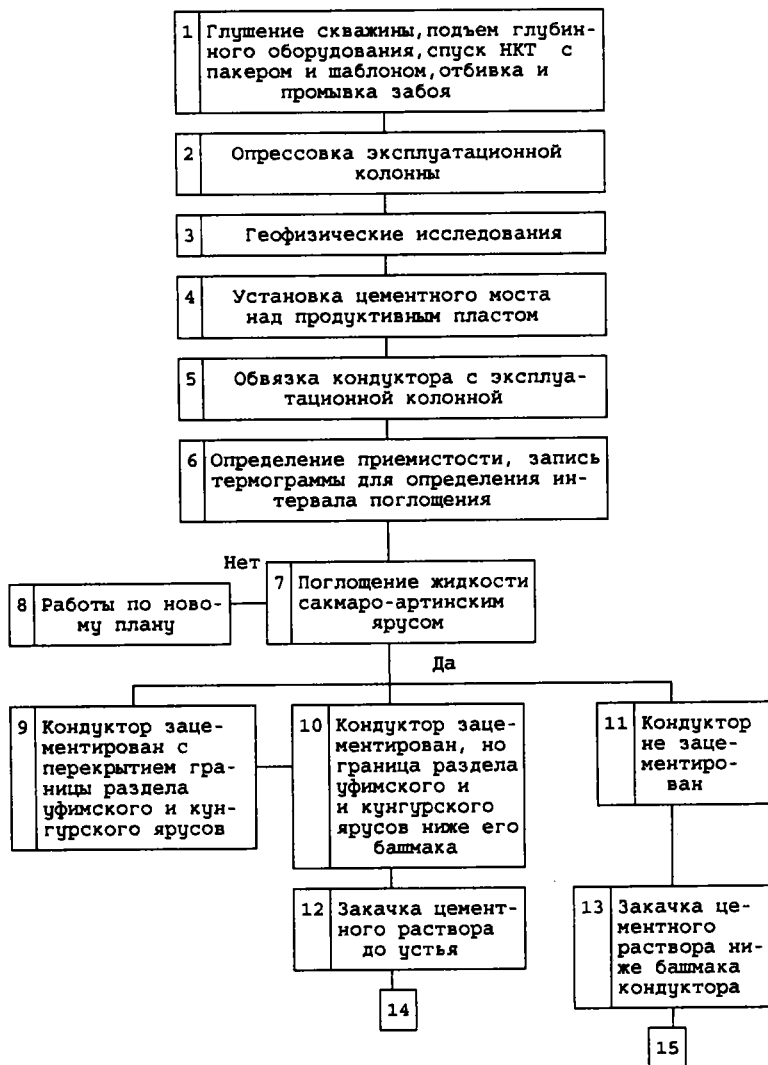


Рис. 1

**Алгоритмы состава и последовательности работ по ВЦЭК путем
закачивания тампонажного раствора в МЖК с устья скважины**



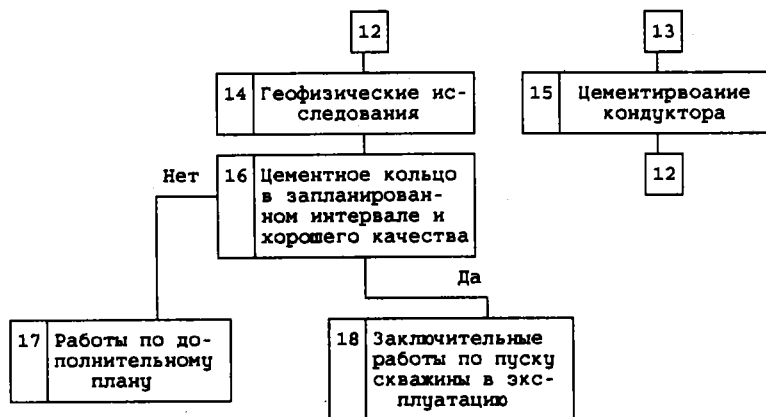
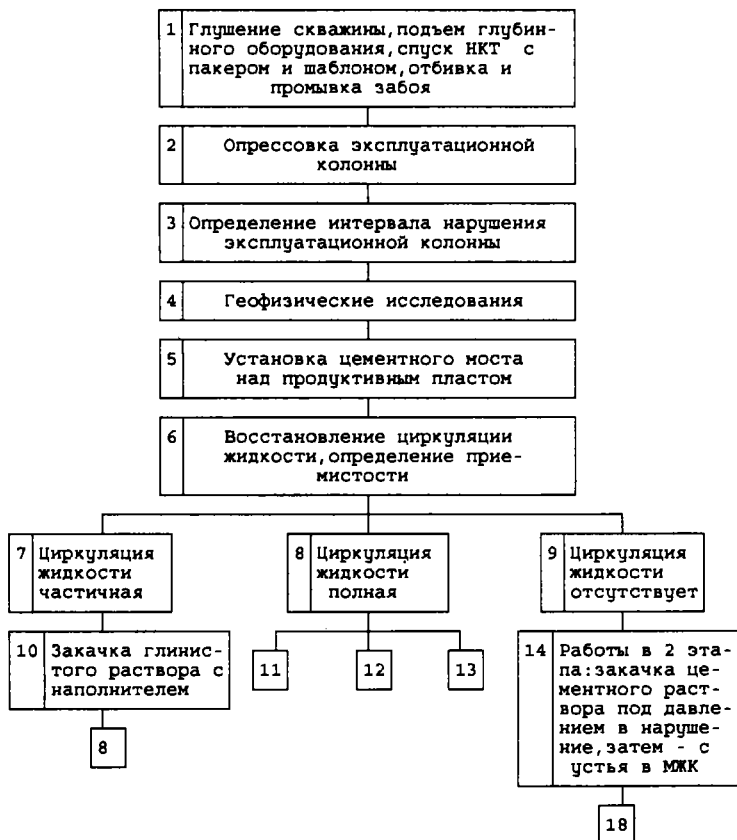


Рис. 2

**Алгоритмы состава и последовательности работ по ВЦЭК путем
закачивания тампонажного раствора в заколонное пространство через
нарушение эксплуатационной колонны в нижней части сакмаро-
артинского яруса**



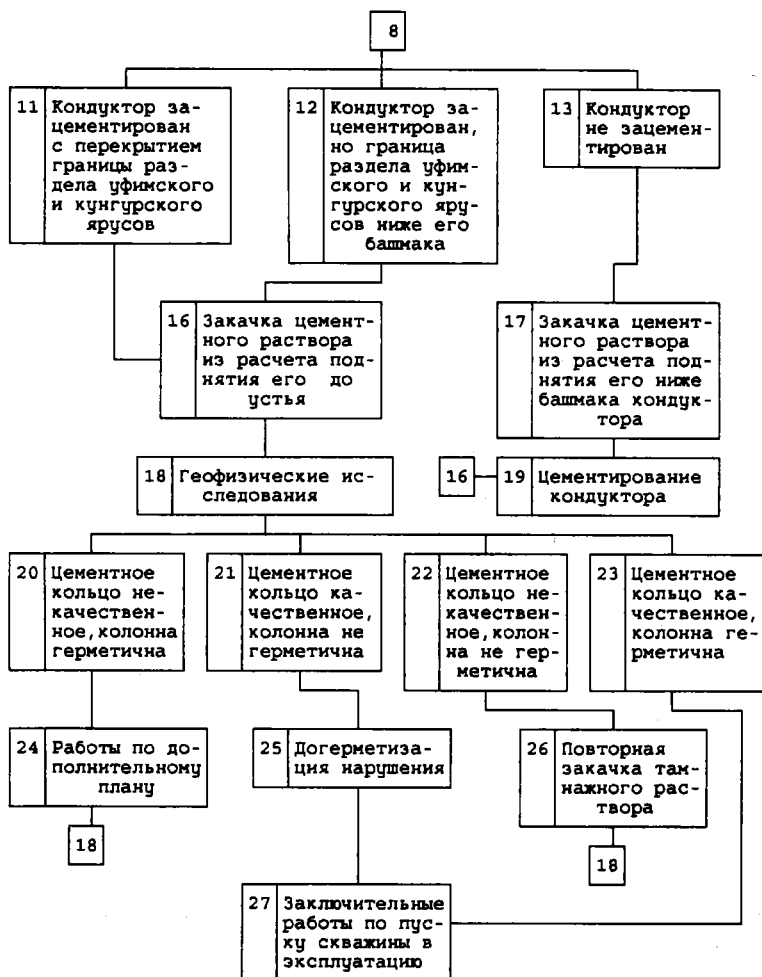
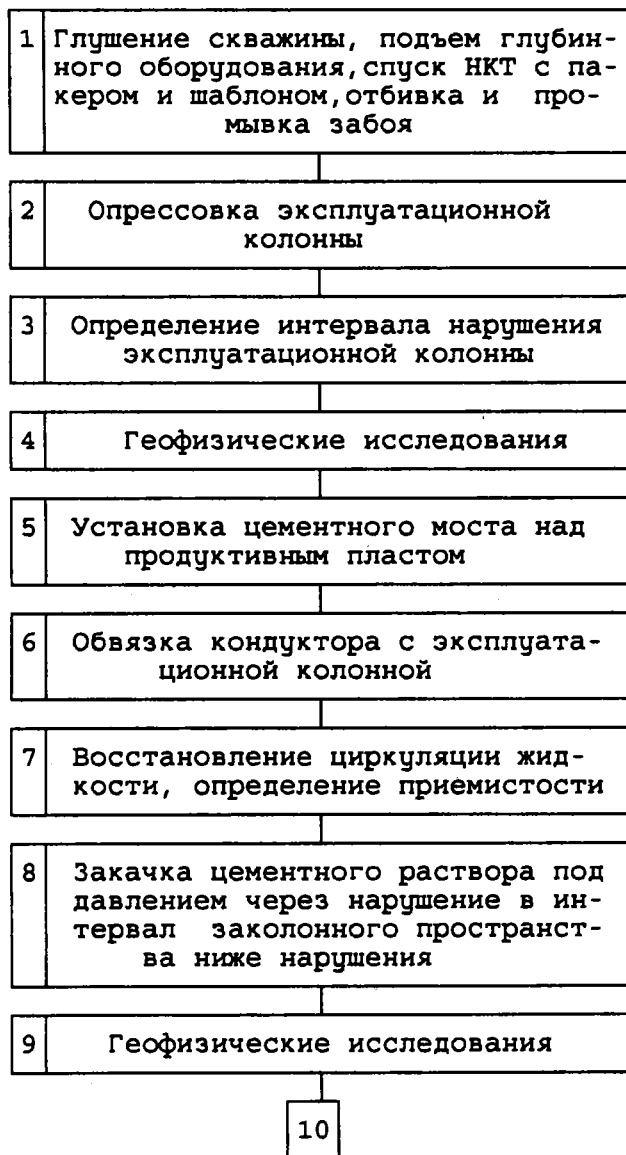


Рис. 3

Алгоритмы состава и последовательности работ по ВЦЭК путем закачивания тампонажного раствора в заколонное пространство через нарушение эксплуатационной колонны, находящееся в интервале между кровлей сакмаро-артинского яруса и башмаком кондуктора



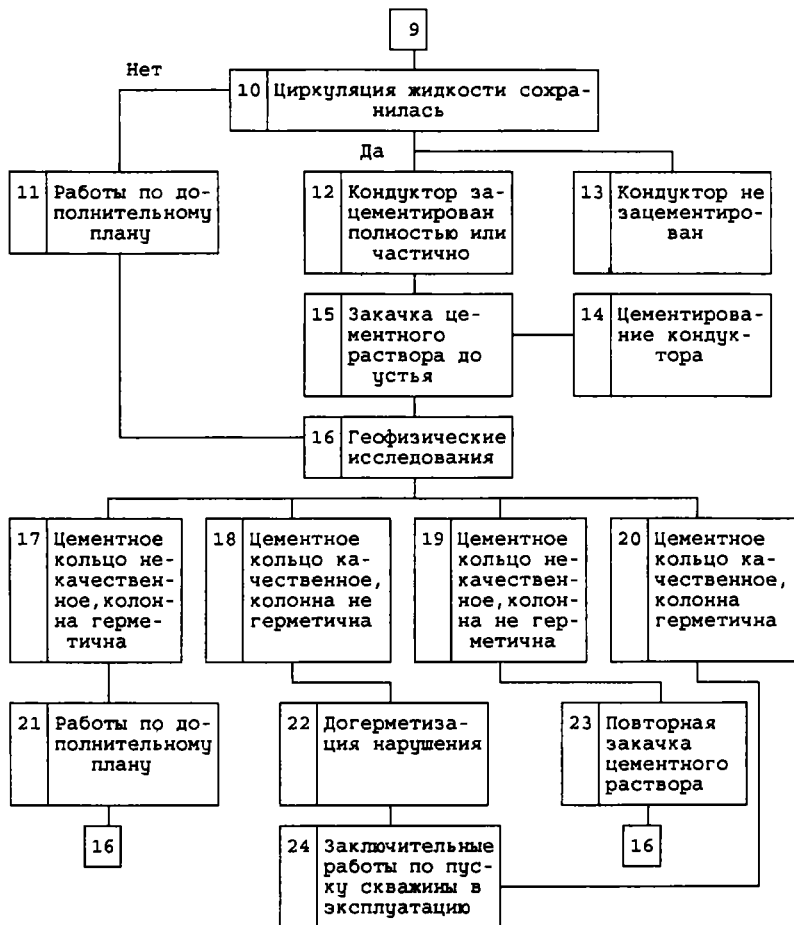
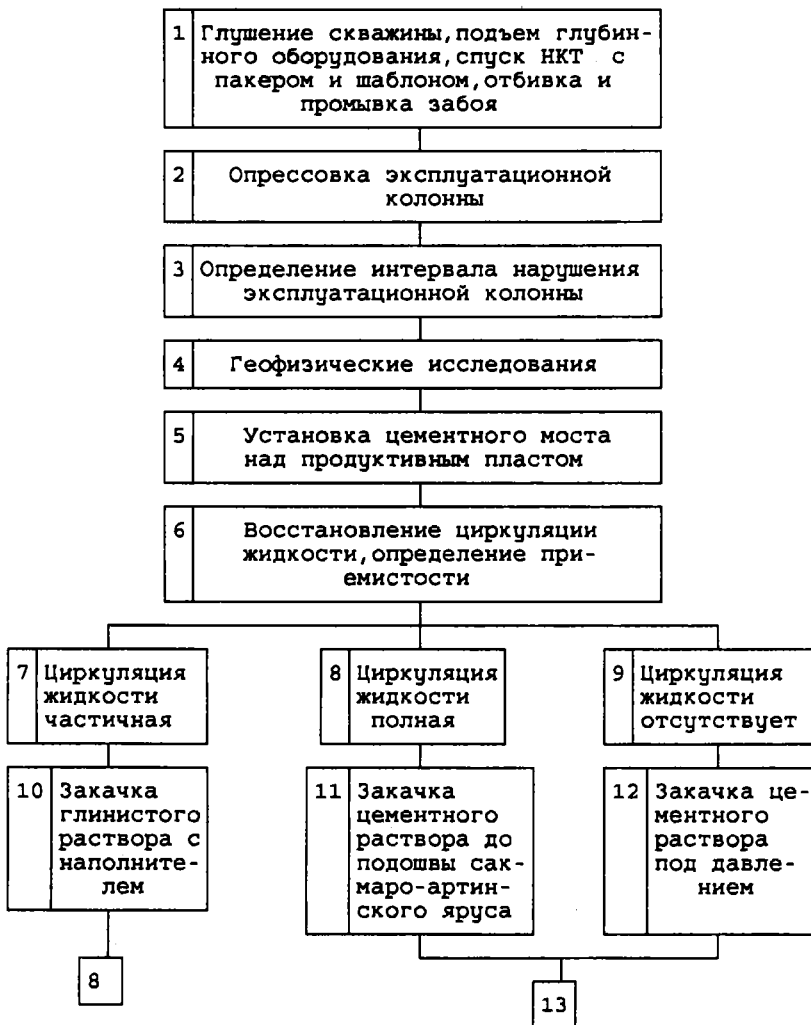


Рис. 4

Алгоритмы состава и последовательности работ по ВЦЭК путем закачивания тампонажного раствора в заколонное пространство через нарушение эксплуатационной колонны, находящееся ближе к серпуховскому (намюрскому) ярусу или напротив него



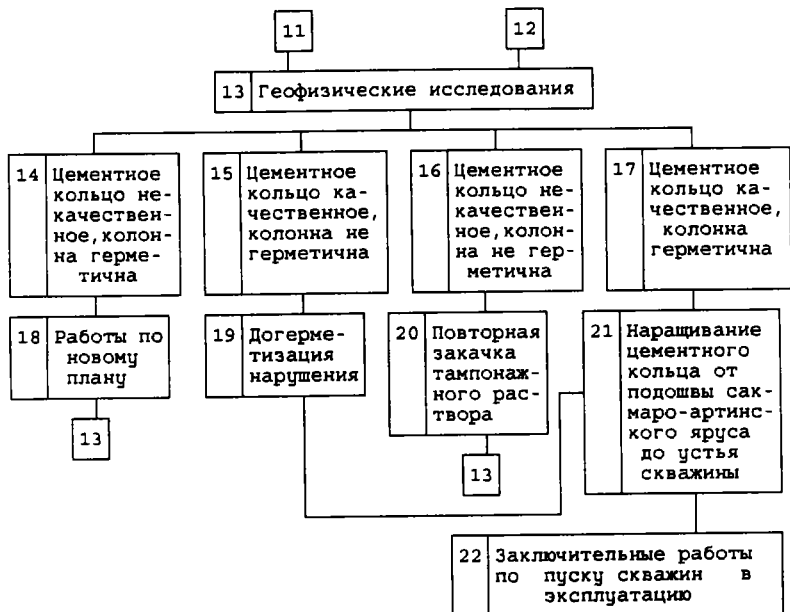
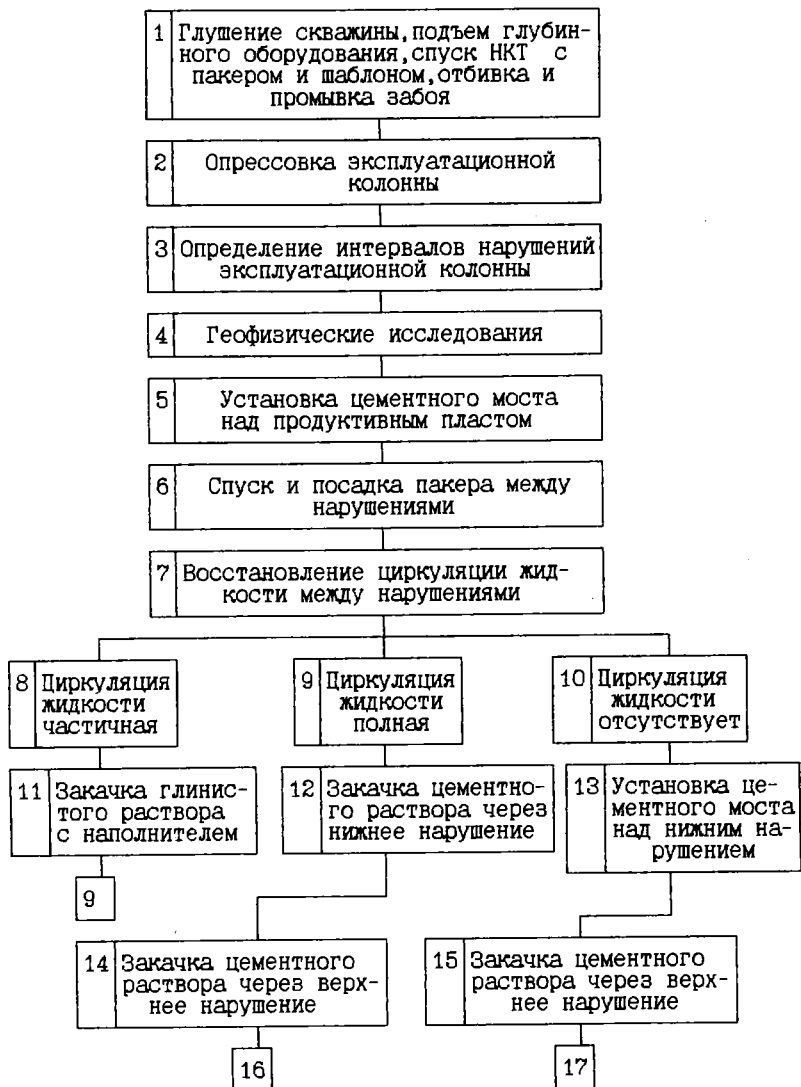


Рис. 5

Алгоритмы состава и последовательности работ по ВЦЭК в случае нарушения эксплуатационной колонны в двух и более интервалах, приуроченных к различным стратиграфическим горизонтам



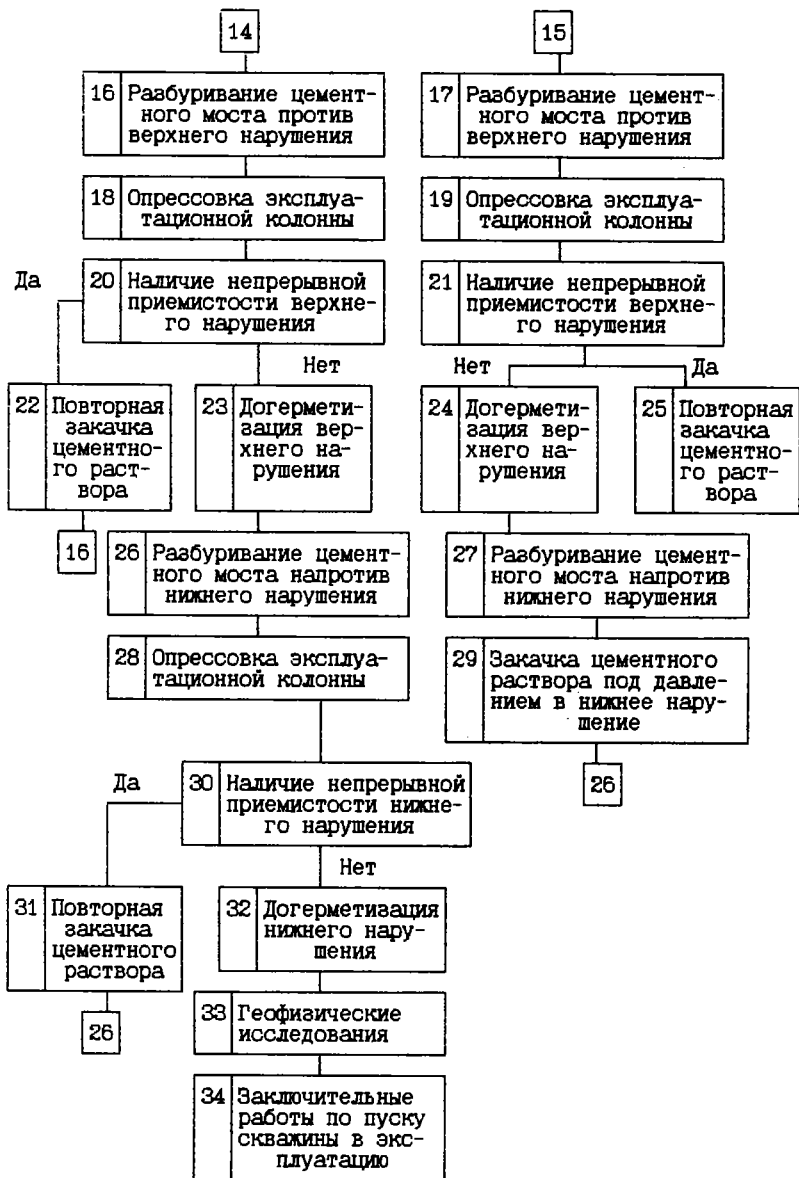
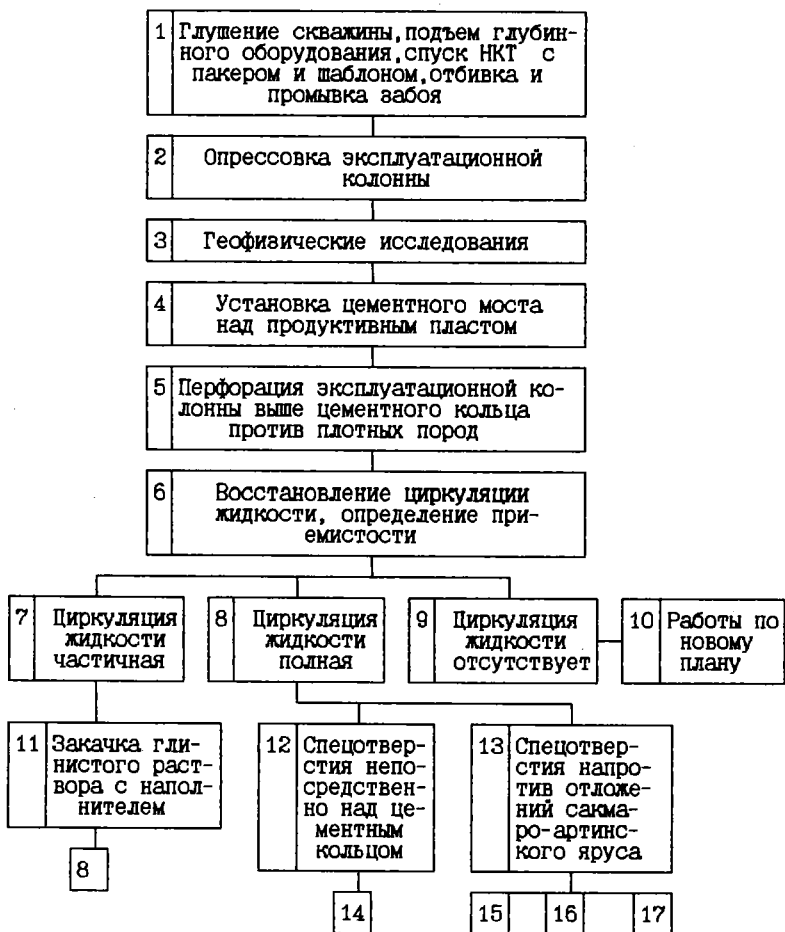


Рис. 6

**Алгоритмы состава и последовательности работ по ВЦЭК путем
закачивания тампонажного раствора в заколонное пространство
через спецотверстия**



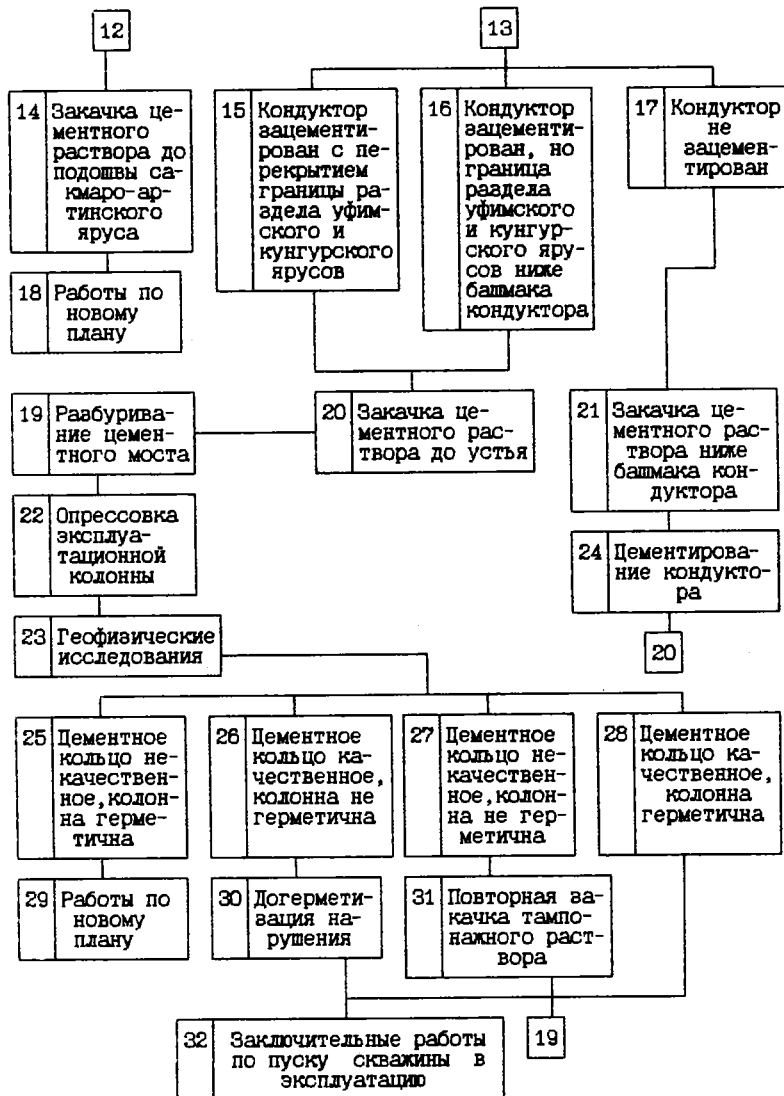


Рис. 7

**Алгоритмы состава и последовательности работ по ВГЭК
при обнаружении нарушения колонны в интервале наличия
цементного кольца**



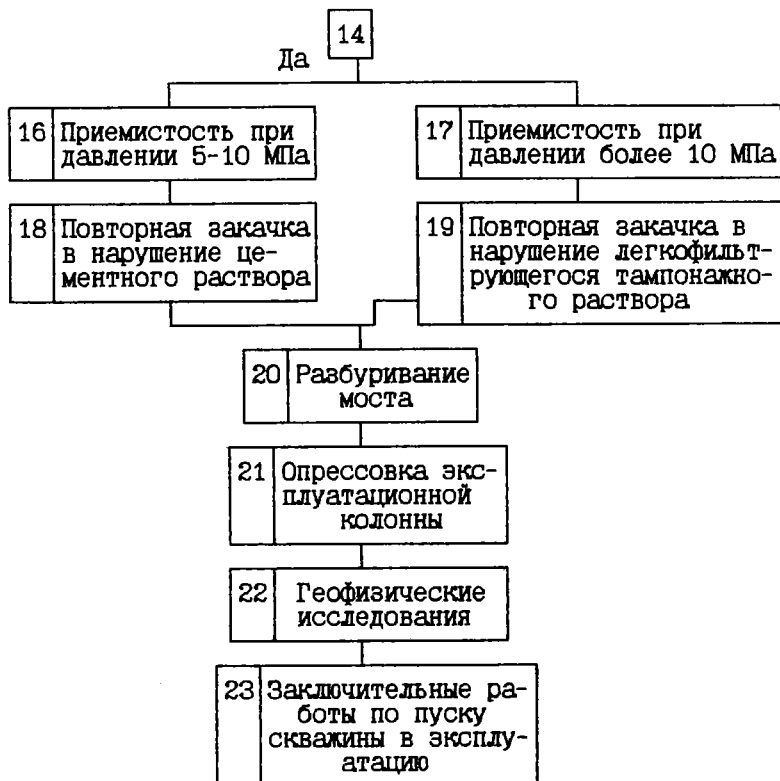
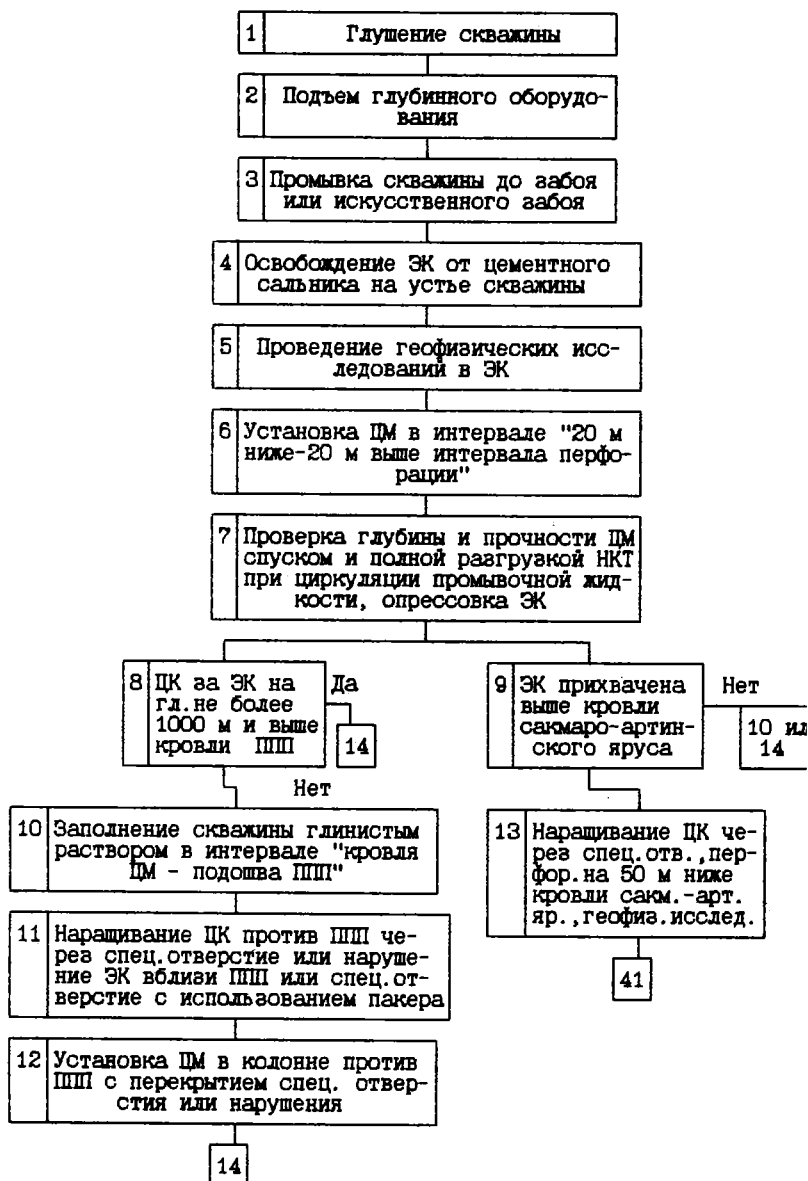
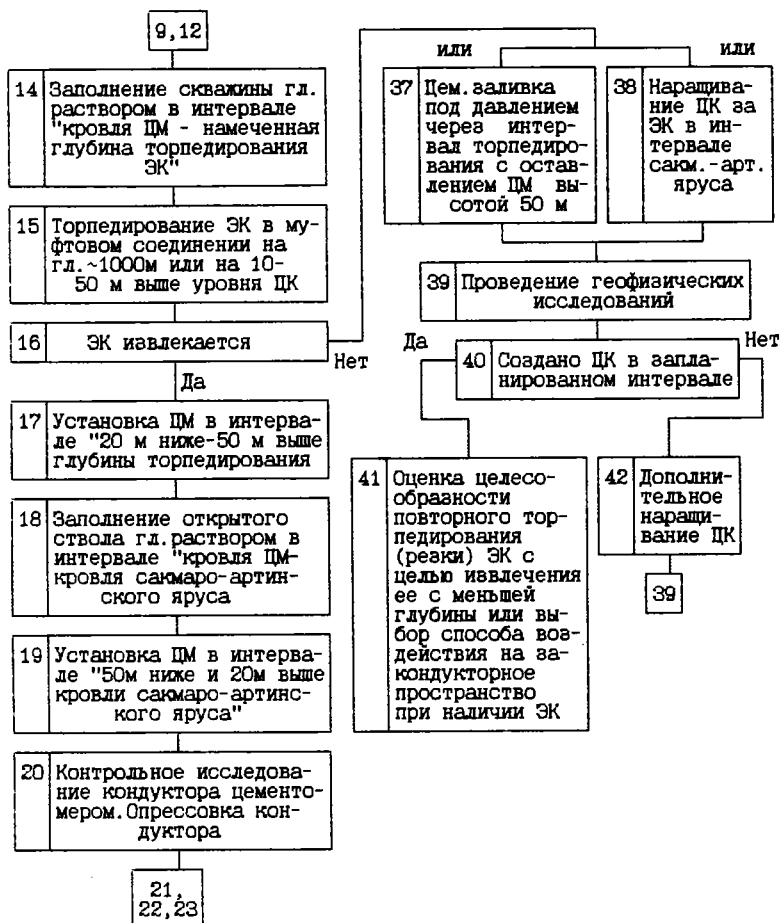


Рис. 8

**Алгоритмы основных технологических операций
при ликвидации скважин**





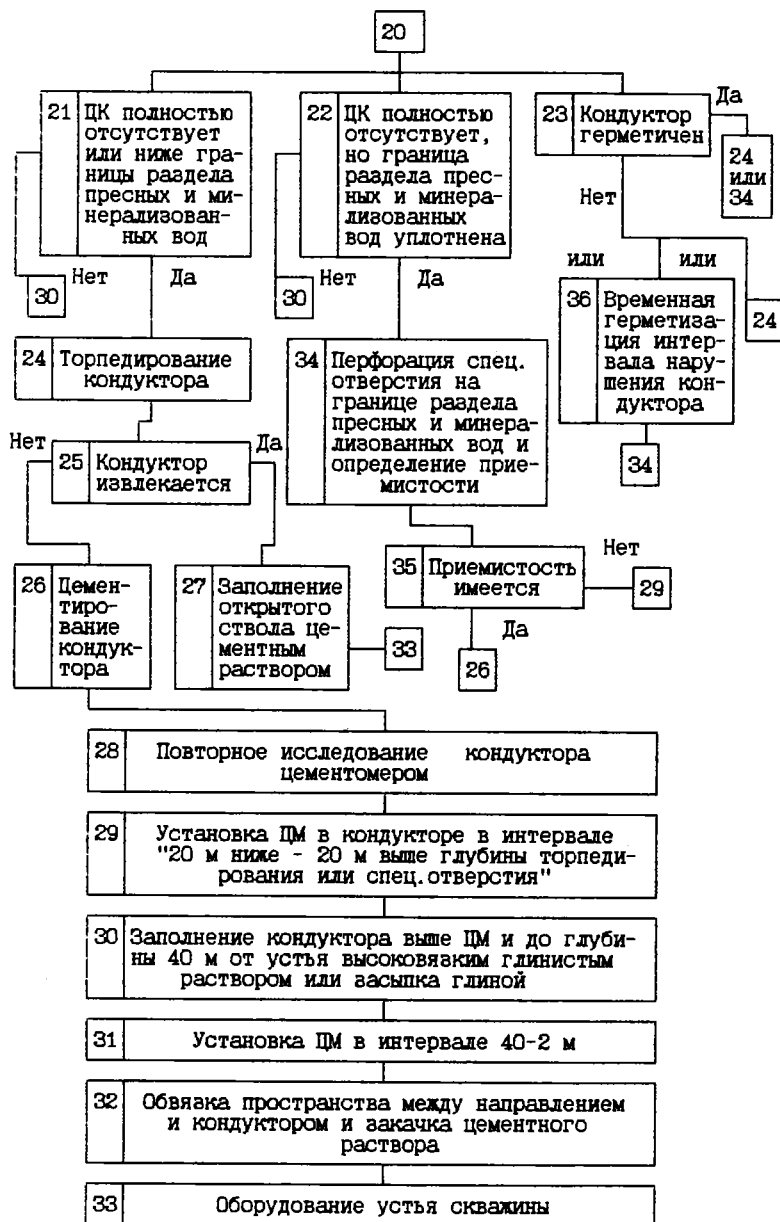


Рис. 9

Алгоритмы вариантов изоляционно-ликвидационных работ в аномальных геолого-технических условиях

Условные обозначения:

H_1 — глубина башмака кондуктора, м;

H_2 — первоначальная глубина цементного кольца за кондуктором, м;

H_3 — глубина кровли кунгурского яруса, м;

H_4 — глубина кровли свиты А, м;

H_5 — глубина кровли цементного моста у башмака кондуктора, м;

H_6 — глубина нарушения кондуктора, находящегося ниже подошвы свиты А, м (Условие 1-е, варианты 2, 3-й);

H_7 — глубина нарушения кондуктора, находящегося выше или в интервале залегания свит А и В, м (Условие 1-е, варианты 4, 5-й);

H_8 — глубина верхнего нарушения кондуктора, находящегося выше границы раздела свит А и В, м (Условие 1-е, варианты 6, 7-й);

H_9 — глубина нижнего нарушения кондуктора, находящегося ниже границы раздела свит А и В, м (Условие 1-е, варианты 6, 7-й);

H_{10} — глубина нарушения кондуктора, находящегося близко к границе раздела уфимского и кунгурского ярусов, м (Условие 1-е, вариант 8-й);

H_{11} — глубина “головы” кондуктора, находящейся ниже границы раздела свит А и В, м (Условие 2-е, вариант 9-й);

H_{12} — глубина “головы” кондуктора, находящейся близко к границе раздела свит А и В или на самой границе, м (Условие 2-е, вариант 1-й);

H_{13} — глубина “головы” кондуктора, находящейся выше границы раздела свит А и В, м (Условие 2-е);

H_{14} — глубина нарушения кондуктора ниже “головы” — вблизи границы раздела свит А и В, м (Условие 2-е, вариант 12-й);

H_{15} — глубина нарушения кондуктора ниже “головы” — ниже границы раздела свит А и В, м (Условие 2-е, вариант 13-й);

H_{16} — глубина нарушения кондуктора ниже подошвы свиты А, (Условие 4-е, варианты 16, 17-й);

H_{17} — глубина нарушения кондуктора выше или в

интервале залегания свит А и В, м (Условие 4-е, вариант 18, 19-й);

H_{18} — глубина нарушения кондуктора выше границы раздела свит А и В, м (Условие 4-е, варианты 20, 21-й);

H_{19} — глубина нарушения кондуктора ниже границы раздела свит А и В, м (Условие 4-е, варианты 20, 21-й);

H_{20} — глубина нарушения кондуктора, близкая к границе раздела уфимского и кунгурского ярусов, м (Условие 4-е, вариант 22-й).

Условие 1-е

Кондуктор не зацементирован, зацементирован частично и цементное кольцо ниже границы раздела кунгурского и уфимского ярусов, часть кондуктора и эксплуатационной колонны извлекается

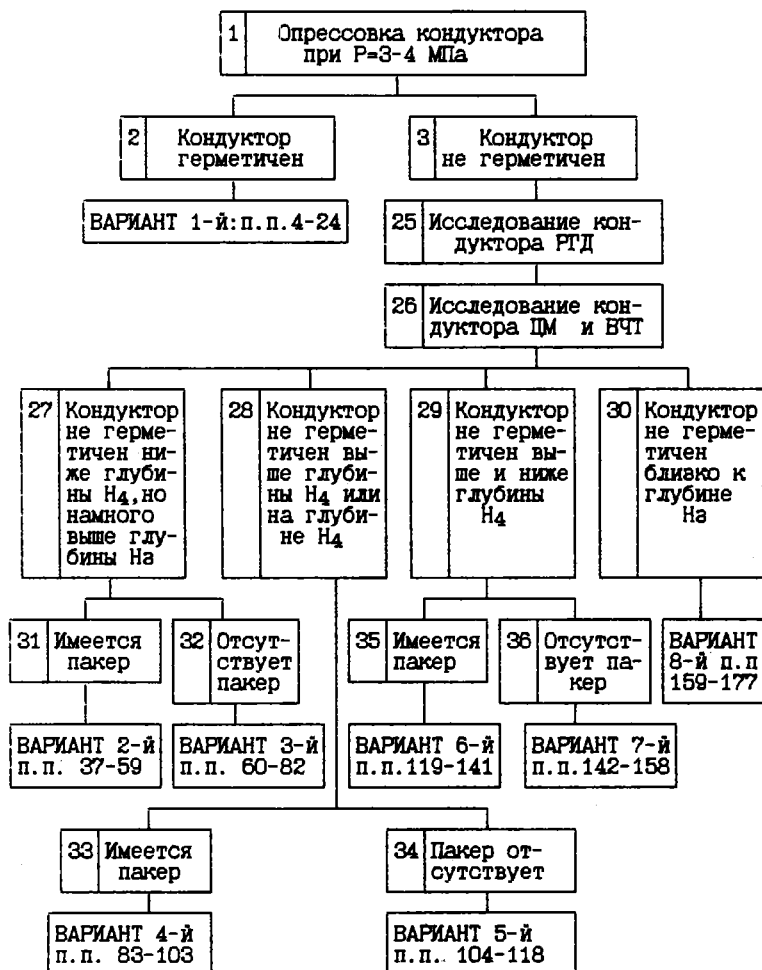
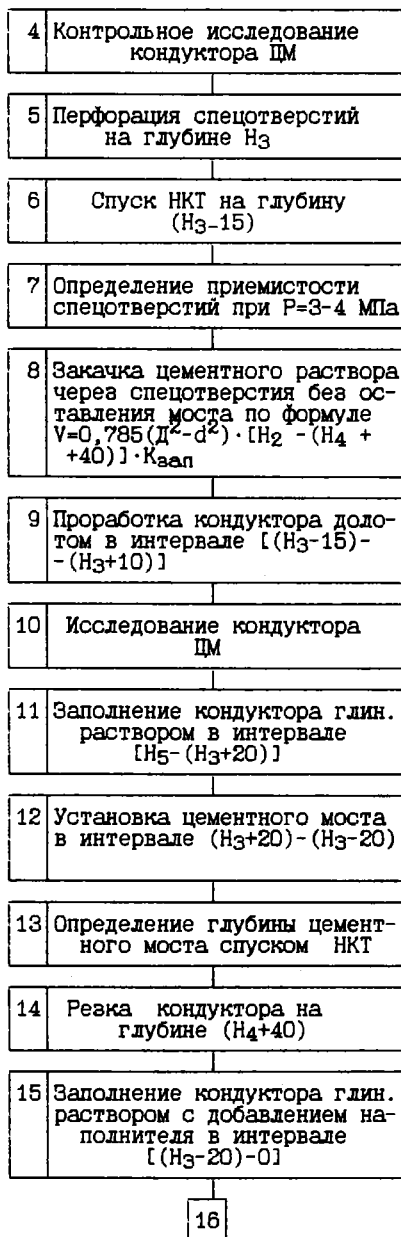


Рис. 10

Вариант 1-й



59	Заполнение кондуктора глин.раствором в интервале $[H_5 - (H_3 + 20)]$
60	Установка цементного моста против нарушения в интервале $[(H_{16} + 5) - (H_{16} - 5)]$
61	Разбуривание цементного моста долотом $\varnothing > 146$ -мм в интервале $[(H_{16} - 5) - (H_{16} + 5)]$
62	Опрессовка кондуктора при $P = 3-4$ МПа
63	Перфорация спецотверстий на глубине H_3
64	Спуск НКТ на глубину $(H_3 - 15)$
65	Герметизация устья, определение приемистости спецотверстий при $P = 3-4$ МПа
66	Закачка через спецотверстия цементного раствора без оставления моста по формуле: $V = 0,785 \cdot (D^2 - d^2) \cdot (H_2 - H_4) \cdot K_{зап}$
67	Разбуривание цементной корки долотом под внутренний диаметр кондуктора в интервале $(H_{16} - 5) - (H_{16} + 5)$
68	Исследование кондуктора ЦМ
69	Установка цементного моста против спецотверстий в интервале $[(H_3 + 20) - (H_3 - 20)]$

70

Рис. 11

Вариант 2-й

37	Перфорация спецотверстий на глубине H_3
38	Шаблонирование кондуктора
39	Спуск и посадка пакера на глубине H_6+10
40	Определение приемистости спецотверстий при $P=3-4$ МПа
41	Закачка цементного раствора через спецотверстия без оставления моста по формуле: $V=0,785 \cdot (D^2-d^2) \cdot [H_2-(H_6+10)] \cdot K_{аал}$
42	Проработка кондуктора долотом
43	Исследование кондуктора ЦМ
44	Заполнение кондуктора глин. раствором в интервале (H_5-H_6)
45	Установка цементного моста в интервале $[(H_3+20)-(H_3-20)]$
46	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
47	Установка цементного моста в интервале $[(H_6+20)-(H_6-20)]$
48	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
49	Резка кондуктора на глубине (H_4+40)
50	Заполнение кондуктора глин. раствором с добавлением наполнителя в интервале $[(H_6-20)-0]$

51	Изучение кондуктора до глубины H_4
52	Установка цементного моста в интервале $[(H_4+40)+20)-H_4]$
53	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
54	Извлечение кондуктора до глубины (H_4-40)
55	Установка цементного моста в интервале $[H_4-(H_4-40)]$
56	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
57	Извлечение кондуктора до глубины 2 м
58	Установка цементного моста в интервале $[(H_4-40)-2]$
59	Оборудование устья скважины

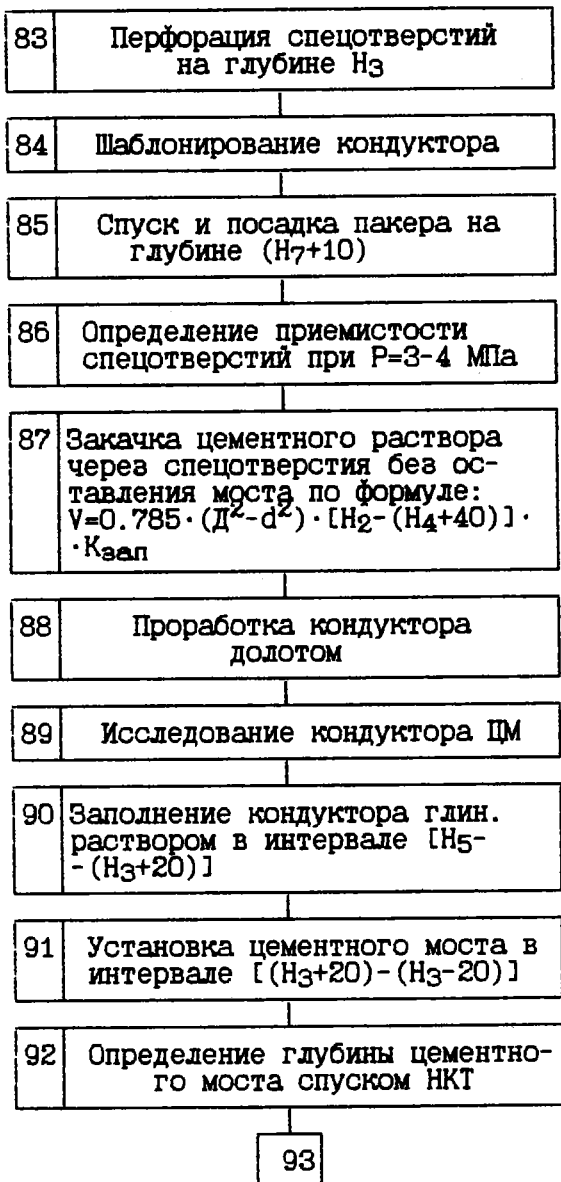
Рис. 12

60	Установка цементного моста в интервале $[(H_6+5)-(H_6-5)]$
61	Разбуривание цементного моста долотом $\varnothing \geq 146$ мм в интервале $[(H_6+5)-(H_6-5)]$
62	Опрессовка кондуктора при $P=3-4$ МПа
63	Перфорация спецотверстий на глубине H_3
64	Спуск НКТ на глубину (H_3-15)
65	Определение приемистости спец. отверстий при $P=3-4$ МПа
66	Закачка цементного раствора через спецотверстия без оставления моста по формуле: $V=0,785 \cdot (D^2-d^2) \cdot [H_2-(H_4+40)] \cdot K_{зап}$
67	Разбуривание цементной корки долотом под внутренний диаметр кондуктора в интервале $[(H_6-5)-(H_6+5)]$
68	Исследование кондуктора ЦМ
69	Заполнение кондуктора глин. раствором в интервале (H_5-H_6)

70	Установка цементного моста в интервале $(H_3+20)-(H_3-20)$
71	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
72	Вырезание кондуктора на глубине (H_4+40)
73	Заполнение кондуктора глин. раствором с добавлением наполнителя в интервале (H_6-0)
74	Извлечение кондуктора до глубины H_4
75	Установка цементного моста в интервале $(H_4+40+20)-H_4$
76	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
77	Извлечение кондуктора до глубины (H_4-40)
78	Установка цементного моста в интервале $[H_4-(H_4-40)]$
79	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
80	Извлечение кондуктора до глубины 0
81	Установка цементного моста в интервале $[(H_4-40)-2]$
82	Оборудование устья скважины

Рис. 13

Вариант 4-й
(имеется пакер)



93	Вырезание кондуктора на глубине (H_4+40)
94	Заполнение кондуктора глин. раствором с добавлением наполнителя в интервале $[(H_3-20)-0]$
95	Извлечение кондуктора до глубины H_4
96	Установка цементного моста в интервале $[(H_4+40+20)-H_4]$
97	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
98	Извлечение кондуктора до глубины (H_4-40)
99	Установка цементного моста в интервале $[H_4-(H_4-40)]$
100	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
101	Извлечение кондуктора до глубины 0
102	Установка цементного моста в интервале $[(H_4-40)-2]$
103	Оборудование устья скважины

Рис. 14

Вариант 5-й

104	Перфорация 5 спецотверстий на 1п.м в интервале $[(H_3+20)-(H_3-20)]$
105	Заполнение кондуктора глин. раствором в интервале $[H_5-(H_3+40)]$
106	Установка цементного моста в интервале $[H_3-(H_3+40)]$
107	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
108	Резка кондуктора на глубине (H_4+40)
109	Заполнение кондуктора глин. раствором с добавлением наполнителя в интервале $[(H_3-40)-0]$
110	Извлечение кондуктора до глубины H_4
111	Установка цементного моста в интервале $[H_4+40+20)-H_4]$
112	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
113	Извлечение кондуктора до глубины (H_4-40)
114	Установка цементного моста в интервале $[H_4-(H_4-40)]$
115	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
116	Извлечение кондуктора до глубины 0
117	Установка цементного моста в интервале $[(H_4-40)-2]$
118	Оборудование устья скважины

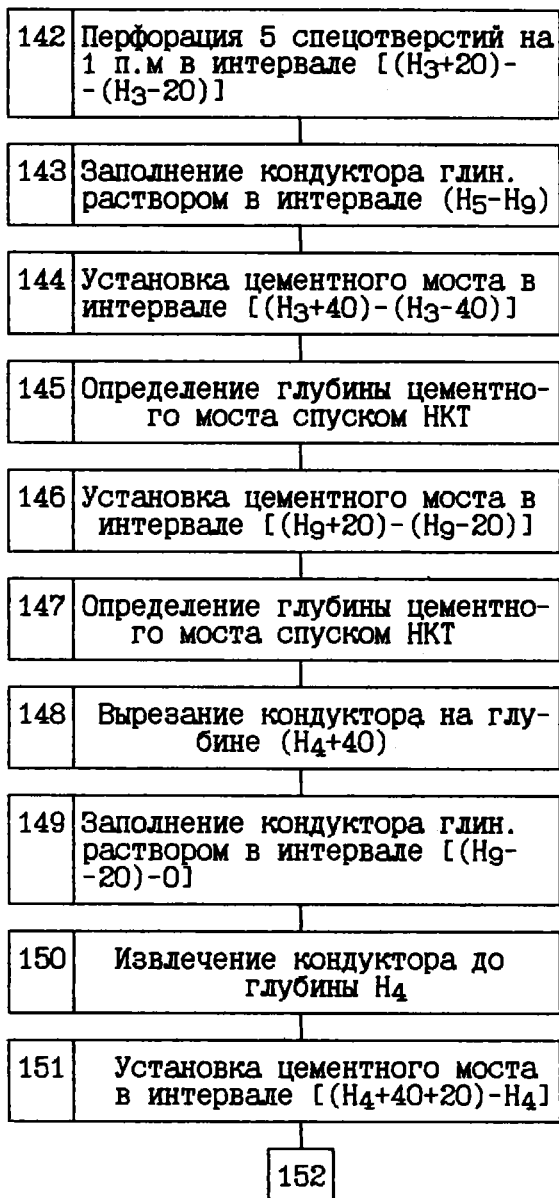
Рис. 15

Вариант 6-й
(имеется пакер)

119	Перфорация спецотверстий на глубине H_3
120	Шаблонирование кондуктора
121	Спуск и посадка пакера на глубине (H_9+10)
122	Определение приемистости спецотверстий при $P=3-4$ МПа
123	Закачка цементного раствора через спецотверстия без оставления моста по формуле: $V=0.785 \cdot (D^2 - d^2) \cdot [H_2 - (H+10)] \cdot K_{\text{зал}}$
124	Проработка кондуктора долотом
125	Исследование кондуктора ЦМ
126	Заполнение кондуктора глин. раствором в интервале (H_5-H_9)
127	Установка цементного моста в интервале $[(H_3+20)-(H_3-20)]$
128	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
129	Установка цементного моста в интервале $[(H_9+20)-(H_9-20)]$
130	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
131	

131	Вырезание кондуктора на глубине (H_4+40)
132	Заполнение кондуктора глин. раствором с добавлением наполнителя в интервале $[(H_9-20)-0]$
133	Извлечение кондуктора до глубины H_4
134	Установка цементного моста в интервале $[(H_4+40+20)-H_4]$
135	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
136	Извлечение кондуктора до глубины (H_4-40)
137	Установка цементного моста в интервале $[H_4-(H_4-40)]$
138	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
139	Извлечение кондуктора до глубины 0
140	Установка цементного моста в интервале $[(H_4-40)-2]$
141	Оборудование устья скважины

Рис. 16



152	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
153	Извлечение кондуктора до глубины (Н ₄ -40)
154	Установка цементного моста в интервале [Н ₄ - (Н ₄ -40)]
155	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
156	Извлечение кондуктора до глубины 0
157	Установка цементного моста в интервале [(Н ₄ -40)-2]
158	Оборудование устья скважины

Рис. 17

159	Спуск НКТ на глубину ($H_{10}-15$)
160	Определение приемистости нарушения при $P=3-4$ МПа
161	Закачка цементного раствора через спецотверстия без ос- тавления моста по формуле: $V=0,785(D^2-d^2) \cdot [H_2-(H_4+40)] \cdot$ $\cdot K_{зап}$
162	Проработка кондуктора долотом
163	Исследование кондуктора ЦМ
164	Заполнение кондуктора глин. раствором в интервале [H_5- $-(H_{10}+20)$]
165	Установка цементного моста в интервале $(H_{10}+20)-(H_{10}-20)$
166	Определение глубины цементно- го моста спуском НКТ
167	Резка кондуктора на глу- бине (H_4+40)
168	Заполнение кондуктора глин. раствором с добавлением на- полнителя в интервале [$(H_{10}-$ $-20)-0$]
169	

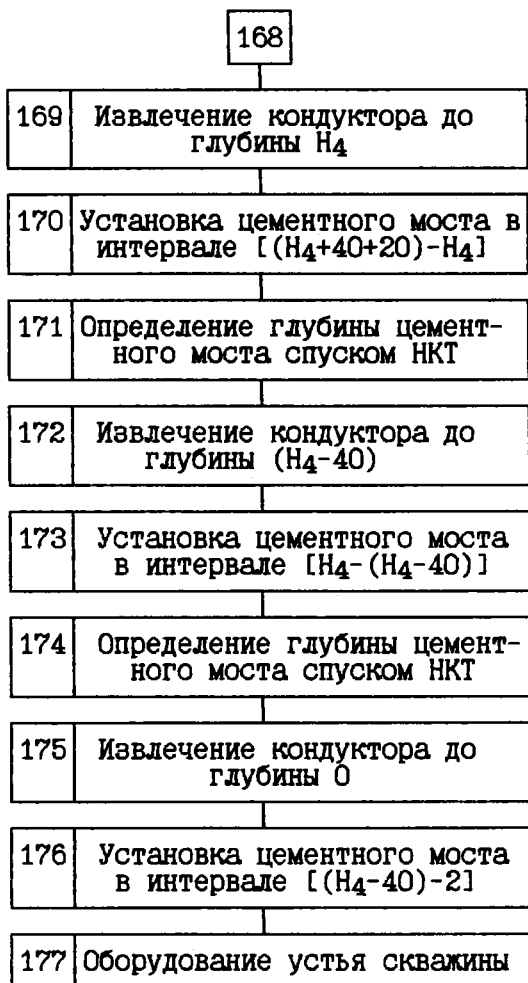


Рис. 18

Кондуктор не зацементирован, зацементирован частично и цементное кольцо ниже границы раздела кунгурского и уфимского ярусов, верхняя часть кондуктора отсутствует, эксплуатационная колонна извлекается

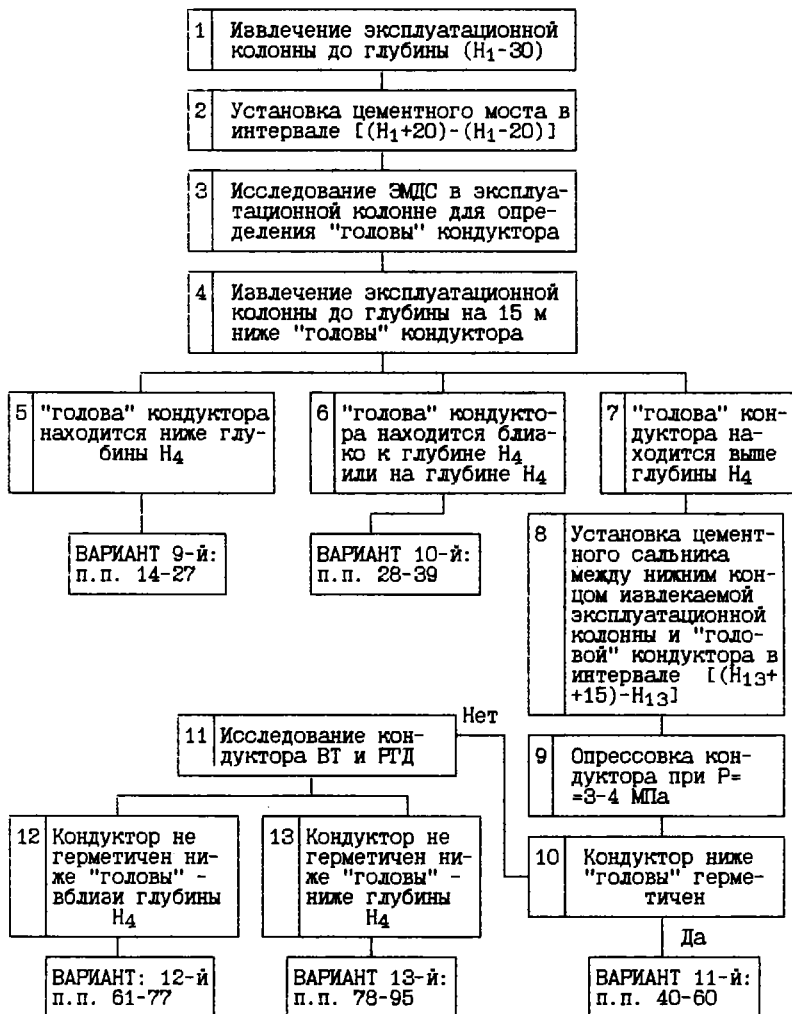


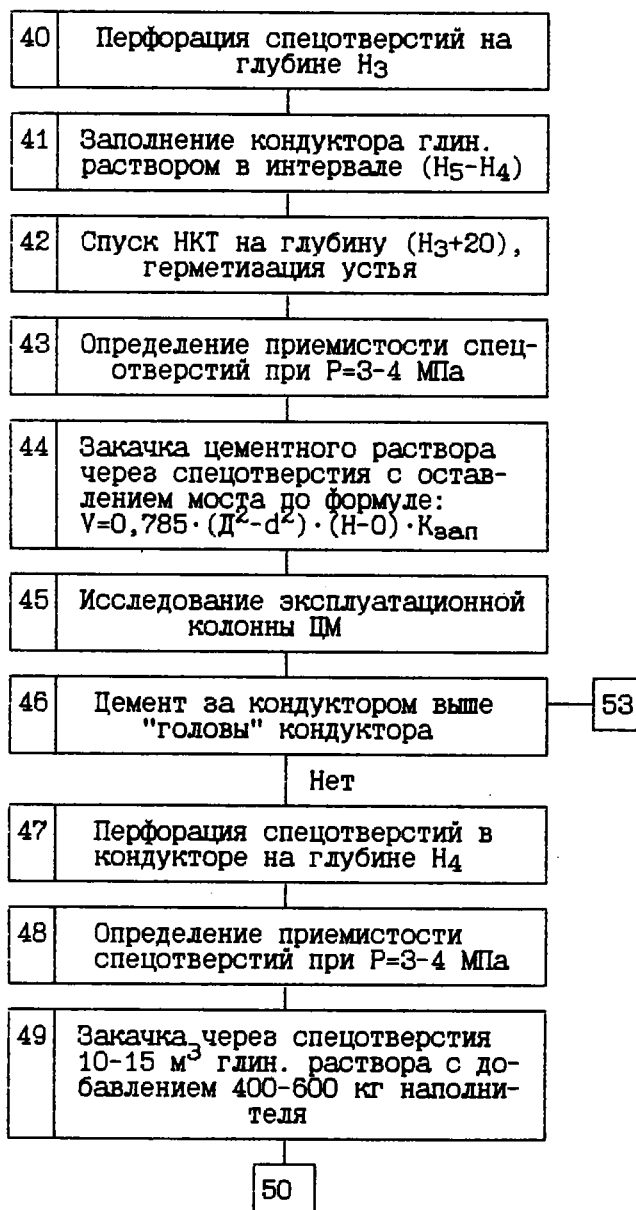
Рис. 19

14	Перфорация 5 спецотверстий на 1 п.м в интервале $[(H_3+20)-(H_3-20)]$
15	Заполнение кондуктора глин. раствором в интервале (H_5-0)
16	Установка цементного моста в интервале $[(H_3+40)-(H_3-40)]$
17	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
18	Извлечение эксплуатационной колонны до глубины (H_4-30)
19	Установка цементного моста в интервале $[(H_{11}+20)-(H_{11}-20)]$
20	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
21	Установка цементного моста в интервале $[(H_4+40)-(H_4-20)]$
22	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
23	Извлечение эксплуатационной колонны до глубины 0
24	Установка цементного моста в интервале $[(H_4-20)-(H_4-40)]$
25	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
26	Установка цементного моста в интервале $[(H_4-40)-2]$
27	Оборудование устья скважины

Рис. 20

28	Перфорация 5 спецотверстий на 1 п.м в интервале (Н ₃ +20)-(Н ₃ -20)
29	Заполнение кондуктора глин.рас- твором с добавлением наполните- ля в интервале (Н ₅ -0)
30	Установка цементного моста в интервале (Н ₃ +40)-(Н ₃ -40)
31	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
32	Извлечение эксплуатационной ко- лонны до глубины (Н ₄ -30)
33	Установка цементного моста в интервале (Н ₁₂ +40)-(Н ₄ -20)
34	Определение глубины цементно- го моста спуском НКТ
35	Извлечение эксплуатационной колонны до глубины 0
36	Установка цементного моста в интервале (Н ₄ -20)-(Н ₄ -40)
37	Определение глубины цементно- го моста спуском НКТ
38	Установка цементного моста в интервале (Н ₄ -40)-2
39	Оборудование устья скважины

Рис. 21



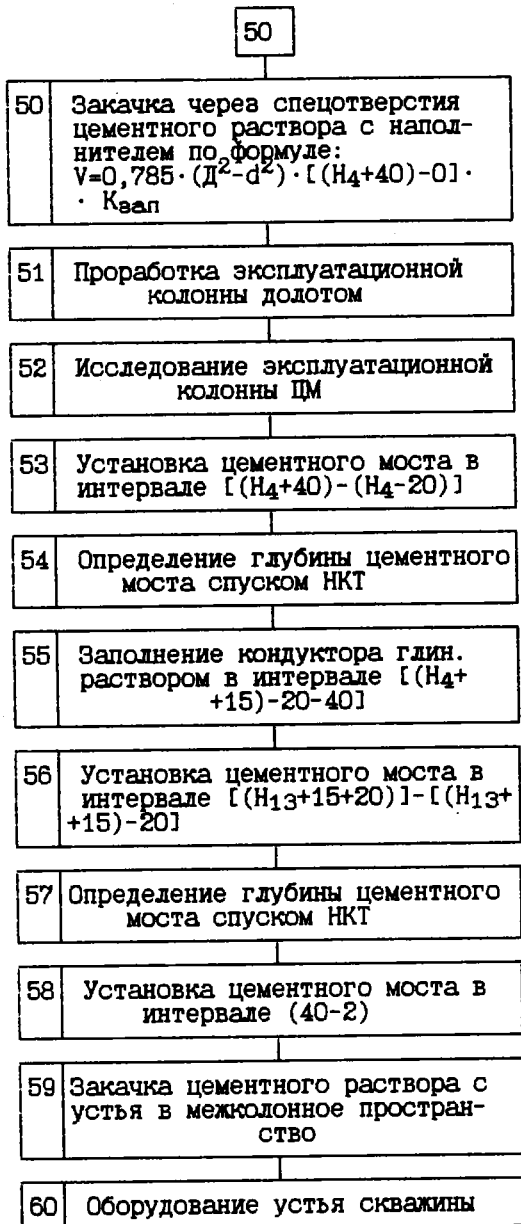
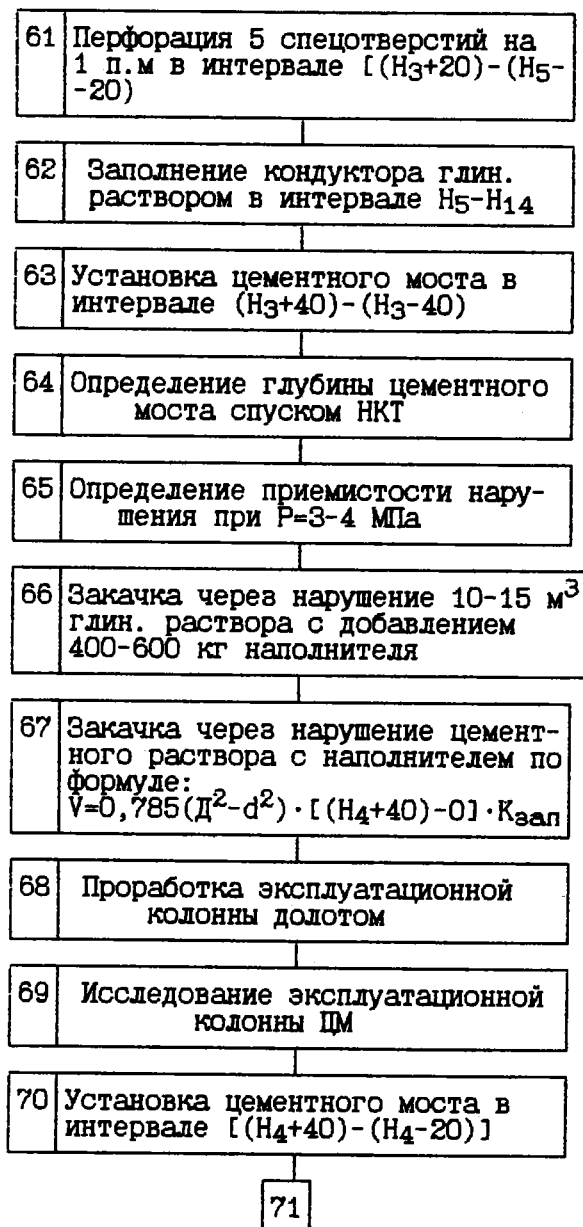


Рис. 22



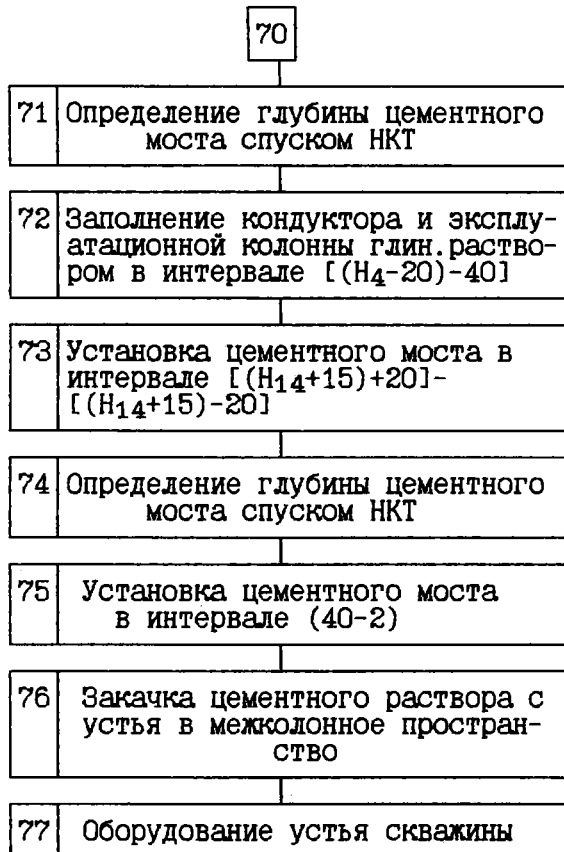
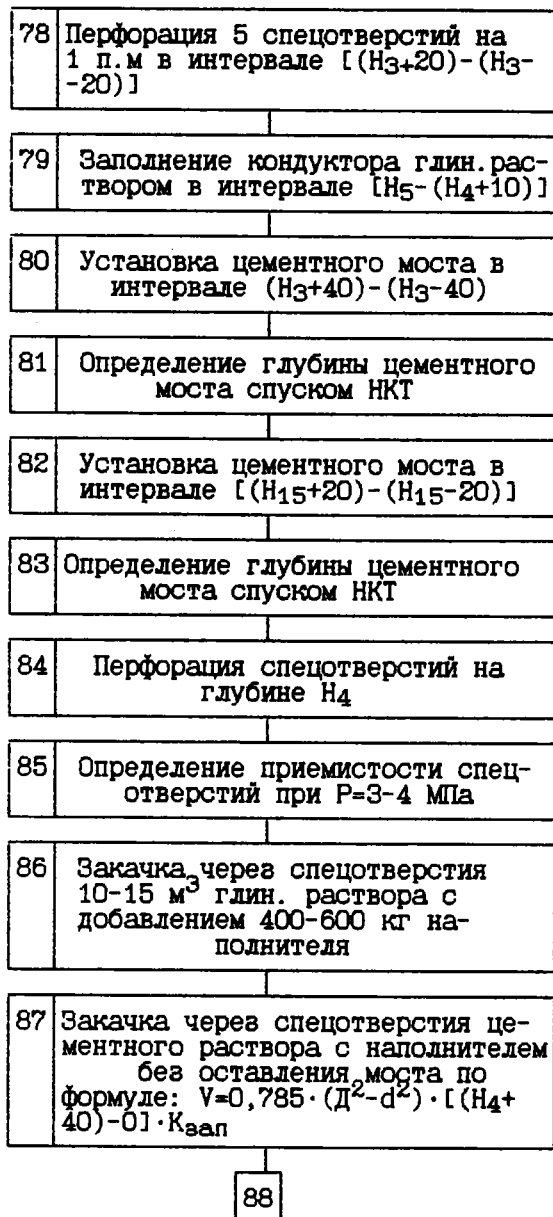


Рис. 23



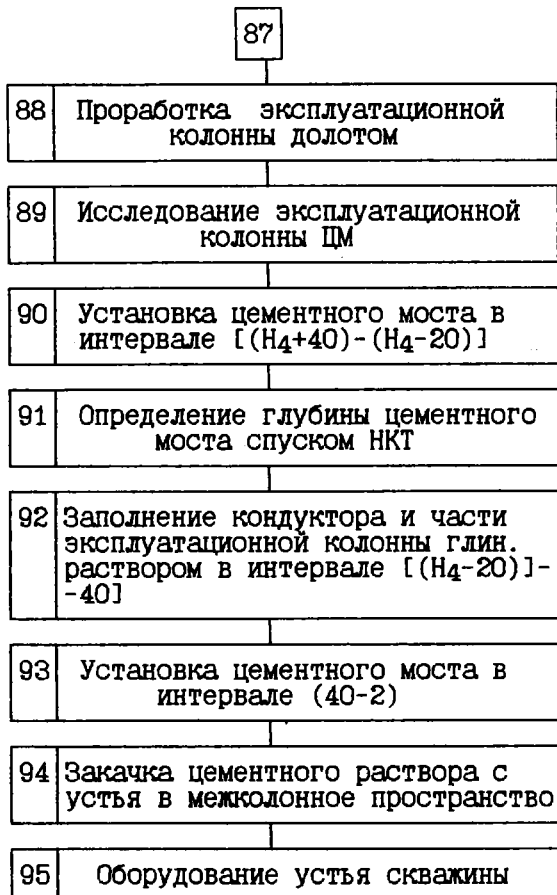
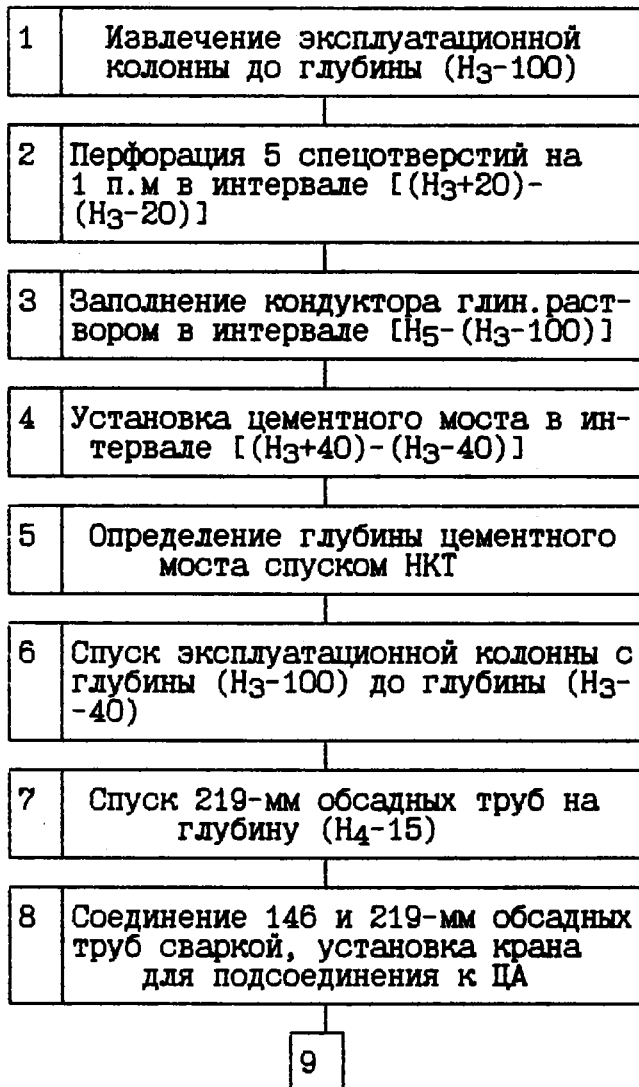


Рис. 24

Условие 3-е

Кондуктор не зацементирован, зацементирован частично и цементное кольцо ниже границы раздела кунгурского и уфимского ярусов, затруднена проходимость инструмента через верхнюю часть кондуктора, интенсивный излив верхних напорных вод через устье и наличие грифонов вокруг устья скважины

Вариант 14-й



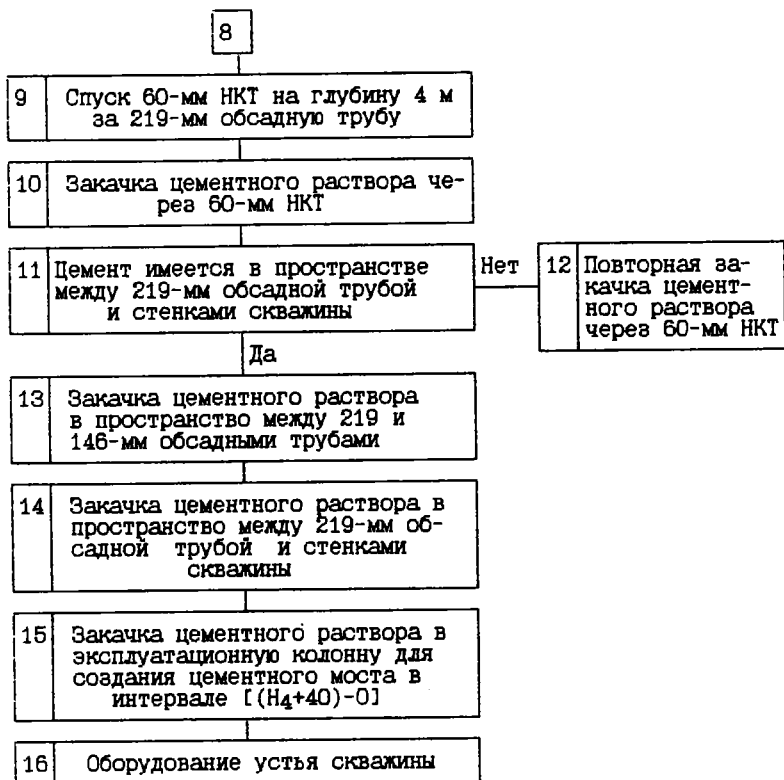


Рис. 25

Условие 4-е

Кондуктор не зацементирован, зацементирован частично и цементное кольцо ниже границы раздела кунгурского и уфимского ярусов, кондуктор не извлекается, эксплуатационная колонна извлекается

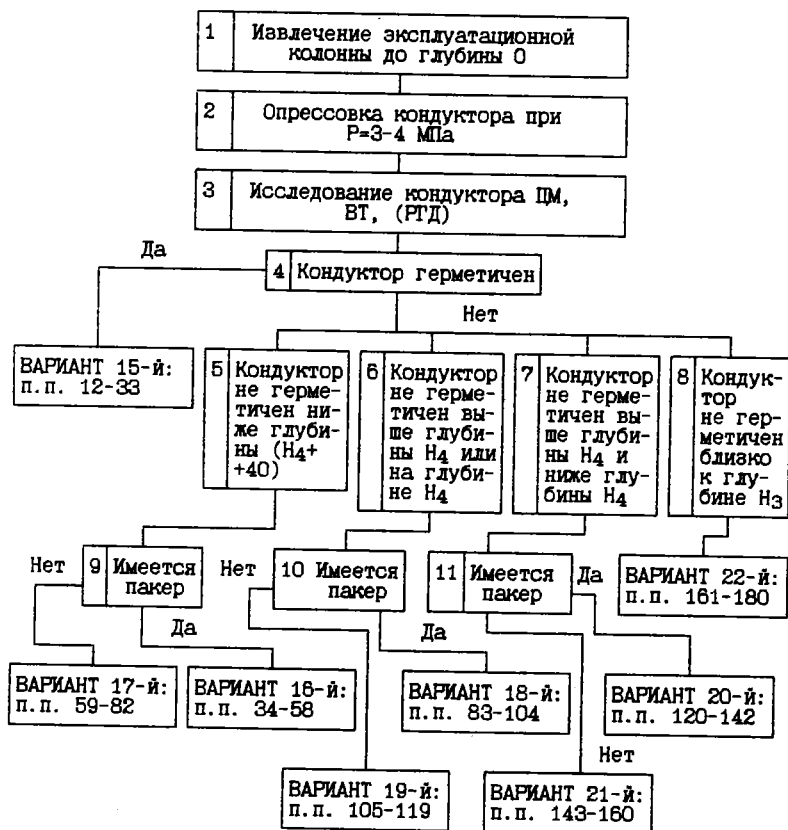
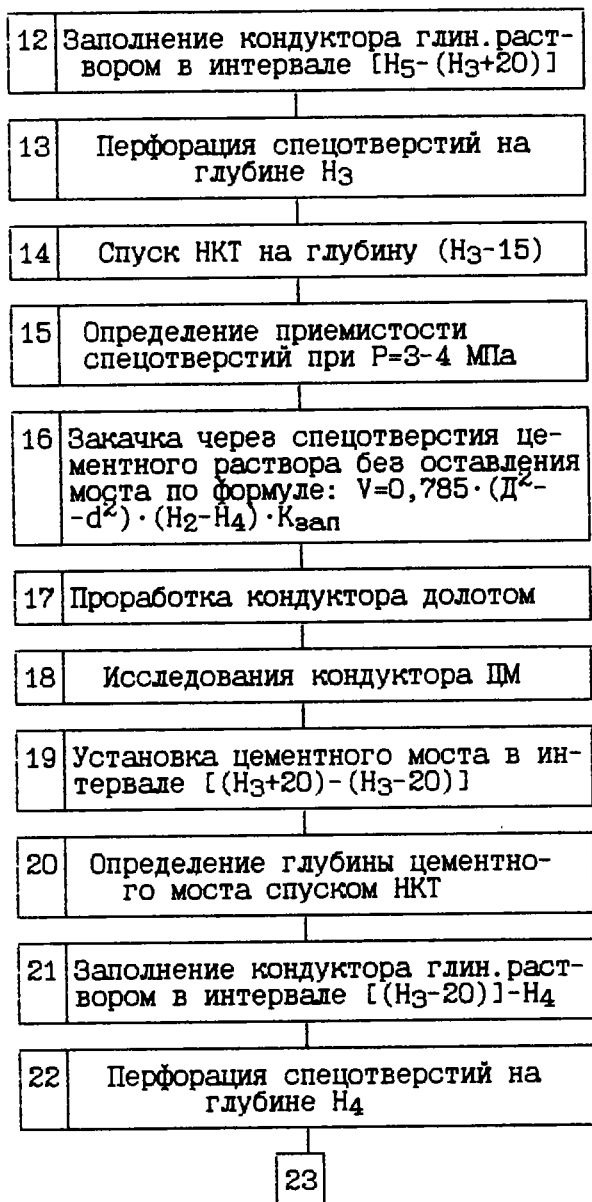


Рис. 26



23	Определение приемистости спец-отверстий при $P=3-4$ МПа
24	Закачка через спецотверстия 15-20 м ³ глин. раствора с добавлением 400-600 кг наполнителя
25	Закачка через спецотверстия цементного раствора с наполнителем без оставления моста по формуле: $V=0,785 \cdot (D^2-d^2) \cdot [(H_4+40) \cdot 0] \cdot K_{\text{зап}}$
26	Проработка кондуктора долотом
27	Исследование кондуктора ЦМ
28	Установка цементного моста в кондукторе в интервале $[(H_4+40)-(H_4-20)]$
29	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
30	Заполнение кондуктора глин.раствором в интервале $[(H_4-20)-40]$
31	Установка цементного моста в интервале (40-2)
32	Закачка цементного раствора с наполнителем в межколонное пространство
33	Оборудование устья скважины

Рис. 27

34	Заполнение кондуктора глин.раствором в интервале $[H_5 - (H_3 + 20)]$
35	Перфорация спецотверстий на глубине H_3
36	Шаблонирование кондуктора
37	Спуск и посадка пакера на глубине $(H_{16} + 10)$
38	Определение приемистости спецотверстий при $P = 3 - 4$ МПа
39	Закачка цементного раствора через спецотверстия без оставления моста по формуле: $V = 0,785 \cdot (D^2 - d^2) \cdot [(H_2 - (H_{16} + 10))] \cdot K_{\text{зан}}$
40	Проработка кондуктора долотом
41	Исследование кондуктора ЦМ
42	Установка цементного моста в интервале $(H_3 + 20) - (H_3 - 20)$
43	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
44	Заполнение кондуктора глин.раствором в интервале $[(H_3 - 20) - H_{16}]$
45	Установка цементного моста в интервале $(H_{16} + 20) - (H_{16} - 20)$
46	

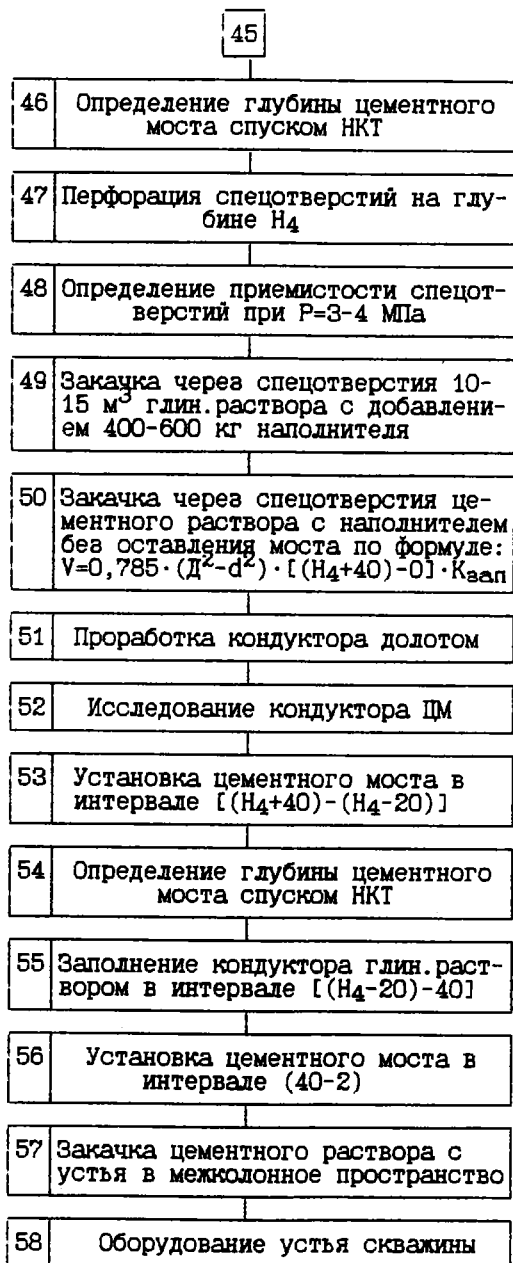


Рис. 28

59	Заполнение кондуктора глин.раствором в интервале $[H_5 - (H_3 + 20)]$
60	Установка цементного моста против нарушения в интервале $[(H_{16} + 5) - (H_{16} - 5)]$
61	Разбуривание цементного моста долотом $\varnothing > 146$ -мм в интервале $[(H_{16} - 5) - (H_{16} + 5)]$
62	Опрессовка кондуктора при $P = 3-4$ МПа
63	Перфорация спецотверстий на глубине H_3
64	Спуск НКТ на глубину $(H_3 - 15)$
65	Герметизация устья, определение приемистости спецотверстий при $P = 3-4$ МПа
66	Закачка через спецотверстия цементного раствора без оставления моста по формуле: $V = 0,785 \cdot (D^2 - d^2) \cdot (H_2 - H_4) \cdot K_{\text{зал}}$
67	Разбуривание цементной корки долотом под внутренний диаметр кондуктора в интервале $(H_{16} - 5) - (H_{16} + 5)$
68	Исследование кондуктора ЦМ
69	Установка цементного моста против спецотверстий в интервале $[(H_3 + 20) - (H_3 - 20)]$

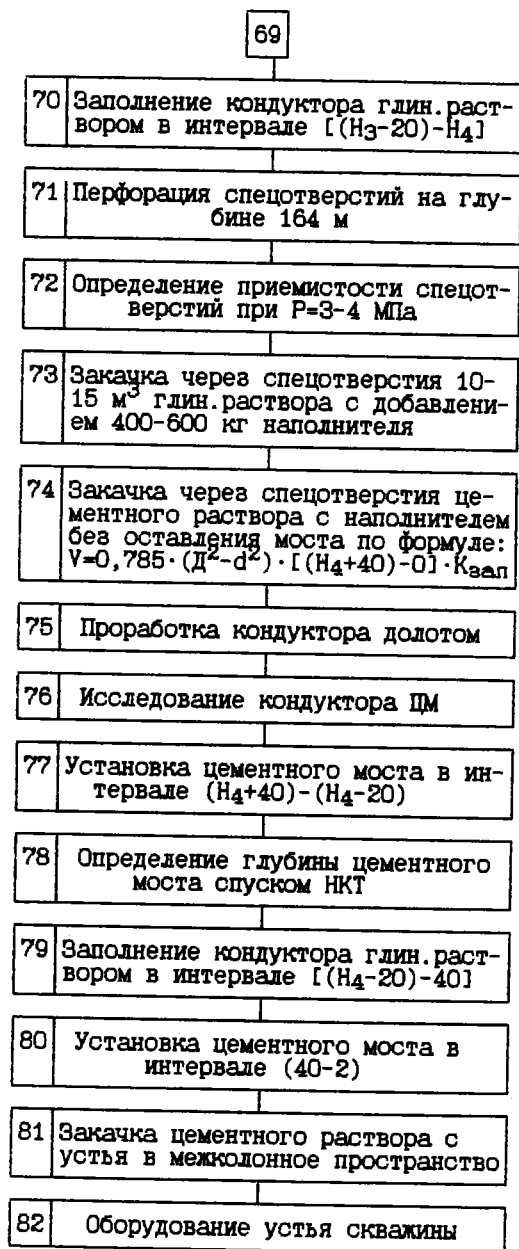
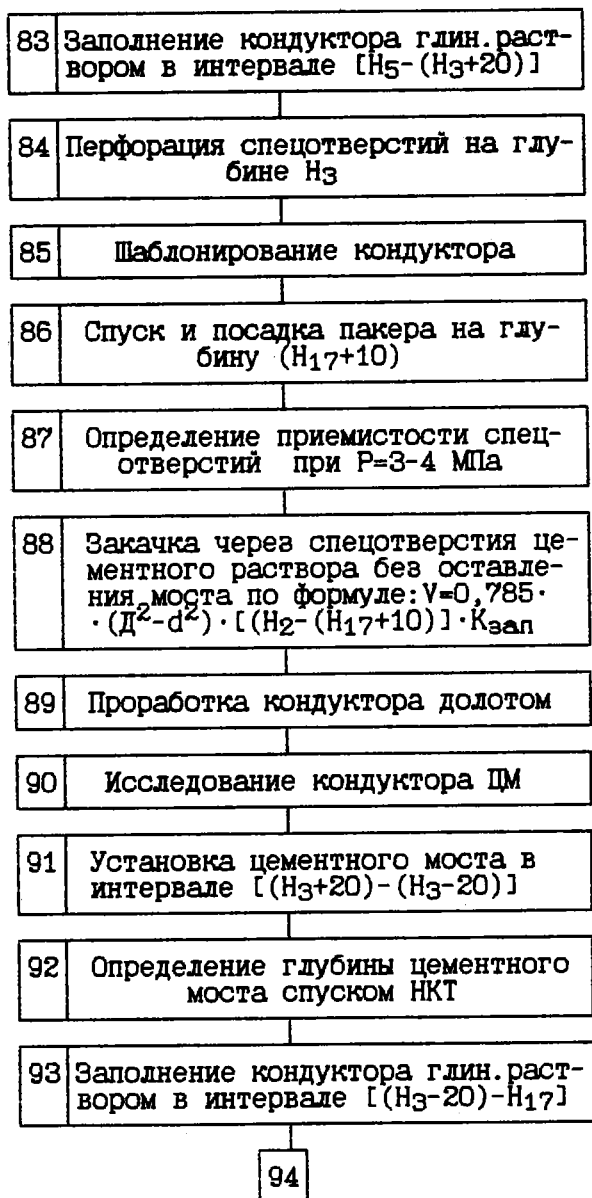


Рис. 29



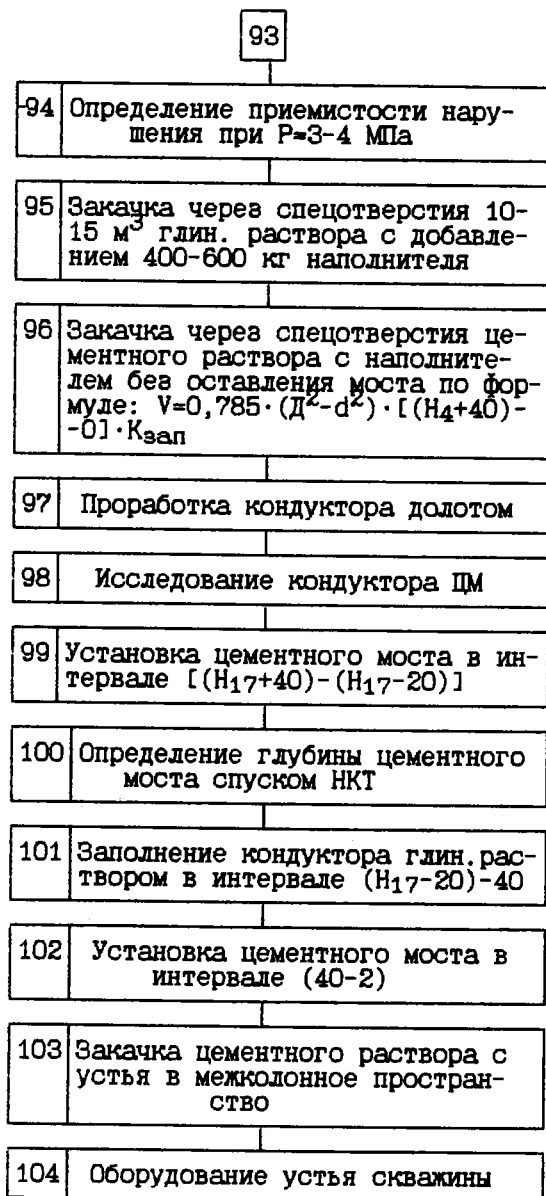
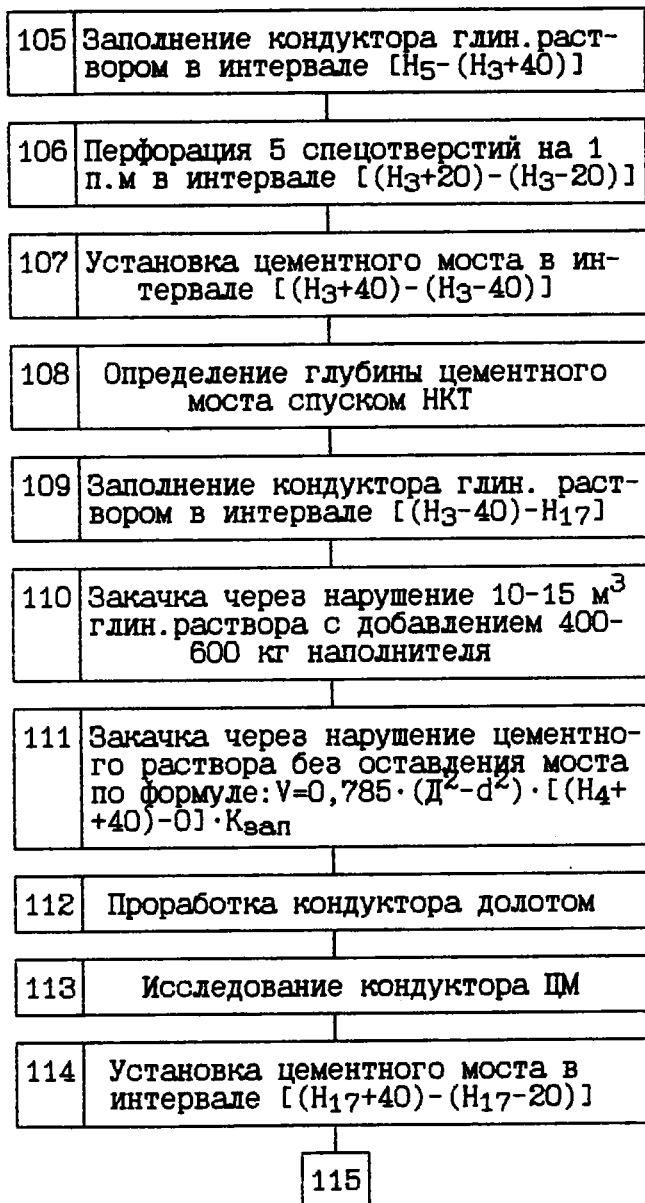


Рис. 30



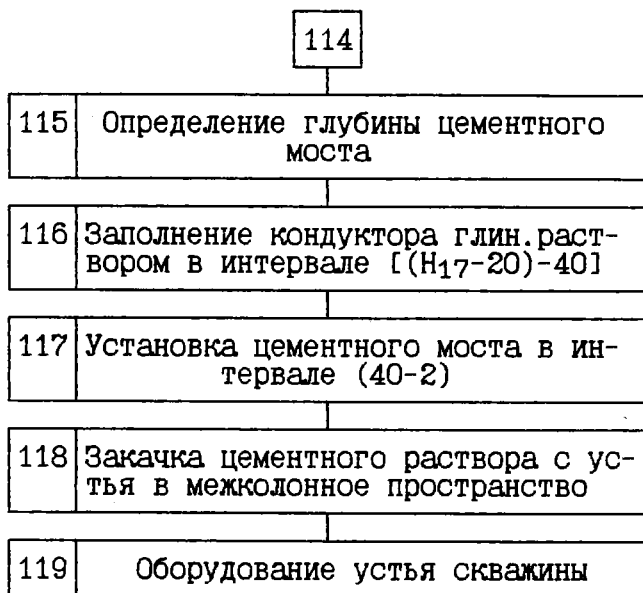
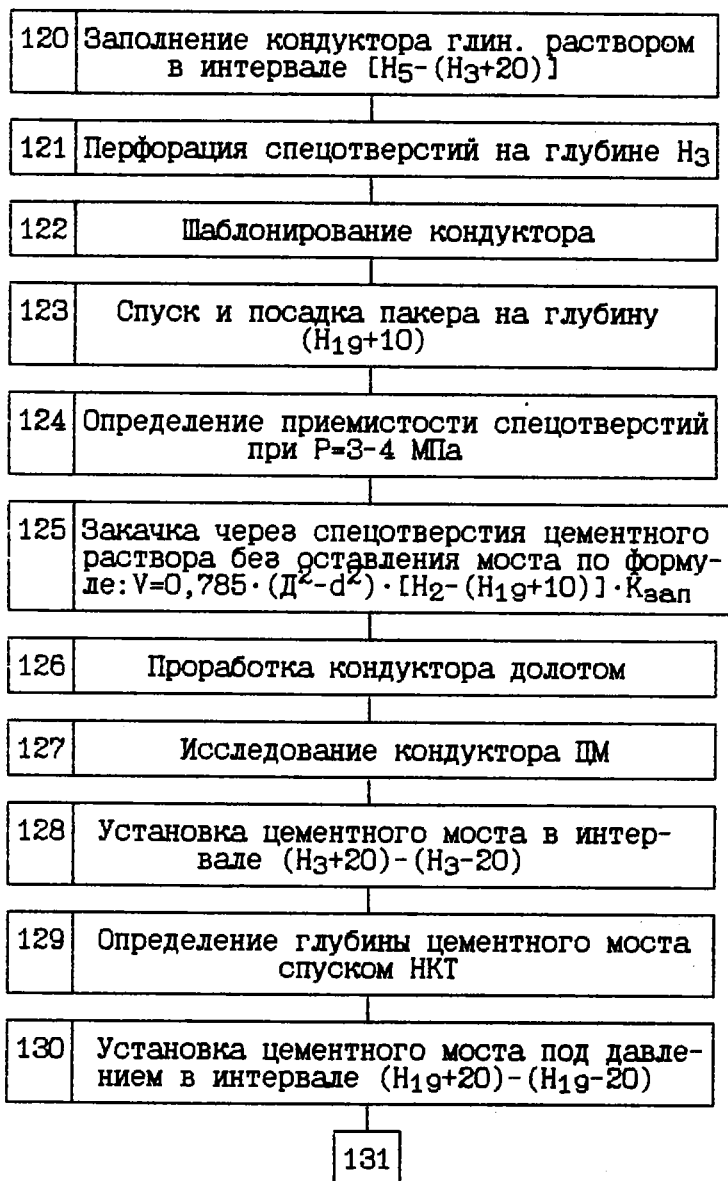


Рис. 31



131	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
132	Заполнение кондуктора глин.раствором в интервале $[(H_{19}-20)-H_{18}]$
133	Герметизация устья, закачка через верхнее нарушение на глубине H_{18} 10-15 м ³ глин.раствора с добавлением 400-600 кг наполнителя
134	Закачка через верхнее нарушение на глубине H_{18} цементного раствора без оставления моста по формуле $V=0,785 \cdot (D^2-d^2) \cdot [(H_4+40)-0]$
135	Проработка кондуктора долотом
136	Исследование кондуктора ЦМ
137	Установка цементного моста в интервале $[(H_{18}+20)-(H_{18}-20)]$
138	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
139	Заполнение кондуктора глин.раствором в интервале $[(H_{18}-20)-40]$
140	Установка цементного моста в интервале (40-2)
141	Закачка цементного раствора с устья в межколонное пространство
142	Оборудование устья скважины

Рис. 32

143	Заполнение кондуктора глин. раствором в интервале $[H_5 - (H_3 + 40)]$
144	Перфорация 5 отверстий на 1 п.м в интервале $(H_3 + 20) - (H_3 - 20)$
145	Установка цементного моста в интервале $[(H_3 + 40) - (H_3 - 40)]$
146	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
147	Заполнение кондуктора глин. раствором в интервале $[(H_3 - 40) - H_{19}]$
148	Установка цементного моста в интервале $[(H_{19} + 20) - (H_{19} - 20)]$
149	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
150	Заполнение кондуктора глин. раствором в интервале $[(H_{19} - 20) - H_{18}]$
151	Герметизация устья, закачка через верхнее нарушение на глубину H_{18} 10-15 м ³ глин. раствора с добавлением 400-600 кг наполнителя
152	Закачка через верхнее нарушение на глубине H_{18} цементного раствора без оставления моста по формуле: $V = 0,785 \cdot (D^2 - d^2) \cdot [(H_4 - 40) - 0] \cdot K_{зап}$
153	

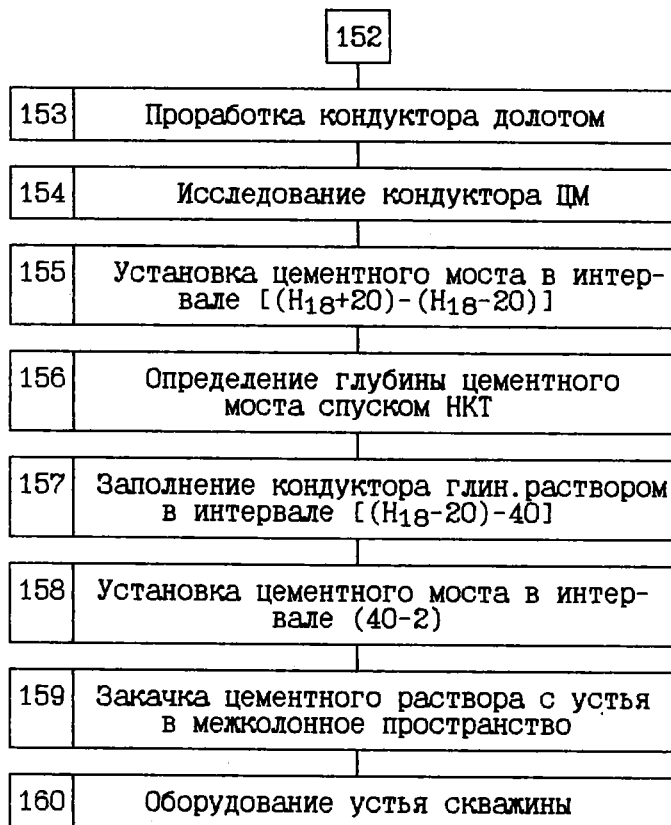


Рис. 33

161	Спуск НКТ на глубину Н ₂₀ -15
162	Герметизация устья, определение приемистости нарушения при Р=3-4 МПа
163	Закачка через нарушение на глубине Н ₃ цементного раствора без оставления моста по формуле: $V=0,785 \cdot (D^2-d^2) \cdot (H_2-H_4) \cdot K_{зап}$
164	Проработка кондуктора долотом
165	Исследование кондуктора ЦМ
166	Заполнение кондуктора глин. раствором в интервале (Н ₅ -Н ₄)
167	Установка цементного моста в интервале (Н ₂₀ +20)-(Н ₂₀ -20)
168	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
169	Перфорация спецотверстий на глубине Н ₄
170	Определение приемистости спецотверстий при Р=3-4 МПа
171	Закачка через спецотверстия 10-15 м ³ глин. раствора с добавлением 400-600 кг наполнителя

172

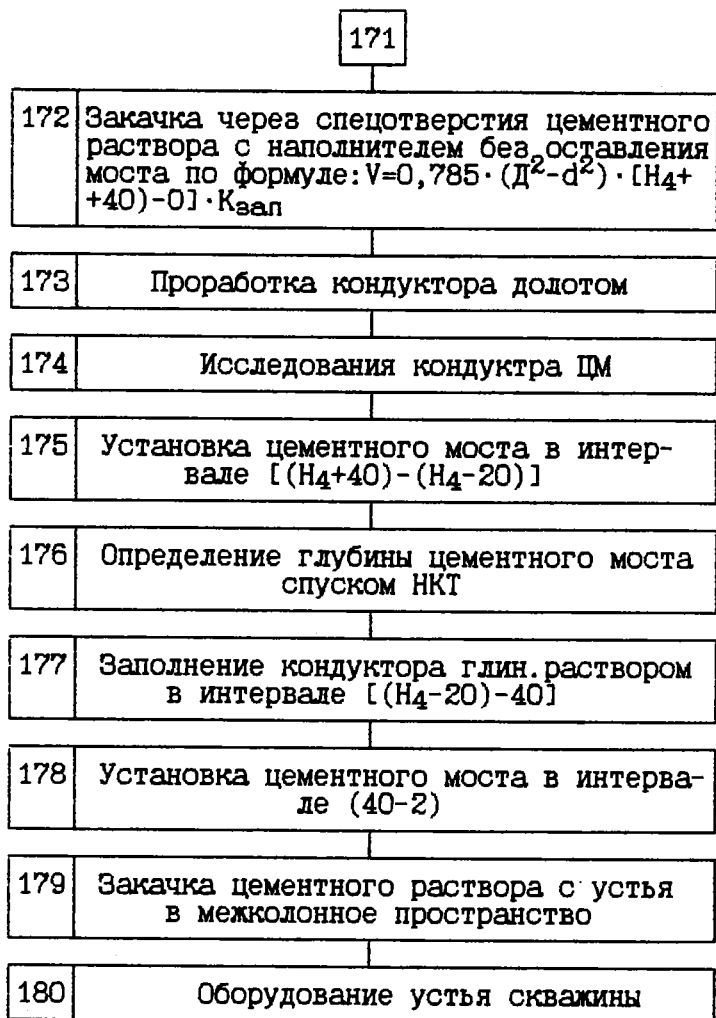


Рис. 34

Условие 5-е

Кондуктор не зацементирован, зацементирован частично и цементное кольцо ниже границы раздела кунгурского и уфимского ярусов, кондуктор и эксплуатационная колонна не извлекаются

Вариант 23-й

1	Перфорация спецотверстий одновременно в эксплуатационной колонне и кондукторе на глубине H_3
2	Спуск НКТ на глубину H_3+20 и герметизация устья
3	Определение приемистости спецотверстий до $P=10$ МПа
4	Закачка через спецотверстия цементного раствора с оставлением моста высотой 20 м по формуле: $V=0,785 \cdot (D^2-d^2) \cdot (H_2-H_4) \cdot K_{зап}$
5	Определение глубины цементного моста спуском НКТ
6	Заполнение кондуктора глин. раствором в интервале $[(H_3-20)-H_4]$
7	Перфорация спецотверстий одновременно в эксплуатационной колонне и кондукторе на глубине H_4
8	Спуск НКТ на глубину (H_4+20) и герметизация устья
9	Определение приемистости спецотверстий до $P=10$ МПа

10

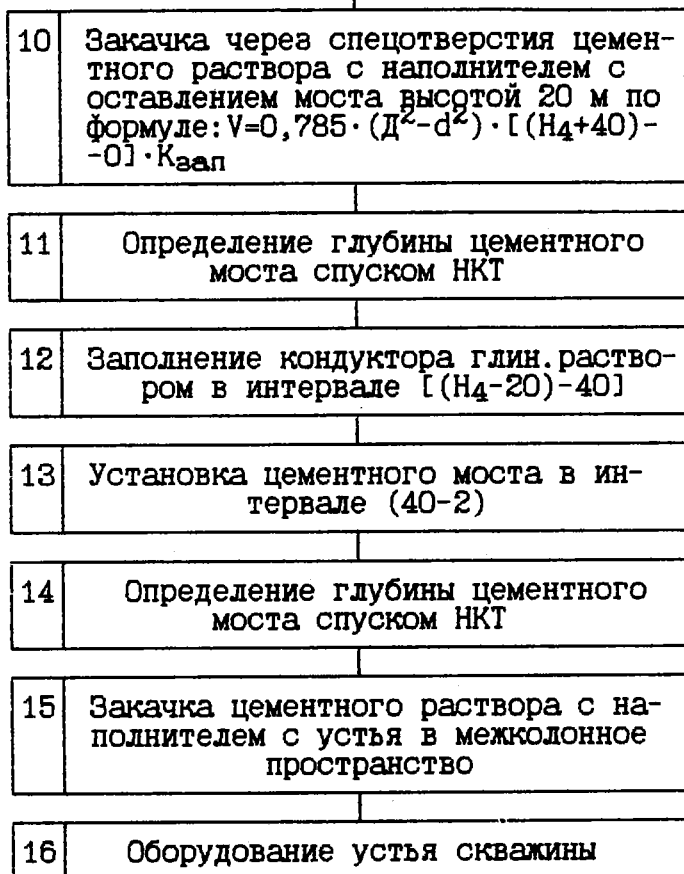


Рис. 35

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. А. с. 732494 СССР, МКИ² Е21 В 33/138. Тампонажный раствор/Г. М. Швед, И. А. Левченко, А. Г. Стороженко и М. Л. Шерстяной (СССР). № 2541352/22-03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1980.- № 17.-С.143.

2. А. с. 834342 СССР, МКИ³ Е21 В 43/32. Способ изоляции водопритоков и зон поглощений в скважинах/Е. Н. Умрихина, В. А. Блажевич и В. Г. Уметбаев (СССР). № 2539405/22-03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1981,- № 20.-С. 156.

3. А. с. 1040121 СССР, МКИ³ Е21 В 33/138. Полимерный состав для изоляции водопритока и зон поглощения в скважине/И. А. Сидоров, И. И. Бородкина, В. И. Гусев, В. М. Сазонова, И. А. Серенко, П. М. Усачев и Ю. Г. Юсупов (СССР). № 3358098/22-03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1983.- № 33.

4. А. с. 1105614 СССР, МКИ³ Е21 В 33/138. Облегченный тампонажный материал/А. И. Булатов, В. Т. Филиппов, Д. Ф. Новохатский, С. Б. Трусов, А. К. Куксов и В. В. Гольдштейн (СССР). № 3567419/22-03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1984.-№ 28.-С. 92.

5. А. с. 1154438 СССР, МКИ⁴ Е21 В 43/32. Способ селективного тампонирования обводненных зон пласта/А. И. Комисаров и А. А. Соколов (СССР). № 3641221/22-03, //Бюл. Открытия. Изобретения.-1985.-№ 17.-С. 117.

6. А. с. 1231003 СССР, МКИ⁴ С02 F 1/56. Способ осаждения взвешенных веществ из сточных вод/Б. А. Андресон, Г. П. Бочкарев, Э. Х. Еникеева, Г. А. Толстиков, Г. В. Лебянин, А. М. Ивченко, А. Ф. Антонова, М. В. Пуртова и Л. П. Метлев (СССР). №3755206/23-26, // Бюл. Открытия. Изобретения.- 1986.- № 18.-С.116.

7. А. с. 1255581 СССР, МКИ⁴ С02 F 1/52.Способ очистки сточных вод от взвешенных частиц/Н. С. Минигазимов, Д. А. Хисаева, Т. Д. Фадеева и А. А. Калимуллин (СССР). № 3850910/22-26//Бюл. Открытия. Изобретения.- 1986.- № 33.- С. 106.

8. А. с. 1346762 СССР, МКИ⁴ E21 В 33/13. Способ повторного цементирования скважин/В. Г. Уметбаев (СССР). № 3983632/22-03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1987, - № 39.- С. 144.
9. А. с. 1439087 СССР, МКИ⁴ C02 F 1/56. Способ осаждения взвешенных частиц из буровой суспензии/Э. Х. Еникеева, Д. А. Хисаева, Б. А. Андресон и Н. А. Костромина (СССР). № 4100208/23-26, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1988, - № 43.- С. 97.
10. А. с. 1550095, СССР МКИ⁵ E21 В 33/138. Тампонажная смесь/А. А. Ключов, В. В. Миняков, П. Г. Кожемякин, Л. М. Каргапольцева, А. Н. Кульков и Н. Г. Блезнюков (СССР). № 4389742/24-03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1990.- № 10.- С. 135.
11. А. с. 1550107 СССР, МКИ⁵ E21 В 43/22. Способ заводнения нефтяного пласта/Р. Ф. Гарифуллин, Р. Г. Вахитова, Д. А. Хисаева, К. Х. Мангушев, М. Р. Садыков и С. В. Кузнецов (СССР). № 4412300/23-03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1990.- № 10.- С. 137.
12. А. с. 1559115 СССР, МКИ⁵ E21 В 33/38. Тампонажный раствор для изоляции поглощающих пластов/А. К. Демьяненко, В. И. Бессонова и К. Б. Уразалиева (СССР). № 4371674/23-03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1990.- № 15.- С. 179.
13. А. с. 1573141 СССР, МКИ⁵ E21 В 33/138. Облегченная тампонажная смесь/М. А. Суслова, И. М. Давыдов, В. А. Евецкий, Л. Я. Кизильштейн, А. Н. Костышев, А. Г. Перетятыко, А. Л. Шпицглюз и В. Г. Рылов (СССР). № 4383256/23-03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1990.- № 23.- С. 148.
14. А. с. 1588860 СССР, МКИ⁵ E21 В 33/138. Тампонажный состав/В. А. Блажевич, В. Г. Уметбаев, И. В. Легостаева и В. А. Стрижнев (СССР). № 4439925/24-03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1990.- № 32.- С. 126.
15. А. с. 1615343 СССР, МКИ⁵ E21 В 43/32. Способ разработки неоднородной нефтяной залежи/В. А. Блажевич, В. Г. Уметбаев и В. С. Асмоловский (СССР). № 4609101/24-

16. А. с. 1629483 СССР, МКИ⁵ Е21 В 33/138. Состав для изоляционных работ в скважине/В. А. Блажевич, В. Г. Уметбаев, И. В. Легостаева, М. Е. Алексеева и В. А. Стрижнев (СССР). № 4498430/24-03, //Бюл. Открытия, изобретения.- 1991.-№ 7.-С. 91.

17. А. с. 1657613 СССР, МКИ⁵ Е21 В 33/138. Тампонажная смесь/А. П. Руденко, И. В. Рогальский, Л. А. Терещенко и Е. М. Апарин (СССР).- № 4672245/03, //Бюл. Открытия. Изобретения.-1991.-№ 23.-С. 83.

18. А. с. 1661360 СССР, МКИ⁵ Е21 В 33/00, Е21 В 33/138. Способ ликвидации негерметичности обсадных колонн/М. Ф. Каримов, А. Г. Латыпов, М. М. Хариев, Р. Р. Ибрагимов, В. И. Пауль, С. С. Исмагилов, Д. Э. Круглов и А. А. Баранов (СССР). № 4712340/03, //Бюл. Открытия. Изобретения.-1991.- № 25.-С. 117.

19. А. с. 1661368 СССР, МКИ⁵ Е21 В 33/138. Состав для герметизации обсадной колонны/М. Ф. Каримов, А. Г. Латыпов, Р. Р. Ибрагимов, В. И. Пауль, С. С. Исмагилов, и А. А. Баранов (СССР). № 4622689/03, //Бюл. Открытия. Изобретения.— 1991- № 25.-С. 118.

20. А. с. 1668630 СССР, МКИ⁵ Е21 В 33/13. Способ изоляции поглощений и водопроявлений/Р. Ж. Вахитов и В. И. Халвякин (СССР) № 4722886/03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1991.- № 29.-С. 143.

21. А. с. 1668633 СССР, МКИ⁵ Е21 В 33/138. Тампонажный состав/Д. А. Хисаева, В. А. Блажевич, В. Г. Уметбаев и М. Е. Алексеева (СССР). № 4702710/03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1991.- № 29.-С. 144.

22. А. с. 1668634 СССР, МКИ⁵ Е21 В 33/138. Тампонажный состав/Д. А. Хисаева, В. А. Блажевич и В. Г. Уметбаев (СССР). № 4731633/03, //Бюл. Открытия. Изобретения.-1991.- № 29.-С. 144.

23. А. с. 1670097 СССР, МКИ⁵ Е21 В 33/138. Пластификатор тампонажных растворов/А. А. Ключов, Ю. Т. Ивченко,

А. В. Мнацаканов, С. А. Рябоконт, В. И. Урманчеев и Л. Л. Кашникова (СССР). № 4663695/03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1991.- № 30.-С. 104.

24. А. с. 1670098 СССР, МКИ⁵ Е21 В 33/138. Тампонажный состав для изоляции зон осложнений при бурении скважин/В. Г. Татауров, Н. К. Нацибуллина, Ю. И. Терентьев, О. А. Чугаева, А. С. Утробин и Н. И. Кобяков (СССР). № 4732713/03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1991.- № 30.-С. 104.

25. А. с. 1739005 СССР, МКИ⁵ Е21 В 33/138. Тампонажный состав/В. А. Блажевич, Д. А. Хисаева и В. Г. Уметбаев (СССР). № 4752033/03, //Бюл. Открытия. Изобретения.-1992.- № 21.- С. 131.

26. А. с. 1763638 СССР, МКИ⁵ Е21 В 33/138. Полимерный тампонажный состав/Д. А. Хисаева, В. Г. Уметбаев, В. А. Блажевич и И. В. Легостаева (СССР). № 4866917/03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1992.- № 35.-С. 125.

27. А. с. 1776762 СССР, МКИ⁵ Е21 В 33/138. Тампонажный состав/В. А. Блажевич, Д. А. Хисаева и В. Г. Уметбаев (СССР). № 4816882/03, //Бюл. Открытия. Изобретения.- 1992.- № 43.- С. 68.

28. А. с. 1799998 СССР, МКИ⁵ Е21 В 33/13. Способ вторичного цементирования эксплуатационных колонн/Р. Р. Басиров, В. Г. Уметбаев, В. А. Блажевич и В. А. Стрижнев (СССР). № 4930897/03, // Бюл. Открытия. Изобретения.-1993.- № 9.- С. 73.

29. Анализ причин заколонных газопроявлений и пути повышения качества цементирования скважин в условиях сероводородной агрессии/М. Р. Мавлютов, В. М. Кравцов, В. П. Овчинников и др.-М.,1984.-51с. (Обзор. информ.)//ВНИИО-ЭНГ, Сер."Бурение"; вып. 4 (34).

30. Асад-Заде А. И. Результаты экспериментальных работ по изоляции водопритокв в глубоких нефтяных скважинах//АНХ.- 1984.- № 6.- С. 34-36.

31. Блажевич В. А. Геолого-физические основы ремонтно-изоляционных работ в скважинах.- Нефт. хоз-во.- 1982.- № 5.- С. 58-60.

32. Блажевич В. А., Стрижнев В. А. Гидродинамическая обстановка в скважинах при проведении в них ремонтно-изоляционных работ//Тр. Башнипинефть, 1979. Вып. 56. - С. 58-65.

33. Блажевич В. А., Стрижнев В. А., Мерзляков В. Ф. Оценка эффективности мероприятий по увеличению приемистости нагнетательных скважин//Тр. Башнипинефть, 1984.-Вып. 66-С. 211-223.

34. Блажевич В. А., Стрижнев В. А., Мерзляков В. Ф. Условия разрушения призабойной зоны заводняемых пластов в нагнетательных скважинах//Тр. Башнипинефть, 1984.-Вып. 70.-С. 94-104.

35. Блажевич В. А., Мерзляков В. Ф., Стрижнев В. А. Определение приемистости нагнетательных скважин, питающихся из одного водовода. РНТС. Сер. "Нефтепромысловое дело"—ВНИИОЭНГ.-1983.-Вып. 11- С.11-13.

36. Блажевич В. А., Уметбаев В. Г. Справочник мастера по капитальному ремонту скважин.-М.: Недра, 1985.-208 с.

37. Блажевич В. А., Уметбаев В. Г. Тампонажные составы на основе лигносульфонатов технических для ремонтно-изоляционных работ в скважинах//ИС "Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности. М.: ВНИИОЭНГ, 1990, № 6.-С. 23-26.

38. Блажевич В. А., Уметбаев В. Г., Асмоловский В. С. Применение лигносульфонатов технических при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважинах//Тр. Башнипинефть. - 1991.—Вып. 82.- С. 47-58.

39. Блажевич В. А., Уметбаев В. Г., Стрижнев В. А. Тампонажные (изоляционные) материалы для ремонтно-изоляционных работ в скважинах. — Уфа, РИО Госкомиздата БАССР, 1992. - 88 с.

40. Блажевич В. А., Умрихина Е. Н. Новые методы ограничения притока воды в нефтяные скважины. — М.: Недра, 1974.-212 с.

41. Блажевич В. А., Умрихина Е. Н., Уметбаев В. Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений.— М.: Недра, 1981.- 232 с.

42. Булатов А. И. Формирование и работа цементного камня в скважинах.- М.: Недра, 1990.-409 с.

43. Водоизоляционные работы при разведке нефтяных месторождений Западной Сибири/И. И. Клещенко, А. К. Ягафаров, А. У. Шарипов и др.— М.: ВНИИОЭНГ, 1994.-59 с.

44. Волочков Н. С. Технологии РИР по отключению выработанного верхнего пласта в НГДУ “Аксаковнефть” //Сб. научных статей. “Проблемы нефтегазового комплекса в условиях становления рыночных отношений”. — Уфа, изд-во “Фонд содействия развитию научных исследований”.-1998.—Вып.2.- С. 268-273.

45. Временная инструкция по ликвидации нефтяных добывающих скважин Грачевского месторождения НГДУ Ишимбайнефть.— Уфа: Башнипинефть, 1983.-7 с.

46. Временные методические рекомендации по определению заколонных перетоков аппаратурой АКИ-36-7.—Октябрьский.-ВНИИГИС.-1988.- 55 с.

47. Временное методическое руководство на основные виды водоизоляционных работ.— Бугульма: Татнипинефть, 1981.-92 с.

48. Временные методические указания по исследованию обсаженных скважин аппаратурой АКЦ-НВ-48 и обработке получаемых материалов (одночастотный вариант)/ МГ СССР, ВНИИГИС.-М., Октябрьский, 1988.-45 с.

49. Временное руководство по оценке размеров поглощающих каналов и выбору способов изоляции.— Уфа: Башнипинефть, 1977.-45 с.

50. Выбор жидкости глушения скважин для условий нефтяных месторождений НГДУ “Аксаковнефть”/Волочков Н. С., Зейгман Ю. В., Рогачев М. К. и др.//Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Сб. научн. тр. — Изд-во УГНТУ, 1999.-С. 88-98.

51. Выбор технологии и тампонажных материалов при проведении РИР в скважинах/С. А. Рябоконт, С. В. Усов, В. А. Шумилов и др.//Нефт. хоз-во. — М.-1989.-№ 4.-С. 47-53.

52. Габдуллин Р. В., Латыпов С. С. Технология бурения

шурфа вдоль кондуктора и вторичного цементирования закон-
дукторного пространства.— Бугульма: Татнипинефть, 1988.-
С. 15.

53. Галлямов М. Н., Рахимкулов Р. Ш. Повышение эффек-
тивности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии
разработки месторождений. — М.: Недра, 1978. - 206 с.

54. Геологическое строение и разработка Туймазинского
месторождения/К. С. Баймухаметов, В. Р. Еникеев, А. Ш.
Сыртланов, Ф. М. Якупов. — Уфа: Баш. изд-во “Китап”, 1993.-
280 с.

55. Геолого-технические особенности разработки нефтяных
месторождений Юго-Запада Башкортостана/В. Ф. Мерзляков,
А. А. Носачев, В. Е. Андреев и др. — М.: ОАО ВНИИОЭНГ,
1999.-152 с.

56. Гидрогеология СССР, том XV, Башкирская АССР.-М.:
Недра. -1972.-С. 93-173.

57. Гидрогеология Южного Предуралья. — Уфа: Госкомиз-
дат БАССР.- 1985.-С. 38-67.

58. Горбунов А. Т., Бученков Л. Н. Щелочное заводнение.—
М.: Недра, 1989.-160 с.

59. Гуторов Ю. А. Метод широкополостного акустического
каротажа для контроля технического состояния обсаженных
скважин нефтяных и газовых месторождений.- Уфа: Башкир-
ский университет, 1995.-243 с.

60. Данюшевский В. С., Алиев Р. М., Толстых И. Ф. Спра-
вочное руководство по тампонажным материалам. 2-е изд., пе-
рераб. и доп.- М.: Недра, 1987.-373 с.

61. Данюшевский В. С., Толстых И. Ф., Мильштейн В. М.
Справочное руководство по тампонажным материалам.- М.:
Недра, 1973.-312 с.

62. Жидкость для глушения скважин НГДУ “Аксаков-
нефть”/Н. С. Волочков, Ю. В. Зейгман, М. К. Рогачев и
др.//Сб. научных статей. “Проблемы нефтегазового комплекса
в условиях становления рыночных отношений”.- Уфа, изд-во
“Фонд содействия развитию научных исследований”.-1998.-
Вып.2.-С. 260-267.

63. Загиров М. М., Юсупов И. Г., Максупов Р. А. Борьба с коррозией промышленного оборудования. — М., 1972. (ТНТО/ВНИИОЭНГ. Сер. "Добыча".)
64. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области (том IV, Башкирская АССР)/Н. П. Егорова, Э. М. Халимов, Б. В. Озолин и др.-М.: Недра,1975.-240 с.
65. Изучение масштабов воздействия нефтедобывающих предприятий ПО "Башнефть" на состояние водных ресурсов. Арланское месторождение: Отчет о НИР/Башнипинефть. Рук. Р. И. Сергеев.-1753. — Уфа, 1991.-84 с.
66. Инструкция по восстановлению герметичности обсадных колонн и охране недр при капитальном ремонте скважин.-Бугульма: Татнипинефть. 1975.-41 с.
67. Инструкция по поиску и изоляции негерметичных соединений обсадных колонн. — Краснодар: ВНИИКРнефть, Главтюменнефтегаз, 1975.-21 с.
68. Инструкция по применению тампонажных смол на основе сланцевых фенолов при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважинах. — Уфа: Башнипинефть, 1977.-41 с.
69. Инструкция по эксплуатации ДОРНов и других устройств для ремонта обсадных колонн продольно-гофрированными пластырями в наклонных скважинах Главтюменнефтегаза.-Краснодар: ВНИИКРнефть, 1982.-20 с.
70. Использование фосфоновых комплексонов для обработки буровых растворов/Гарьян С. А., Лимановский В. М., Маськова Н. А. и др.// РНТС "Бурение". 1983, № 7.-С. 10-11.
71. Испытания новых химических составов ЖГС на предприятиях АНК "Башнефть"/Н. С. Волочков, Ю. В. Зейгман, М. К. Рогачев и др.//Межвузовский сборник статей "Нефть и газ".— Уфа, УГНТУ, 1997.-№ 1.-С. 31-34.
72. Испытания, совершенствование и внедрение технологии ремонтно-восстановительных работ (РВР) в осложненных скважинах НГДУ "Туймазанефть": Отчет о НИР/Башнипинефть. Рук. В. Г. Уметбаев, В. А. Блажевич. — 0457. — Уфа, 1991.-172 с.

73. Исследование гидродинамической связи между продуктивными и вышележащими водоносными горизонтами Кушкульского месторождения: Отчет о НИР/Башнипинефть. Рук. Р. И. Сергеев, В. А. Пряжевский. — 1799.-Уфа, 1993.-20 с.

74. Б. И. Кирпиченко, А. А. Сержанков. Возможность исследований в период ликвидации заколонных перетоков.-Нефт. хоз-во, 1983, № 5.-С. 24-26.

75. А. И. Комисаров, А. А. Соколов. Ограничение водопритоков из глубокозалегающих пластов/ВНИИОЭНГ. Экспресс-информация. Сер. “Нефтепромысловое дело”.1986, Вып. 2.-С. 11-14.

76. Комплексное изучение геологического строения многопластовых нефтяных месторождений/Э. М. Халимов, Т. М. Столбова, Р. Т. Валиулина и др. — М.: Недра, 1975.-176 с.

77. И. И. Кравченко, Н. Г. Иманаев. Изоляция вод в нефтяных скважинах. — М.: Гостоптехиздат, 1960.-186 с.

78. Кузнецов Г. С., Леонтьев Е. И., Резванов Р. А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений.— М.: Недра, 1991.-219 с.

79. Ликвидация поглощений и восстановление крепи в скважинах месторождений Башкирии/С. В. Усов, О. П. Гень, В. И. Мартынюк и др.//Нефт. хоз-во .-1992, № 1.-С. 34-36.

80. А. В. Маляренко, Ю. В. Земцов. Методы селективной изоляции водопритоков в нефтяных скважинах и перспективы их применения на месторождениях Западной Сибири.— М., 1987. - 33с. (Обзор. информ./ВНИИОЭНГ. Сер. “Нефтепромысловое дело”; Вып. 1 (130).

81. И. И. Маслов. Методы борьбы с выносом песка из нефтяных скважин.— М.,1980.-64 с. (Обзор. информ./ВНИИОЭНГ. Сер. “Нефтепромысловое дело”).

82. А. Х. Мирзаджанзаде, А. И. Спивак, М. Р. Мавлютов. Гидроаэромеханика в бурении. — Уфа: Уфимский нефтяной институт, 1984.-238 с.

83. И. Т. Мищенко, А. Т. Кондратюк. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.— М.: Нефть и газ, 1996.-190 с.

84. Р. Х. Муслимов, В. А. Шумилов. Ремонтно-изоляционные работы при добыче нефти.- Казань: Таткнигоиздат, 1975.- 112 с.

85. А. Ю. Намиот. Теплопередача при подъеме нефти в скважине//Тр. ВНИИ.— 1956.-Вып. 8.- С. 400-411.

86. С. М. Никитин, В. А. Стрижнев, Ю. М. Матвеев. Ремонт скважин металлическими пластырями в ПО “Юганскнефтегаз”/ВНИИОЭНГ. Экспресс-информация. Сер. “Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений”—1988, Вып. 4.-С. 7-11.

87. Новые химические составы жидкостей для глушения нефтяных скважин/Ю. В. Зейгман, М. Р. Мавлютов, Р. Х. Муслимов и др.//Башкирский химический журнал. — Уфа: АН РБ, 1995.-Т-2-Вып. 3-4.-С. 58.

88. Облегченный тампонажный материал с использованием отхода производства ферросилиция/В. И. Батурин и др.//Нефть. хоз-во.-1993. № 7.-С. 14-15.

89. Обобщение опыта проведения изоляционных работ с использованием синтетических смол на основе сланцевых фенолов (ТСД-9 и ТС-10) на месторождениях СССР: Отчет о НИР /Башнипинефть. Рук. В. А. Блажевич, Е. Н. Умрихина.- 3575.- Уфа, 1975.-122 с.

90. Обязательный комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений Башкирии. — Уфа: Башнипинефть, 1979. - 6 с.

91. Ограничение водопритока и изоляции вод с применением пенных систем/А. В. Амиян, В. А. Амиян — М., 1984. - 54 с. (Обзор. информ./ВНИИОЭНГ. Сер.”Нефтепромысловое дело”; Вып. 8 (80).

92. Ограничение притока вод составами АКОР/Л. А. Скородинская, Д. В. Хосроев, А. М. Строганов и др.// “Нефть. хоз-во”. -1992, № 6.-С. 32-34.

93. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины/Р. Т. Булгаков, А. Ш. Газизов, Р. Г. Габдуллин и др.-М.: Недра, 1976.-174 с.

94. О размерах и характере распространения трещин в заводняемых пластах/В. А. Блажевич, В. И. Портнов, В. А. Стрижнев и др.-Тр./Башнипинефть. — Вып. 72.-Уфа, 1985.- С. 44-56.

95. ОСТ 39-048-77. ДОРНЫ для ремонта эксплуатационных обсадных колонн. Общие технические требования. — Москва.- Типография Миннефтепрома, 1977, 4 с.

96. ОСТ 3-196-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

97. Оценка воздействия на окружающую среду Шкаповского месторождения: Отчет о НИР/Башнипинефть. Рук. Р. И. Сергеев, Е. В. Лозин, Н. В. Марков.- 3039. - Уфа, 1991.-253 с.

98. Патент № 2116327. РФ, МКИ⁶ С 09 К 7/02. Жидкость для глушения скважин — состав “УНИ-3”/Н. С. Волочков, О. А. Гумеров, Ю. В. Зейгман и др./Бюл. Открытия. Изобретения.— 1998.-№ 21.

99. Патент № 2058989 РФ, МКИ⁶ С09К/06. Жидкость для глушения скважин/Ю. В. Зейгман, А. М. Сыркин, А. Ю. Харин и др./Открытия. Изобретения.-1996.-№ 12.

100. Патент № 1804548 СССР. Способ изоляции проникаемого пласта, сложенного терригенными породами/В. А. Блажевич, Д. А. Хисаева, В. Г. Уметбаев и др./Бюл. Открытия. Изобретения.- 1993.-№ 11.

101. Патент № 1838583 СССР. Тампонажная смесь. /В. А. Блажевич, Д. А. Хисаева, В. Г. Уметбаев и др./Бюл. Открытия. Изобретения.— 1993.-№ 32.

102. Получение пористого материала на основе синтетических смол/В. А. Блажевич, Е. Н. Умрихина, Н. Р. Махмутов и др./ РНТС “Нефтепромысловое дело”.-М.— 1975.-№ 5. С. 36-38.

103. Применение новых водоизолирующих материалов для ограничения притока вод в нефтяные скважины/Поддубный Ю. А., Сазонова В. М., Сидоров И. А. и др.-М., 1977.-61 с. (Обзор. информ./ ВНИИОЭНГ. Сер. “Нефтепромысловое дело”).

104. Применение сульфитно-спиртовой бражки при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважинах/В. А.

Блажевич, В. А. Стрижнев, М. Ш. Кендис и др.// Тр. Башни-
пинефть. - 1983, Вып. 66.-С. 205-211.

105. Применение тампонирующих составов на основе поли-
уретанов для изоляционных работ в скважинах/А. У. Бальде-
ков, Е. П. Каситанов, В. А. Симонов — М., 1986. - 39 с. (Об-
зор. информ./ВНИИОЭНГ. Сер. “Нефтепромысловое дело”.
Вып. 21 (128)).

106. Принципиальный комплекс исследований по контро-
лю разработки нефтяных месторождений. М.: МНП, 1979.

107. Проектирование разработки крупных нефтяных место-
рождений/М. М. Саттаров, Е. А. Андреев, В. С. Ключарев и
др./М.: Недра, 1969.-240 с.

108. Промысловые испытания нового химического
состава жидкости глушения скважин./Н. С. Волочков, Ю. В.
Зейгман, М. К. Рогачев и др.//Тр. Башнипинефть. Сб. аспи-
рантских работ.— 1996.-С. 40-44.

109. Разработка и внедрение технологии отключения обвод-
ненных пластов и ликвидации скважин в сложных геолого-тех-
нических условиях их эксплуатации: Отчет о НИР/Башнипи-
нефть. Рук. В. Г. Уметбаев.— 4145.-Уфа, 1994.-75с.

110. РД 39-01-63-78. Инструкция по технологии отключе-
ния пластов с высоким давлением с применением разбуривае-
мых пакеров-отсекателей конструкции Татнипинефть.— Бу-
гульма, 1978.-23 с.

111. РД 39-2-247-79. Инструкция по технологии ликвида-
ции негерметичности обсадных колонн и заколонных перето-
ков в бурящихся и добывающих скважинах с помощью АЭФС.
— М.: ВНИИБТ, 1979.-20 с.

112. РД 39-1-465-80. Руководство по применению вязко-уп-
ругих композитных систем при проведении геолого-техниче-
ских мероприятий в скважинах.-М.: ВНИИнефть, 1980.-31 с.

113. РД 39-3-744-82. Проведение ремонтно-изоляционных
работ в скважинах. Рецепттура и применение тампонажных сме-
сей на основе состава ТС-10. — Уфа: Башнипинефть, 1982.-
25 с.

114. РД 39-4-699-82. Руководство по применению геолого-

геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений.—М.: ВНИИ, 1982.-277 с.

115. РД 39-1-843-82. Инструкция по ремонту крепи скважин.— Краснодар: ВНИИКРнефть, 1983.-190 с.

116. РД 39-1-844-82. Технология повторной герметизации резьбовых соединений обсадных колонн. — Краснодар: ВНИИКРнефть, 1983.-40 с.

117. РД 39-1-908-83. Проведение ремонтно-изоляционных работ в скважинах. Технология отключения верхних пластов, содержащих открытые трещины, тампонированием. — Уфа: Башнипинефть, 1983.-11 с.

118. РД 39-3-933-83. Технология ограничения водопритоков и увеличения охвата пласта заводнением с применением гипано-формалиновых смесей с целью интенсификации притока нефти. — Уфа: Башнипинефть, 1983.-80 с.

119. РД 39-1-1096-84. Инструкция по технологии изоляции притока вод с использованием селективных изолирующих материалов без подъема скважинного оборудования.— Бугульма: Татнипинефть, 1984.-27 с.

120. РД 39-3-1169-84. Технология ограничения вод в нефтяных скважинах с применением реагента МАК-ДЭА.-Бугульма: Татнипинефть, 1984.-19 с.

121. РД 39-4-1204-84. Технология проведения исследований и интерпретация данных, получаемых аппаратурой ЦМГА-2, УЗБА-21 в различных геолого-технических условиях обсаженных скважин.-Уфа: ВНИИнефтепромгеофизика, 1984.-95 с.

122. РД 39-1-1190-84. Технология промыслово-геофизических исследований при капитальном ремонте скважин.-Уфа, ВНИИнефтепромгеофизика, 1985.-61 с.

123. РД 39-0147276-012ВНИИ-86. Руководство по отключению отдельных обводненных интервалов пласта и отдельных пластов в скважинах месторождений Башкирии.— Уфа: Башнипинефть, 1986.-134 с.

124. РД 39-0147009-23-87. Единые правила ведения ремонтных работ в скважинах. — Краснодар: ВНИИКРнефть, 1987.-82 с.

125. РД 39-0147276-214-87Р. Проведение ремонтно-изоляционных работ в скважинах. Технология восстановления герметичности обсадных колонн тампонированием в условиях высоких поглощений. — Уфа: Башнипинефть, 1987.-21 с.

126. РД 39-0147276-216-87Р. Методические указания по технологии ликвидации скважин на нефтяных месторождениях объединения “Башнефть”. — Уфа: Башнипинефть, 1987.-64 с.

127. РД 39-0147009-505-87. Технология изоляции пропластковых, подошвенных и заколонных водопритокков в нефтедобывающих скважинах Западной Сибири составом АКОР.— Краснодар: ВНИИКРнефть, 1987.-44 с.

128. РД 39-0147009-532-87. Выбор технологии и тампонажных материалов при проведении ремонтно-изоляционных работ. — Краснодар: ВНИИКРнефть, 1987.-89 с.

129. РД 39Р-0135648-0002-89 Временная инструкция по вторичному цементированию обсадных колонн в осложненных скважинах НГДУ “Туймазанефть”. — Уфа: Башнипинефть, 1989.-27 с.

130. РД 39-0147716-016-89. Методическое руководство по интерпретации диаграмм, зарегистрированных скважинным гамма-плотномером-толщиномером СГДТ.— Уфа: ВНИИнефтепромгеофизика, 1989. -30 с.

131. РД 39Р-5752454-007-90. Регламент на типовые технологические процессы вторичного цементирования эксплуатационных колонн и восстановления их герметичности в скважинах. — Уфа: Башнипинефть, 1990.-52 с.

132. РД 39Р-0135648-005-90. Временный регламент по контролю технического состояния скважин месторождений ПО “Башнефть”. — Уфа: Башнипинефть, 1990.-22 с.

133. РД 39Р-0135648-008-91. Принципиальные технологические схемы разобщения пластов за кондуктором при ликвидации скважин ПО “Башнефть” (Временный регламент). — Уфа: Башнипинефть, 1991.-15 с.

134. РД 39Р-013-4856-009-91. Инструкция по изоляции зон поглощения и водопроявления с применением тампонажных смесей с высокими структурно-механическими свойствами и

концентрациями разноразмерных наполнителей. — Уфа, Башнипинефть, 1991.-87 с.

135. РД 39-0135648-012-93. Регламент на технологический процесс ликвидации скважин ПО “Башнефть”. — Уфа: Башнипинефть, 1993.-73 с.

136. РД 39-0147276-016-94. Регламент на технологический процесс ликвидации скважин с аномальными геолого-техническими условиями эксплуатации. — Уфа: Башнипинефть, 1994.-106 с.

137. РД 39-00147275-039-98. Регламент применения новых тампонажных составов при проведении ремонтно-изоляционных работ/В. Г. Уметбаев, Н. В. Прокшина, В. А. Стрижнев, И. Г. Плотников, Н. С. Волочков и др.— Уфа: Башнипинефть, 1998.-46 с.

138. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах на поздней стадии разработки нефтяных месторождений/Блажевич В. А., Стрижнев В. А., Исламов Ф. Я. и др.— М., 1984.-66 с. (Обзор. информ.)/ВНИИОЭНГ. Сер. “Нефтепромысловое дело”; Вып. 4 (76).

139. Ремонтно-изоляционные работы по оздоровлению фонда осложненных скважин (руководство по проведению)/Уметбаев В. Г., Блажевич В. А., Сыртланов А. Ш. и др.— М., 1991.-56 с. (Обзор. информ.)/ВНИИОЭНГ. Сер. “Техника и технология добычи нефти и обустройства нефтяных месторождений”.

140. Руководство по применению акустических и радиометрических методов контроля качества цементирования нефтяных и газовых скважин.— Уфа: ВНИИнефтепромгеофизика, 1978.-110 с.

141. Руководство по применению невзрывчатого разрушающего средства (НРС-1) при разрушении прочных хрупких материалов. — Комбинат “Тувакобальт”, ГТУ “Никельмедькобальт”, Минцветмет СССР, 1989.-15 с.

142. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений.— М.: Недра, 1978.-255 с.

143. Серенко И. А., Сидоров И. А., Кошелев А. Т. Повторное цементирование при строительстве и эксплуатации скважин.— М.: Недра, 1988.-263 с.

144. Смирнов Ю. С., Петров А. А. Исследование деэмульгирующей способности высших жирных аминов//Применение поверхностно-активных веществ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности.— М.: Недра, 1970. С.-96.

145. Совершенствование и внедрение технологии отключения обводненных пластов, их интервалов и ликвидации скважин АНК “Башнефть”: Отчет о НИР/Башнипинефть. Рук. В. Г. Уметбаев.-4153.— Уфа, 1995.-149 с.

146. Совершенствование технологии ремонтно-изоляционных и ликвидационных работ в скважинах ПО “Башнефть”: Отчет о НИР /Башнипинефть. Руководитель В. Г. Уметбаев.-4132.— Уфа, 1993.-106 с.

147. СТО 03-31-94. Методика анализа данных о геолого-техническом состоянии скважин.— Уфа: Башнипинефть, 1994.-16 с.

148. СТО 03-40-95. Обсадные колонны при ликвидации скважин. Технология извлечения.— Уфа: “Башнефть”, 1995.-7 с.

149. СТП 03-46-78. Руководство по проведению ремонтно-изоляционных работ в скважинах со сложной гидродинамической и температурной обстановкой. Основные положения.— Уфа: Башнипинефть, 1978.-21 с.

150. СТП 0147276-012-90. Инвентаризация эксплуатационного фонда скважин. Методика проведения. — Уфа: Башнипинефть, 1990.-17 с.

151. СТП Методика разработки базового варианта программы оздоровления технического состояния фонда скважин. — Уфа: Башнипинефть, 1996.-15 с.

152. СТП 03-99. Вторичное вскрытие пластов и ремонт скважин с сохранением продуктивности ПЗП. Технология применения жидкостей УНИ.— НГДУ “Аксаковнефть”.— 1999.-6 с.

153. Сулейманов А. Б., Асад-Заде А. И., Мамедов Н. Г. Ограничение водопритоков в скважинах месторождения Сангачалы-Море-Дуванный-море-О. Булла. — Нефтепромысловое дело и транспорт нефти.— 1984, № 5.-С. 18-20.

154. Технология и результаты РИР по изоляции обводненных интервалов пласта в скважинах Новохазинской площади Арланского месторождения/В. Г. Уметбаев, И. Г. Плотников, Е. Н. Сафонов и др.// Башнипинефть. 1995. - Вып. 89.-С. 77-96.

155. Технология ликвидации заколонных перетоков воды в нефтяных скважинах кремнийорганическими соединениями. Тюмень: СибНИИНП, 1986.-32 с.

156. Технология ликвидации скважин с аномальными геолого-техническими условиями эксплуатации./ В. Г. Уметбаев, В. Ф. Мерзляков, Н. С. Волочков и др.// Нефт. хоз-во.— 1996, № 2.-С. 17-19.

157. Технология проведения исследований и интерпретация данных акустической цементометрии в кондукторах, технических и эксплуатационных колоннах при двухколонной конструкции скважин (Временные методические указания).— Уфа: ВНИИнефтепромгеофизика, 1988.-120 с.

158. Токарев М. А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой.-М.: Недра, 1990.-267 с.

159. Требин Г. Ф., Чарыгин Н. В., Обухова Т. М. Нефти месторождений Советского Союза: Справочник.— М.: Недра, 1980.-583 с.

160. Уметбаев В. Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин.— М.: Недра, 1989.-215 с.

161. Уметбаев В. Г. Особенности ликвидации скважин с открытым стволом на Грачевском месторождении. — ЭИ, Сер. “Нефтепромысловое дело”. 1986, № 2. С. 14-15.

162. Уметбаев В. Г. К выбору объема тампонажного раствора для наращивания цементного кольца при ликвидации скважин. -ЭИ, сер. Техника и технология добычи нефти и обустройства нефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ.-1988. — Вып. 10.-С. 8-11.

163. Уметбаев В. Г., Аскарлов Н. И. Технологические схемы ликвидации скважин на нефтяных месторождениях Башкирии//Тр./Башнипинефть.-1988. — Вып. 78.-С. 58-67.
164. Уметбаев В. Г., Блажевич В. А., Легостаева И. В. Тампонажные материалы, используемые при проведении ремонтно-изоляционных работ по оздоровлению осложненных скважин. ЭИ, сер. “Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений”. 1991, № 10. С. 9-19.
165. Уметбаев В. Г., Блажевич В. А., Стрижнев В. А. Восстановительно-ликвидационные работы в осложненных скважинах месторождений Башкирии//Тр./Башнипинефть.— 1991. - Вып. 84.-С. 77-83.
166. Уметбаев В. Г., Блажевич В. А., Стрижнев В. А. Основные положения проблемы восстановительно-ликвидационных работ в осложненных скважинах.//Нефт. хоз-во, 1992. - № 6. - С. 21-23.
167. Уметбаев В. Г., Волочков Н. С. Совершенствование технологии РИР по отключению выработанного верхнего пласта на примере Сатаевского месторождения//Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Сб. научн. тр. Р12. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. - С. 78-87.
168. Уметбаев В. Г., Мерзляков В. Ф. Капитальный ремонт как средство экологического оздоровления фонда скважин.— Уфа: Башнипинефть АНК “Башнефть”, 1995.-251 с.
169. Уметбаев В. Г., Плотников И. Г. Отключение обводненных интервалов продуктивных пластов отверждающимися тампонажными материалами//”Нефтепромысловое дело”.-1995.-№ 6. - С. 18-21.
170. Умрихина Е. Н., Блажевич В. А. Изоляция притока пластовых вод в нефтяных скважинах. — М.: Недра, 1966. - 164 с.
171. Уточненный проект разработки Грачевского нефтяного месторождения: Отчет о НИР//НИИНефтеотдача. Рук. Х. Г. Шакиров.- ХД 480.94.-Уфа, 1994.-403 с.
172. Хачатуров Р. М., Комисаров А. И., Соколов А. А. Ограничение водопритокв из глубокозалегающих пластов. — Нефт. хоз-во.-1988, № 9.- С. 43-45.

173. Шумилов В. А. Цементирование эксплуатационных колонн при капитальном ремонте скважин. — “Нефтепромысловое дело”, 1973, № 9.- С. 39-40.

174. Эффективность применения водоизолирующих материалов в нефтяных скважинах/Ю. А. Поддубный, В. А. Кан и др.— М., 1985.-46 с. (Обзор. информ. /ВНИИОЭНГ. Сер. “Нефтепромысловое дело”, Вып. 13 (102).

175. Юмадилов А. Ю. Изоляция пластовых вод.— М.: Недра, 1976.-111 с.

176. Юсупов И. Г., Голышкина Л. А., Катеев И. С. Повышение герметичности контактных зон цементного кольца. — М., 1980.-35 с. (Обзор. информ./ВНИИОЭНГ. Сер. “Бурение”).

177. Ярыш А. Т., Никитченко В. Г., Аникин В. И. Влияние точности продольно-гофрированных пластырей на успешность ремонта скважин. Нефт. хоз-во, № 6, 1989. С. 18-21.

178. Fluid loss additives for well cementing compositions containing a tetrapolymer: Пат. 5153240 США, МКИ⁵ СО 8 К 3/18/M.S. Stephens; Philips Petroleum Co. — № 620967; Заявл. 30.11.90; Опубл. 6.10.92.

179. Lost circulation fluid for oil field drilling operations/ Robert D. Sydansk: Пат. 4989673 США, МКИ5 СО 09 К 7/02.- № 380565; Заявл. 14.07.89; Опубл. 05.02.91; НКИ 166/250.

180. Repairing leans in casings: Пат. 5123487 США, МКИ⁵ Е 21 В 29/00/L. Kirk; Halliburton Service, Duncan, Okla. — № 638859; Заявл. 08.01.91; Опубл. 23.06.92 НКИ 166/277.

181. Section mill with multiple cutting blades: Пат. 5074355 США, МКИ Е 21 В 10/66/W. L. Lennon; Masx Enerdy Services Group — № 566023; Заявлено 10.08.90; Опубл. 24.12.91; НКИ 166/55.1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
I. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ И РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ	7
1.1. Современные технологии ремонтно- изоляционных работ	7
1.2. Современные технологии ремонтно- восстановительных работ	27
II. МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ГЕОЛОГО- ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН	38
2.1. Анализ и обобщение современных методов исследования технического состояния скважин	38
2.2. Геолого-техническое состояние скважин: обоснование структуры информации и методика ее анализа	50
2.3. Методика контроля технического состояния скважин	62
III. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПУТИ ОЗДОРОВЛЕНИЯ ОСЛОЖНЕННОГО ФОНДА СКВАЖИН	113
3.1. Общие положения технологии ремонтно- восстановительных работ по оздоровлению осложненного фонда скважин	113
3.2. Технологии изоляции отдельных интервалов (объектов).	116
3.3. Технологии вторичного цементирования кондуктора (ВЦК)	122
3.4. Технологии вторичного цементирования (ВЦЭК) и вторичной герметизации (ВГЭК) эксплуатационных колонн	125
3.5. Технологии ликвидации осложненных скважин	129
IV. ИССЛЕДОВАНИЯ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН	162
4. 1. Исследования по определению приемистости нагнетательных скважин одного водовода	162

4.2. Исследование причин разрушения призабойной зоны нагнетательных скважин	167
4.3. Опытные работы по креплению призабойной зоны в нагнетательных скважинах Арланского месторождения	176
V. ЛАБОРАТОРНЫЕ РАЗРАБОТКИ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ, РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ И ЛИКВИДАЦИОННЫХ РАБОТ	
5.1. Тампонажные составы и их рецептуры	180
5.2. Способы цементирования при проведении ремонтно-изоляционных и ремонтно- восстановительных работ	224
5.3. Выбор жидкостей для глушения скважин перед проведением ремонтно-изоляционных и ремонтно-восстановительных работ	240
VI. ОЗДОРОВЛЕНИЕ ОСЛОЖНЕННОГО ФОНДА СКВАЖИН: РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ, РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ И ЛИКВИДАЦИОННЫХ РАБОТ	
6.1. Опытнo-технологические работы с целью совершенствования технологий РИР по отключению верхнего пласта	248
6.2. Комплексная технология РИР с тампониowaniem верхнего пласта и предотвращением загрязнения возвратного нижнего объекта	274
6.3. Разработка и совершенствование технологий ремонтно-восстановительных и ликвидационных работ	284
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	327
ПРИЛОЖЕНИЕ	333
<i>Список использованных источников</i>	<i>401</i>

Научное издание

УМЕТБАЕВ *Виль Гайсович*
МЕРЗЛЯКОВ *Владимир Филиппович*
ВОЛОЧКОВ *Николай Семенович*

**КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН.
ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ**

Зав. редакцией *Л. И. Савельева*
Редактор *З. Н. Нуртдинова*
Технический редактор *А. Л. Чудинов*
Корректор *Р. Л. Ефимова*
Компьютерная обработка *Н. Е. Пацков*
Верстка *Г. Н. Шатова*

Лицензия № 0145 от 22.03.96 г.

Сдано в набор 30.03.2000 г. Подписано к печати 27.11.2000 г.
Формат 60х90 1/16. Бумага офс. № 1. Гарнитура “Таймс”.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 26,5. Уч.-изд. л. 19,6.
Тираж 500 экз. Заказ № 1429.

Редакционно-издательский центр АНК “Башнефть”.
450008, Уфа, ул. Пушкина, 95.

Отпечатано с готовых файлов на
Уфимском полиграфкомбинате Министерства печати и
массовой информации РБ.
450001, Уфа, проспект Октября, 2.

