

Полтава-Москва-1979

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1. Опыт бурения скважин в соляных отложениях. Постановка задач исследований.....	6
2. Причины неустойчивого поведения пород хемогенного комплекса на стенках скважин в процессе бурения и после их крепления (литературный обзор).....	15
3. Экспериментальные работы по созданию обращенного нефтеэмульсионного цементного раствора (ОНЭЦР).....	46
3.1. Инвертные эмульсионные тампонажные растворы, возможности их получения и применения для цементирования обсадных колонн в хемогенных отложениях	46
3.2. Методики проведения экспериментальных работ.....	53
3.2.1. Методика выбора исходных компонентов.....	53
3.2.2. Методика приготовления ОНЭЦР.....	54
3.2.3. Методики испытания ОНЭЦР	57
3.3. Результаты экспериментальных работ по созданию ОНЭЦР	59
3.3.1. Разработка способов получения ОНЭЦР с заданными технологическими свойствами..	60
3.3.2. Исследование возможности регулирования технологических свойств ОНЭЦР после приготовления.....	87
3.3.3. Свойства тампонажного камня, образующегося при твердении ОНЭЦР.....	89
3.3.4. Технология приготовления ОНЭЦР.....	103
3.4. Оценка гидроизоляционной способности тампонажного камня	109

4. Опытнo-промышленные исследования	I28
4.1. Условия проводки скважин в южной прибортовой зоне ДДВ.....	I28
4.2. Промысловые исследования по определению влияния буровых растворов различной природы на устой- чивость стенок скважин в хемогенных породах....	I36
4.3. Изучение возможности снижения плотности ИБР, при условии сохранения устойчивости стенок скважин, при бурении в хемогенной толще.....	I59
4.3.1. Изучение влияния количества свободной воды в ИБР на устойчивость пород хемо- генного комплекса.....	I62
4.3.2. Изучение влияния активности водной фазы ИБР на устойчивость пород на стенках скважины.....	I67
4.3.3. Изучение возможности снижения плотности бурового раствора после отбора породы из предельной зоны.....	I69
4.4. Технология предотвращения осложнений при проводке скважин с применением ИБР.....	I76
4.4.1. Борьба с рапопроявлением.....	I76
4.4.2. Борьба с катастрофическими поглощениями ИБР.....	I81
4.5. Изучение влияния тампонажных растворов различ- ной природы на устойчивость стволов скважин в хемогенных отложениях.....	I85
4.6. Техничко-экономические показатели, достигнутые при применении ИБР для бурения скважин в хемо- генных отложениях.....	I92
5. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ.....	202
6. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	204
7. ПРИЛОЖЕНИЯ	222

ВВЕДЕНИЕ

Директивами XXV съезда КПСС по пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР на 1975-1980 годы намечено довести в 1980 году добычу нефти до 620-640 млн.т и газа до 400-435 млрд.м³. Для выполнения этой задачи буровым организациям в соответствии с "Основными направлениями развития народного хозяйства СССР на 1976-1980 годы" необходимо: "Повысить эффективность буровых работ. Сократить на 25-30 % сроки строительства скважин за счет увеличения скоростей бурения, внедрения буровых установок универсальной монтажеспособности, новых типов долот, забойных двигателей, промышленных жидкостей, высокопрочных обсадных и бурильных труб, а также за счет улучшения организации работ и применения прогрессивных методов освоения скважин".

При этом, наряду с развитием нефтяной и газовой промышленности в районах Севера Европейской части СССР, Восточной и Западной Сибири, большой объем буровых работ намечено провести в старых районах, расположенных на территории Прикаспийской впадины, Северного Кавказа, Узбекистана, Туркмении, Украины и Белоруссии, где основные залежи нефти и газа приурочены к подсолевым и межсолевым отложениям, залегающим на больших глубинах.

В связи с этим проблема бурения скважин в солях, ранее носившая случайный или эпизодический характер, в настоящее время стала чрезвычайно актуальной.

Решение этой проблемы осложнено большой мощностью солевых толщ, их литологической неоднородностью, высокими пластовыми температурами и давлениями. Часто проводка скважин осложняется неустойчивостью ствола, проявляющейся в образовании каверн или смещении пород внутрь ствола скважины, что вызывает прихваты бурильных труб и нарушение обсадных колонн.

Большой вклад в решение вопросов, связанных с проблемами бурения скважин в солевых отложениях, сделан П.А.Ребиндером, К.Ф.Жигачем, Ф.Д.Овчаренко, Л.К.Мухиным, С.Н.Ятровым, К.Ф.Паусом, Н.Н.Круглицким, В.С.Барановым, С.Ю.Жуховицким, Э.Г.Кистером, А.К.Мискари, Е.Г.Леоновым, Б.С.Филатовым, Е.М.Соловьевым, А.И.Булатовым, В.С.Данюшевским, М.И.Липкесом, А.И.Бережным, И.С.Финогеновым, Н.А.Мариампольским, Л.Н.Шадриным, В.Д.Малеванским и др. Однако, до настоящего времени, осложнения, возникающие при бурении хемогенных отложений, часто оказываются непреодолимыми и приводят к ликвидации скважин.

Это связано с отсутствием надежных методов прогнозирования возможности возникновения осложнений, что затрудняет или делает невозможным разработку обоснованной программы промывки и крепления скважин, создания новых буровых и тампонажных растворов, обеспечивающих безаварийное бурение.

В работе сделана попытка обобщить опыт бурения глубоких скважин в хемогенных отложениях; оценить влияние буровых и тампонажных растворов различной природы на устойчивость стенок скважин; обосновать требования к буровым и тампонажным растворам для бурения глубоких скважин на подсолевые отложения; выбрать буровые и тампонажные растворы, отвечающие этим требованиям; разработать научно-обоснованную технологию их применения при проводке глубоких скважин в южной прибортовой зоне ДДВ.

І. ОПЫТ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В СОЛЯНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЙ.

Соляные породы по ряду свойств значительно отличаются от терригенных.

Высокая растворимость соляных пород, агрессивное воздействие их на буровые и тампонажные растворы, аномально высокие пластовые давления и высокие температуры сильно осложняют проводку скважин в разрезах хемогенного комплекса.

Из осложнений, наиболее часто встречающихся при проводке скважин в соляных породах, следует отметить:

1. Осложнения, связанные с образованием каверн из-за растворения соляных пород.

2. Осложнения, связанные с рекристаллизацией солей в среде бурового раствора при снижении его температуры.

3. Обвалы и осипы заглинзированных солей и засоленных глин, приводящие к замяткам и прихватам буровых труб.

4. Сужение ствола скважины в отложениях солей и увлажненных глин.

5. Нарушение обсадных колонн.

6. Нефтегазоводопроявления из затрубного пространства при некачественном цементировании обсадных колонн.

7. Рапопроявления.

Для борьбы с кавернообразованием, в случае применения буровых растворов на водной основе, обычно проводят их насыщение поваренной солью ($NaCl$).

Это мероприятие позволяет замедлить растворение галита.

При разбуривании мощных отложений галита эффективны нефтеэмульсионные глинистые растворы (НЭГР), обеспечивающие нормальное бурение в отложениях галита при перепаде температур между забоем и устьем более чем 100°C /22/.

Наиболее тяжелые осложнения возникали при наличии в разрезе высокорастворимых солей, например, хлоридов магния (карналлита, бишофита) / 22, 116, 118, 119 /.

Для предотвращения кавернообразования в калийно-магниевых пластах было предложено применять в качестве бурового раствора - водный раствор хлористого магния / 22, 32 /, нефтеемульсионные глинистые растворы, насыщенные хлористым магнием /59, 134/, пересыщенные солями растворы /80/, а также гидрогели магния / 6 /.

Применение этих растворов в промышленных условиях показало, что в процессе бурения удается почти полностью предотвратить растворение галита и замедлить скорость кавернообразования в отложениях калийно-магниевых солей /32, 59, 134/.

В работах /72, 79 и др./ было показано, что растворение высокорастворимых солей можно полностью предотвратить при использовании буровых растворов на углеводородной основе. Однако ко времени постановки данной работы растворы на углеводородной основе для бурения соленосных пород не применялись. Оставались неизученными в промышленных условиях вопросы стабильности этих систем и возможность их применения в условиях солевой агрессии и высоких пластовых температур.

Бурение соляных отложений в районе Волгограда / 33 /, Краснодарского края / 11 /, Ставропольского края / 142 /, в Юго-Западном Узбекистане /145 /, Предкарпатье, Дагестане и ЧИАССР существенно осложнено рапопроявлением. Аномально высокие пластовые давления, часто большие дебиты рапы, достигающие до 10-12 тысяч м³/сутки, трудности регулирования свойств бурового и тампонажного растворов привели к ликвидации многих скважин.

Анализ бурения скважин в условиях рапопроявления, проведенный нами / 76 /, показал, что в настоящее время отсутствует апро-

бированная технология, обеспечивающая безаварийную проводку скважин. Было показано, что образование залежей рапы во многих случаях происходит из-за температурной дегидратации солей - кристаллогидратов. При этом соли переходят из кристаллического состояния в жидкое (раствор-расплав) и воспринимают вес вышележащих пород, в связи с чем в линзе возникает давление, близкое к горному. Количество рапы, даже в небольшой линзе площадью 1 км^2 , может достигать нескольких млн. м^3 . Поэтому выпуск её с целью стравливания давления, как рекомендуют некоторые исследователи [11, 33], нерационален.

Была рекомендована [76] технология проводки скважин в этих условиях с применением буровых и тампонажных растворов на углеводородной основе.

Бурение скважин в соленосных отложениях в различных районах часто сопровождается сужением ствола скважины различной интенсивности. Наиболее часто эти осложнения приурочены к пластам калийно-магниевых солей [22, 63, 116, 119]. В высокотемпературных скважинах сужения отмечаются в отложениях галита [15]. Известны случаи нарушения устойчивости стенок скважин, сложенных сильвинитом [22].

Тяжелые осложнения возникают в случае, если между мощными пластами соли залегают пропластки глин. Вследствие непроницаемости соленосных толщ, вода не отжимается из глин при опускании данных участков земной коры. В результате глины оказываются более увлажненными и имеют значительно меньшую прочность, чем если бы они находились на данной глубине в терригенном разрезе. Осложнения в этих породах известны в девонских отложениях Белоруссии [70] и Украины [128].

Уменьшение диаметра ствола скважины, в результате смещения пород, приводит к постоянным посадкам и затяжкам бурильных колонн при спуско-подъемных операциях. Часто в зоне осложнений происхо-

пят прихваты бурильных труб, освободить которые иногда удается путем прокачки 6-10 м³ воды или неминерализованного глинистого раствора. В этих интервалах часто самопроизвольные зарезки новых стволов.

Несмотря на большое количество работ /7-10, 21, 24, 25, 41-44, 47, 60, 115, 121, 122, 135-137 и др./, до настоящего времени нет ясного представления о том, что происходит в приствольной зоне скважины. Одни исследователи классифицируют это явление как пластическое течение солей /1, 8, 115, 121 и др./. Другие /60, 137 и др./ считают, что в приствольной зоне происходит разрушение пород. Правильный ответ на этот вопрос имеет принципиальное значение, так как в первом случае, для поддержания пород в устойчивом состоянии, необходимо повышать плотность раствора; во втором случае - придание раствору особых свойств (путем замены природы дисперсионной среды, предотвращения растворения и диспергирования пород в среде раствора, изменения состава водной фазы и т.д.) должно привести к повышению устойчивости пород в приствольной зоне.

Лабораторными исследованиями /24, 47, 82 и др./ было показано, что устойчивость пород на стенках модели скважины существенно зависит от свойств раствора и применяемых реагентов-стабилизаторов. Изменение природы раствора (применение в лабораторных опытах известково-битумного раствора и гидрофобных эмульсий) позволило поддерживать породы на стенках модели скважины в течение всего опыта (обычно 2-6 часов) в устойчивом состоянии, в то время, как в аналогичных условиях, при использовании глинистого раствора, наблюдалось интенсивное смещение стенки модели ствола /24, 25, 47, 82/.

Промысловый опыт применения ИБР при бурении неустойчивых терригенных отложений Майкопа в Краснодарском крае / 72 / показал, что ствол скважины в процессе бурения интервала устойчив и близок к

номиналу. Для бурения хемогенных отложений, как отмечалось выше, растворы на углеводородной основе не применялись. Поэтому имеются основания, что в случае нарушения агрегативной и кинетической стабильности этих растворов, из-за воздействия на них солей, устойчивость пород на стенках скважины будет ниже, чем при применении высококачественных глинистых растворов. В связи с этим, проведение промысловых исследований, в одних и тех же геологических условиях, по оценке влияния буровых растворов на углеводородной основе и глинистых растворов на устойчивость пород хемогенного комплекса имело бы большое практическое значение.

Исследования, проведенные при бурении скважин на Полтавской, Восточно-Полтавской, Машевской и др. площадях ДДВ показывают, что в интервалах залегания бишофита скорость смещения породы в скважину уменьшается с увеличением плотности глинистого раствора /II6, II7, II9-II21/. При этом, когда скорость растворения солей превышала скорость смещения, образовывались каверны, а когда скорость растворения была меньше - происходило сужение ствола. Однако равновесного состояния, при котором движения породы не происходило бы, в калийно-магниевых солях достигнуто не было.

В дальнейшем при бурении подсолевых отложений на ряде скважин, вскрывших пласты калийно-магниевых солей, обсадные колонны, перекрывающие соляные породы, были нарушены.

Анализ, приведенный нами /44, I22/, показал, что нарушения колонн происходят даже в тех случаях, когда суммарная величина критического сминающего давления для спущенной колонны и гидростатического давления столба бурового раствора внутри её значительно превышает геостатическое давление. Так, в скважинах № 18 и № 32 Машевка, в отложениях бишофита были нарушены обсадные трубы диаметром 219 мм из стали группы прочности Р-IIО с толщиной стен-

ди 12,7 мм. В скважине № 37 Машевка, № 5 Восточная Полтава в этих же отложениях была нарушена трубная заготовка из стали группы прочности Е с толщиной стенки 25 мм, на Восточно-Полтавской площади в скважине № 4 была сплющена составная крепь, состоящая из труб диаметром 219 мм, толщиной стенки 12,7 мм из стали группы прочности Р-110 и чехла из труб диаметром 245 мм, толщиной стенки 8 мм из стали группы прочности Д. Превышение суммарной величины критического сминающего давления обсадных труб и гидростатического давления бурового раствора над геостатическим в этих скважинах было соответственно в 1,62; 1,53; 1,85; 1,87 и 1,93 раз больше.

Известны случаи нарушения обсадных колонн также в глинистых пропластках, залегающих в толще соленосных пород /24, 139/. В работах /41-43, 46, 129, 147 и др./ показано, что нарушение обсадных колонн происходит вследствие того, что смещающаяся в ствол скважины порода создает дополнительное, часто неравномерное, давление на колонну.

Некоторые исследователи /24, 41-43 и др./ считают, что дополнительное давление на колонну возникает вследствие того, что продолжается смещение пород в ствол скважины, устойчивость которых была нарушена в процессе их вскрытия. Вместе с тем не исключено и то, что породы, находящиеся в приствальной зоне, переходят в неустойчивое состояние из-за того, что применяемые в настоящее время цементные растворы на водной основе способствуют разупрочнению пород. Возможно, что это является следствием затрубных перетоков из-за некачественного цементного камня или его нарушения вследствие коррозии. Однако специальных исследований по изучению влияния этих факторов на устойчивость пород приствальной зоны не проводилось.

Имеющийся опыт проведения работ по креплению скважин показывает, что наличие минеральных солей в разрезе скважины обуслав-

ливают специфические требования к тампонажным растворам. Авторами работ /19, 27, 55, 130 и др./ было установлено, что основной причиной некачественного цементирования является способность цементного раствора, приготовленного на пресной или слабоминерализованной воде, растворять соль со стенок скважин, в результате чего, между стенкой скважины (представленной солью) и тампонажным камнем образуется зазор, заполненный раствором соли. В зоне контакта цементный раствор не схватывается из-за большого разбавления растворами солей. Впоследствии эти зоны могут служить каналами для перетоков флюидов.

Наиболее эффективной мерой для получения прочного сцепления цементного камня с солевыми породами признается наличие соли в жидкости затворения /19, 27, 55, 130 и др./. Исследования /18, 27, 55 и др./ показали, что введение в воду затворения хлористого натрия до полного насыщения повышает прочность контакта цемента с галитом. Для получения насыщенных растворов в забойных условиях рекомендовано / 27 / вводить соль в сухом виде в цемент.

Большим недостатком этих растворов является то, что они растворяют калийно-магниевые соли.

Ввод 5 % сильвина в воду затворения цемента ускоряет структурообразование цементного раствора, что приводит к уменьшению периода его прокачиваемости.

При содержании в цементном растворе 15 % бишофита уже через 30 минут после затворения реологические параметры резко возрастают. При полном насыщении бишофитом раствор мгновенно загустевает и не поддается прокачиванию. Химический анализ фильтрата тампонажного раствора показал, что при содержании в нем $MgCl_2$ происходит полный обмен между катионами Mg^{++} , содержащимися в жидкой фазе, и катионами Ca^{++} , находящимися в твердой фазе / 18 /.

Хлориды калия и магния, находящиеся в карналлите, оказывают на структурообразование раствора противоположное действие. При введении технического карналлита, имеющего в составе больше хлоридов калия, чем магния, система разжижается, а в присутствии карналлита с преобладанием хлоридов магния ускоряется структурообразование.

Изучение коррозионной устойчивости цементного камня показало, что водная среда с растворенными в ней солями NaCl , MgCl_2 , Na_2SO_4 , MgSO_4 и др./ оказывает разрушающее действие на твердеющий камень из тампонажного цемента, затворенного пресной или минерализованной водой /19, 20, 23 и др./.

Повышению механической прочности образцов из тампонажного цемента с пресной и соленой водой затворения и их стойкости в агрессивных средах благоприятствует добавление 20-30 % кварцевого песка, опоки, диатомита, бентонита и других материалов, содержащих значительное количество кремневой кислоты /18, 19, 20, 23, 54, 55, 143 и др./.. Активная кремневая кислота этих добавок связывает гидрат окиси кальция в практически нерастворимый в воде гидросиликат кальция, и устойчивость камня повышается. При повышенных температурах и давлениях солестойкость цементных образцов уменьшается. Наибольшая степень разрушения портландцементных образцов наблюдается в том случае, когда в воду затворения введено 10-20% карналлита, что может объясняться образованием гидрата окиси магния и гидросиликатов магния, не обладающих вяжущими свойствами.

В последнее время многие исследователи ведут поиски тампонажных материалов, устойчивых против солевой коррозии и обладающих адгезией к калийно-магниевым солям. Было предложено использовать для крепления скважин в солях каустический магнезит, резорцино-формальдегидные смолы, обезвоженные соли / 27 / и другие

материалы, однако, промышленного применения они пока не получили.

Из изложенного можно сделать вывод, что применяемая в настоящее время технология бурения и крепления скважин в соленосных отложениях не совершенна. Ввиду слабой изученности процессов, происходящих в пристволенной зоне скважины, отсутствуют надежные критерии для выбора буровых и тампонажных растворов, обеспечивающих поддержание пород на стенках скважины в устойчивом состоянии. Не достаточно изучено, особенно в области применения растворов на углеводородной основе, влияние буровых и тампонажных растворов на устойчивость пород хемогенного комплекса, что затрудняет или делает невозможным разработку новых буровых и тампонажных растворов, обеспечивающих безаварийное бурение.

Для решения указанных выше вопросов и была поставлена настоящая работа, целью которой являлась разработка технологии проводки глубоких скважин в хемогенных отложениях, включающих пласты рапы с аномально-высоким пластовым давлением.

Работа посвящена решению следующих вопросов:

1. Исследованию влияния буровых и тампонажных растворов различной природы на устойчивость стенок скважин в хемогенных отложениях, включающих рапопроявляющие горизонты.
2. Обоснованию требований к буровым и тампонажным растворам, обеспечивающим устойчивость пород на стенках скважины.
3. Разработке новых тампонажных растворов, обеспечивающих устойчивость пород на стенках скважины.
4. Разработке отдельных вопросов научно-обоснованной программы промывки и крепления скважин в хемогенных отложениях и их промышленной проверке при бурении глубоких скважин в южной прибортовой зоне ДДВ.

2. ПРИЧИНЫ НЕУСТОЙЧИВОГО ПОВЕДЕНИЯ ПОРОД ХЕМОГЕННОГО КОМПЛЕКСА НА СТЕНКАХ СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И ПОСЛЕ ИХ КРЕПЛЕНИЯ.

(Литературный обзор)

Современному этапу развития науки о горном давлении в наибольшей мере отвечает гипотеза взаимодействия или деформаций, выдвинутая Р.Феннером / 137 / и развитая в трудах советских и зарубежных ученых: А.Лабасса / 60 /, К.В.Руппенейта / 108-110 /, П.М.Либермана / 58, 109 /, Ж.С.Ержанова / 40 / и др., основывающихся на применении методов механики твердых деформируемых тел.

Согласно этой гипотезе, процессы, происходящие в массиве вблизи ствола, объясняются следующим образом. При вскрытии горного массива в окрестности ствола возникает локальное силовое поле с максимальной концентрацией напряжений на контуре выработки. С увеличением глубины выработки напряжения возрастают. Когда несущая способность пород оказывается недостаточной, вокруг ствола образуется некоторая предельная область. Породы в этой области претерпевают неупругие деформации от хрупкого разрушения до вязко-пластического течения, увеличиваются в объеме, за счет образования микро- и макротрещин, и смещаются в ствол. При этом ствол выработки оказывается окруженным тремя зонами (рис.1) / 60 /:

- I - пониженного давления, находящейся непосредственно около выработки, напряжения в которой относительно малы;
- II - повышенного давления вдоль оболочки, ограничивающей область разрушения;
- III - упругой, напряжения в которой по мере удаления от ствола приближаются к тем значениям, которые имелись до его появления.

Размеры предельной области и скорость смещения пород в ствол

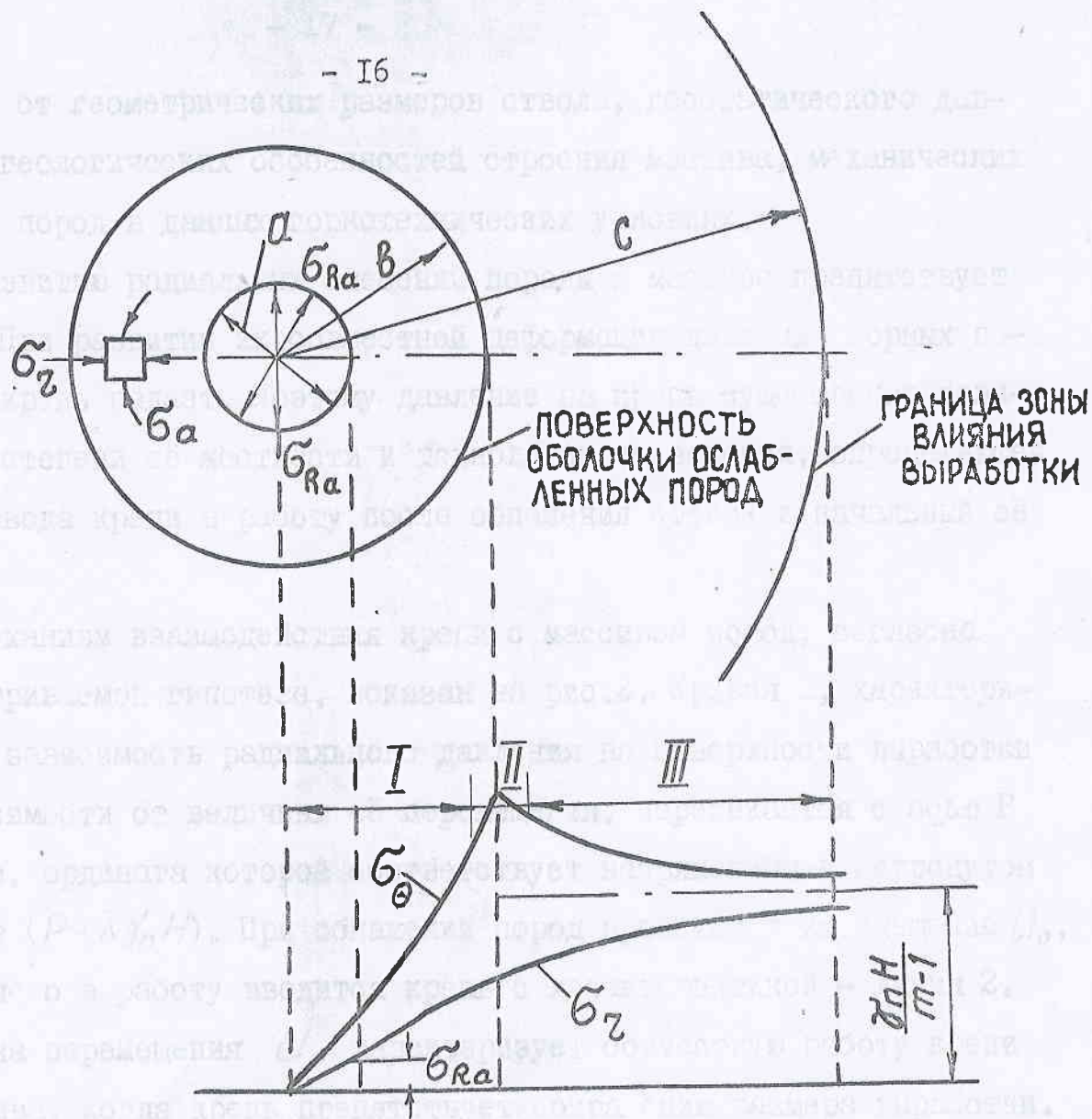


Рис. 1. СХЕМА ИЗМЕНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ
ВОКРУГ СТВЛА ПОСЛЕ ОБРАЗОВАНИЯ
НАРУШЕННОЙ ЗОНЫ
(по Я. Лабассу)

зависят от геометрических размеров ствола, геостатического давления, геологических особенностей строения массива, механических свойств пород в данных горнотехнических условиях.

Развитию радиальных смещений породы в массиве препятствует крепь. При развитии их совместной деформации давление горных пород на крепь падает. Поэтому давление на крепь существенно зависит от степени её жесткости и технологии возведения, определяющей время ввода крепи в работу после обнажения стенок и начальный её распор.

Механизм взаимодействия крепи с массивом пород, согласно рассматриваемой гипотезе, показан на рис.2. Кривая 1, характеризующая зависимость радиального давления на поверхности выработки в зависимости от величины её перемещения, пересекается с осью Р в точке, ордината которой соответствует напряжениям в нетронутом массиве ($P = \lambda \gamma_n H$). При обнажении пород происходит их смещение U_0 , после чего в работу вводится крепь с характеристикой - линия 2. Величина перемещения U_p характеризует совместную работу крепи и массива, когда крепь препятствует сокращению размера выработки. Точка А соответствует состоянию статического равновесия и установившегося давления. Крепь с характеристикой 3 будет испытывать меньшее давление, т.е. давление существенно зависит от жесткости крепи.

Таким образом, элементы перемещений связаны между собой, согласно гипотезе деформаций, следующим образом:

$$U_a = U_0 + U_p \quad (1)$$

где: U_a - полное перемещение стенок выработки и крепи.

Во всех работах, относящихся к гипотезе деформаций, исследуются условия равновесия пород вблизи ствола при переходе их в некоторой зоне через предельное состояние, когда происходят сдви-

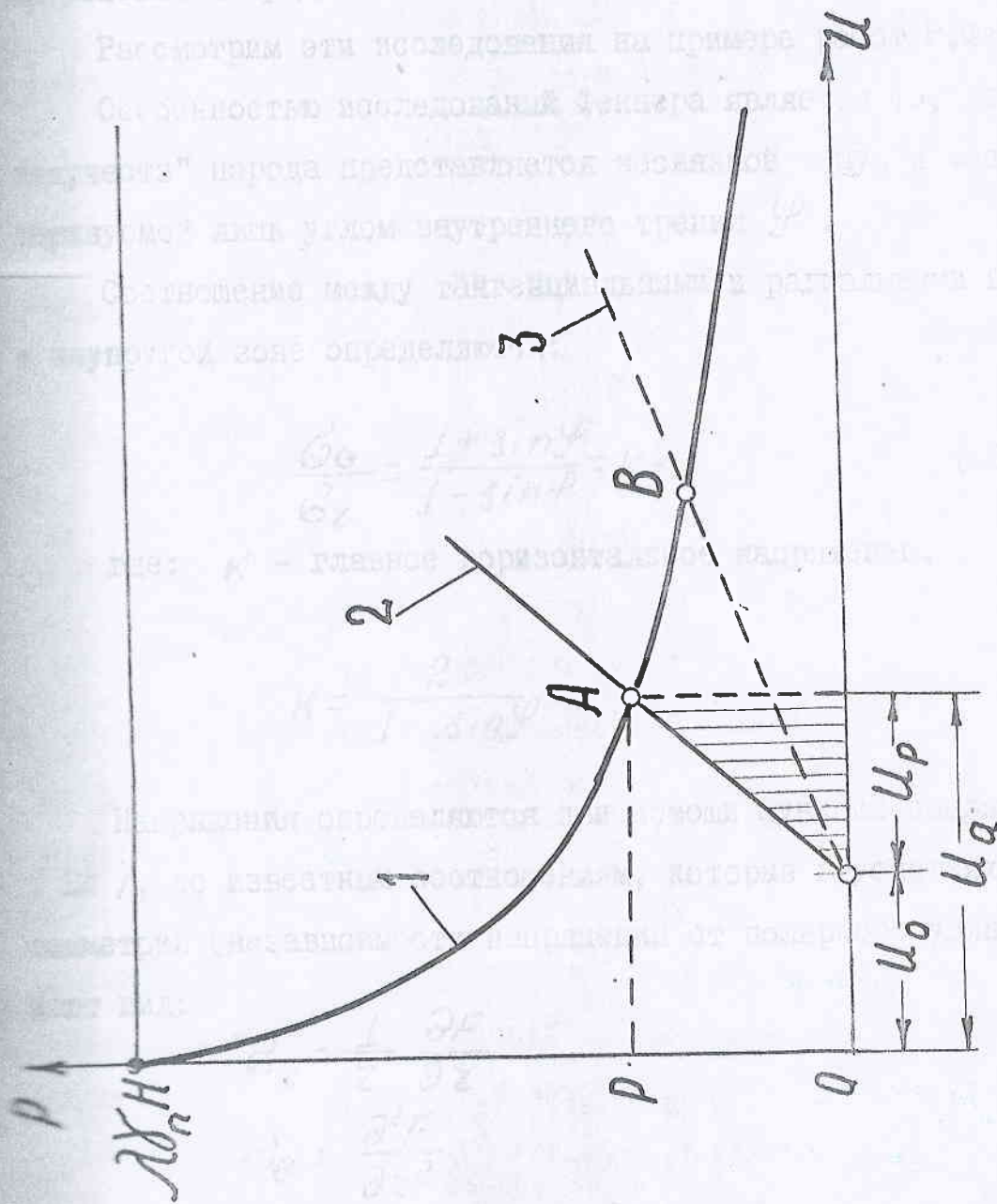


РИС. 2. ЗАВИСИМОСТЬ ДАВЛЕНИЯ НА КРЕПЬ ОТ ВЕЛИЧИНЫ СМЕЩЕНИЯ ПОРОД И ПОДАТЛИВОСТИ КРЕПИ

по поверхностям скольжения. Несмотря на происходящие деформации пород, соотношения между напряжениями в этой зоне определяют условиями предельного состояния.

Рассмотрим эти исследования на примере работ Р.Феннера /137/. Особенностью исследований Феннера является то, что в "зоне текучести" порода представляется несвязной сыпучей массой, характеризуемой лишь углом внутреннего трения φ .

Соотношение между тангенциальными и радиальными напряжениями в неупругой зоне определяются:

$$\frac{\sigma_{\theta}}{\sigma_z} = \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} = K - 1 \quad (2)$$

где: K - главное горизонтальное напряжение.

$$K = \frac{2}{1 - \sin \varphi} \quad (3)$$

Напряжения определяются при помощи функции напряжений Эри /12/, по известным соотношениям, которые в условиях полярной симметрии (независимости напряжений от полярного угла θ) принимают вид:

$$\begin{aligned} \sigma_z &= \frac{1}{z} \frac{\partial F}{\partial z} \\ \sigma_{\theta} &= \frac{\partial^2 F}{\partial z^2} \end{aligned} \quad (4)$$

$$\tau_{z\theta} = 0$$

где: F - функции напряжений.

На границе зоны разрушения и остальной части массива, находящейся в упругом состоянии, напряжения определяются как приведенными выше зависимостями, так и соотношениями теории упругости, в частности:

(5)

где: $\sigma_z + \sigma_\theta = 2q$
 q - горизонтальное давление в нетронутом массиве.

Решая совместно уравнения (2), (4), (5), Р.Феннер получил уравнения, определяющие главные напряжения внутри зоны текучести:

$$\begin{aligned}\sigma_z &= \sigma_{Ra} \left(\frac{z}{a} \right)^{K-2} \\ \sigma_\theta &= (K-1) \sigma_{Ra} \left(\frac{z}{a} \right)^{K-2}\end{aligned}\quad (6)$$

и вне зоны текучести

$$\begin{aligned}\sigma_z &= q \left[1 - \frac{b^2}{z^2} \left(1 - \frac{K}{2} \right) \right] \\ \sigma_\theta &= q \left[1 + \frac{b^2}{z^2} \left(1 - \frac{K}{2} \right) \right]\end{aligned}\quad (7)$$

где: σ_{Ra} - напряжение в крепи ствола,

a - радиус выработки,

b - радиус зоны текучести.

Таким образом, распределение напряжений, полученное Р.Феннером вблизи ствола, можно изобразить на рис.3. Как видно из рис.3, радиальные напряжения плавно возрастают с удалением вглубь массива от давления на поверхности ствола (отпора крепи) - σ_{Ra} до напряжений в толще нетронутого массива $q = \lambda \gamma_n H$. Тангенциальные напряжения имеют резкий максимум на границе зоны нарушенных пород, превышающий напряжения в толще массива.

Р.Феннер приходит к важному выводу: давление на крепь зависит от радиуса зоны разрушения и с увеличением этой зоны уменьшается (рис.3). При постоянном давлении на крепь радиус зоны разрушения тем больше, чем меньше угол внутреннего трения пород. Кроме того, радиус этой зоны увеличивается с глубиной.

Из уравнения (6) и (7) легко определить давление на крепь ствола и радиус зоны текучести

$$\sigma_{Ra} = q (1 - \sin \varphi) \left(\frac{a}{b} \right)^{\frac{2 \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}} \quad (8)$$

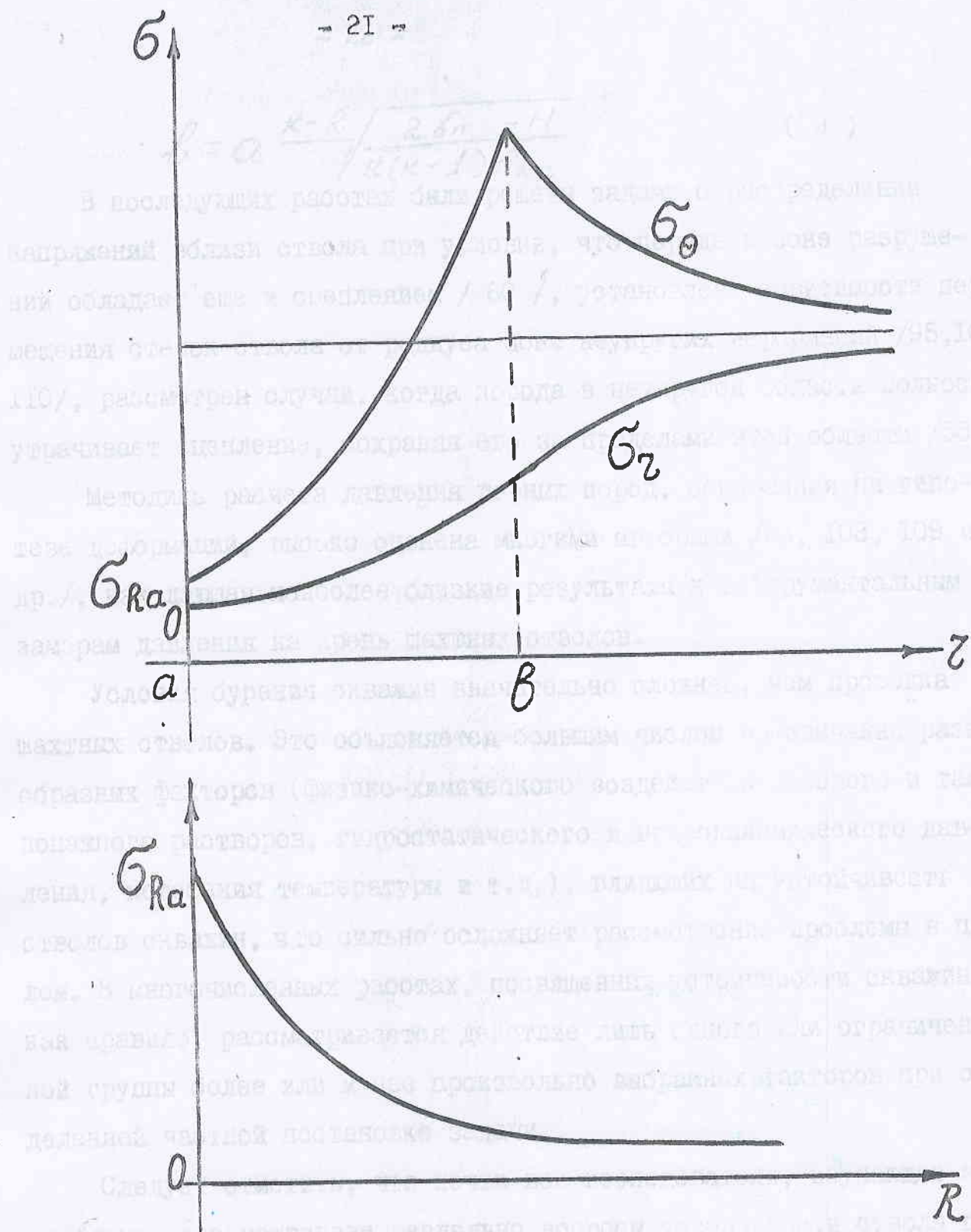


Рис. 3. Распределение напряжений вблизи
ствола и зависимость давления на крепь
от радиуса зоны разрушения
(по Феннеру)

$$\sigma = a \frac{\kappa - 2}{\kappa(\kappa - 1)} \sqrt{\frac{2\delta n - H}{\sigma_{ka}}} \quad (9)$$

В последующих работах были решены задачи о распределении напряжений вблизи ствола при условии, что порода в зоне разрушений обладает еще и сцеплением / 60 /, установлены зависимости перемещения стенок ствола от радиуса зоны неупругих деформаций /95, 108-110/, рассмотрен случай, когда порода в неупругой области полностью утрачивает сцепление, сохраняя его за пределами этой области /58/.

Методика расчета давления горных пород, основанная на гипотезе деформаций, высоко оценена многими авторами /53, 108, 109 и др./, как дающая наиболее близкие результаты к инструментальным замерам давления на крепь шахтных стволов.

Условия бурения скважин значительно сложнее, чем проводка шахтных стволов. Это объясняется большим числом чрезвычайно разнообразных факторов (физико-химического воздействия бурового и тампонажного растворов, гидростатического и гидродинамического давления, колебания температуры и т.д.), влияющих на устойчивость стволов скважин, что сильно осложняет рассмотрение проблемы в целом. В многочисленных работах, посвященных устойчивости скважин, как правило, рассматривается действие лишь одного или ограниченной группы более или менее произвольно выбранных факторов при определенной частной постановке задачи.

Следует отметить, что почти все исследователи, изучающие эту проблему, рассматривали отдельно вопросы устойчивости ствола при бурении (решая эти вопросы в первую очередь) и устойчивость ствола после крепления (при расчете обсадных колонн и изучении причин их нарушения).

С целью выделения работ, соответствующих современному этапу развития науки о горном давлении - гипотезе деформаций, проанали-

зируем исследования, проведенные по изучению вопросов устойчивости стенок скважин. Эти работы можно разделить на 4 группы.

1. Работы, в которых в качестве основной причины нарушения устойчивости ствола, рассматривается напряженное состояние около скважинного массива. При этом считается, что горные породы находятся в упругом состоянии, а напряжения вокруг ствола распределяются, согласно зависимостям С.Г.Лехницкого / 57 /. Были установлены зависимости, учитывающие влияние поддерживающего давления раствора, заполняющего скважину, пластового (порового) давления /7, 8/, влияния гидродинамического давления /65, 68/, температуры промывочного раствора /9, 21, 68, 125 и др./, циклических нагрузок при колебании температуры и давления /68, 135, 136/ на распределение напряжений вокруг скважины.

В ряде работ были предложены суммирующие выражения для распределения напряжений от рассмотренных нагрузок /9, 21 и др./.

Работы этой группы ученых заложили основы для постановки дальнейших исследований по устойчивости стволов скважин. В то же время недостатком этих работ было то, что они не учитывали физико-химического влияния бурового раствора на устойчивость стенок скважин.

2. Имеется большая группа работ, авторы которых исходят из предположения, что устойчивость стенок скважин определяется не напряженным состоянием пород, а состоянием тонкого слоя размокающих, в основном, глинистых пород. Было исследовано влияние различных химических реагентов, температуры и давления на набухание глин /30, 94/, выяснено влияние дисперсности глин на набухание / 126 /. Установлено, что применение растворов на углеводородной основе позволяет предотвратить набухание глин, чем объясняли отсутствие кавернообразования при бурении скважин / 69 /.

Авторы этих работ не рассматривают условий проводки скважин в породах хемогенного комплекса, представленного солями. Серьезным недостатком работ является то, что в них не учитывается напряженное состояние пород.

3. Группа работ, авторы которых, рассматривая напряженное состояние, выделяют вокруг скважины зону, породы в которой находятся в пластическом состоянии /24, 36, 41, 56, 64, 95, 115 и др./, т.е. их взгляды близки к гипотезе деформаций. Из этой группы следует отметить работы Е.Г.Леонова, Б.С.Филатова и В.С.Войтенко /24, 25, 56/, в которых решена задача об определении скорости сужения стенок ствола скважин в пластичных породах. Скорость сужения равна

$$V = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_T}{\eta_0} a \left(0,61 \exp \frac{P_r - P_0}{1,15 \sigma_T} - 1 \right) \quad (10)$$

Учитывая, что процесс бурения может идти нормально при некоторой скорости сужения ствола скважины

$$V = \frac{D_c - D_m}{2t} \quad (11)$$

был определен удельный вес бурового раствора, при котором обеспечивается безопасное ведение указанных операций в течение заданного времени t .

$$\gamma_p = \gamma_n - \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_T}{H} \ln \left[\frac{(D_c - D_m) \eta_0}{1,05 a t \sigma_T} + 1,65 \right] \quad (12)$$

и время безопасного производства этих работ при данном удельном весе бурового раствора.

$$t = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{(D_c - D_m) \eta_0}{\sigma_T a \left(0,61 \exp \frac{P_r - P_0}{1,15 \sigma_T} - 1 \right)} \quad (13)$$

где: D_c - диаметр скважины перед началом работ;

D_m - минимально допустимый диаметр скважины, при котором обеспечивается беспрепятственное прохождение долота, муфты обсадных труб, электрометрических приборов и т.д. в интервале пластических пород;

σ_7 - условный предел текучести породы, учитывающий снижение прочности породы в скважине.

Полученные выражения можно считать решением задачи в первом приближении. Связано это с тем, что определение реологических констант породы, находящихся на стенках скважины, крайне затруднено. Исходя из положений гипотезы деформаций, в процессе формирования предельной зоны происходит непрерывное разрушение пород с образованием микро- и макротрещин. Следовательно, свойства породы в этой зоне непрерывно изменяются, чему способствует также физико-химические процессы в породе, вызванные воздействием буровых растворов.

Из гипотезы деформаций также следует, что скорости смещения пород уменьшаются во времени, что также не учитывается в этих работах.

В работе / 126 / Е.Г.Леоновым и В.М.Триадским процесс смещения стенок скважин впервые представлен как нестационарный, затухающий, обусловленный сжимаемостью вязкопластичной породы. Предложенные зависимости, описывающие характер деформации пород, проходят проверку применительно к конкретным геологическим условиям.

4. В работах четвертой группы предприняты попытки экспериментальной оценки влияния фильтрата промывочной жидкости на поведение пород в пристволенной зоне, находящихся в напряженном состоянии. В хемогенных породах, по мнению / 115 /, влияние промывочной жидкости сводится только к растворению и диспергированию незначительного слоя пород со стенок скважины. Однако, в других работах было установлено /10,97/, что даже смачивание стенок модели скважины растворами на водной основе приводит к ускорению деформации сужения ствола скважины, увеличению скоростей деформации. Отмечено снижение устойчивости глинистых пород с увеличением их

влажности /7, 8, 141 и др./ и превалирующее влияние повышенной температуры на снижение устойчивости горных пород /113, 115/. Установлено, что в меньшей степени понижают устойчивость образцов силикатно-солевые, сульфит-солевые, малосиликатные, высококальциевые растворы, солегели /6, 30, 47, 94, 97/ и практически не снижают устойчивости растворы на нефтяной основе /25, 47, 72, 82/.

Следует отметить, что с породами хемогенного комплекса (солями, засоленными глинами) аналогичных работ проведено очень мало /24, 25, 47, 56, 72, 82/. Наиболее полный объем исследований при напряженном состоянии образца-модели, близком к условиям, возникающим при проводке скважин, выполнен в работах /24, 47, 56, 82/. Как следует из этих работ, минимальные скорости смещения стенок моделей скважин, при прочих равных условиях, наблюдались при применении растворов на углеводородной основе (гидрофобные эмульсии, ИБР).

По нашему мнению, наиболее точно процессы, происходящие в скважинах, отражают исследования, базирующиеся на гипотезе деформаций, т.е. работы 3 и 4 групп исследователей. Однако, в силу того, что экспериментальные работы этими исследователями проводились, в основном, в лабораторных условиях, особенно в части применения растворов на углеводородной основе, — не учитывались в полной мере многие факторы, существенно влияющие на устойчивость пород в условиях скважин (влияние времени воздействия растворов различной природы на устойчивость пород, влияние характера растворимости солей в забойных условиях на устойчивость стенок скважин, влияния колебаний температуры и гидродинамического давления на проникновение раствора в микро- и макропоры породы и их влияние на скорости протекания реакций физико-химического взаимодействия раствора с породой и т.д.).

Большим недостатком лабораторных работ являлось то, что проводимые работы были непродолжительны: длительность опытов обычно не превышала 4-6 часов, а также то, что исследования проводились в ограниченном диапазоне напряжений и температур, что позволяло получить только качественные зависимости для описания происходящих процессов. Результаты экспериментов, за исключением работ [34, 36, 41, 56], не объяснялись с позиций гипотез, рассматривающих устойчивость пород на стенках ствола, что не позволяло выработать требований к растворам, обеспечивающим устойчивость пород на стенках скважин.

С целью обоснования требований к буровым растворам, обеспечивающим устойчивость стенок стволов скважин, проанализируем с позиций гипотезы деформаций процессы, происходящие в околоскважинном массиве.

При вскрытии пласта происходит концентрация напряжений на контуре ствола скважины. Когда действующие напряжения превышают прочность породы, происходит её нарушение с формированием зоны неупругих деформаций. Согласно гипотезе деформаций породы на стенках ствола будут находиться в устойчивом состоянии в двух случаях: а) когда действующие напряжения не превышают предела прочности породы; б) когда предельная зона неупругих деформаций сформировалась. Нарушение породы с образованием макро- и микротрещин в стенках скважины может происходить и в случае, если напряжения не превышают предела текучести породы, за счет механических и гидродинамических нагрузок в ходе бурового процесса и первоочередного растворения на стенках скважин наиболее напряженных и раздробленных кристаллов соли. В этом случае породы смогут находиться в устойчивом состоянии после образования некоторой предельной зоны неупругих деформаций.

Так как при формировании зоны неупругих деформаций часть

микро- и макротрещины образуются в стенках скважины при контакте с буровым раствором, то последний или его фильтрат проникает в них, вступая во взаимодействие с породой. Проникновению растворов в микро- и макротрещины способствуют капиллярные силы, действие которых проявляется в большей степени в случае применения растворов на водной основе. Попадая в трещины жидкость образует на плоскостях нарушений пленки, расклинивающее давление которых приводит к увеличению размеров трещин /38, 39/ и уменьшению прочности породы.

Кроме того, при развитии трещиноватости в массиве, в зависимости от величины давления насыщенного пара, пары данной жидкости получают возможность проникать в микротрещины, опережая фронт капельно-жидкой фазы. Повышение давления в капилляре приводит к капиллярной конденсации паров жидкости и переходу их в капельно-жидкую фазу. Это вызывает образование тонких пленок жидкости в капилляре и развитие в нем расклинивающего давления /38, 39/. В отложениях хемогенного комплекса попадающая в микротрещины вода растворяет соли на границах микротрещин, что увеличивает размеры последних.

В глинистых породах поступающая вода приводит к диспергированию частиц и также к увеличению распространения микротрещин вглубь массива.

Поэтому, если в буровой раствор на водной основе вводят реагенты, регулирующие скорость растворения солей (сульфонол, известь и др.) и скорость диспергирования глинистых частиц (соли поливалентных металлов, полиакриламид, гипан и др.), может изменяться характер деформации пласта. Например, в центральной части ДДВ на площадях В.Полтавской, Машевской, Западно-Машевской и др. при бурении хемогенных пород, в разрезе которых имелись пласты

бишофита, в глинистый раствор стали вводить добавки, регулирующие растворимость солей (сульфонол, известь и др.). Попадая в микротрещины эти добавки или соединения, образующиеся при их взаимодействии с солями, блокировали поверхности микротрещин и растворение солей в них прекращалось. Это приводило к тому, что в этом участке пласта прекращалось развитие микротрещин, а следовательно, и разупрочнение породы. Вследствие этого скорость смещения пород на этом участке начинала уменьшаться. В тех случаях, когда на этом участке не образовывались новые микротрещины, смещение пород могло прекратиться совсем. Поэтому в результате ввода добавок, регулирующих скорость растворения солей, пласт бишофита, деформировавшийся ранее в скважинах, где не вводили эти добавки, как единое вязкопластичное тело (рис. 4, 5), оказывается разбитым на ряд мелких пропластков, деформирующихся с различными скоростями (рис. 6, 7). Вместе с тем эти добавки не позволяют полностью предотвратить развитие трещиноватости в породах на стенках скважины и их разупрочнения.

Растворение солей не происходит при применении безводных растворов на углеводородной основе. Глинистые породы в них диспергируют слабо. Поэтому эти растворы в значительно меньшей степени влияют на снижение прочности породы. Применение углеводородных растворов с высокой когматирующей способностью может обеспечить длительную устойчивость пород хемогенных отложений при определенной плотности раствора, необходимой для поддержания пород на стенках скважины в состоянии близком к упругому.

Следовательно, согласно изложенным взглядам, снижение прочности и устойчивости пород на стенках скважин происходит за счет их обводнения по плоскостям развивающихся микро- и макротрещин.

В случае применения гидрофобных эмульсий, в развивающиеся

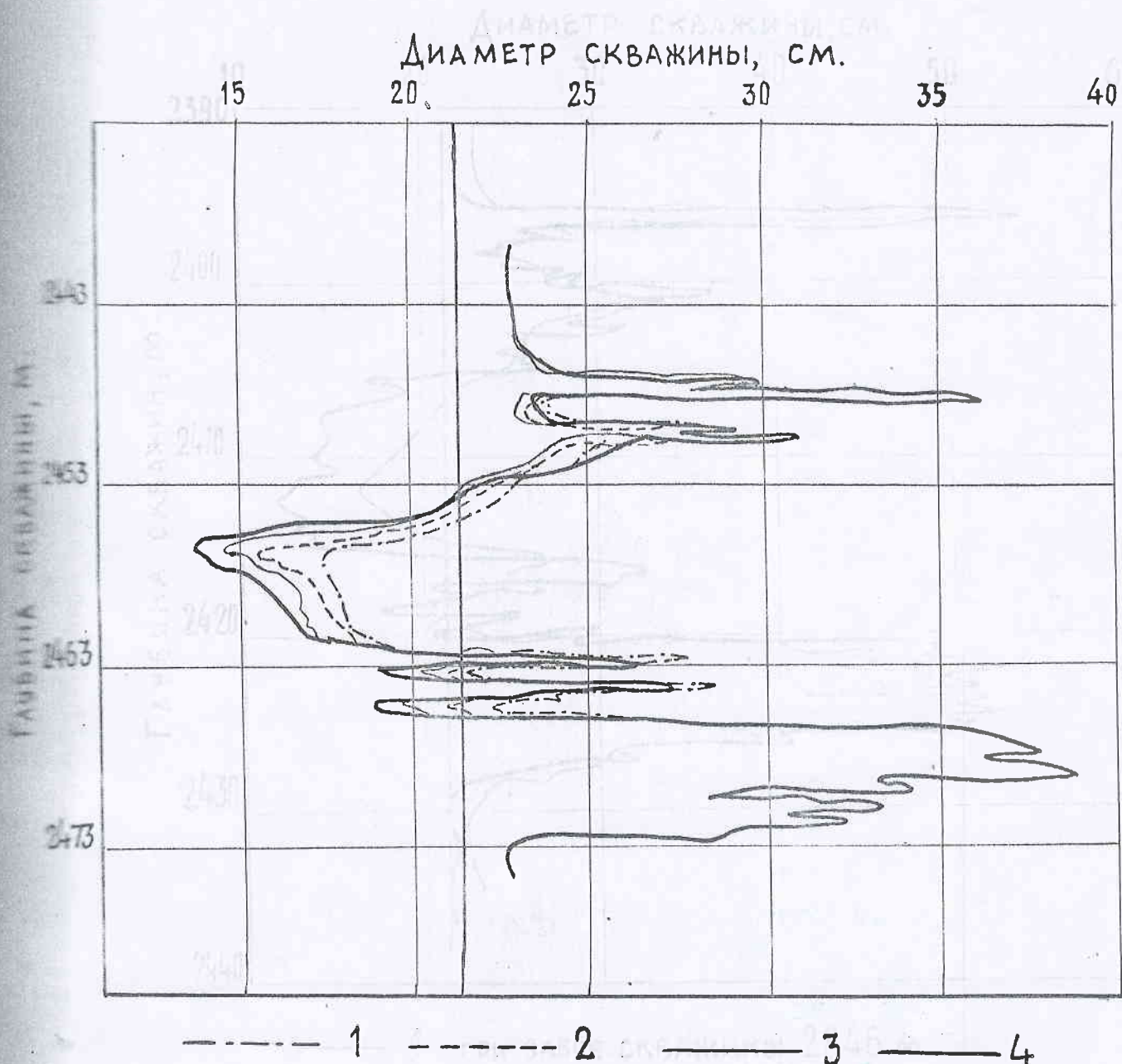
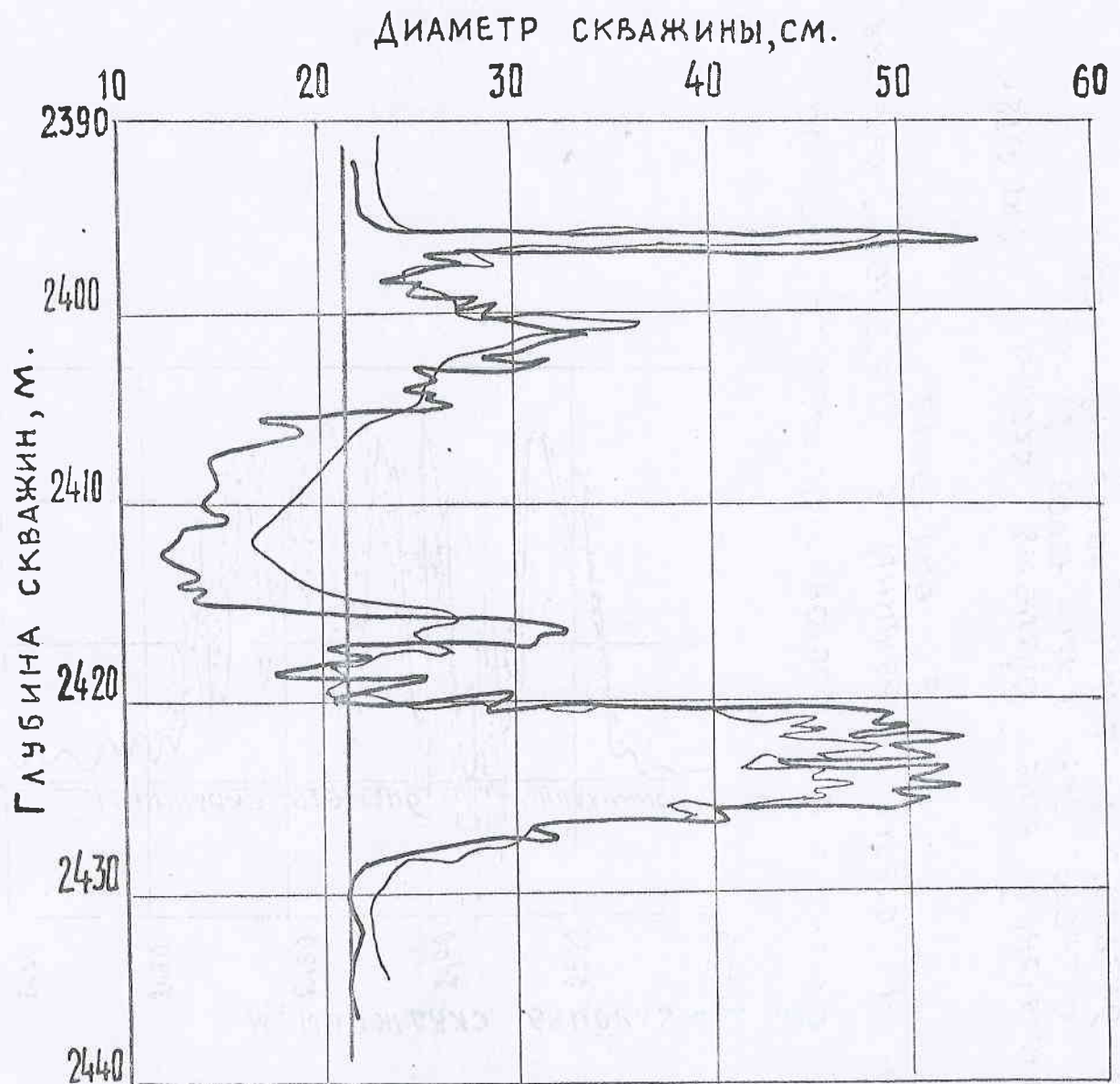


Рис. 4. КАВЕРНОГРАММЫ СТВОЛА СКВАЖИНЫ №1
ПОЛТАВСКОЙ ПЛОЩАДИ В ИНТЕРВАЛЕ
ЗАЛЕГАНИЯ ПЛАСТА БИШОФИТА

- 1 — ЧЕРЕЗ 3 ЧАСА 30 МИН. ПОСЛЕ НАЧАЛА ПОДЪЕМА
 2 — ЧЕРЕЗ 4 ЧАСА 30 МИН. — " — " — " —
 3 — ЧЕРЕЗ 5 ЧАСОВ 30 МИН. — " — " — " —
 4 — ЧЕРЕЗ 6 ЧАСОВ 30 МИН. — " — " — " —



- 1 — при забое скважины 2846 м.
— 2 — при забое скважины 2947 м.

Рис. 5. Кавернограммы ствола скважины №6
Полтавской площади в интервале залегания
пласта Бишофита

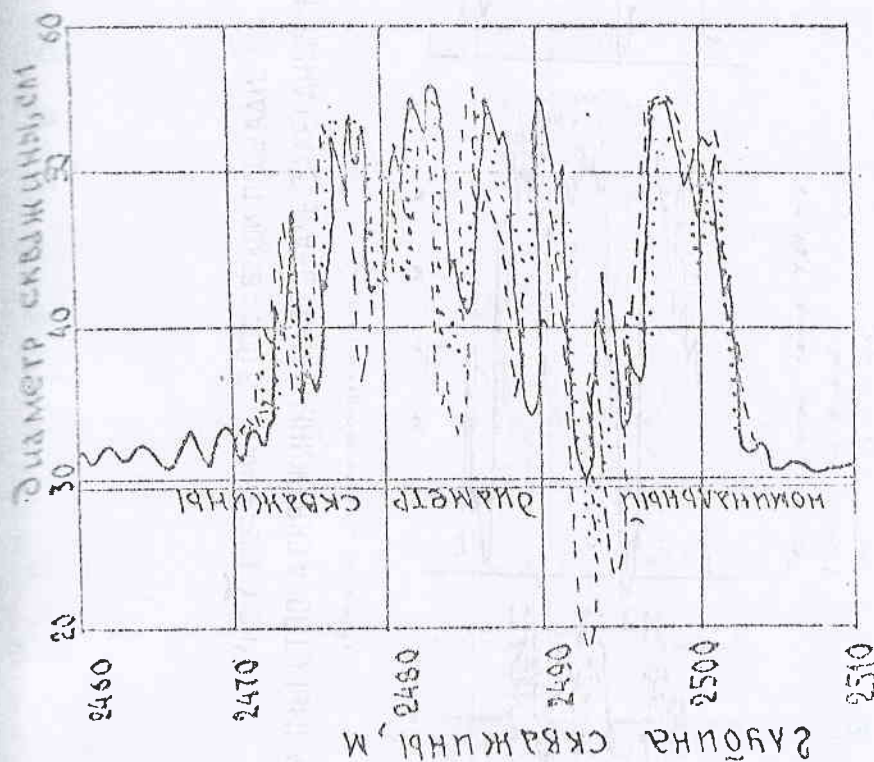
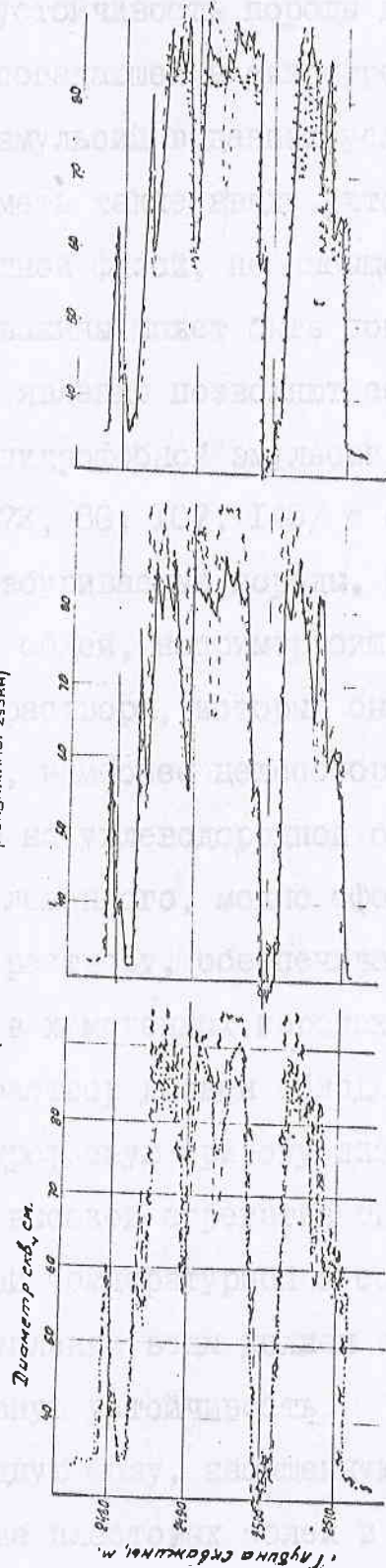


Рис. 6 . Скважина №8 Восточно-Полтавской площади.
Кавернограммы ствола скважины в интервале залегания
пласта бишофита.

— первоначальный замер диаметра скважины 1.11.1972 г.
... замер диаметра скважины через 24 часа
-- замер диаметра скважины через 48 часов
 $\rho_p = 1.65 \text{ г/см}^3$

Рис 7 Скважина №7 в Полтавской области.
КАВЕРНОГРАММЫ СТОЛА СКАЖИНЫ В ИНТЕРВАЛЕ ЗАЛЕГАНИЯ БИШОФИТА.

(Номинальный диаметр скважины-295мм)



..... Первоначальный замер 7.XII.76г.
~ ~ ~ Замер через 8 часов,
--- Замер через 14 часов,
— Замер через 20 часов,
+++ Замер через 32 часа.

микротрещины может попасть как углеводородная жидкость, так и вода, что понижает устойчивость породы на стенках скважины. Причем количество воды, попадающей в микротрещины, зависит от агрегативной устойчивости эмульсий в данных условиях.

Необходимо иметь также ввиду, что при использовании гидрофобных эмульсий с водной фазой, не насыщенной солями, прочность пород на стенках скважины может быть понижена из-за осмотических процессов. Эти же явления позволяют сохранить устойчивость пород, если водная фаза гидрофобной эмульсии будет насыщена высокорастворимыми солями /72, 86, 107, 140/ с более высокой химической активностью, чем разбуриваемые породы. Отсюда следует, что бурение высокорастворимых солей, например, бишофита, в связи с невозможностью получения раствора, который был бы насыщен этими солями в забойных условиях, наиболее целесообразно проводить, используя безводный раствор на углеводородной основе.

Исходя из изложенного, можно сформулировать основные требования к буровому раствору, обеспечивающему поддержание пород на стенках скважины в хемотренных породах в устойчивом состоянии.

1. Буровой раствор должен обладать достаточной плотностью.
2. Иметь гидрофобную природу дисперсионной среды.
3. Обладать высокой агрегативной и кинетической стабильностью в условиях высокой температурной и солевой агрессии.
4. При поступлении воды должен переходить в эмульсию, имеющую высокую агрегативную устойчивость.
5. Иметь водную фазу, насыщенную солями, химическая активность которых выше пластовых солей и солей пластовых вод.

Из известных буровых растворов наиболее соответствует изложенным выше требованиям известково-битумный раствор (ИБР), разработанный проф. Л. К. Мухиным / 72 /. Этот раствор нашел широкое при-

жение при бурении скважин в условиях высоких температур и давлений в терригенных разрезах в самых сложных геологических условиях. При этом была отмечена высокая агрегативная и кинетическая стабильность системы и возможность регулирования реологических свойств в большом диапазоне / 72 /. При поступлении воды ИБР легко переходит в эмульсию без существенного ухудшения реологических свойств. При этом ИБР обладает ограниченным водосодержанием, т.е. количество свободной воды в нем определяется объемным заполнением системы дисперсной фазой / 72 /.

При разработке технологии проводки скважин в хемогенных отложениях необходимо также решать вопросы сохранения устойчивости ствола после крепления интервалов соляных пород. Вызвано это тем, что успешный спуск обсадных колонн на заданную глубину и их цементирование не означает того, что устойчивость ствола в данном интервале будет обеспечена. На многих скважинах, как отмечалось в главе I, в хемогенных отложениях через некоторый промежуток времени, при дальнейшем углублении скважин или вызове притока, происходило сплющивание обсадных колонн сдвигающимися породами. Большинство сплюснутых колонн было рассчитано на смятие по ^{методике} предложенной Г.М.Саркисовым / III /, на основании выдвинутой им гипотезы о взаимодействии горных пород с крепью скважин в различные периоды их строительства. Согласно этой теории, при бурении на стенки скважины действует гидростатическое давление столба промывочной жидкости. На опущенную в скважину колонну действует такое давление изнутри и снаружи труб. После продавки цементного раствора до его затвердения снаружи колонны действует гидростатическое давление от составного столба промывочного и цементного растворов за колонной, внутри колонны давление сохранится прежним. Поскольку твердение тампонажных цементов происходит без заметных объемных изменений, величины давлений, указанные выше, сохраняются к момен-

ту затвердевания цементного кольца. Считая горные породы идеально упругими, Г.М.Саркисов исследовал изменение наружного давления в связи с уменьшением внутреннего давления, что имеет место при освоении и эксплуатации скважины.

Методика Г.М.Саркисова подробно рассматривалась многими исследователями /например, 45, 95 и др./, вскрывшими её основные недостатки. Так, учет только упругих свойств пород приводит Г.М.Саркисова к отрицанию существования давления горных пород, а развитый им метод учитывает только эффект поддержания горным массивом обсадных труб от смятия их вследствие понижения давления внутри колонны. Гипотеза Г.М.Саркисова справедлива для качественного цементного кольца с упругими свойствами цементного камня, близкими к упругим свойствам массива горных пород и идеального сцепления цементного камня с трубами и стенками скважины, чего в реальной скважине практически никогда не бывает.

В 1961 г. Ю.А.Песляк и К.В.Руппенейт / 95 / предложили использовать развитую ими гипотезу деформаций для расчета давлений горных пород на обсадные трубы. Отличительной особенностью предлагаемой ими методики применительно к скважинам является учет давления на обсадные трубы столба тампонажного и промывочного растворов, а также дополнительного давления горных пород.

Максимальное давление на обсадные трубы можно представить согласно / 95 / в следующем виде:

$$P = \sigma_{\infty} - K_1 \quad (14)$$

где: σ_{∞} - радиальное напряжение в массиве при $t \rightarrow \infty$
(t - время);

✓ K_1 - коэффициент сцепления пород (предельное напряжение сдвига).

Такая формула была рекомендована авторами работ /44, II5, I22/ для расчета равномерного давления на обсадные трубы некоторых типов соляных пород, для которых ими экспериментально были определены значения $K_I = f(z)$.

С другой стороны, для случая $K_I = 0$ (например, калийно-магнелиевые соли, пластичные глинистые отложения, у которых для $(z \rightarrow \infty, K_I \rightarrow 0)$ при отсутствии зазора между горными породами и крепью

$$P = P_{\infty} = \gamma_n H \quad (15)$$

Формула (15) была рекомендована "Инструкцией по расчету обсадных колонн" / 49 / для расчета сминающего давления в пластичных породах.

Однако, даже при расчете обсадных колонн на полное горное давление, нередко случаи их нарушения в хомогенных породах (см. I), что указывает на неточность применяемых схем расчета обсадных колонн.

Это побудило многих исследователей изучать причины, вызывающие снижение прочности обсадных труб, или искать источники внешнего давления, превышающего геостатическое. Возник ряд гипотез, авторы которых пытаются объяснить причины смятия обсадных колонн в этом случае.

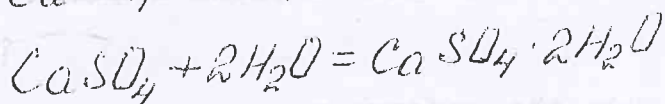
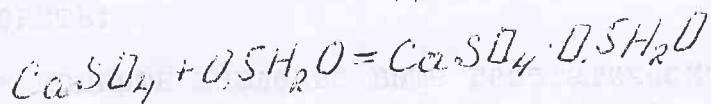
И. Ю.А.Еремеев, Е.Г.Леонов и Б.С.Филатов /41-43/ предложили учитывать при расчетах снижение прочности обсадной колонны при неравномерном сжатии её пластически деформирующейся породой. Расчеты, произведенные ими, показывают, что в этом случае несущая способность обсадных труб уменьшается в 8-10 раз. В качестве технологических мероприятий, повышающих устойчивость крепи, ими рекомендована установка в колонне, против пластически деформируемых пластов, цементного моста, на время, необходимое для всесторонне-

го обжима колонны породой. Предложенный метод проходит промышленное испытание.

Опасность неравномерного нагружения обсадных труб горными породами показана также Д.Читхемом и Д.Мак Эвером / 147 /, Т.Е.Еременко и П.А.Вислобицким / 46 /, И.Г. и Э.И.Чзумовыми / 129 / и др. Однако, основным препятствием в применении этих расчетных схем является отсутствие рекомендаций по прогнозированию схем распределения реальных горных пород в конкретных ситуациях, необходимость в получении реологических констант породы.

2. М.И.Агапчев, В.Г.Лысых, Э.И.Чзумов и др. / 5 /, объясняя причину смятия обсадных колонн в солях на некоторых площадях Западной Украины, видели источник дополнительных напряжений в давлении горного массива, возникающего над этими площадями. Не отрицая возможности течения соли из участков тектонически более напряженных, данная точка зрения кажется нам несостоятельной, т.к. она не может объяснить причин нарушения колонн в равнинных районах, например, ДДВ, Прикаспийской впадине и др.

3. У.Д.Мамаджанов, К.М.Мусаев, Ф.Ю.Юсупов и др. / 66 / источником избыточного давления считали увеличение объема ангидрита при его гидратации. Опытами, проведенными при 20-22°C авторами / 66 / было установлено, что ангидрит находясь в течение часа в воде удлиняется на 0,002-0,0033 мм, что объясняли реакциями



(16)

Из литературных источников / 114 / известно, что при температуре 42°C гипс $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ начинает переходить в $\alpha CaSO_4 \cdot 0,5H_2O$, а при температуре 95,5°C - в $\beta CaSO_4 \cdot 0,5H_2O$. Следовательно, в скважине при высоких температурах скорее возможен обратный про-

цесс - дегидратация гипса, а не гидратация ангидрита.

На ряде скважин (Машевская, Коломакская, Радченковская и др. площади), где разбуривались отложения ангидрита при температурах 80-160°C, нами неоднократно отбирался и подвергался петрографическим исследованиям шлам. При этом образования гипса не обнаружено.

Следует указать также на неточность, допущенную авторами: при гидратации CaSO_4 суммарный объем системы $\text{CaSO}_4 + \text{H}_2\text{O}$ должен уменьшаться - явление контракции. В этом случае, при подъеме цементного раствора и образовании тампонажного камня выше зоны залегания ангидритов, последние источником избыточного давления служить не могут / II4 /.

Кроме того, имеется много примеров, где деформации подвергнуты пласты других пород, а не ангидритов.

4. С.С.Григорян, А.И.Караев, А.Х.Мирзаджанзаде / 35 / выдвинули следующую гипотезу /рис.8/; слабый прослой пластичной породы /глины/ под действием горного давления выдавливается в затрубное пространство в направлении стрелок. Это приводит к образованию пробки длиной l . Под пробкой образуется замкнутый объем жидкости (нижняя часть затрубного пространства перекрыта цементом), который, нагреваясь при дальнейшем бурении скважины, является источником избыточного давления, способного смять обсадную колонну.

На наш взгляд, данная гипотеза не применима, так как она не может объяснить:

А. Как поднять давление выше геостатического без гидроразрыва пластов?

Б. Почему происходит нарушение обсадных колонн, например, в солях и глинах, в случае, если скважина не углублялась?

В. Почему происходит нарушение обсадных колонн в скважинах при подъеме цементного раствора до устья?

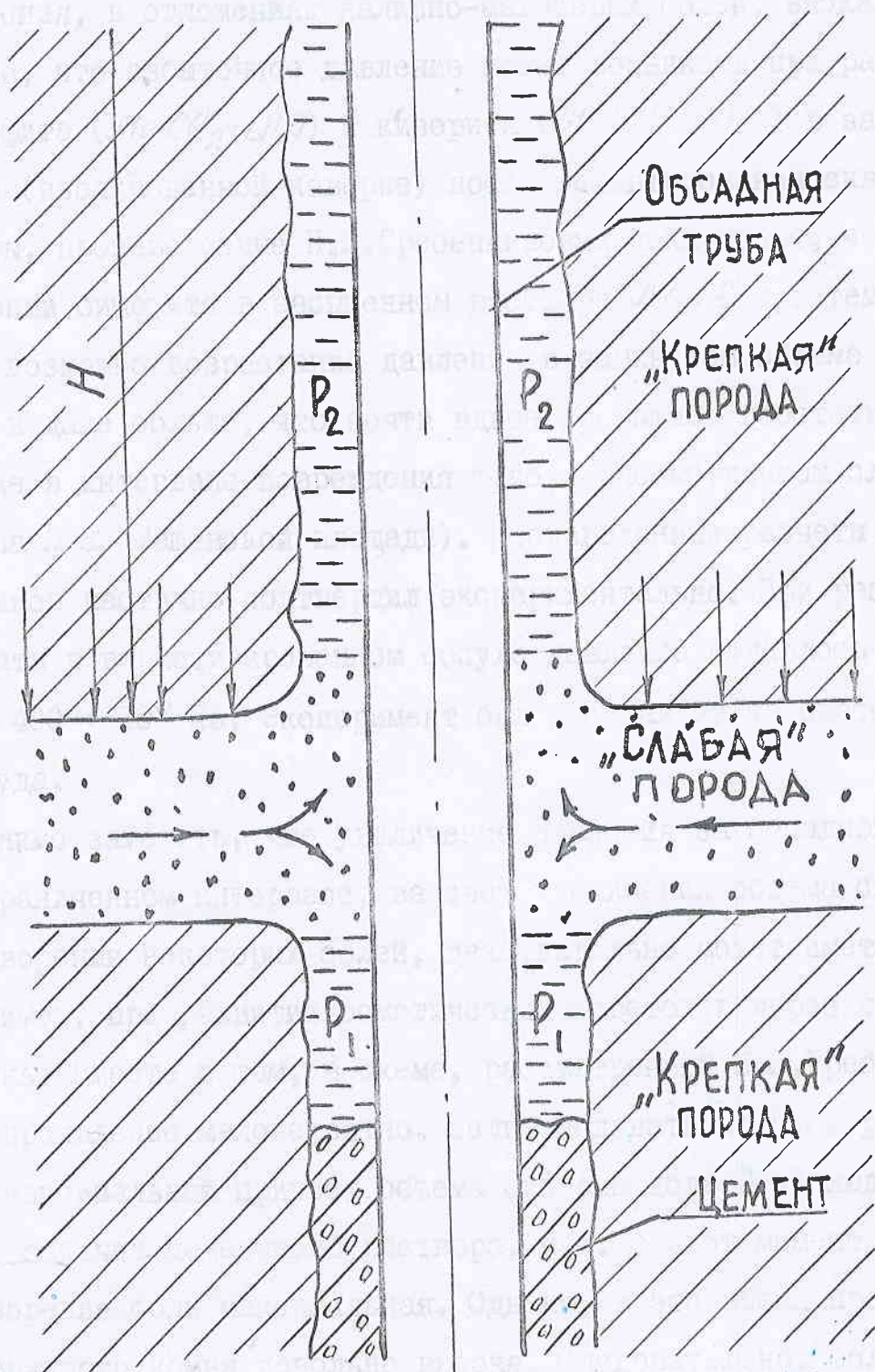


Рис. 8. Схема к гипотезе Григоряна, Караева, Мирзаджанзаде

5. Н.П.Гребенников / 31 /, анализируя причины повреждения обсадных труб, прочность которых была выше возможного геостатического давления, в отложениях калийно-магниевых солей, высказал предположение, что избыточное давление может возникать при растворении бишофита ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$) и кизерита ($MgSO_4 \cdot H_2O$) в замкнутом объеме (изолированной каверне) после цементирования скважины. Расчеты, произведенные Н.П.Гребенниковым показывают, что при растворении бишофита в насыщенном растворе $NaCl$ при температуре $55^{\circ}C$ возможно возрастание давления в замкнутом объеме до 1150 кг/см^2 и даже больше, что почти вдвое превышает геостатическое давление в интервале повреждения труб в рассмотренном случае (скважина № 32 Машевской площади). Произведенные расчеты Н.П.Гребенников частично подтвердил экспериментально. При растворении бишофита в герметизированном сосуде давление поднялось с $80 \cdot 10^5$ до $400 \cdot 10^5$ Па. Эксперимент был прерван из-за опасения разрыва сосуда.

Необходимо заметить, что увеличение давления за обсадной колонной в ограниченном интервале, за счет увеличения объема системы при растворении некоторых солей, действительно может иметь место, например, при развитии осмотических перетоков через тампонажный камень. Вместе с тем, в схеме, рассмотренной Н.П.Гребенниковым, его проявление маловероятно. Если следовать по Н.П.Гребенникову, то максимальный прирост объема системы должен наблюдаться сразу после закачки цементного раствора, т.к. в этот момент скорость растворения соли максимальная. Однако, в это время проницаемость тампонажного камня довольно высока. Следовательно, большая часть возникающего давления реализоваться не может. Кроме того, при возникновении давления, превышающего геостатическое, произойдет гидроразрыв пласта, что вызовет снижение давления.

Из всех рассмотренных гипотез, на наш взгляд, только первая объясняет причины нарушения обсадных колонн, только в этой работе даются практические рекомендации по предотвращению этих нарушений. Вместе с тем, как было показано выше, применение буровых растворов на углеводородной основе должно обеспечить создание такого напряженного состояния, при котором породы на стенках скважин будут находиться в состоянии, близком к упругому. При этом смещение породы в ствол скважины не будет наблюдаться. Это должно свидетельствовать о том, что предельная область нарушенных пород сформировалась. Очевидно, что сохранение этой зоны неизменной при цементировании и после образования тампонажного камня будет содействовать тому, что смещение породы внутрь ствола после спуска обсадных колонн происходить также не будет. В этом случае обсадные колонны, спущенные в таких скважинах, не будут испытывать дополнительного горного давления и могут быть рассчитаны на смятие от гидравлического давления столба бурового и тампонажного раствора без учета горного давления.

Поэтому, рассматривая случай, когда породы на стенках скважин находятся в устойчивом состоянии, проанализируем возможность нарушения устойчивости пород при цементировании обсадных колонн и после образования цементного камня.

Цементирование обсадных колонн обычно производят цементным раствором на водной основе. Эти растворы обладают целым рядом недостатков:

1. Имеют водную дисперсионную среду.
2. Для обеспечения подвижности цементного раствора при закачке в скважину, для его приготовления берут в 1,5-2,0 раза больше воды, чем необходимо для гидратации минерального вяжущего. Это обуславливает седиментационную неустойчивость системы, приводит к

образованию цементных пробок и водяных карманов по стволу скважины.

3. Цементные растворы, закачанные в затрубное пространство в интервалах хемогенных пород, растворяют минеральные соли, что приводит к образованию зазора между цементом и стенкой скважины, заполненного насыщенным раствором солей. Часто это приводит к водо-нефте-газоперетокам.

4. Тампонажный камень в скважинах при контакте с солями подвержен интенсивному коррозионному разрушению, что также может приводить к образованию перетоков в затрубном пространстве.

Следовательно, при использовании для крепления скважин цементного раствора на водной основе, из-за недостатков присущих этой системе, породы на стенках скважины контактируют с большими объемами свободной воды, имеющей значительно меньшую концентрацию солей, чем буровой раствор. Попадание этой воды в микро- и макротрещины пород в зоне неупругих деформаций, снижение концентрации солей в воде, находящейся в этих трещинах, приводит к увеличению размеров этой зоны. Это увеличивает объем пород, подвергающихся разрушению, что вызывает их смещение в ствол скважины и создание дополнительной нагрузки на обсадные трубы.

Сделанные выводы могут быть подтверждены данными, приведенными в работе / 14 /. В этой работе проводится анализ причин смятия обсадных колонн в объединении "Грознефть". Авторы пришли к выводу, что в большинстве скважин возможными условиями для течения глин могут быть затрубные нефтегазоводопрооявления, возникшие после цементирования. В некоторых скважинах эти проявления переходили в открытые переливы минерализованной водой из верхнего майкопа с суточным дебитом от нескольких литров до 7 м³. Авторы считают, что в результате смачивания глин и снижения противодавления

на стенки скважины, пропластки глин начинают течь, что приводит к смятию колонны на коротком участке.

Из изложенного выше видно, что, в случае применения цементного раствора на водной основе для крепления скважины, сохранить неизменной сформированную за период бурения зону неупругих деформаций нельзя. Для этих целей необходим тампонажный раствор, аналогичный по своим свойствам ИБР.

В связи с этим возникает необходимость в разработке специального тампонажного раствора, который бы имел свойства, близкие к буровым растворам на углеводородной основе, а после закачки в скважину приобретал конденсационно-кристаллизационную структуру и отвечал требованиям, предъявляемым к тампонажным материалам.

Кроме того, такой тампонажный раствор должен отвечать следующим требованиям:

- а) иметь гидрофобную природу дисперсионной среды;
- б) обладать высокой седиментационной устойчивостью;
- в) схватываться и твердеть как в углеводородной, так и в водной среде; обладать высокой адгезией к металлу и породе, покрытым углеводородной пленкой и ЦАВ;
- г) иметь регулируемые в широких пределах реологические свойства и сроки схватывания и загустевания;
- д) иметь достаточно низкую проницаемость тампонажного камня, обеспечивающую надежную изоляцию пластов;
- е) не растворять соли на стенках скважины.

Исследования по разработке тампонажного раствора, отвечающего перечисленным требованиям описаны в главе 3 настоящей работы.

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ

1. причиной перехода породы в неустойчивое состояние может быть:

а) недостаточное противодействие столба бурового или тампонажного раствора;

б) повышение влажности пород приствольной зоны в результате поступления воды из бурового или тампонажного раствора в микро-трещины, образующиеся в предельной зоне.

2. Делается предположение, что:

а) для поддержания пород в устойчивом положении в процессе бурения необходимо создать напряженное состояние в породах, близкое к упругому, что может быть достигнуто в высокорастворимых со-
лях и породах малой прочности при применении буровых растворов на углеводородной основе, например, ИБР или гидрофобных эмульсии с регулируемой активностью водной фазы;

б) для обеспечения устойчивости пород на стенках скважины после крепления необходимо сохранить предельную зону нарушенных пород неизменной, что может быть достигнуто только в случае, если плотность тампонажного раствора не будет ниже плотности бурового раствора, образование тампонажного камня будет происходить без значительных объемных изменений, а при цементировании и после образования тампонажного камня не произойдет поступления воды в микро-трещины предельной зоны. Это может быть достигнуто при применении для цементирования тампонажных растворов, аналогичных по своим свойствам ИБР, но образующих в процессе твердения конденсационно-кристаллизационную структуру.

3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПО СОЗДАНИЮ ОБРАЩЕННОГО НЕФТЕЭМУЛЬСИОННОГО ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА / ОНЭЦР / *

3.1. Инвертные эмульсионные тампонажные растворы; возможности их получения и применения для цементирования обсадных колонн в хемогенных отложениях.

В 2 было показано, что для цементирования скважин в соленос-
ных отложениях необходим тампонажный раствор, не увлажняющий по-
роды на стенках скважины и образующий при твердении гидрофобный
водонепроницаемый камень, который по своим физико-механическим
свойствам соответствует условиям цементирования.

Этим требованиям в наибольшей степени отвечают инвертные це-
ментные эмульсии, применяемые в США /148, 149 /. Эти эмульсии по-
лучают путем затворения сухого цементного порошка на эмульсии ти-
па в/м. Внешней фазой эмульсии является углеводородная жидкость
(дизельное топливо, керосин, нефть и т.п.); внутренняя фаза состо-
ит из изолированных друг от друга частичек цементного порошка и
закопсулированных капелек воды. Цементные частицы в эмульсии не
соприкасаются с водой, поэтому гидратация цемента не происходит и
такой цементный раствор может находиться в стабильном состоянии
до тех пор, пока эмульсия сохраняет агрегативную устойчивость.

* Работы по созданию ОНЭЦР отмечены: I-й премией
совещания молодых ученых нефтяных вузов страны
в 1974 году.

3-й премией Московского правления Всесоюзного
химического общества имени Д.И. Менделеева в 1975 г.

Работы по созданию ОНЭЦР проведены под руководст-
вом д.т.н. проф. Мухина Л.К. совместно с к.т.н.
Оголихиным Э.А.

После закачки в скважину под действием температуры происходит обращение фаз эмульсии, она превращается в эмульсию типа м/в. Частицы цемента смачиваются водой, и начинается процесс гидратации, сопровождающийся схватыванием и затвердеванием цементного раствора. Процесс обращения фаз сопровождается изменением притока фильтрата, что нежелательно при наличии в разрезе неустойчивых гидратирующихся пород и высоко-растворимых солей.

В СССР предпринимались попытки по созданию подобных эмульсий, однако положительных результатов получено не было /131,132/. В 1971 г. в МИНХИПИ под руководством проф. Мухина Л.К., с.н.с. Столихинным Э.А. и автором диссертации были начаты работы по созданию цементных эмульсий на углеводородной основе, твердение которых в условиях скважины не сопровождается обращением фаз. Основой для постановки работ по созданию этих систем служили результаты многочисленных работ советских и зарубежных исследователей по вопросам изучения процессов твердения вяжущих материалов /13,17,34,54,85,98,99,100,112 и др./, а также большой опыт работы с оуровыми растворами на углеводородной основе, накопленный на кафедре общей и неорганической химии МИНХИПИ /72,75,79/.

Механизм гидратационного твердения вяжущих чрезвычайно сложен. Несмотря на то, что процессы, протекающие при взаимодействии цемента с водой, изучаются более 100 лет, до сих пор нет общепризнанной теории твердения минеральных вяжущих веществ.

В начальный период развития химии цементов возникли две противоположные теории схватывания и твердения вяжущих: кристаллизационная теория Ле Шателье и коллоидно-химическая теория Михаэлиса.

Согласно взглядов Ле Шателье, твердение вяжущих (гипса) является следствием растворения исходного безводного материала и

образованием кристаллов из пересыщенного по отношению к продуктам гидратации раствора. Образовавшиеся кристаллогидраты выделяются в виде длинных игл, срастание и переплетение которых приводит к нарастанию прочности камня.

По коллоидно-химической теории Михаэлиса при взаимодействии цемента с водой образуются гидрогели силикатов, алюминатов и ферритов кальция. При этом предполагалось, что гидратация происходит не в растворе, а топохимически, присоединением воды поверхностями частиц цементного клинкера. Нарастание прочности камня происходит из-за уплотнения геля в результате отсоса воды, расходуемой на гидратацию внутренних слоев цементных зерен.

Последующими работами, особенно в последние годы, советскими и зарубежными учеными (П.А.Ребиндером, Е.Е.Сегаловой, В.Б.Ратиновым, П.П.Будниковым, О.П.Медлов-Петросяном, Ю.М.Буттом, А.Ф.Пололаком, Н.Н.Круглицким, И.Г.Гранковским, Д.Д.Бернал, К.Т.Грин, Р.Кондо, Х.Ф.У.Тейлор, С.И.Брунауэр и др.) были получены важные экспериментальные данные, способствующие созданию единой теории схватывания и твердения всех вяжущих веществ.

В настоящее время большинство исследователей отдает предпочтение механизму образования камня "через раствор", хотя имеется возможность на отдельных стадиях гидротации вяжущего протекания и топохимических реакции.

Согласно современным взглядам / 54, 143 /, взаимодействие цемента с водой начинается с растворения клинкерных минералов на поверхности цементных зерен. В жидкую фазу цементно-водной суспензии переходят продукты растворения всех клинкерных минералов. Как только концентрация жидкой фазы цементно-водной суспензии достигнет некоторого предельного значения, начнут возникать первичные зародыши новых фаз. Эти зародыши возникают в непосредственной бли-

ности от поверхности цементных зерен, так как образование их в объеме раствора (в жидкой фазе) - энергетически менее выгодный процесс. Здесь же, вблизи поверхности цементных зерен, протекают и коллоидно-химические процессы, в результате которых образуются коллоидные гели. Объем цементных зерен при этом увеличивается и через некоторое время они начинают контактировать друг с другом, образуя коагуляционную структуру.

Дальнейший рост прочности тампонажного камня обуславливается возникновением условно-коагуляционных и кристаллизационных структур / 13 /, контактами срастания кристалликов гидратных новообразований, их переплетением, прорастанием и просто коагуляционным сцеплением отдельных кристаллов / 112 /. В.Б.Ратинов и А.Е.Шейкин / 99, 143 / указывают, что в реальных условиях твердения цементно-го теста могут иметь место все перечисленные типы связей; вклад каждой из них в общую прочность структуры зависит от химико-минералогического состава цемента, содержания воды, режима и продолжительности твердения.

По П.А.Ребиндеру / 112 / развитие структуры твердения протекает в два этапа: в течение первого - формируется каркас кристаллизационной структуры с возникновением контактов срастания, во втором - происходит обрастание уже имеющегося скелета, т.е. рост составляющих его кристаллов с представлениями, развитыми П.А.Ребиндером, хорошо совпадают результаты, полученные А.Ф.Полаком / 98 /, В.Б.Ратиновым, А.Е.Шейкиным / 99, 143 /, Н.Н.Круглицким и др. / 54 /.

Процессы структурообразования в цементном растворе происходят очень быстро. В связи с тем, что область применения цементных растворов очень широка, как правило, возникает необходимость в целенаправленном изменении свойств цементного раствора и обра-

тующегося камня, путем ввода в цемент или в цементный раствор различных добавок. Механизм действия этих добавок сложен и полностью еще не изучен. Попытки объяснения влияния различных добавок на ход гидратации вяжущих материалов, сделанные разными авторами, зачастую противоречат друг другу и не раскрывают природы протекающих реакций / 19 /. Вместе с тем, практикой буровых работ в настоящее время установлено, что ускорителями схватывания цементных растворов являются низкомолекулярные соединения - электролиты: хлориты натрия, кальция, алюминия, цинка, железа, серно-кислый глинозем, фтористый натрий, гидрат окиси натрия и др.

Замедлителями схватывания являются реагенты, образующие вокруг цементных частиц экранирующие пленки, препятствующие процессу гидратационного твердения: окси-, аминокарбоновые кислоты (их соли), сахара, бораты и фосфаты, производные лигнина, таниновые продукты и синтаны, гумматы, производные полисахаридов, продукты на основе виниловых - акриловых полимеров, поверхностноактивные мылообразные вещества, некоторые алифатические и ароматические спирты / 19 /.

Аналогичный эффект получается при взаимодействии портланд-цемента, в который введен гипс при помоле клинкера, с водой. В присутствии гипса первым кристаллизуется из жидкой фазы трудно-растворимый гидросульфаталюминат кальция (этtringит), который образует вокруг цементных зерен пленки, характеризующиеся высокой экранирующей способностью / 143 /. В связи с этим, уже в первые минуты взаимодействия цемента с водой скорость гидратации цемента уменьшается. Между экранирующей пленкой и зерном цемента образуется "зона перехода", заполненная молекулами воды и ионами - продуктами растворения клинкерных минералов. Так как концентрация жидкой фазы, заполняющей "зону перехода", больше концентрации ра-

створа в капиллярном пространстве, то возникает осмотическое давление. Это приводит через некоторый промежуток времени к нарушению экранирующих пленок и ускорению гидратации / 143 /.

Исследованиями Н.А.Мариампольского / 19, 67 / установлено, что интенсивность замедления схватывания обуславливается прочностью соединений, образующихся при взаимодействии реагента с продуктами гидратации.

При забойных температурах $\geq 100^{\circ}\text{C}$ и давлениях $\geq 300 \cdot 10^5 \text{ Па}$ успешно провести работы по закачке цементного раствора и получить качественный камень при использовании портландцементов не удастся. Поэтому для цементирования высокотемпературных скважин используются малоактивные вяжущие, гидратация которых с достаточной скоростью происходит лишь при высоких ($> 100^{\circ}\text{C}$) температурах. При этом образуется камень высокой прочности, низкой газопроводимости, устойчивый в условиях высоких температур / 17, 20 /. Наиболее широко в этих условиях применяются тампонажные цементы, вяжущей основой которых служат доменные гранулированные шлаки, получаемые при быстром охлаждении шлакового расплава (отхода доменного производства чугуна) водой, паром или воздухом / 17, 19, 20 /. Качество шлака зависит от целого ряда технических, природных и субъективных факторов: состава руды и флюсов, температуры шлакового расплава и окружающего воздуха, скорости слива шлака, напора воды при грануляции и т.д. / 20 /. По химическому составу шлаки приближаются к портландцементному клинкеру, отличаясь от него меньшим содержанием CaO / 17 /.

Регулирование сроков структурообразования шлаковых цементов производится теми же реагентами, что и портландцементов.

Более сложной системой, чем водные цементные растворы (суспензии), являются эмульсионные цементные растворы (прямые и об-

ратные эмульсии). Процессы, происходящие при образовании камня из этих растворов, изучены крайне недостаточно. Это затрудняет работы по созданию таких систем. В то же время, опыт работ с буровыми эмульсионными растворами, накопленный на кафедре общей и неорганической химии, теоретические обобщения, сделанные проф. И.К.Мухиным / 72 /, а также работы по теории создания и стабилизации эмульсионных растворов, выполненные советскими и зарубежными исследователями /50, 52, 100, 102, 103, 124, 144/, указывали на возможность создания как прямых, так и обратных цементных эмульсий.

Как отмечалось в 2, для бурения неустойчивых пород хемогенного комплекса перспективно применение известково-битумного раствора /ИБР/. При добавлении воды ИБР легко переходит в эмульсию. Характерной особенностью ИБР является то, что предельное содержание в нем воды определяется степенью объемного заполнения твердой фазой и её гидрофобностью. Это служило предпосылкой возможности получения на базе компонентов, входящих в состав ИБР и минерального вяжущего, тампонажной эмульсии, содержание воды в которой будет автоматически строго ограничиваться лишь необходимой для гидратации вяжущего, а реологические и фильтрационные свойства будут такими же, как у ИБР.

Процесс образования камня из такой обратной цементной эмульсии значительно сложнее, чем у водного цементного раствора. На процесс гидратации вяжущего существенное влияние будет оказывать блокировка поверхности в результате адсорбции ПАВ, а также дискретность водной фазы, т.е. процессы гидратации вяжущего и его консолидации будут существенно зависеть от свойств эмульсии, её устойчивости.

Поэтому направленное регулирование сроков загустевания и схватывания должно проводиться методами, изменяющими устойчивость эмульсии или воздействующими на активность самого вяжущего.

Разрабатываемая система получила название обращенный нефте-эмульсионный цементный раствор (ОНЭЦР).

3.2. МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ РАБОТ

3.2.1. Методика выбора исходных компонентов.

Исходя из изложенного в 3.1., для создания ОНЭЦР были выбраны следующие компоненты:

1. В качестве дисперсионной среды - дизельное топливо типа Д (ГОСТ 4749-49) плотностью 825 кг/м^3 с содержанием ароматических углеводородов - 14 %, парафиновых - 27 %, нафтеновых - 59,3 %.

2. Для регулирования фильтрационных свойств - высокоокисленный битум производства Херсонского НПЗ (ГОСТ 781-68) плотностью 990 кг/м^3 , температурой размягчения по КИШ-140 - 145°C .

3. В качестве реагента гидрофобизатора - сульфол НН-3 (ТУ-84-509-74) Горловского химзавода, с поверхностным натяжением на границе водного раствора сульфанола с керосином - $1,55 \cdot 10^3 \text{ д/м}^2$ (концентрация сульфанола - 5 кг/м^3). Сульфол поступает в виде 45 % водного раствора с содержанием активного вещества 20-40 %.

4. Для регулирования реологических свойств - СМАД-1 (50% раствор окисленного петролатума в дизельном топливе) (ТУ-38-1-192-68) Бердянского ОНПЗ, плотностью 863 кг/м^3 .

5. В качестве утяжелителей - барит Константиновского завода "Утяжелитель", плотностью $4050-4250 \text{ кг/м}^3$, влажностью 2-10 % (ТУ-39-126-76); гематит и магнитит - Криворожского ГОК, плотностью $4500-5200 \text{ кг/м}^3$, влажностью 2-10 % (ТУ-39-118-70).

перечисленные выше компоненты входят в состав ИБР и имеют геологическое назначение / 48, 72 /.

6. В качестве минерального вяжущего - шлаковый цемент Константиновского завода "Утяжелитель" (ГОСТ 3476-60). Характеристики цемента и некоторые его свойства приведены в табл.1,2. Выбор этого типа вяжущего был обусловлен пластовыми температурами и геологическими условиями цементирования в южной прибортовой зоне скважины, где предполагалось проведение промысловых работ (см. главу 4).

7. Вода для затворения цемента.

8. Электролиты, регулирующие сроки схватывания и загустевания цементного раствора (Na_2SO_4 , $NaOH$, $Na_2Cr_2O_7$, $NaCl$, $CaCl_2$, азотная кислота, СВК), - широко применяемые в практике проведения тампонажных работ.

9. В качестве активатора шлаковых цемента применялся портландцемент для горячих скважин завода "Октябрь" (ГОСТ 1581-63).

3.2.2. Методика приготовления ОНЭЦР.

Известно / 26, 50, 144 /, что тип эмульсии обуславливается порядком ввода компонентов, соотношением объемов разнородных жидкостей, участвующих в эмульгировании и свойствами ПАВ. В принципе возможны два разных способа получения тампонажной эмульсии на углеводородной основе:

1.) Порошок вяжущего вводится в предварительно заготовленную обратную эмульсию, содержащую заданное количество воды, необходимое для гидратации вяжущего.

2.) Вяжущее вещество в виде водной суспензии эмульгируется в углеводородной жидкости.

Первый способ дает хорошие результаты при условии, если исходная обратная эмульсия недостаточно устойчива при введении в

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ШЛАКОВОГО ЦЕМЕНТА

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ %	МОДУЛИ		
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO
35,5	13,3	0,55	2,80
			43,30
			2,9
			2,12
			0,94
			0,37

Таблица 2

Свойства цементного раствора и камня из него

Состав раствора, вес. ч.		Свойства раствора		Условия твердения		Сроки схватывания, ч-мин.		Свойства камня через 2 суток	
шлак	вода	плотность, кг/м ³	растекаемость, см	температура, °C	давление, 10 ⁵ Па	начало	конец	предел прочности, 10 ⁵ Па	газопористость, мм ³

100	45	1840	21	80	200	6-20	8-30	9,5	1,5
100	45	1840	21	100	200	3-15	5-00	12,4	2,6
100	45	1840	21	120	200	2-10	3-10	20,4	1,5
100	45	1840	21	140	200	1-30	2-00	31,4	0,0
100	45	1840	21	160	200	0-25	0-45	80,9	0,0

цементного порошка / 74 /.

Обратные эмульсии, получаемые эмульгированием воды в растворе окисленного битума в дизельном топливе, обладают высокой устойчивостью и к тому же значительной вязкостью. В такой эмульсии с невысоким содержанием воды (20-25 % от массы вяжущего) трудно или практически невозможно равномерно распределить вяжущее и обеспечить его контакт с водной фазой.

В результате, как показали предварительные эксперименты, цементный камень или не образуется, или его прочность слишком низка. Лучшие результаты были получены по второму способу. Поэтому в дальнейшем отработывалась методика получения ОНЭЦР путем эмульгирования водной цементной суспензии в растворе окисленного битума в дизельном топливе.

Эмульгирование проводили при перемешивании дисковой мешалкой с числом оборотов 151 рад/сек. При этом было использовано известное свойство гидрофобных эмульсий удерживать в своем составе, в зависимости от объемного заполнения системы дисперсной фазой и применяемого ПАВ, определенное количество воды / 48, 72 /. Количество цементного раствора и поверхностно-активного вещества (сульфонола) подбиралось таким, чтобы получить предельную эмульсию с содержанием воды 20-22 % от массы вяжущего. При этом избыток воды затворения выделялся в отдельную фазу и удалялся / 92 /. После удаления избыточной воды для повышения устойчивости эмульсии и пептизации флоккул вяжущего в тампонажную эмульсию вводили дополнительное количество сульфонола или другого ПАВ, например, СМАД-1, и после интенсивного перемешивания в течение 5-10 мин приготовление ОНЭЦР заканчивалось.

Таким образом, технология приготовления ОНЭЦР предусматривает эмульгирование водной суспензии вяжущего материала в углеводородной жидкости, водоотделение и удаление из эмульсии части воды / 91, 92

Перед лабораторным затворением цементный порошок просеивался через металлическую сетку № 90. Затворение цементного порошка проводили в воде при перемешивании в течение 5 минут дисковой мешалкой, вал которой вращался со скоростью 151 рад/сек. Для затворения использовали водопроводную воду, в которой предварительно растворяли реагенты, регулирующие сроки загустевания и схватывания; цементную суспензию готовили стандартной консистенции (растекаемостью 18 см по конусу АзНИИ). Необходимо отметить, что при проведении лабораторных работ с большим количеством электролитов часто происходило обращение фаз эмульсии в процессе приготовления ОНЭЦР. В этом случае для регулирования свойств ОНЭЦР электролиты вводили в готовую тампонажную эмульсию в виде концентрированных водных растворов.

3.2.3. Методики испытания ОНЭЦР.

В работе была использована комплексная методика, позволяющая в исследуемой пробе раствора объемом до 2 л определять следующие показатели: плотность, условную вязкость, растекаемость, фильтрацию, напряжение пробоя (электростабильность), сроки загустевания и схватывания, механическую прочность и коррозионную стойкость камня.

При исследовании свойств тампонажной эмульсии и камня из ОНЭЦР в общепринятую методику испытаний были внесены изменения, связанные с необходимостью изучения специфических свойств ОНЭЦР.

Измерение параметров производили по следующим методикам: плотность ОНЭЦР и цементного раствора на водной основе — пикнометрическим способом.

Условную вязкость и фильтрационные потери — по методикам, применяемым при измерении аналогичных параметров ИБР / 48 /.

Растекаемость цементного раствора и ОНЭЦР - по стандартной методике / 37 /.

Определение этих параметров производили как при комнатной температуре 20-22°C, так и при температурах - 40, 60, 80°C.

Определение сроков схватывания, подготовку образцов для испытаний на механическую прочность и коррозионную стойкость производили на установке УКСЦ-I (установке для комплексного изучения свойств цемента) / 88 /, позволяющей изучать свойства тампонажного раствора и камня при температурах до 250°C и давлении до $1500 \cdot 10^5$ Па. Сроки загустевания определяли на консистометрах КЦ-3 и КЦ-4 / 37 /.

С целью более полного изучения свойств ОНЭЦР, лабораторные работы проводили при температурах 20-200°C и давлении $200 \cdot 10^5$ Па. Для того, чтобы исключить изменение свойств камня за счет поступления посторонней воды, твердение ОНЭЦР в автоклавах, за исключением контрольных образцов, твердевших в воде, производили в масле. Прочность камня определяли через 1, 2, 3, 7 и 28 суток.

В остальном методики определения сроков загустевания и схватывания, испытания на прочность, газопроницаемость не отличались от общепринятых / 37 /.

Напряжение пробоя (электростабильность) ОНЭЦР определяли по методике / 127 /.

Методика подготовки образцов и проведение испытаний на коррозию была следующей:

приготовленный ОНЭЦР наливали в формы размером 1x1x3 см, которые затем помещали в автоклав, где образцы твердели при температуре 140°C и давлении $200 \cdot 10^5$ Па в течение 3 суток. Извлеченные образцы после взвешивания помещали в соответствующие агрессивные среды (5 % раствор $MgCl_2$, 5 % раствор $MgSO_4$, 0,8 % раствор HCl

2 дистиллированную воду, где их выдерживали в течение года. Замес растворов проводили ежемесячно. При этом проводили взвешивание образцов. С периодичностью 1,3,6,9 и 12 месяцев проводили химический анализ воды - среды хранения образцов и испытание части образцов на изгиб на приборе Кюля / 37 /.

В связи с небольшим разбросом экспериментальных данных (коэффициент вариации результатов изменялся в пределах 5-15 %) в таблицах и на графиках приведены результаты, представляющие собой среднеарифметические величины из трех измерений при определении плотности, растекаемости, условной вязкости, фильтрации, напряжения пробоя, сроков схватывания и среднеарифметические величины из шести измерений при определении прочностных показателей тампонажного камня.

3.3. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ ОНЭЦР.

В связи с тем, что растворы, аналогичные ОНЭЦР, в практике проведения тампонажных работ не применялись, в процессе проведения экспериментальных работ было необходимо:

- 1) разработать методы получения ОНЭЦР с заданными технологическими свойствами;
- 2) изучить возможности регулирования технологических свойств ОНЭЦР после приготовления;
- 3) изучить свойства тампонажного камня из ОНЭЦР;
- 4) разработать технологию приготовления ОНЭЦР в промышленных условиях.

3.3.1. Разработка способов получения ОНЭЦР с заданными технологическими свойствами.

а). Влияние объемного заполнения системы твердой фазой на свойства ОНЭЦР.

Устойчивость обратной эмульсии при прочих равных условиях находится в зависимости от объемного заполнения её твердой фазой. Можно предположить, что консолидация вяжущего при гидратации в обратной эмульсии может осуществляться лишь при непосредственном контакте растущих кристаллов при прорыве межфазной оболочки ПАВ, стабилизирующих эмульсию. Из этого следует, что образование камня из тампонажной эмульсии будет иметь место, если объемное заполнение её твердой фазой будет выше "критического" значения.

Отмеченное характерно и для цементных растворов на водной основе. В практике цементирования скважин обычно применяют цементные растворы с В/Ц равным 0,45 или 0,5 и очень редко с В/Ц = 0,6 и выше. В этих растворах содержание твердой фазы составляет соответственно 41; 38,3 и 34,3 % (объемных). Цементные растворы с В/Ц = 0,6 и выше седиментационно неустойчивы; при твердении в формах дают большую усадку и отстой воды; камень из такого раствора отличается повышенной проницаемостью. Поэтому объемное заполнение цементного раствора с В/Ц = 0,6 равное 34,3% примем за "критическое".

В ОНЭЦР, содержащем 20-22 % воды от массы вяжущего, содержание твердой фазы меньше, чем у цементного раствора на водной основе с В/Ц = 0,6. Состав и свойства такого раствора приведены в табл.3. Существенно заметить, что свойства этой эмульсии почти не меняются в течение продолжительного времени перемешивания даже при повышенных температурах. Более того, при выдерживании данной эмульсии в течение трех суток в автоклаве при температурах до

Состав и свойства ОНЭЦР

№ п/п	Наименование компонентов	Состав раствора, % объемные			Температура, °С	Плотность, кг/м³	растворимость, г/см³	условная вязкость, с/см	фильтрация, см³/30 мин	напряжение пробоя, В
		до водостделения	после водостделения	перемешивания, час						
1.	Шлак молотый	19,88	27,33	0,16	22	1600	20,0	450	4,2	200
				1,0	22	1600	20,0	450	4,2	200
		2,38	3,3	2,0	22	1600	19,5	480	4,2	190
				3,0	22	1600	19,5	480	4,0	190
		45,44	25,0	4,0	22	1600	19,5	500	4,0	190
		28,1	38,57	1,0	40	1600	20,0	400	4,0	180
		2,2	3,04	2,0	40	1600	20,0	400	4,0	180
	Вода	2,0	2,76	1,0	60	1600	21,0	320	4,0	180
				2,0	60	1600	21,0	320	4,0	180
				1,0	80	1600	22,5	160	4,0	180
2.	Раствор I после 4-х суток хранения + сульфид	0,5	0,25	22	1600	19,5	520	4,2	200	
				2,0	80	1600	22,5	160	4,2	160
3.	Раствор I после 4 суток хранения + СМАД-I	0,2	0,25	22	1600	23,0	160	3,5	200	

180°C камень не образуется. Безусловно, в этих условиях гидратация вяжущего имела место, но это не приводило к образованию камня из-за недостаточного объемного заполнения системы твердой фазой.

При попытке увеличить объемное заполнение системы твердой фазой путем эмульгирования дополнительного количества водной цементной суспензии были встречены затруднения, связанные с резким повышением вязкости и частым обращением фаз эмульсии. Последнее было вызвано большим объемом раствора на водной основе.

Положительные результаты были получены при введении в исходную водную цементную суспензию барита и железистых утяжелителей (табл.4), более грубодисперсного материала, требующего для смачивания значительно меньшего количества воды, чем цемент / 19 /.

Заметим, что введение дополнительного количества твердой фазы в сухом виде в достаточно вязкую систему сопровождается комкованием, затрудняющем её равномерное распределение в объеме системы. Этого не наблюдается при вводе утяжелителей в водную суспензию вяжущего и последующего её эмульгирования. Поэтому эта методика ввода утяжелителей была принята нами как основная и использовалась во всех опытах по приготовлению ОНЭЦР.

Увеличение объемного заполнения системы указанными материалами позволило получить тампонажный камень.

Было установлено, что добавки барита, гематита и магнетита практически одинаково влияют на технологические свойства цементной эмульсии (табл.4). Однако прочность тампонажного камня из ОНЭЦР при добавке барита, при одинаковом объемном заполнении системы, в 2 раза меньше, чем при добавке железистых утяжелителей. По-видимому, гематит и магнетит в указанных условиях связывают свободную окись кальция с образованием ферритов, повышающих проч-

Влияние утяжелителей на свойства бетона

№ п/п	Наименование компонентов	Количество компонентов, %		Плотность, кг/м³		Параметры раствора		Сроки схватывания, час-мин		Пределные напряжения, МПа	
		до	после	до	после	плотность, кг/м³	вязкость, с	начало	конец	предел текучести	предел прочности
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Шлак молотый Цемент для "горячих" скважин Вода Дизельное топливо Битум Сульфатная дисперсионная среда Дисперсионная фаза	19,73	27,3	1600	23	120	30	>72-00	-	Образец рыхлый		
	2,37	3,3									
	45,58	25,0									
	29,09	40,0									
	1,23	1,7									
2. Раствор I + гематит	2,0	30,6									
		44,4									
3. Раствор I + магнетит		55,6									
4. Раствор I + барит											

1 : 2 : 3 : 4 : 5 : 6 : 7 : 8 : 9 : 10 : 11 : 12

Состав растворов 2-4.

Шлак молотый	18,24	24,33
Цемент для "горя- чих" скважин	2,18	2,91
Гематит	8,24	10,99
В о д а	41,7	22,24
дизельное топливо	26,65	35,53
Б и т у м	1,14	1,53
Сульфол	1,85	2,47
Твердая фаза	.	38,23
Дисперсионная среда		39,53
Дисперсная фаза		60,47

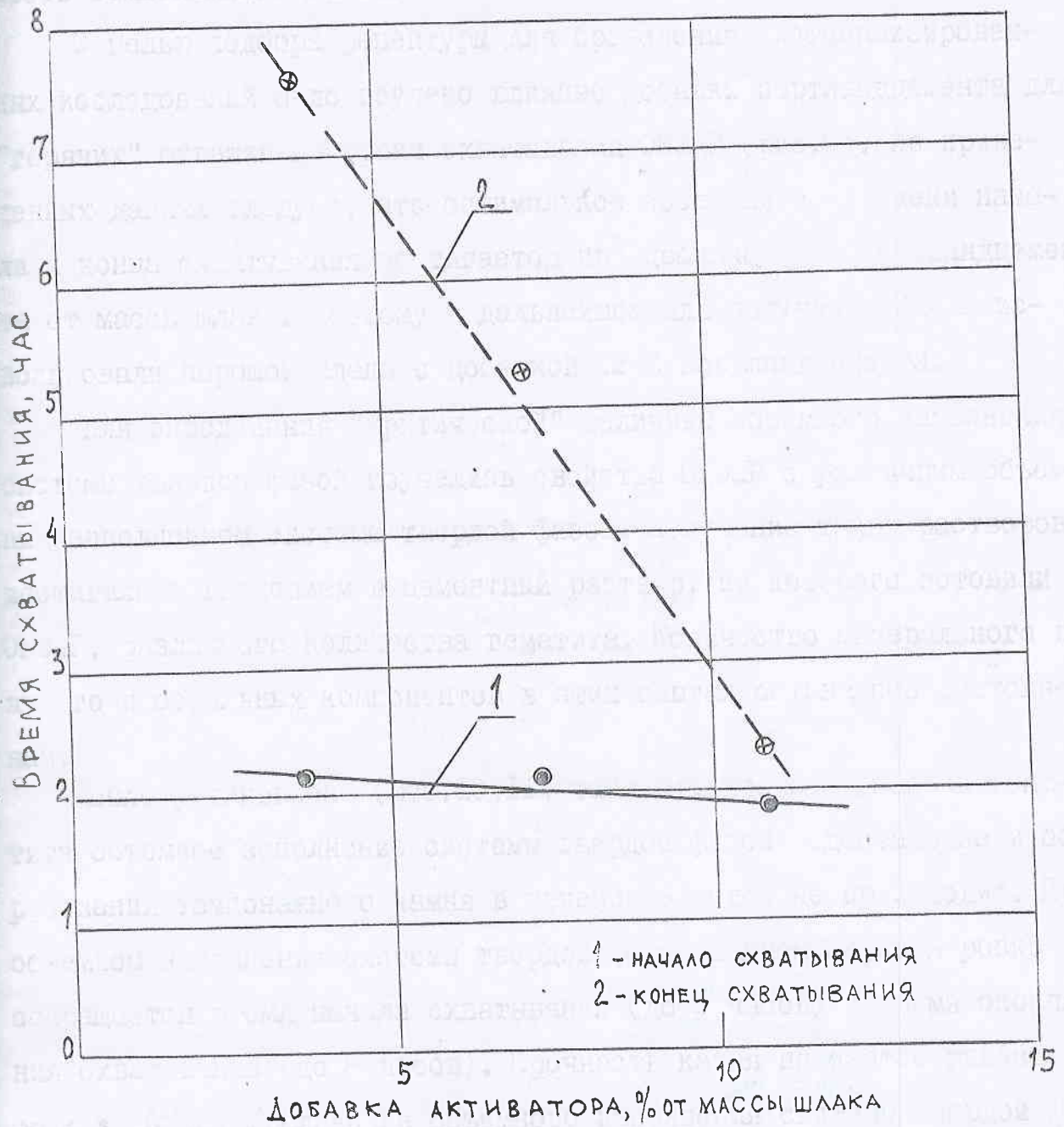


Рис. 9. Влияние добавки активатора/цемент для горячих скважин/на сроки схватывания ОНЭЦР / $T=160^{\circ}\text{C}$, $P=100 \cdot 10^5 \text{ Па}$ /

ность тампонажного камня.

С целью подбора рецептуры для проведения систематизированных исследований было изучено влияние добавки портландцемента для "горячих" скважин на сроки схватывания ОНЭЦР (рис.9). Из приведенных данных следует, что оптимальное соотношение времени начала и конца схватывания достигается при добавке 12 % портландцемента от массы шлака. Поэтому в дальнейшем для получения ОНЭЦР использовали порошок шлака с добавкой 12 % портландцемента.

Для определения "критической" величины объемного заполнения системы твердой фазой изучались свойства ОНЭЦР с различным объемом заполнением системы твердой фазой. Получение таких растворов достигалось введением в цементный раствор, из которого готовили ОНЭЦР, различного количества гематита. Количество минерального вяжущего и остальных компонентов в этих опытах оставалось постоянным.

Было установлено (рис.10,11, табл.5), что без добавок гематита объемное заполнение системы твердой фазой недостаточно и образования тампонажного камня в течение 3 суток не происходит. При объемном заполнении системы твердой фазой равном 32,67 % резко сокращается время начала схватывания (до 2 часов) и время окончания схватывания (до 8 часов). Прочность камня на сжатие равна $38,2 \cdot 10^5$ Па. Увеличение объемного заполнения системы твердой фазой до 38,23 % незначительно увеличивает время начала схватывания и в 2,5 раза сокращает время окончания схватывания. Прочность тампонажного камня при этом возрастает почти вдвое (с $38,2 \cdot 10^5$ до $75,0 \cdot 10^5$ Па) (рис.10,11, табл.5).

Дальнейшее увеличение гематита при том же количестве вяжущего значительно повышает вязкость ОНЭЦР, делая систему нетехнологичной.

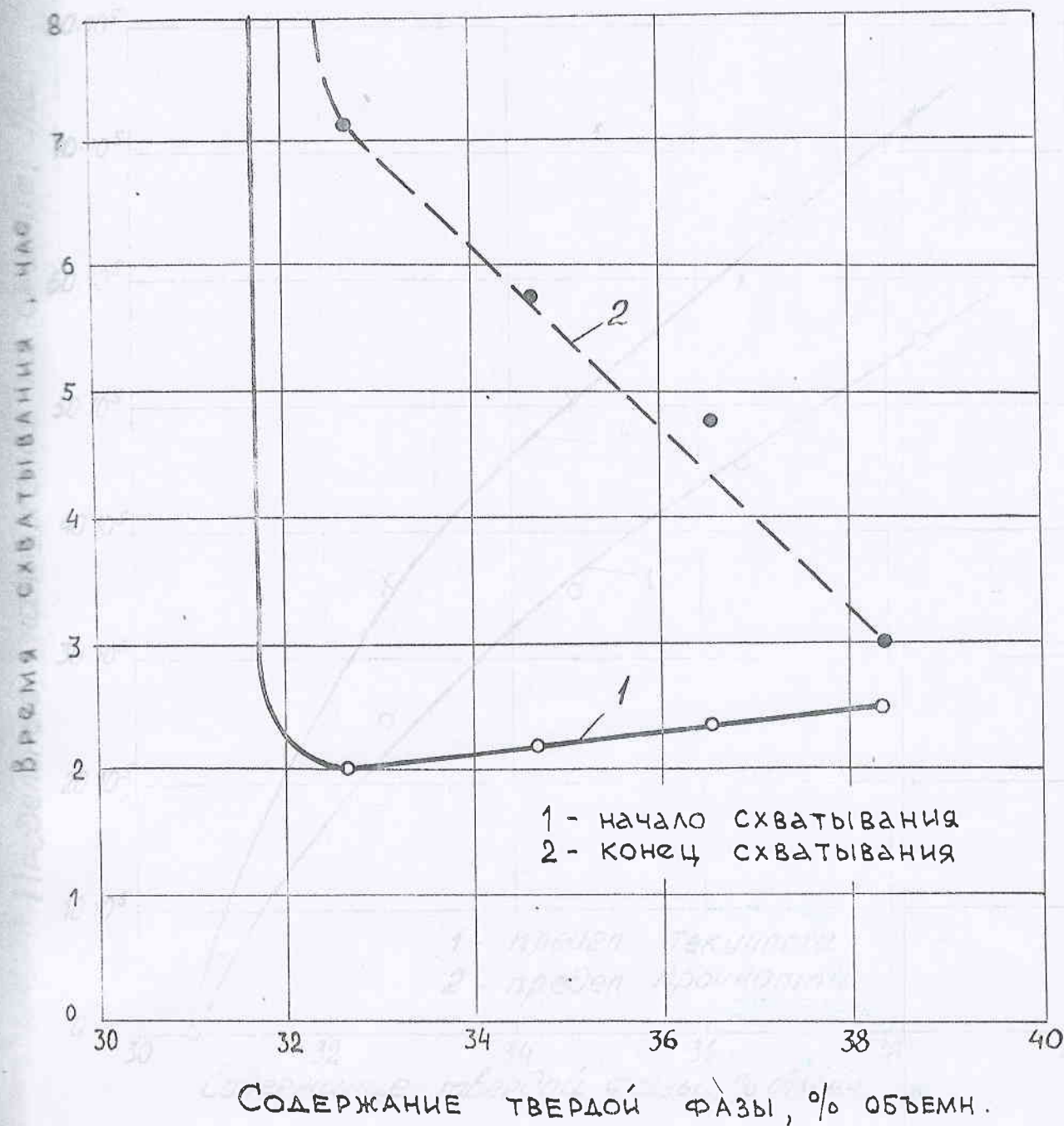


Рис. 10. Влияние количества твердой фазы на сроки схватывания ОНЭЦР
/ $P = 100 \cdot 10^5 \text{ Па}$, $T = 140^\circ \text{ C}$ /

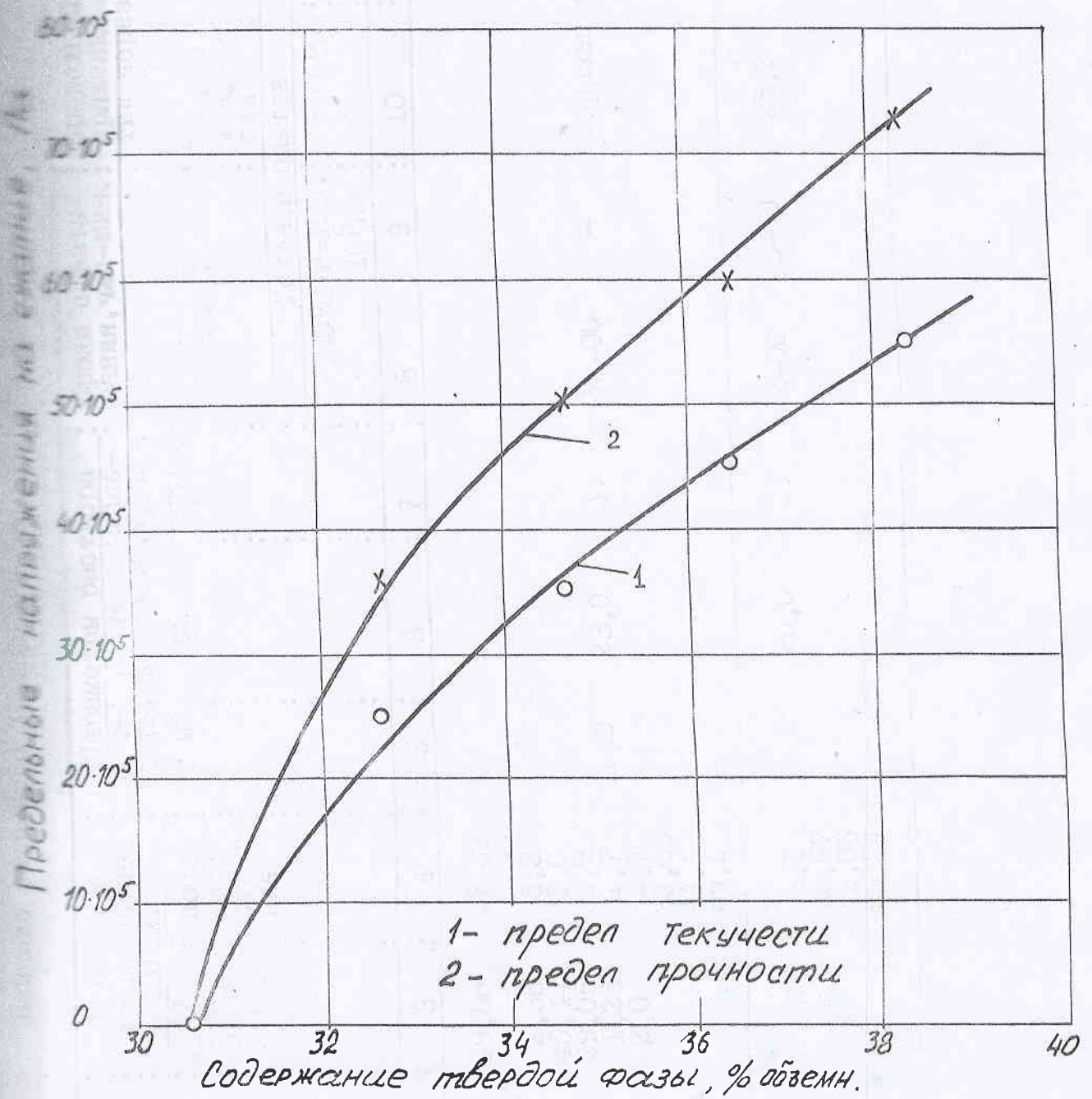


Рис. 11. Влияние количества твердой фазы на прочность камня из ОНЭЦР

/ $P = 200 \cdot 10^5 \text{ Па}$, $T = 140^\circ \text{C}$, $T_{\text{ТВ}} - 3 \text{ суток}$ /

Влияние объемного заполнения на свойства бетона

№ п/п	Наименование компонентов	Количество компонентов, % обем.			Плотность, кг/м ³			Параметры раствора			Сроки схватывания, час-мин.			Пределные на-пряжения при сжа-тии через 3 суток, 105Па		
		до	после водо-отде-ления	водо-отде-ления	до	после водо-отде-ления	плот-ность	расте-каемость, трация	филь-трация	начало	конец	предел : прочно-сти : сти	предел : текуще-сти : сти	предел : прочно-сти : сти		
Условия опытов																
T=140°C: P=100. : T=140°C : P=200. : 105Па : 105Па																
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11						
1.	Шлак молотый	19,88	27,33													
	Цемент для "горячих" скважин	2,38	3,3													
	В о д а	45,44	25,0													
	Дизельное топливо	29,05	39,91													
	Битум	1,25	1,7													
	Сульфиднол	2,0	2,76													
Твердая фаза		30,63	30,63													
Дисперсионная среда		44,4	44,4													
Дисперсная фаза		55,6	55,6													
2.	Раствор I + гематит	3,1	3,1													
	Твердая фаза	32,67	32,67													
	Дисперсионная среда	43,06	43,06													
	Дисперсная фаза	56,94	56,94													

38,2

25,2

8-00

2-00

23

20,0

1650

3,1

32,67

43,06

56,94

Образец режкий

>72-00

30

23,0

1600

39,91

29,05

1,25

2,0

30,63

44,4

55,6

7. Шлак молотый
цемент для "горячих"
скважин
Гематит
В о д а
Дизельное топливо
Битум
Сульфидол
Твердая фаза
Дисперсионная среда
Дисперсная фаза

8. Шлак молотый
Цемент для "горячих"
сважин
Гематит
В о д а
Дизельное топливо
Битум
Сульфидол
Твердая фаза
Дисперсионная среда
Дисперсная фаза

Увеличение плотности ОНЭЦР более 1900 кг/м^3 можно достигнуть изменением соотношения между минеральным вяжущим и гематитом. Однако увеличение количества железистых утяжелителей в составе смеси при уменьшении вяжущего приводит к увеличению сроков схватывания и уменьшению прочности тампонажного камня (табл.5). Из данных таблицы 5 особый интерес вызывают рецептуры 7 и 8, которые по соотношению шлака, цемента активатора и гематита соответствуют составу цементов УЩ-1-120 и УЩ-2-120. Это указывает на возможность применения стандартных цементных смесей, выпускаемых промышленностью, для создания ОНЭЦР плотностью $2030-2070 \text{ кг/м}^3$.

б), Влияние окисленного битума на свойства ОНЭЦР.

В обратных эмульсиях, применяемых в качестве бурового раствора, окисленный нефтяной битум снижает фильтрационные потери, повышает их вязкость и устойчивость.

Следовало считать, что добавки окисленного битума в ОНЭЦР, кроме снижения фильтрационных потерь, будут замедлять сроки схватывания и понижать прочность камня. В табл.6 приведены данные по влиянию добавки битума на свойства ОНЭЦР. Из приведенных данных следует, что минимальное содержание битума в дизельном топливе, для получения растворов с низкими фильтрационными потерями и высокой плотностью, должно быть не ниже 5 %. При меньших концентрациях битума фильтрационные потери эмульсий резко возрастают, особенно с повышением температуры. Проведенные исследования показали, что с повышением вязкости и устойчивости обратной эмульсии при добавке битума сроки схватывания тампонажного камня растут, а его прочность падает (табл.6). Поэтому содержание битума в ОНЭЦР плотностью 1900 кг/м^3 не следует увеличивать выше 5-7 % (от массы дизельного топлива). В тех случаях, когда необходимо получить более высокую прочность камня из ОНЭЦР, следует применять раствор, в составе которого нет битума.

Влияние битума на свойства ОНЭДР

№ пп	Наименование компонентов	Количество компонентов, % объем.		Плотность, кг/м ³		Параметры раствора		Сроки схватывания, час-мин.		Предел прочности на сжатие через 3 суток твердения
		до	после	до	после	плотность, кг/м ³	вязкость, сек.	начало	конеч	
		водостойкости	водостойкости							
		деления	деления							
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	II
I.	Шлак молотый	18,24	24,33							
	Цемент для "горячих" скважин	2,18	2,91							
	Гематит	8,24	10,99							
	Вода	41,70	22,24	1900	20	250	40,0	1-30	2-30	105,5
	Дизельное топливо	27,79	37,06							
	Битум	1,85	2,47							
	Сульфидол									
2.	Шлак молотый	18,24	24,33							
	Цемент для "горячих" скважин	2,18	2,91							
	Гематит	8,24	10,99							
	Вода	41,70	22,24	1900	16	630	4,8	2-25	3-00	75,0
	Дизельное топливо	26,65	35,53							
	Битум	1,14	1,53							
	Сульфидол	1,85	2,47							
3.	Шлак молотый	18,24	24,33							
	Цемент для "горячих" скважин	2,18	2,91							
	Гематит	8,24	10,99							
	Вода	41,70	22,24	1900	14	н/т	3,4	2-30	4-30	60,0
	Дизельное топливо	26,21	35,53							
	Битум	1,58	1,53							
	Сульфидол	1,85	2,47							

[illegible]

в). Влияние ПАВ на свойства ОНЭЦР.

У буровых растворов на углеводородной основе в качестве ПАВ, снижающих межфазное натяжение на границе В/М, гидрофобизирующих поверхность твердой фазы и стабилизирующих обратные эмульсии, широко используются сульфенол и окисленный петролатум (СМАД-І). Они оказались достаточно эффективными стабилизаторами обратных тампонажных эмульсий.

Без добавки ПАВ получить достаточно стойкую эмульсию, диспергируя водную цементную суспензию в углеводородной основе (в битумном растворе), не удастся. Добавки ПАВ облегчают диспергирование и повышают стойкость эмульсии. Это отражается на сроках схватывания тампонажной эмульсии и прочности камня.

Свойства межфазных пленок зависят от количества и природы ПАВ. Сульфенол в небольших концентрациях (до 0,3 % от массы дисперсной фазы при пересчете количества сульфенола на сухое активное вещество) стабилизирует эмульсии І рода. Минимальное количество сульфенола, необходимое для получения достаточно устойчивой эмульсии ІІ рода, составляет 0,35 % от массы дисперсной фазы. Увеличение количества сульфенола до 0,75 % приводит к повышению устойчивости эмульсии и замедлению сроков схватывания, в результате чего прочность тампонажного камня 3 суточного возраста падает более чем в 2 раза. Дальнейшее увеличение добавки сульфенола до 1,15 % от массы дисперсной фазы существенно не отражается на свойствах тампонажной эмульсии и прочности камня (рис. 12, 13).

Введенный в ОНЭЦР окисленный петролатум (СМАД-І) повышает устойчивость эмульсий, одновременно снижает фильтрационные потери и улучшает реологические свойства (табл. 7). При температурах более 100°C добавки СМАД-І в количестве до 0,5 % от объема ОНЭЦР не изменяют сроков схватывания и загустевания. Однако при темпе-

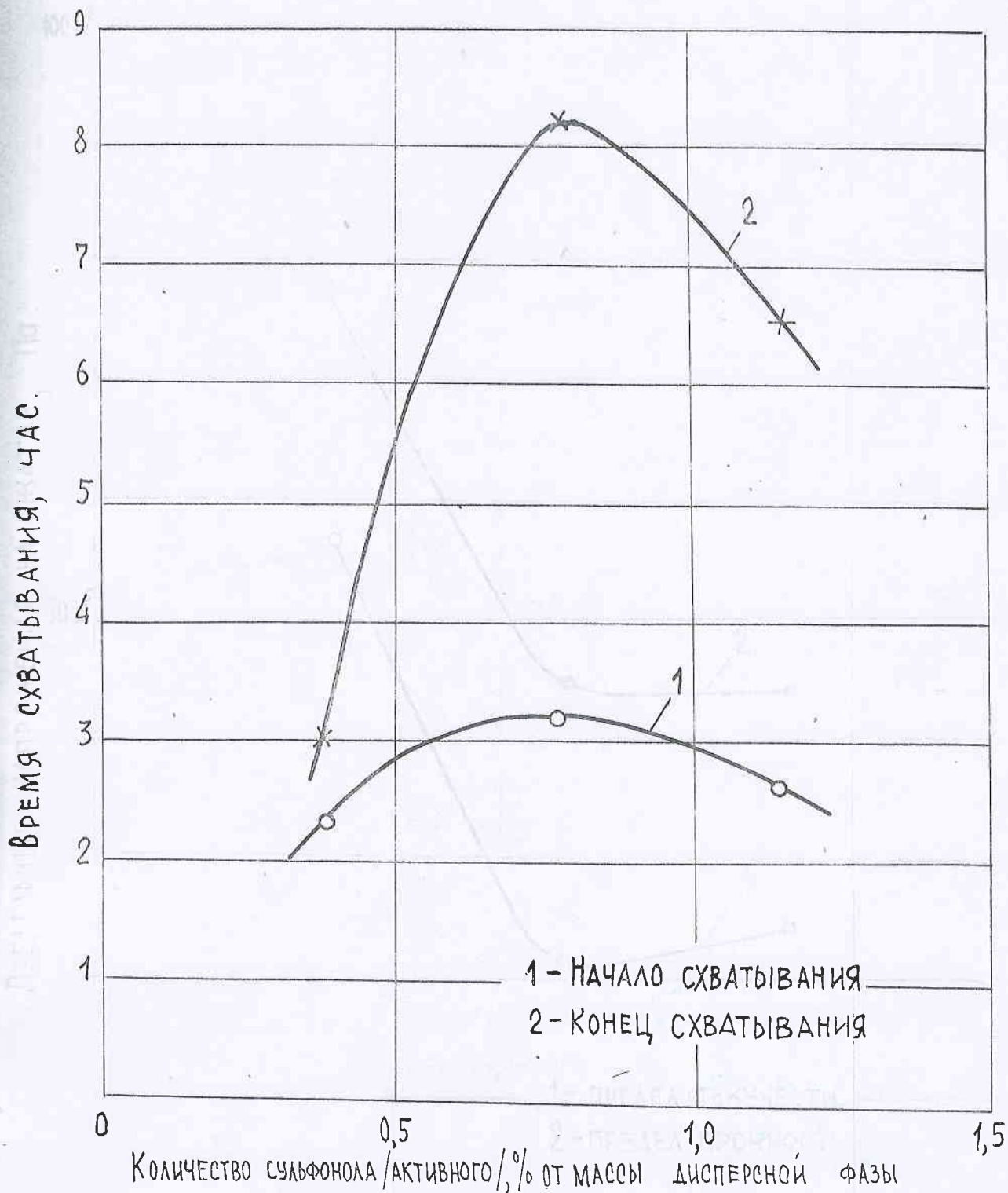


Рис.12. Влияние сульфанола на сроки схватывания ОНЗЦР

/ $P = 100 \cdot 10^5$ Па, $T = 140^\circ \text{C}$ /

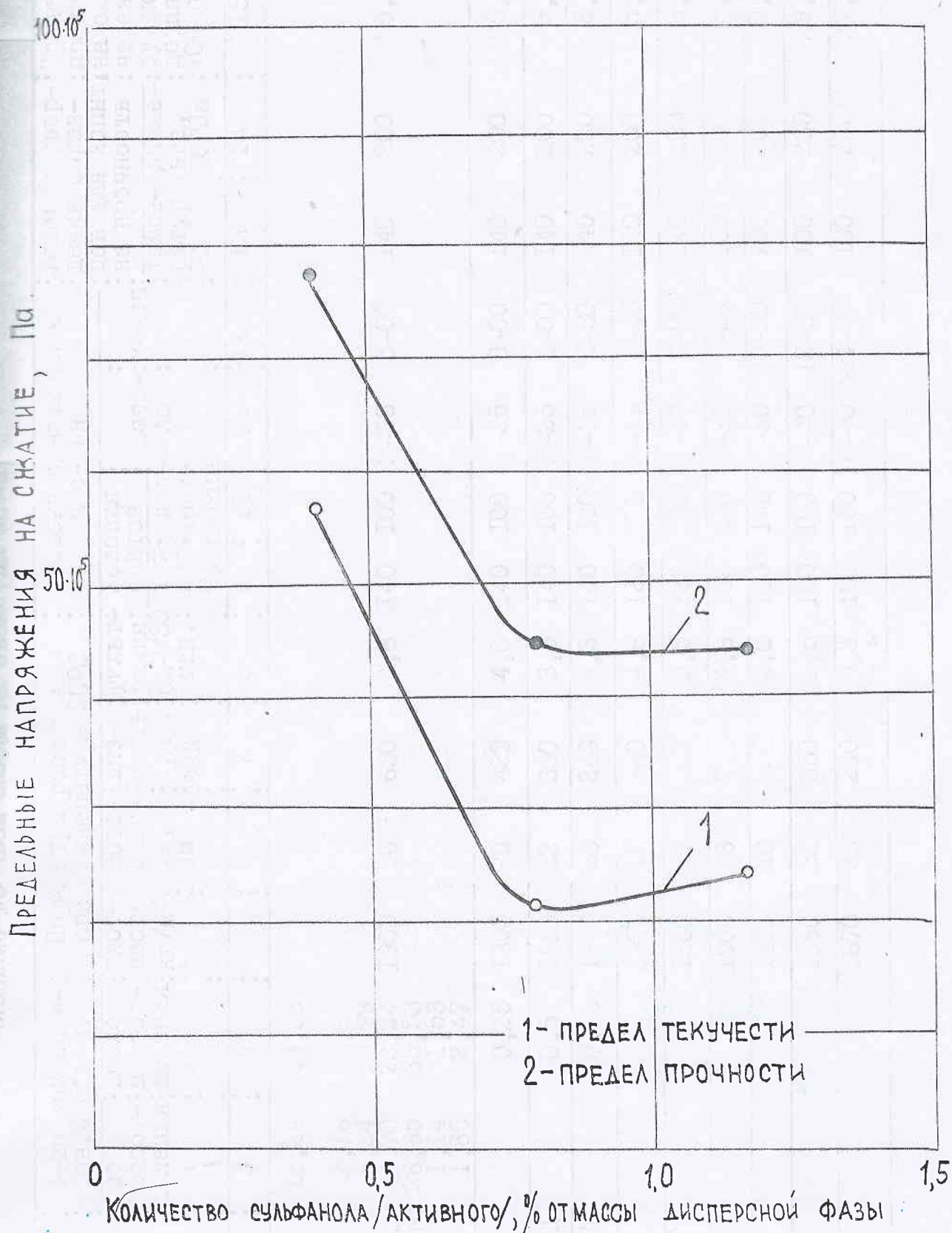


Рис. 13. Влияние сульфанола на прочность
тампонажного камня
/ $P = 200 \cdot 10^5$ Па, $T = 140^\circ\text{C}$, $T_{\text{ТВ}} = 2$ сут./

№ п/п	Наименование компонентов	А-во компонентов, %	Плотность, кг/м³		Вязкость, сСт		Температура, °С	Время, мин	Условия испытаний	Сроки хранения, час-мин		Условия твердения образцов	Прочность, МПа	
			до водоотделения	после водоотделения	раствора	при температуре 20°С				раствора	при температуре 20°С			начало
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.	Шлак молотый	18,24	24,33											
	Цемент для "горячих" связок	2,18	2,91											
	Гематит	8,24	10,99											
	Вода	41,70	22,24	1900	16	630	4,8	140	100	2-25	3-00	140	200	75,0
	Дизельное топливо	26,65	35,53											
	Битум	1,14	1,53											
	Сульфол	1,85	2,47											
2.	Раствор I + СМАД	0,25	1890	20	420	4,0	4,0	140	100	2-25	3-00	140	200	75,0
3.	Раствор I + СМАД	0,5	1880	22	350	3,5	3,5	140	100	2-25	3-00	140	200	75,0
4.	Раствор I + СМАД	0,75	1870	23	240	3,3	3,3	140	100	2-35	3-30	140	200	65,0
5.	Раствор I		1900	16	630	4,8	4,8	120	100	3-15	5-45	120	200	45,0
6.	Раствор 3		1880	22	350	3,5	3,5	120	100	3-20	6-00	120	200	43,5
7.	Раствор I		1900	16	630	4,8	4,8	100	100	4-20	8-20	100	200	35,0
8.	Раствор 2		1890	20	420	4,0	4,0	100	100	6-30	10-20	100	200	30,0
9.	Раствор 3		1880	22	350	3,5	3,5	100	100	8-40	12-30	100	200	28,5
10.	Раствор 4		1870	23	240	3,3	3,3	100	100	10-30	14-00	100	200	27,5

температурах ниже 100°C СМАД-I является эффективным замедлителем сроков схватывания.

г). Влияние электролитов на свойства ОНЭЦР.

На кинетику гидратации вяжущих и процессы формирования конденсационно-кристаллизационной структуры камня существенно влияют электролиты. Это получило широкое применение для управления свойствами тампонажных суспензий на водной основе (см.3.1).

Механизм образования цементного камня из тампонажной эмульсии на углеводородной основе (ОНЭЦР) должен быть значительно сложнее, чем обычной водной суспензии. Однако сущность процесса гидратации и в том и другом случае одинакова. Поэтому следует ожидать, что введение электролитов в водную фазу ОНЭЦР будет изменять свойства в том же направлении, что и для водных цементных растворов. Широкое применение в качестве замедлителей сроков схватывания тампонажных растворов получила винная кислота (ВК). Контрольные добавки её в исходный цементный раствор на водной основе в количестве от 0 до 1 % от массы вяжущего увеличивали сроки схватывания.

Действие ВК на сроки схватывания неутяжеленного ОНЭЦР (состав ОНЭЦР приведен в табл.5 раствор I) показано на рис.14. Из рис.14 видно, что увеличение количества вводимой ВК до определенной концентрации (0,5%) ускоряет время схватывания эмульсионного цементного раствора. Дальнейшее увеличение ВК приводит к замедлению сроков схватывания. Это объясняется тем, что при введении ВК от 0 до 0,5 % эффект понижения прочности межфазных пленок проявляется значительно сильнее, чем замедляющее действие винной кислоты. Дальнейшее введение ВК приводит к тому, что действие её, как замедлителя, становится преобладающим.

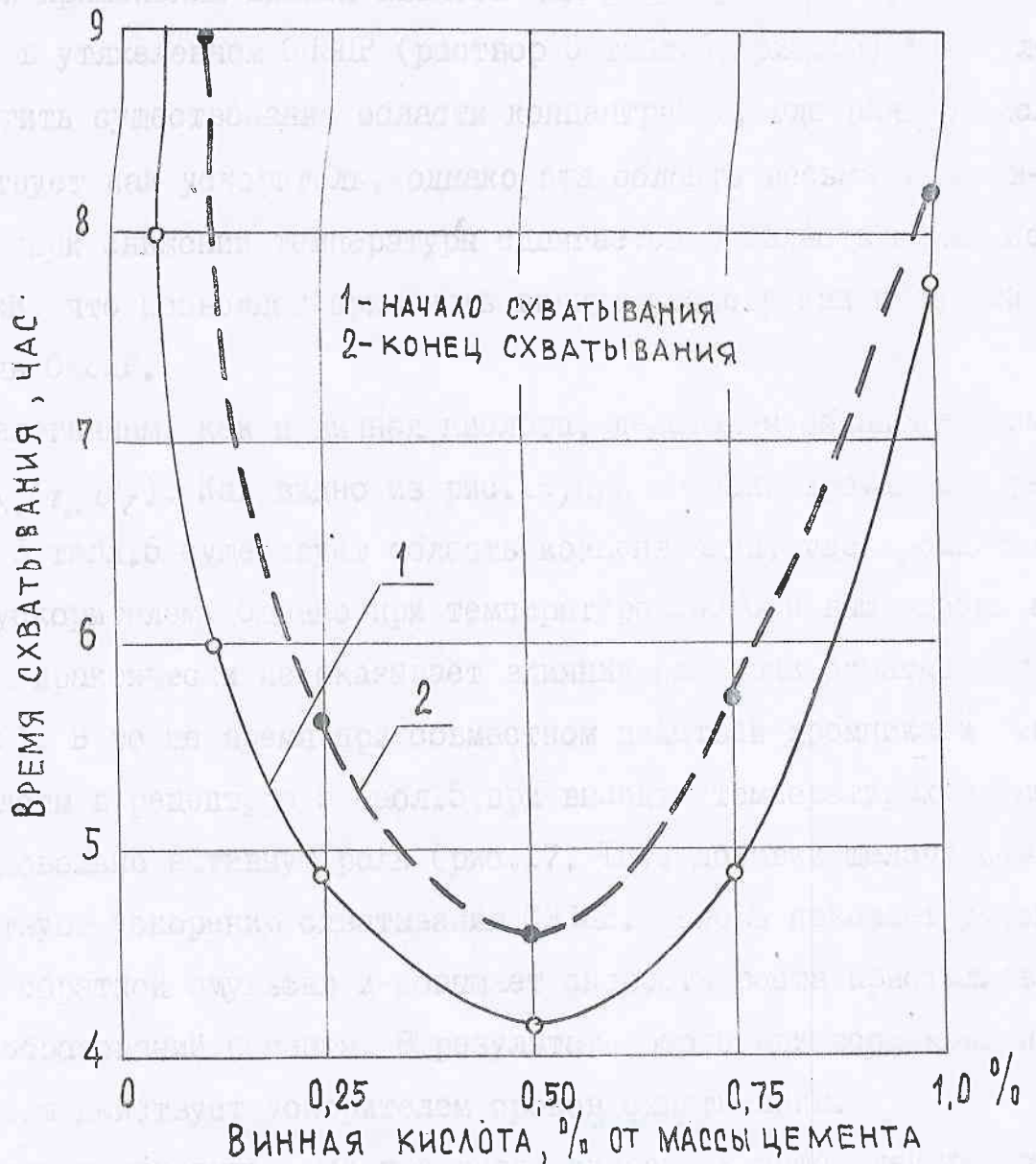


Рис.14. Влияние добавки винной кислоты
на сроки схватывания ОНЭЦР
/ $P = 100 \cdot 10 \text{ Па}$, $T = 120^\circ \text{C}$ /

При применении винной кислоты для регулирования сроков схватывания в утяжеленном ОНЭЦР (раствор 5 табл.5, рис.15) также легко заметить существование области концентраций, где винная кислота действует как ускоритель, однако эта область весьма незначительна и при снижении температуры сдвигается в область малых концентраций, что позволяет применять винную кислоту как надежный замедлитель ОНЭЦР.

Аналогичным, как и винная кислота, действием обладает хромпик ($Na_2Cr_2O_7$). Как видно из рис.16, при добавке хромпика в рецептуру 5 табл.5 существует область концентраций, где хромпик является ускорителем. Однако при температуре $160^{\circ}C$ и выше добавка хромпика практически не оказывает влияния на сроки схватывания (рис. 16). В то же время при совместном действии хромпика и винной кислоты в рецептуре 5 табл.5 при высоких температурах хромпик играет довольно активную роль (рис.17, 18). Добавки щелочи ($NaOH$) способствуют ускорению схватывания ОНЭЦР. Щелочь понижает устойчивость обратной эмульсии и повышает скорость роста кристаллов гидратообразований цемента. В результате этого при всех концентрациях она действует ускорителем сроков схватывания.

Следует отметить, что при вводе указанных выше электролитов в воду затворения в количестве более 0,5 - 0,75 % от массы вяжущего образуются неустойчивые эмульсии второго рода, склонные в процессе приготовления к обращению фаз. С целью повышения устойчивости эмульсий при приготовлении ОНЭЦР электролиты следует вводить в виде концентрированных растворов в готовую тампонажную эмульсию.

Рис. 15. Влияние винной кислоты на сроки схватывания утяжеленного ОНЭЦР
($P=100-125^{\circ}C$)

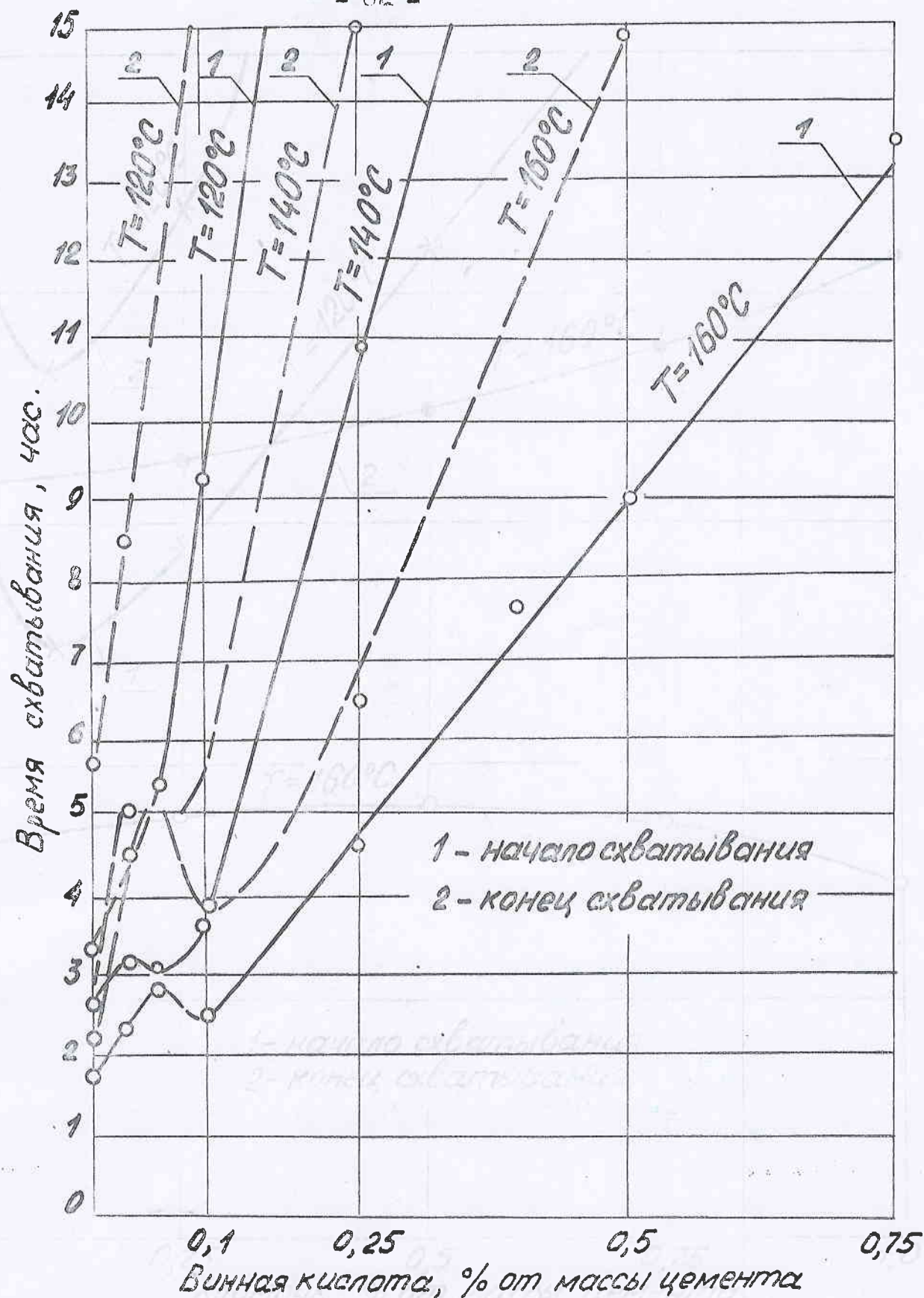


Рис. 15. Влияние винной кислоты на сроки схватывания утяжеленного ОНЭЦР ($P=100 \cdot 10^5 \text{ Па}$)

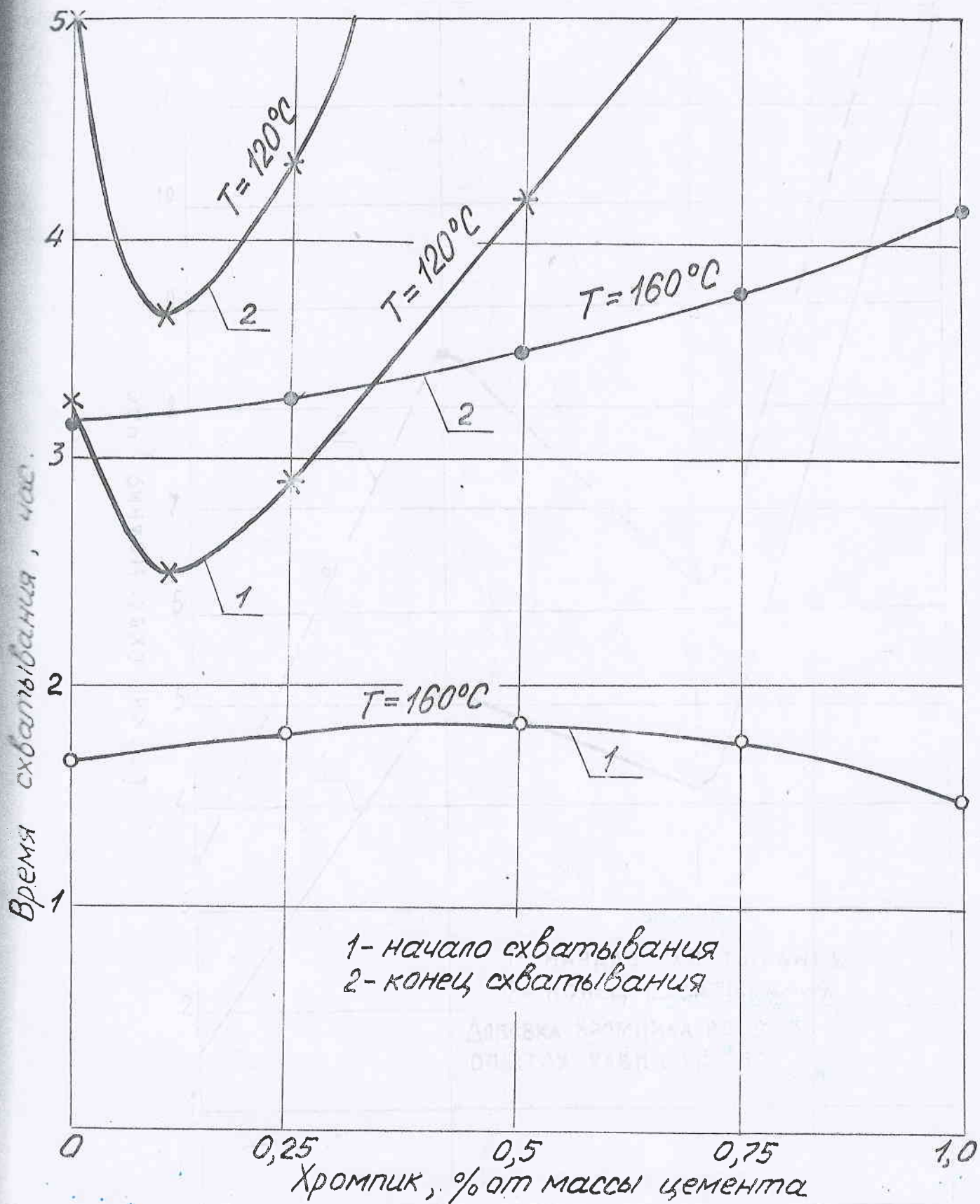


Рис. 16. Влияние хромпика на сроки схватывания ОНЭЦР
($P = 100 \cdot 10^5 \text{ Па}$)

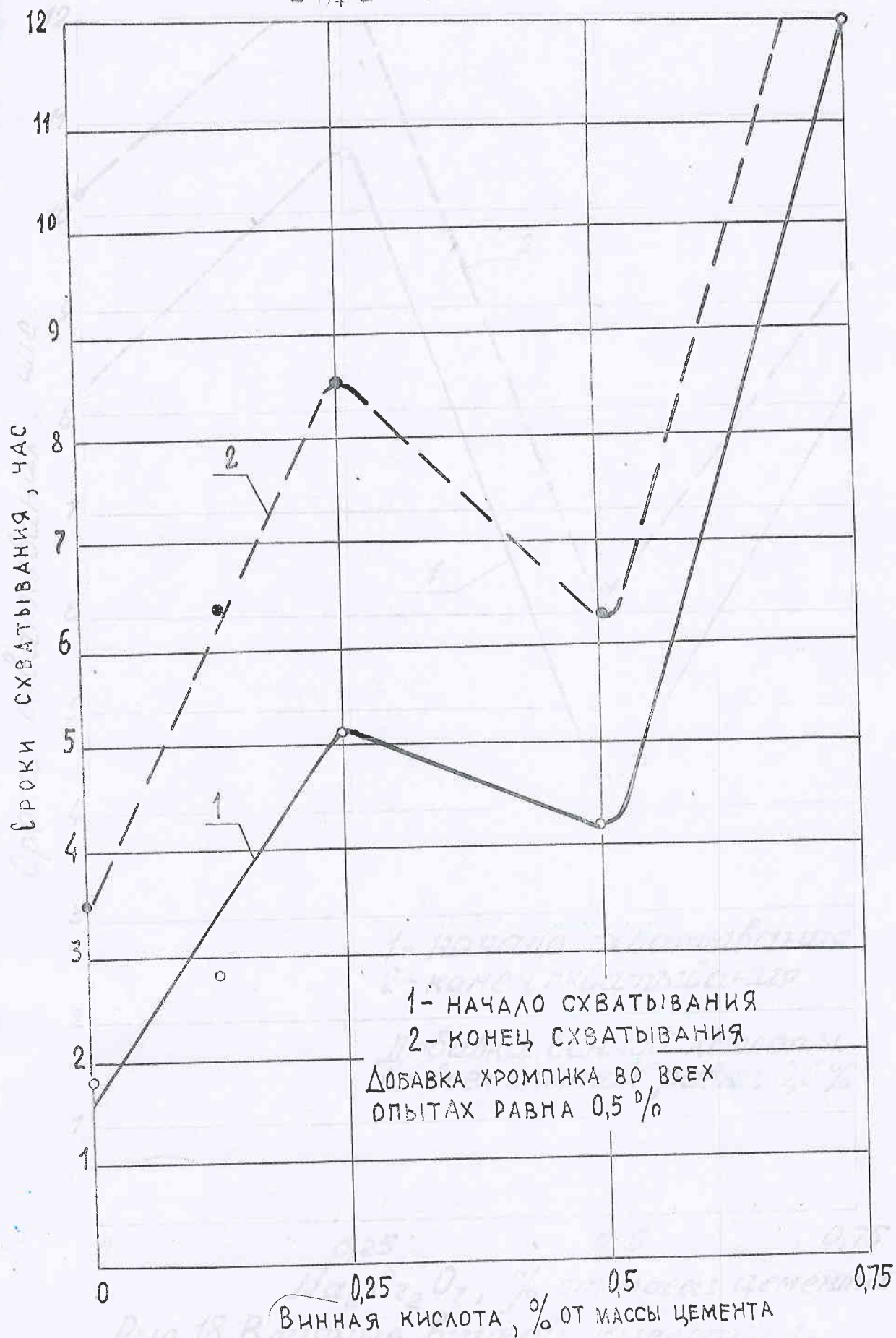


Рис.17. Влияние винной кислоты и хромпика
на сроки схватывания ОНЭЦР
/ $P = 100 \cdot 10^5$ Па, $T = 160^\circ \text{C}$ /

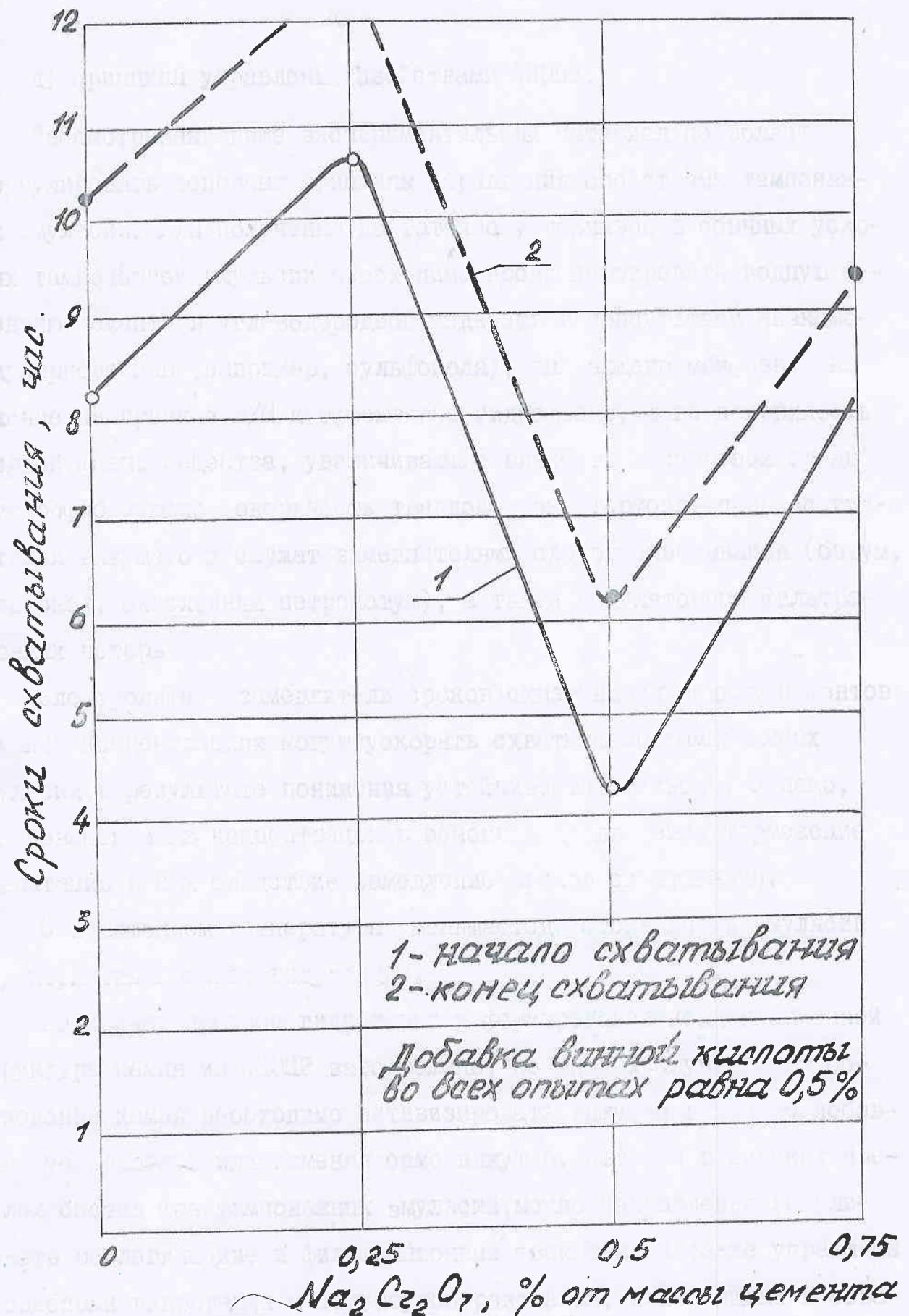


Рис. 18. Влияние винной кислоты и хромпика на сроки схватывания ОНЭЦР ($P=100 \cdot 10^5 \text{Па}$, $T=160^\circ\text{C}$)

д), Принципы управления свойствами ОНЭЦР.

Рассмотренный выше экспериментальный материал позволяет сформулировать основные принципы управления свойствами тампонажных эмульсий. Для получения достаточно устойчивой в обычных условиях тампонажной эмульсии необходимо продиспергировать водную суспензию цемента в углеводородной жидкости в присутствии низкомолекулярного ПАВ (например, сульфанола), снижающего межфазное натяжение на границе В/М и эффективно гидрофобизирующего поверхность твердой фазы. Вещества, увеличивающие вязкость дисперсной среды и гидрофобизирующие поверхность твердой фазы, тормозят процесс гидратации вяжущего и служат замедлителями сроков схватывания (битум, сульфол, окисленный петролатум), а также регуляторами фильтрационных потерь.

Электролиты - замедлители сроков схватывания водных цементов в малых концентрациях могут ускорять схватывание тампонажных эмульсий в результате понижения устойчивости эмульсий. Однако, при повышении их концентрации в основном проявляется торможение гидратации и как следствие замедление сроков схватывания.

С повышением температуры уменьшается устойчивость эмульсии и ускоряется процесс гидратации.

Поскольку процесс гидратации и формирование конденсационной структуры камня из ОНЭЦР заторможено, во многих случаях для образования камня необходимо активизировать вяжущее вещество добавками ускорителей или изменяя само вяжущее. Изменяя в широких пределах состав фаз тампонажных эмульсий, можно направленно регулировать реологические и фильтрационные свойства, а также управлять процессами гидратации и структурообразования, приводящими к образованию камня.

3.3.2. Исследование возможности регулирования технологических свойств ОНЭЦР после приготовления.

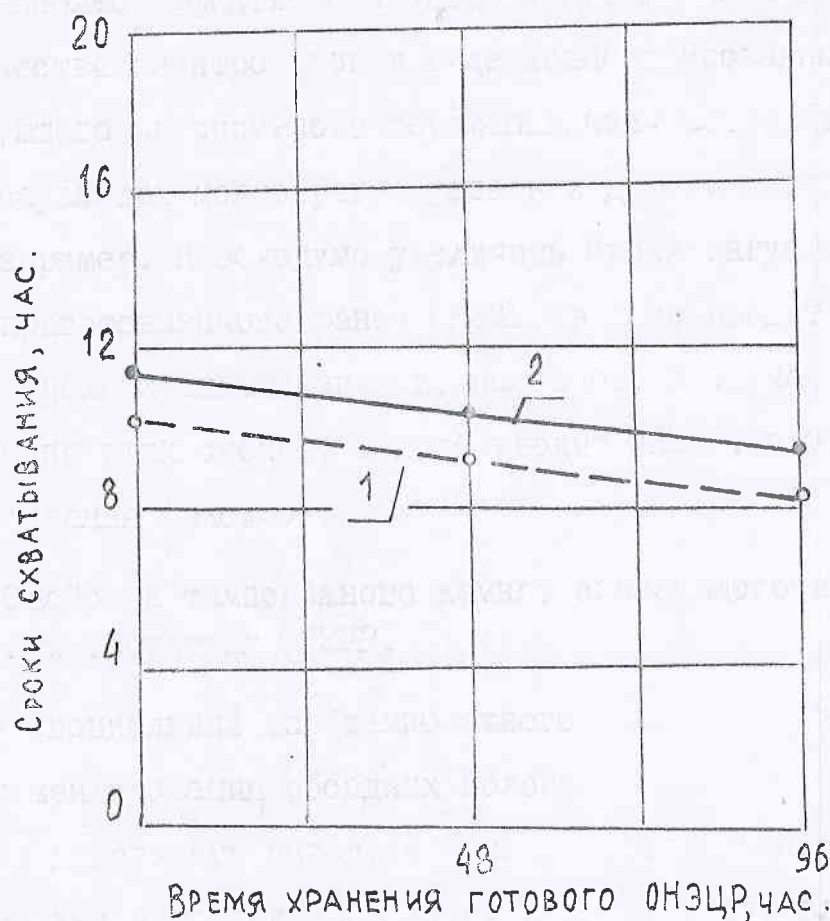
В связи с тем, что центры кристаллизации в ОНЭЦР блокированы прочной межфазной пленкой, образование каркасной структуры при низких температурах ($+20^{\circ}\text{C}$ и ниже) происходит замедленно (см. 3.3.1). Это позволило, впервые в практике проведения тампонажных работ, заготовить весь объем тампонажного раствора за несколько дней до проведения цементирования. В течение этого периода времени имелась возможность не только неоднократно проверить качество раствора, но и активно влиять на его технологические параметры. В связи с этим, большой интерес представляли экспериментальные работы по исследованию путей и способов изменения технологических параметров приготовленного ОНЭЦР.

А). Изучение изменения свойств ОНЭЦР при длительном хранении.

Изменение свойств ОНЭЦР при длительном хранении видно из рис. 19. Эти данные показывают, что при хранении ОНЭЦР в течение 4 суток при температуре $20-25^{\circ}\text{C}$ незначительно уменьшаются сроки схватывания. При этом несколько возрастает прочность образцов. При хранении повышается вязкость раствора, имеется незначительный отстой жидкой фазы, однако при перемешивании свойства раствора восстанавливаются, особенно при добавлении в небольшом количестве сульфанола или СМАД-а.

Б). Регулирование вязкости ОНЭЦР.

Снижение вязкости приготовленного ОНЭЦР достигается обработкой его СМАД-1 или сульфанолам. Влияние этих добавок на другие параметры ОНЭЦР, например, на сроки схватывания и прочность тампонажного камня показано в табл. 7 и рис. 12, 13.



1 - Время начала схватывания
/ $P = 700 \cdot 10^5 \text{ Па}$, $T = 140^\circ \text{C}$ /

2 - Время окончания схватывания

Рис. 19. Изменение сроков схватывания ОНЭЦР при длительном хранении

В). Регулирование сроков загустевания и схватывания приготовленного ОНЭЦР.

Регулирование сроков загустевания и схватывания приготовленного ОНЭЦР наиболее эффективно проводить путем ввода в ОНЭЦР расчетного количества электролитов в виде концентрированных растворов и последующего интенсивного перемешивания раствора.

Эти же параметры можно регулировать и другим способом. В случае, если, например, необходимо увеличить сроки загустевания и схватывания приготовленного ранее ОНЭЦР, в него вводят ОНЭЦР с увеличенными сроками схватывания и, наоборот, в случае необходимости уменьшения этих сроков, в него вводят ОНЭЦР, с уменьшенными сроками схватывания (рис.20).

3.3.3. Свойства тампонажного камня, образующегося при твердении ОНЭЦР.

ОНЭЦР -- специальный тип тампонажного раствора, предназначенный для цементирования обсадных колонн в зонах неустойчивых терригенных и хемогенных пород, а также в продуктивной толще. В связи с этим, как было показано выше, к ОНЭЦР предъявляются почти такие же требования, что и к углеводородным буровым растворам. Они не должны оказывать отрицательного влияния на устойчивость пород и проницаемость призабойной зоны продуктивных пластов. Это достигается тем, что внешней фазой ОНЭЦР является углеводородная жидкость; система устойчива к обращению фаз и имеет небольшие фильтрационные потери при наличии в фильтрате только углеводородной жидкости (табл. 6).

Твердение ОНЭЦР происходит без обращения фаз, о чем можно судить по изменению напряжения электропробоя в процессе твердения (табл. 8). Из этого следует, что в процессе твердения ОНЭЦР также не будет оказывать отрицательного действия на устойчивости

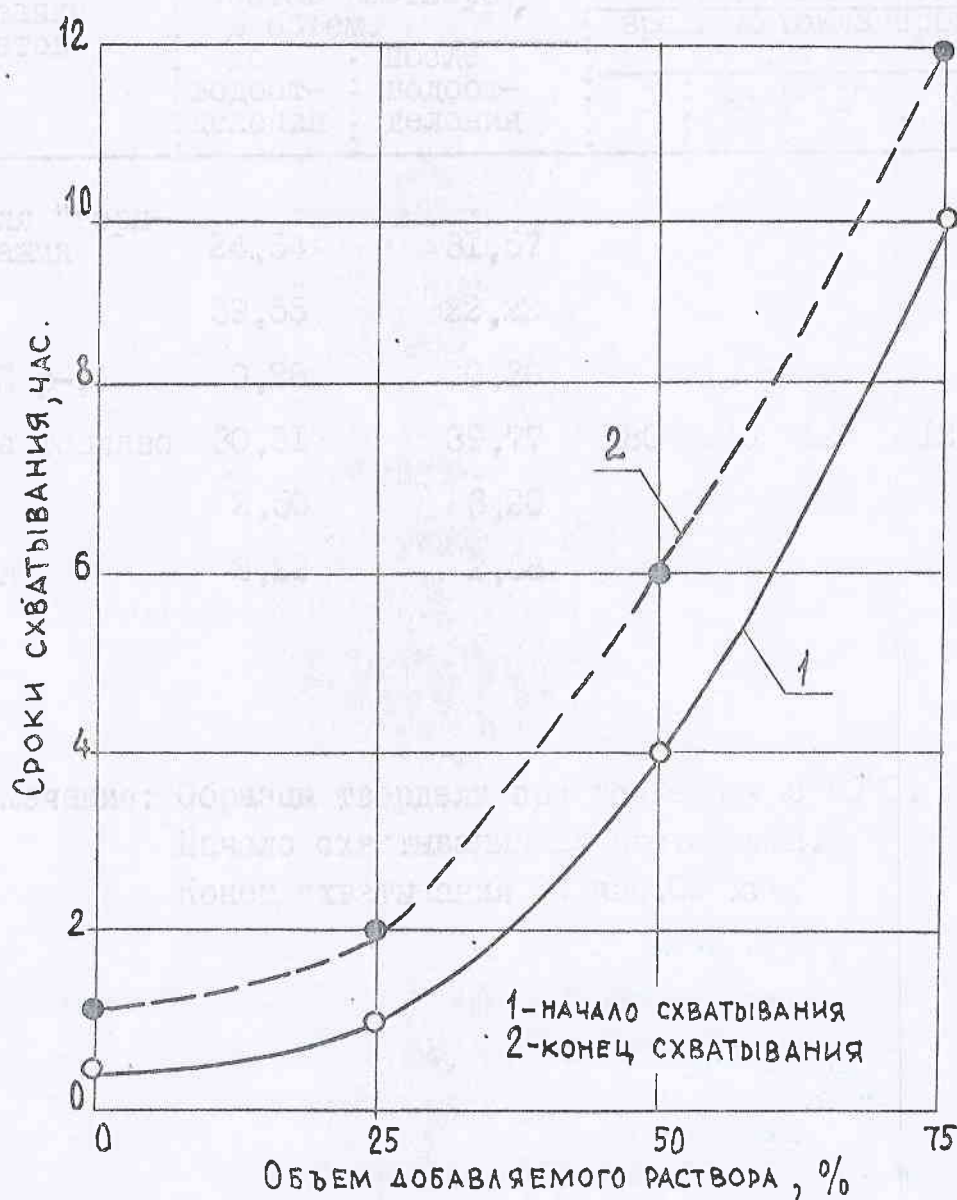


РИС.20.РЕГУЛИРОВАНИЕ СРОКОВ СХВАТЫВАНИЯ ОНЭЦР
/ $T = 166^{\circ}\text{C}$, $P = 700 \cdot 10^5 \text{ Па}$ /

РАСТВОР ИСХОДНЫЙ: $H_{\text{схв.}} - 0,5 \text{ час.}$, $K_{\text{схв.}} - 1,33 \text{ час.}$
РАСТВОР ДОБАВЛЯЕМЫЙ: $H_{\text{схв.}} - 14 \text{ час.}$, $K_{\text{схв.}} - 16,0 \text{ час.}$

Таблица 8

Изменение напряжения пробоя ОНЭПР
при твердении.

Наименование компонентов	Состав раствора, % объем.		Напряжение пробоя, В время автоклавирования, час				
	до	после					
	водоот- деления	водоот- деления	0	5	10	15	72
Цемент для "горя- чих" скважин	24,54	31,57					
В о д а	39,55	22,22					
NaOH (50% р-р)	0,28	0,36					
Дизельное топливо	30,91	39,77	180	140	120	120	140
Битум	2,50	3,20					
Сульфонол	2,22	2,88					

Примечание: Образцы твердели при температуре 80°C.
Начало схватывания 12 час.30 мин.
Конец схватывания 20 час.00 мин.

ствола скважины и проницаемость призабойной зоны продуктивных пластов, а образующийся камень по свойствам должен сильно отличаться от обычного цементного камня. Прежде всего он должен быть гидрофобным по всем объемам.

Цементное кольцо в затрубном пространстве выполняет, прежде всего, роль изоляционного материала, обеспечивающего надежное разобщение пластов. В связи с этим цементный камень должен быть непроницаем для пластовых флюидов, устойчив в агрессивных средах и обладать достаточной прочностью.

При одинаковой природе вяжущего тампонажный камень из ОНЭЦР имеет меньшую прочность по сравнению с камнем из цементного раствора на водной основе (табл. 2, 5). Это определяется меньшей плотностью камня из ОНЭЦР и, следовательно, меньшим количеством связей между структурными элементами в единице объема. Процесс гидратации вяжущего в ОНЭЦР сильно затруднен, и поэтому занимает значительно больше времени по сравнению с водным раствором, и не заканчивается даже в течение 28-30 суток (рис. 21).

Повышение температуры от 100°C до 180°C значительно ускоряет процесс гидратации и повышает более чем в 3 раза прочность камня на сжатие, сокращает время начала и конца схватывания более чем в 3 раза (рис. 22, 23). Газопроницаемость камня из ОНЭЦР трехсуточного возраста не превышает $0,05 - 0,06 \text{ мД}$ (табл. 9).

Сорбция ПАВ на поверхности пор и наличие в них углеводородной жидкости делает камень гидрофобным и коррозионностойким. Вывержка образцов камня из ОНЭЦР в различных агрессивных средах (5 % раствора MgCl_2 , 5 % раствора MgSO_4 , 0,8 % раствора HCl и в дистиллированной воде) в течение года при комнатной температуре и периодической смене растворов (1 раз в месяц) показала, что тампонажный камень из ОНЭЦР относится к числу солестойких (рис. 24, 25). Образцы, находящиеся в различных агрессивных средах

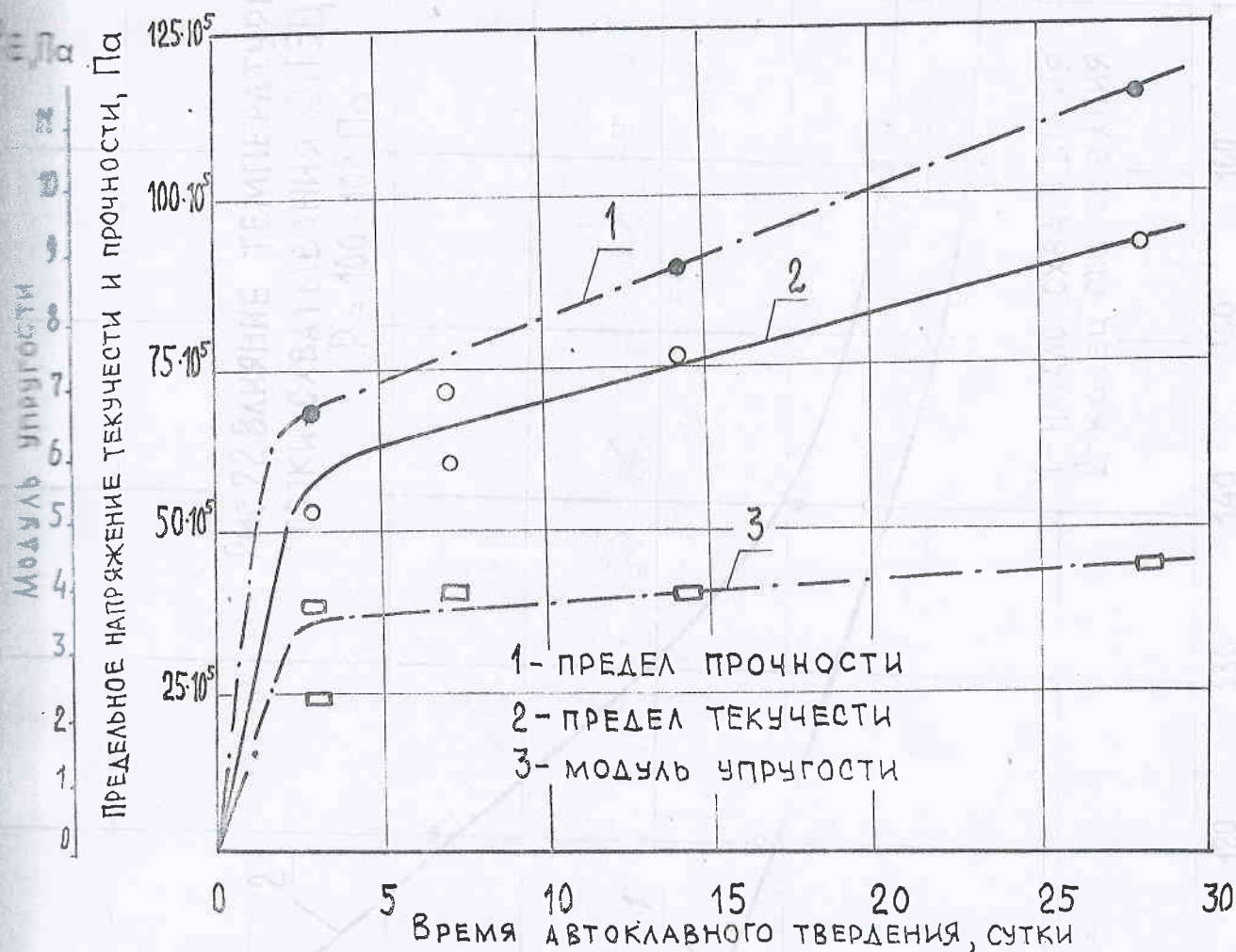
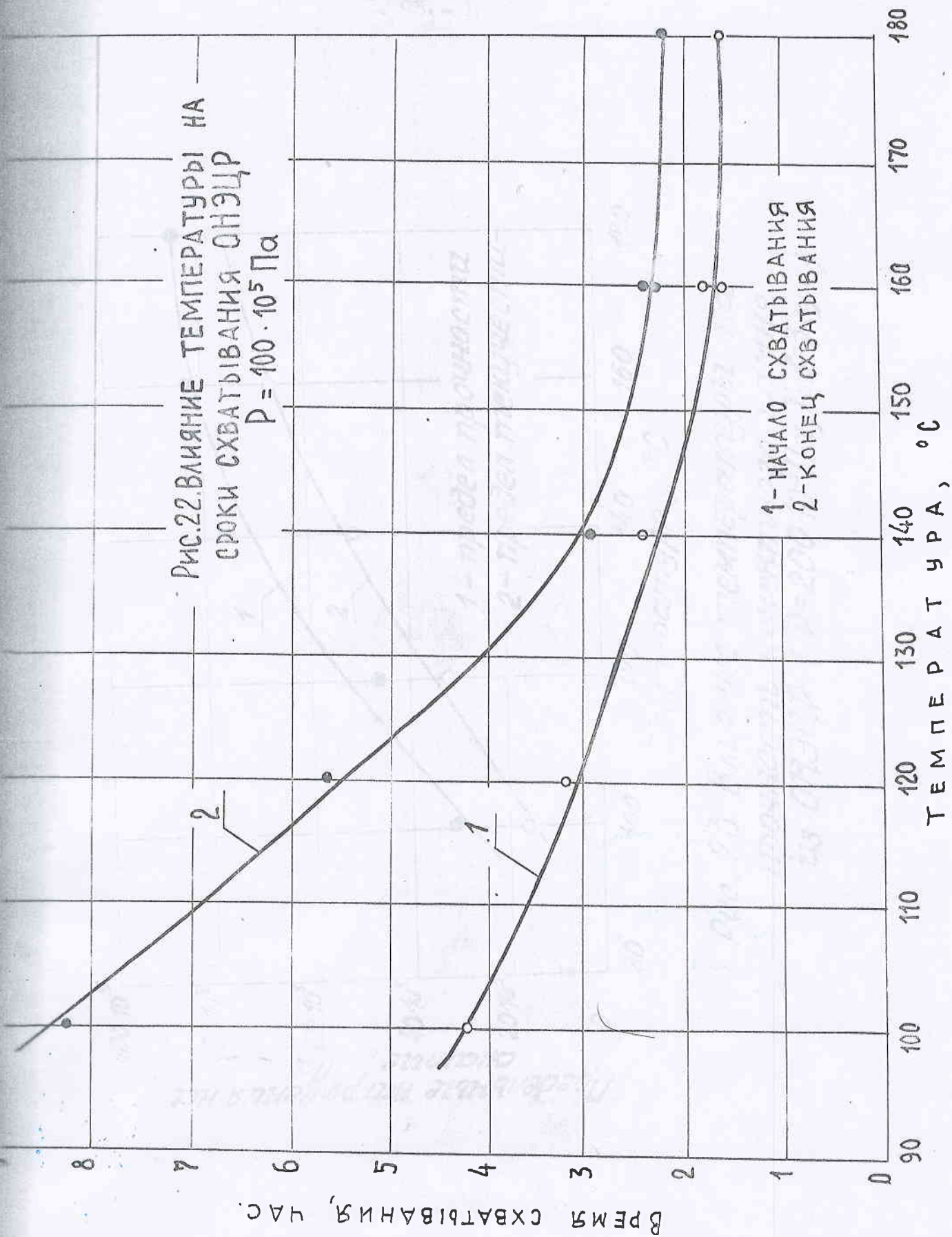


Рис. 21. Влияние времени твердения на прочность цементного камня из ОНЭЦР.
/ $P = 200 \cdot 10^5$ Па, $T = 140^\circ\text{C}$ /

Рис.22. Влияние температуры на
сроки схватывания ОНЭЦР
 $P = 100 \cdot 10^5 \text{ Па}$



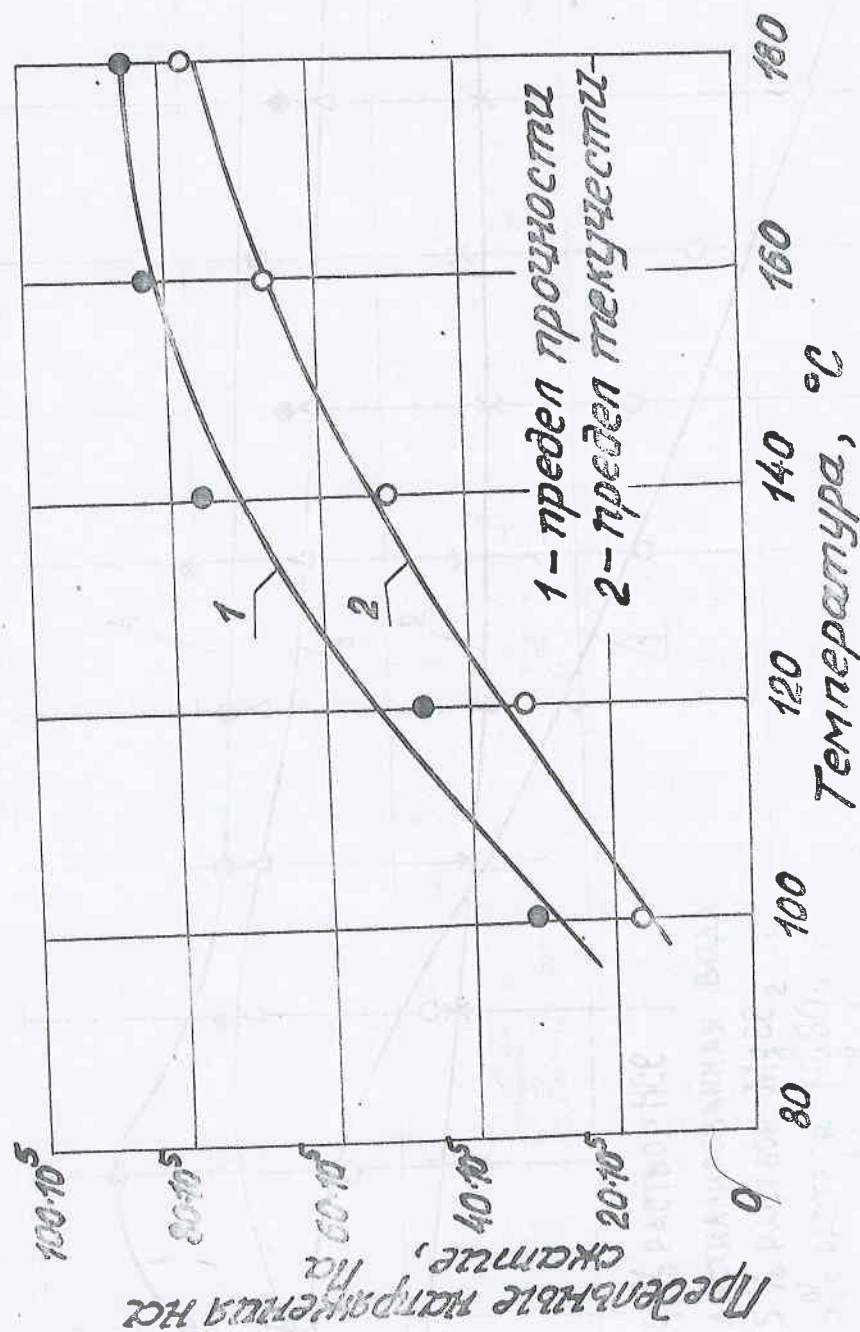


Рис. 23. Влияние температуры на прочность цементного камня из ОНЭЦР ($P=200 \cdot 10^5 \text{ Па}$, $T_{\text{мб}}=3 \text{ сут.}$)

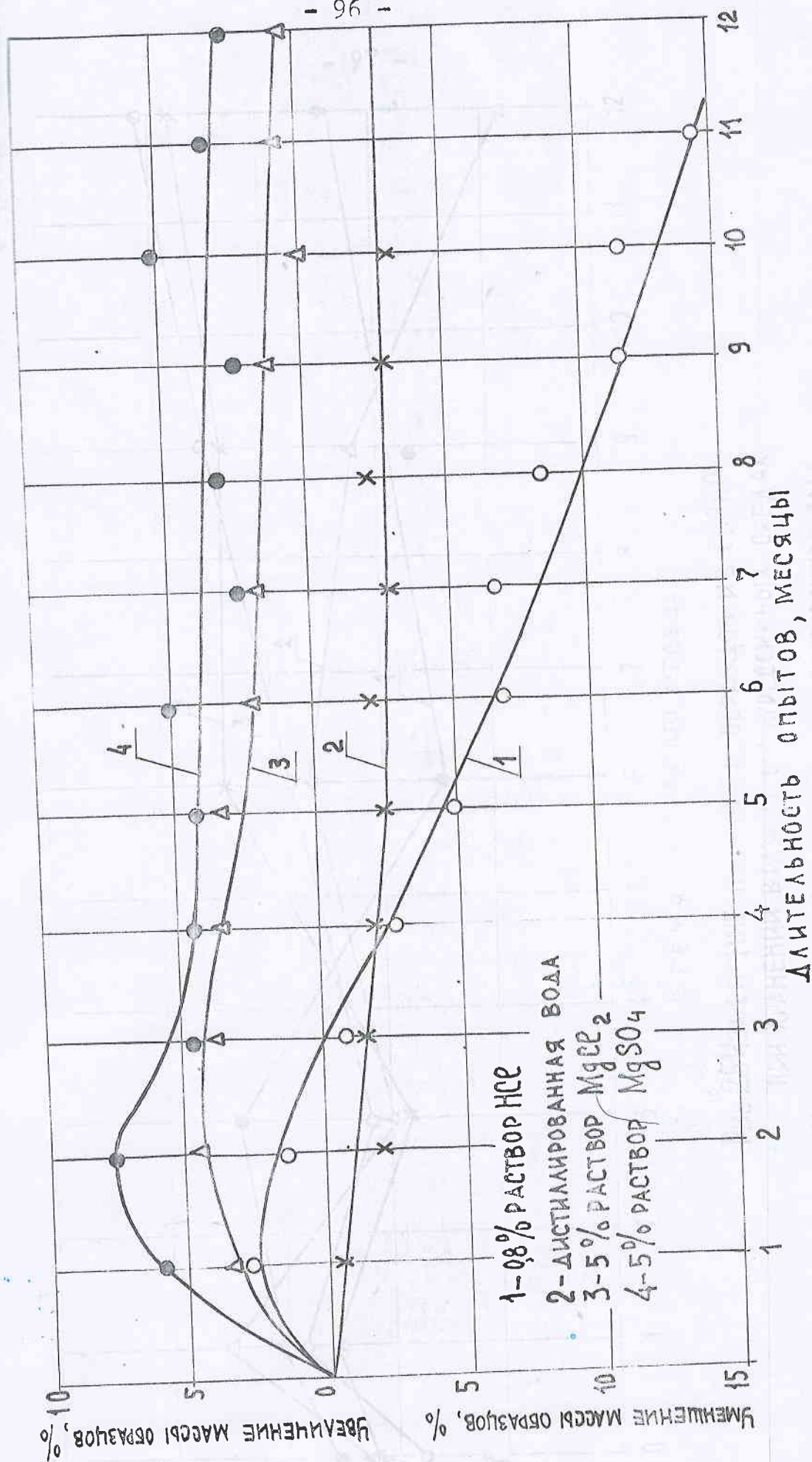


Рис. 24. Изменение массы образцов при хранении в различных средах

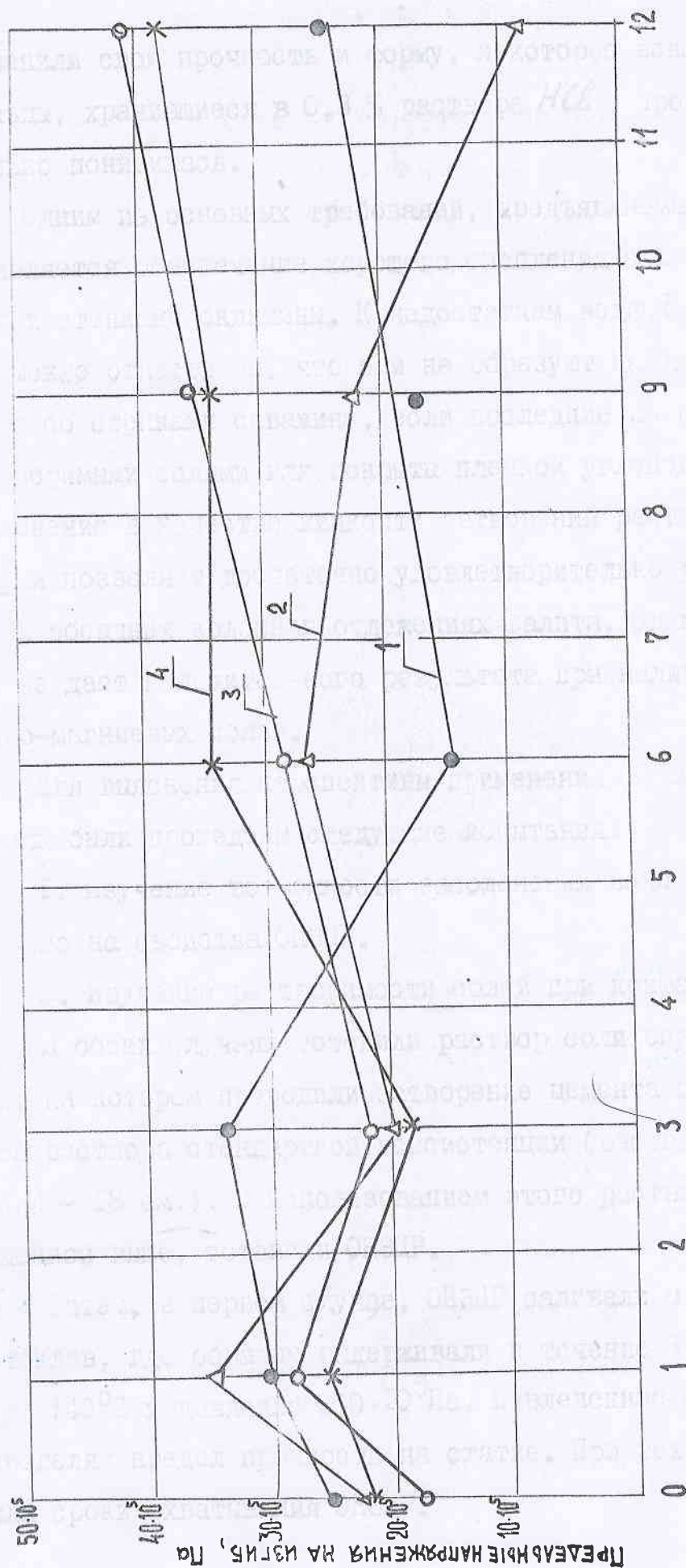


Рис. 25 Изменение прочности образцов из ОНЭР
при хранении в различных агрессивных средах

1 - 5% - раствор $MgCl_2$, 3 - дистиллированная вода,
2 - 0,8% - раствор HCl , 4 - 5% раствор $MgSO_4$

сохранили свою прочность и форму, некоторое исключение составили образцы, хранившиеся в 0,8 % растворе *НСС*, прочность которых несколько понизилась.

Одним из основных требований, предъявляемых к цементному камню является обеспечение хорошего сцепления с металлом обсадных труб и стенками скважины. К недостаткам водных цементных растворов можно отнести то, что они не образуют надежного прочного контакта со стенками скважины, если последние представлены хорошо растворимыми солями или покрыты пленкой углеводородной жидкости. Применение в качестве жидкости затворения растворов хлористого натрия позволяет достаточно удовлетворительно решить задачу крепления обсадных колонн в отложениях галита. Однако, это мероприятие не дает положительного результата при наличии в разрезе калийно-магниевых солей.

Для выяснения перспективы применения ОНЭЦР в указанных условиях были проведены следующие испытания:

1. Изучение возможности засолонения воды затворения и влияния его на свойства ОНЭЦР.

2. Изучение растворимости солей при контакте с ОНЭЦР.

В обоих случаях готовили раствор соли определенной концентрации, на котором проводили затворение цемента с получением цементного раствора стандартной консистенции (растекаемость по конусу АЗНИИ - 18 см.). С использованием этого раствора по методике, изложенной выше, готовили ОНЭЦР.

Затем, в первом случае, ОНЭЦР заливали в формы и помещали в автоклав, где образцы выдерживали в течение 3 суток при температуре 140°C и давлении $200 \cdot 10^5 \text{ Па}$. Извлеченные образцы разрушали, определяя предел прочности на сжатие. При тех же условиях определяли сроки схватывания ОНЭЦР.

Во втором случае насыщение водной фазы ОНЭЦР проводили только поваренной солью ($NaCl$), путем прессования при давлении $3000 \cdot 10^5$ Па изготавливались цилиндрические образцы солей $NaCl$ и KCl , которые устанавливали внутри форм и заливали со всех сторон ОНЭЦР.

Параллельно такие же образцы солей KCl помещались в формы и заливались со всех сторон цементным раствором на водной основе, имеющим ту же степень минерализации водной фазы, как и в предыдущей серии.

Заполненные таким образом формы помещали в автоклав, где они выдерживались в течение 3 суток при температуре 120°C и давлении $300 \cdot 10^5$ Па. Затем образцы тампонажного камня разрушали и извлекали образцы солей. По потере веса образцов солей судили об их растворимости в ОНЭЦР.

Исследования показали:

Добавки $NaCl$ (табл. 9) увеличивают время схватывания цемента и понижают прочность тампонажного камня. С увеличением количества $NaCl$ в воде затворения растет вязкость ОНЭЦР.

Малые добавки $CaCl_2$ (до 1 % от веса цемента) вызывают резкое замедление сроков схватывания ОНЭЦР, в результате чего тампонажный камень из портландцемента и молотого шлака в диапазоне температур $20-160^\circ\text{C}$ в течение 3 суток не образуется. Увеличение добавок $CaCl_2$ вызывает обращение фаз эмульсии (табл. 9).

Потери веса образцов солей (табл. 10), даже для хлорида калия, не превышает 3 %. Контакт камня с солями плотный. Сцепление камня с солями и металлом (удельное усилие для отрыва) — хорошее (табл. 11). При выпрессовке металлических стержней разрушение происходило не по контакту, а по тампонажному камню.

В то же время образцы KCl , находящиеся в твердеющем цементном растворе на водной основе, потеряли от 23,5 до 31,7% массы

Влияние добавок солей на свойства ОПЭП

№№ п/п	Наименование компонентов	Количество компонентов, % объем.	до водоот- деления:	Плот- ность, кг/м ³	Параметры растворов плот- ность, каемс- ть, см:	Сроки схваты- вания (T=140°C P=100-105 Па) час. мин	Предел прочно- сти на сжатие, 105 Па (че- рез 3 сут: T=140°C P=200-105 Па)	Газо- прони- цае- мость, мД
1.	Итак молотый цемент для "горячих" связки Гематит В о д а Дизельное топливо Битум Сульфидол 2. Состав I + NaCl 3. Состав I + NaCl 4. Состав I + NaCl 5. Состав I + CaCl ₂ 6. Состав I + CaCl ₂	18,24 2,18 8,24 41,7 26,65 1,14 1,85 1,42 2,83 4,26 0,52 1,04	24,33 2,91 10,99 22,24 35,53 1,53 2,47 1,42 2,83 4,26 0,52 1,04	1910 1910 1910 1910 1910 1910 1910 1910 1910 1910 1910 1910	16,0 15,0 13,0 конус 15,5 10,5 17,3 25,0 7,5	2-25 3-20 5-30 12-00 72-00 3-00 6-30 10-00 - - - -	75,0 54,5 30,0 15,0 образец рыхлый	0,05 0,09 0,13 - -

Эмульсия не устойчива, происходит обращение фаз.

Растворимость соляных образцов при
твердении различных тампонажных растворов

№№: ПП:	Наименование компонентов	Количество компонентов, % объем.		Потери массы образцов при твердении в условиях $P=200 \cdot 10^5 \text{ Па}$, $T=120^\circ \text{С}$, %	
		до водоот- деления	после водоот- деления	образцы <i>NaCl</i>	образцы <i>KCl</i>
1.	Шлак молотый	18,24	24,33		
	Цемент для "гор- ячих" скважин	2,18	2,91		
	Гематит	8,24	10,99		
	В о д а	41,7	22,24	0,5	2,80
	Дизельное топливо	26,65	35,53		
	Битум	1,14	1,53		
	Сульфол	1,85	2,47		
2.	Состав I + <i>NaCl</i>		5,18*	0,3	2,17
3.	Состав I + <i>NaCl</i>		7,77*	0,2	1,53
4.	Шлак молотый	66,6	-		
	В о д а	33,4			31,73
5.	Состав 4 + <i>NaCl</i>	5,18*			27,93
6.	Состав 4 + <i>NaCl</i>	7,77*			23,53

Примечание: * количество *NaCl* рассчитано
относительно воды.

Таблица II

Сцепление камня из ОНЭЦР с металлом
и солью

Наименование компонентов	Количество компонентов, % объем		Сцепление (удельное усилие для отрыва), 10^5 Па		
	до водоот- деления	после водоот- деления	с метал- лом	с метал- лом, по- крытием; пленкой; ИБР	с гали- ном
Пшеничный	18,24	24,33			
Цемент для "горя- чих" скважин	2,18	2,91			
Гематит	8,24	10,99			
В о д а	41,7	22,24	9,8	8,2	6,4
Дизельное топливо	26,65	35,53			
Битум	1,14	1,53			
Сульфидол	1,85	2,47			

Примечание: Исследования проводили после твердения образцов в течение 3 суток при температуре 140°C и давлении $200 \cdot 10^5$ Па.

(табл.10). Контакт тампонажного камня с солями практически отсутствовал, а величина зазора между цементом и солью составляла от 1 до 5 мм.

Такое различие в поведении солей связано с тем, что в цементном растворе на водной основе более 50 % воды, взятой на затворение цемента, не идет на гидратацию минерального вяжущего и остается в поровом пространстве тампонажного камня. В результате взаимодействия этой воды с солями на стенках скважины происходит растворение последних, что приводит к образованию зазора между тампонажным камнем и породой.

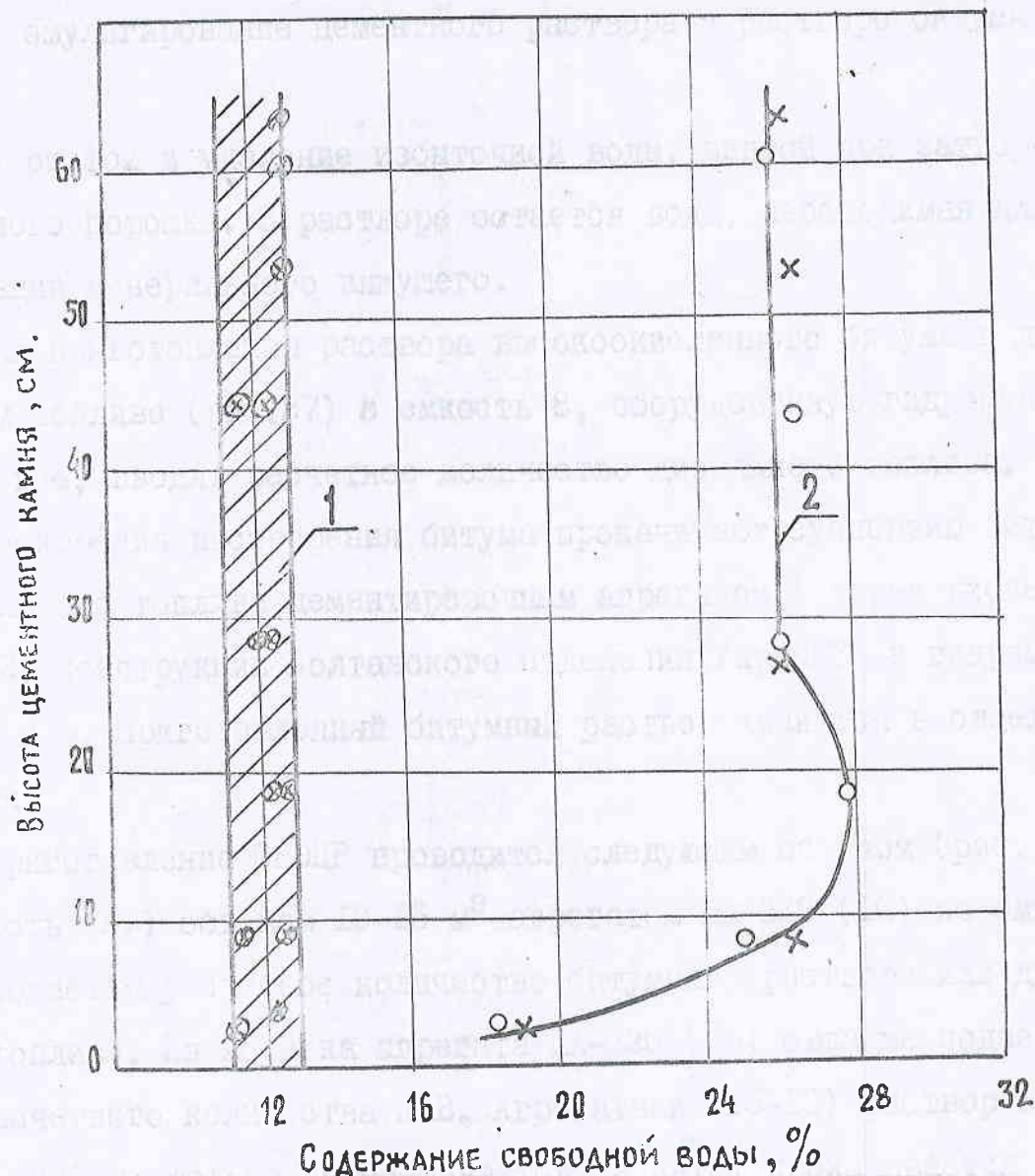
В ОНЭЦР вода находится в виде глобул, покрытых пленкой ПАВ и не имеет непосредственного контакта с породой. Вследствие этого, растворение солей идет только в результате диффузии через пленку углеводородной жидкости и ПАВ. Одновременно идут процессы образования тампонажного камня, приводящие к уменьшению количества свободной воды (рис. 26). Все это практически предотвращает растворимость солей. Если учесть, что камень, полученный из водного раствора цемента, быстро корродирует (магнезиальная, сульфатная и др. виды коррозии), то преимущества гидрофобного цементного камня из ОНЭЦР становятся очевидными.

3.3.4. Технология приготовления ОНЭЦР.

В процессе проведения опытно-промышленных испытаний производилось непрерывное совершенствование схем приготовления ОНЭЦР. Применяемые схемы описаны в работах /62, 89, 90, 93/. Лучшей из них явилась схема, описание которой приводится ниже.

Технология приготовления ОНЭЦР включает следующие операции:

I) заготовку 5-9 % раствора высокоокисленного битума в дизельном топливе, в который затем вводится расчетное количество сульфонола.



1 — при твердении в водяной ванне
2 — при твердении в условиях осмотических перетоков.

Рис. 26. СОДЕРЖАНИЕ ВОДЫ В ЦЕМЕНТНОМ КАМНЕ

2) заготовку цементного раствора стандартной консистенции,
3) эмульгирование цементного раствора в растворе битума и ПAB.

4) отстой и удаление избыточной воды, взятой при затворении цементного порошка. В растворе остается вода, необходимая для гидратации минерального вяжущего.

Для приготовления раствора высокоокисленного битума в дизельном топливе (рис.27) в емкость 8, оборудованную гидромониторами 7 и 4, вводят расчетное количество дизельного топлива. С целью ускорения растворения битума прокачивают суспензию битума и дизельного топлива цементировочным агрегатом I через диспергатор 2, конструкции Полтавского отделения УкрНИГРИ, и гидромониторы 7 и 4. Приготовленный битумный раствор хранится в отдельной емкости.

Приготовление ОНЭЦР проводится следующим образом (рис. 28). В емкость (27) объемом 13-15 м³ агрегатом ЦА-320 (16) из емкости (29) подается расчетное количество битумного раствора или дизельного топлива. Из мерника агрегата ЦА-320 (15) сюда же подается 3/4 расчетного количества ПAB. Агрегатами (15-16) раствор в емкости (27) тщательно перемешивается, а затем прокачивается по замкнутому циклу: емкость (27) - агрегат (15 или 16) - гидромонитор (26) - емкость (27).

Приготовление цементной суспензии стандартной консистенции проводится при помощи цементосмесительных машин СМН-20 (2,3), цементировочных агрегатов ЦА-320 (1,4). Цементная суспензия по нагнетательным линиям (13,14) прокачивалась через ~~устройства~~ диспергаторы (11,12) и подается в нагнетательные линии агрегатов (15,16), где происходит ее эмульгирование в битумном растворе, с образованием гидрофобной цементной эмульсии. Работа агрегатов

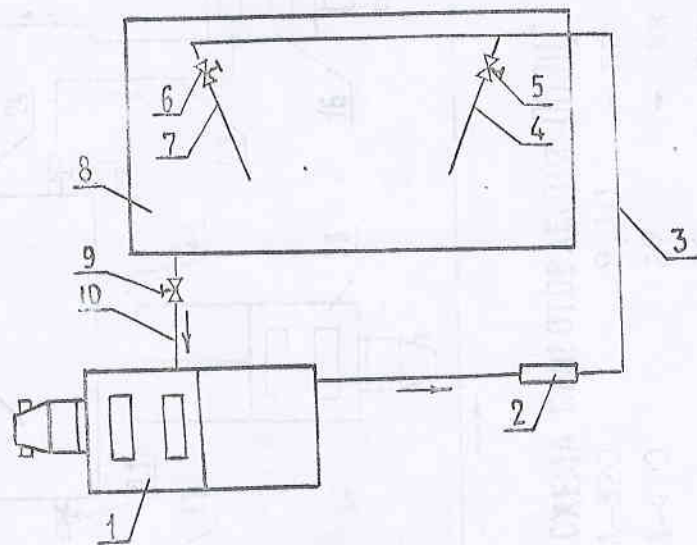


Рис. 27. Схема приготовления битумного раствора

- 1 - цементирующий агрегат
- 2 - ультразвуковой диспергатор
- 3 - магнетательная линия
- 4, 7 - гидромониторы
- 5, 6, 9 - задвижки
- 10 - всасывающая линия

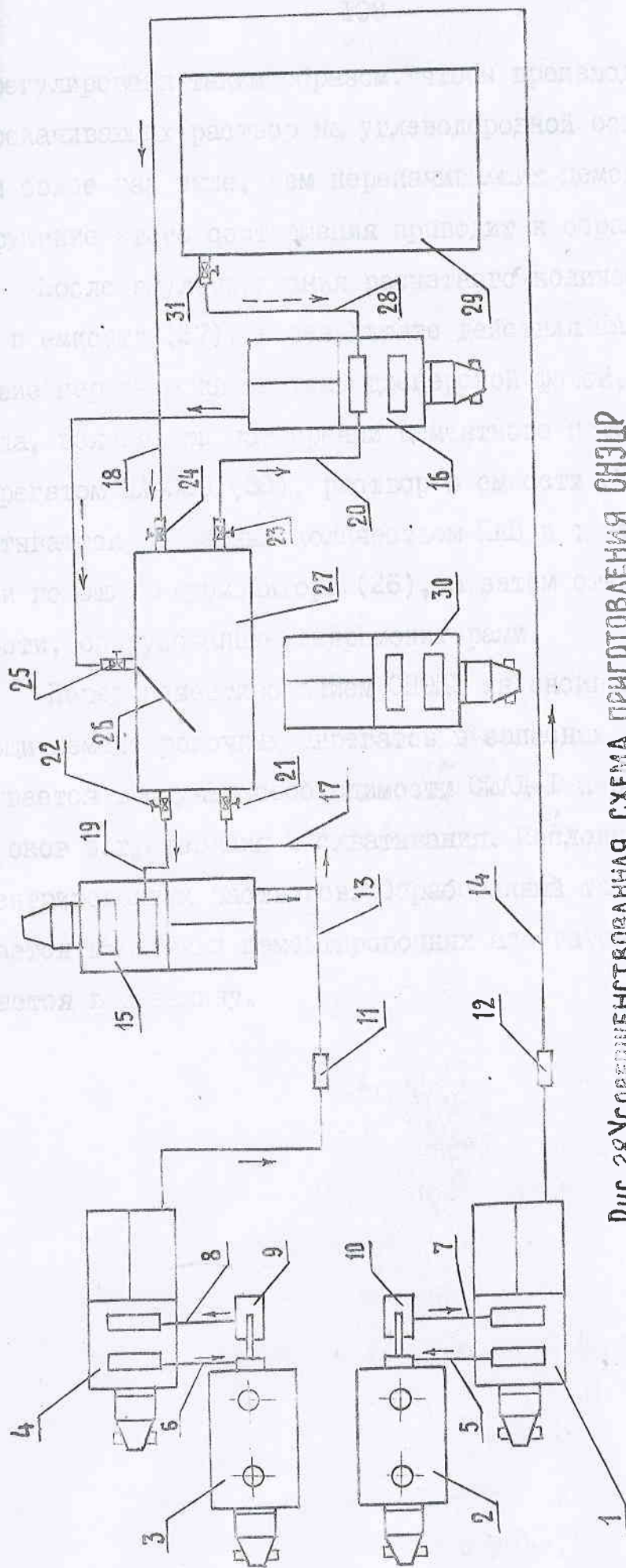


Рис. 28 Усовершенствованная схема приготовления ОНЭЦР

- 1, 4, 30 - цементировочные агрегаты ЦА-320
- 15, 16 - цементировочные агрегаты ЦА-400
- 2, 3 - цементосмесительные машины
- 5, 6, 13, 14, 17, 18 - нагревательная линия
- 7, 8, 19, 20, 28 - всасывающая линия
- 21, 22, 23, 24, 25, 31 - задвижки

- 9, 10 - приемные бачки
- 27 - емкость эмульгирования
- 26 - гидромонитор
- 11, 12 - ультразвуковой диспергатор
- 29 - емкость с битумным раствором

отрегулирована таким образом, чтобы производительность агрегатов, перекачивающих раствор на углеводородной основе (I5 и I6) была в 4 и более раз выше, чем перекачивающих цементную суспензию (I и 4). Нарушение этого соотношения приводит к обращению фаз эмульсий.

После эмульгирования расчетного количества цементного раствора в емкости (27), в результате действия ПАВ и коагуляции, вследствие пересыщения системы дисперсной фазой, выделяется избыточная вода, взятая при затворении цементного порошка. После её откачки агрегатом ЦА-320 (30), раствор в емкости (27) агрегатом (I5) обрабатывается расчетным количеством ПАВ и тщательно перемешивается при помощи гидромонитора (26), а затем откачивается в запасные емкости, оборудованные гидромониторами.

Перед цементированием ОНЭЦР интенсивно перемешивается при помощи цементиловочных агрегатов в запасных емкостях. Затем обрабатывается в случае необходимости СМАД-I и реагентами регуляторами сроков загустевания и схватывания. Последние вводятся в виде концентрированных растворов. Обработанный таким образом ОНЭЦР заливается в мерники цементиловочных агрегатов, откуда затем закачивается в скважину.

3.4. Оценка гидроизоляционной способности тампонажного камня.

Выше (в главе 2) было показано, что одной из причин снижения прочности пород на стенках скважин и перехода их в неустойчивое состояние является увлажнение пород при контакте с буровым и тампонажным раствором. Увлажнение пород на стенках скважины может происходить и после крепления скважины из-за водоперетоков в затрубном пространстве. Поэтому одним из требований, предъявляемых к тампонажному камню, является обеспечение его низкой проницаемости. Вместе с тем, применяемая в настоящее время методика оценки водопроницаемости цементного камня / 37 / обладает существенным недостатком. Водопроницаемость оценивают по количеству воды, прошедшей через образец цементного камня за определенное время при различных перепадах давлений. Данная методика учитывает только гидродинамические процессы переноса воды в цементном камне. Действительная картина влагопереноса в реальных условиях значительно сложнее. Так, при наличии в разрезе скважины пластов солей и водонесных горизонтов, возможны водоперетоки через тампонажный камень, обусловленные физико-химическими силами: гидратационными, осмотическими и др.

Осмотические явления все чаще становятся объектом изучения и применения в различных отраслях науки и техники /15, 16, 105, 106, 124/. Однако, до настоящего времени, осмотические явления, происходящие в скважинах, слабо изучены и используются при проведении скважин крайне недостаточно /4, 28, 29, 71, 96, 104, 107, 138, 140/. Техника проведения экспериментальных работ по исследованию осмотических перетоков базируется на примитивной аппаратуре. Осмометрами в большинстве случаев являются переоборудованные приборы для замера фильтрации (ВМ-6) /71, 138/, что позволяет получить

лишь весьма грубое представление о процессах в скважине. Поэтому во многих случаях выводы делаются на основе общетеоретических представлений /28, 29, 96, 138/. Работами последних лет, проведенными во ВНИИКрнефти /2, 3, 4/ с применением более совершенных осмометров манометрического типа, было показано, что образцы тампонажного камня различного возраста диаметром 40 мм и толщиной 10 мм могут служить осмотической ячейкой. Эксперименты были проведены с использованием осмотической системы: дистиллированная вода — цементный камень — молярные растворы солей и полимеров.

Было показано / 3 /, что осмотические процессы проявляются уже на ранних стадиях формирования структуры тампонажного камня и ярко выражены в образцах 1-7 суточного возраста. Полученные данные позволяют считать цементный камень несовершенной, активной и гетеропористой полупроницаемой перегородкой, модифицирующейся в процессе твердения, вследствие непрерывного самоуплотнения и изменения порового пространства камня во времени / 3 /. В связи с этим на гидроизоляционную способность цементного камня будут существенно влиять условия его формирования: температура, давление, электролиты, водоперетоки и т.д. Все эти факторы в скважине будут действовать одновременно, и конечный результат трудно предвидеть.

Для оценки гидроизоляционной способности камня, полученного при твердении цементного раствора на водной основе и из ОНЭЦР, были проведены длительные испытания по следующей методике.

Для проведения экспериментальных работ была разработана установка, схема которой показана на рис. 29 / 77 /.

Установка состоит из цилиндрической камеры I с внутренним диаметром 40 мм, длиной 120 мм, в которую запрессовывается соль — бишофит, имитирующая пласт. Размеры камеры I подобраны опытным путем с таким расчетом, чтобы в процессе экспериментов растворялось

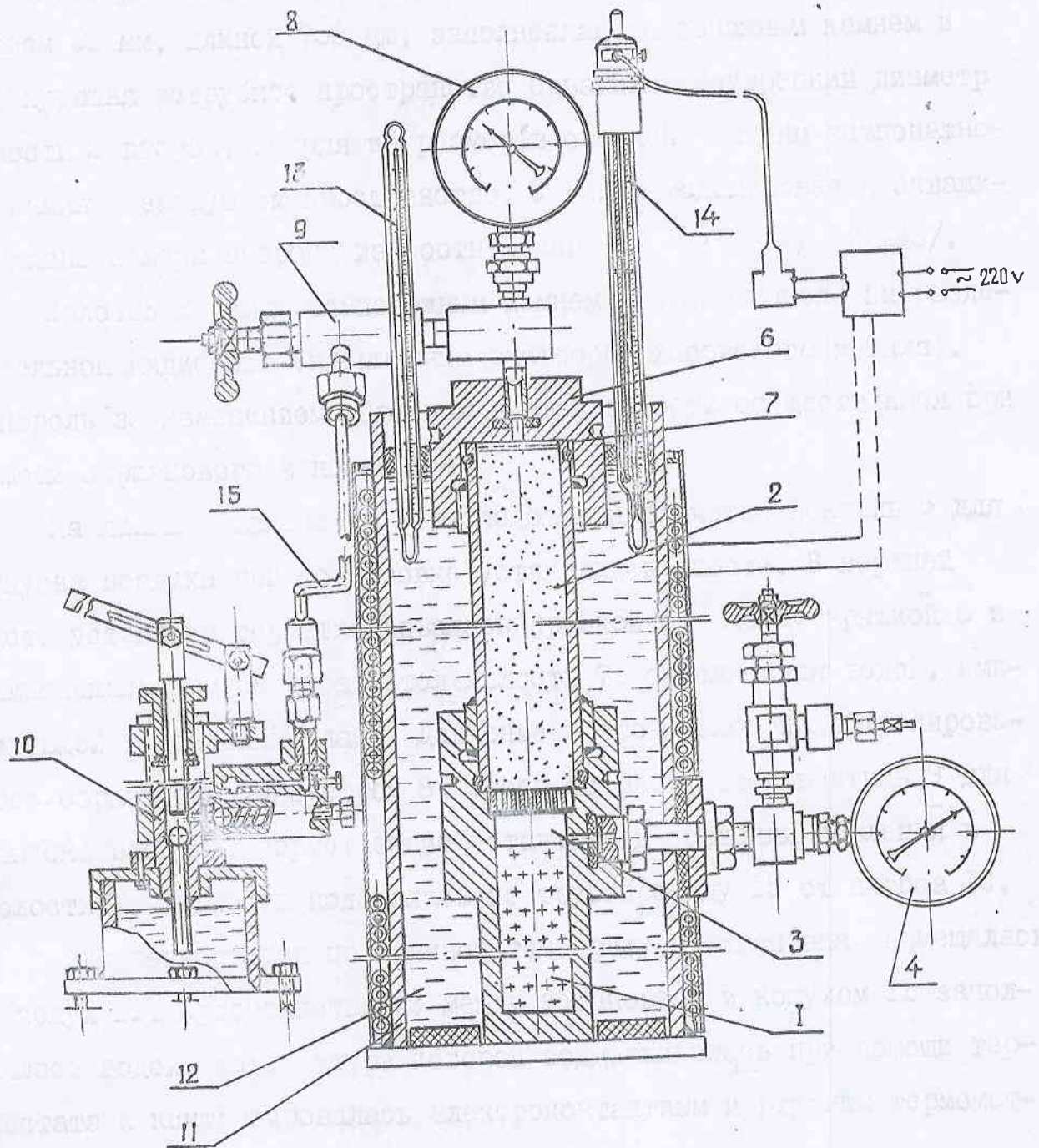


Рис. 29. Схема установки
для изучения осмотических переток

не более 1/2 части бишофита, запрессованного в камере I. В средней части расположена цилиндрическая камера 2 с внутренним диаметром 50 мм, длиной 750 мм, заполненная тампонажным камнем и имитирующая затрубное пространство скважины. Внутренний диаметр полости 2 выбран, исходя из размеров средней толщины тампонажного камня в затрубном пространстве. С целью моделирования скважины длина камеры выбрана из соотношения $\frac{L}{d} = 10-15 / 123$.

Полость 3 между тампонажным камнем и солью заполнена разделительной жидкостью (насыщенным раствором хлористого магния). Контроль за изменением давления в этой полости осуществлялся при помощи образцового манометра 4.

На линии к манометру 4 расположен игольчатый вентиль 5 для выпуска воздуха при подготовке установки к работе. В верхней части установка герметизировалась крышкой 6. Между крышкой 6 и тампонажным камнем образуется полость 7, заполненная водой, имитирующей водоносный пласт. Давление в этой полости контролировалось образцовым манометром 8. Здесь же расположен вентиль 9 для выпуска воздуха, герметизации установки и создания давления в полости 7. Жидкость подавалась по трубопроводу 15 от насоса 10.

Для поддержания постоянной температуры установка помещалась в кожух II. Пространство 12 между установкой и кожухом II заполнялось водой, температура которой поддерживалась при помощи термостата и контролировалась электроконтактным и ртутным термометрами 13 и 14.

Установка позволяет в течение длительного времени при фиксированной температуре следить за изменением давления по обе стороны цементного камня, поступлением воды в камеру с солью и оценить влияние процессов водопереноса на структуру и свойства цементного камня.

На установке было выполнено три серии опытов.

Первая серия опытов должна была показать возможность образования осмотической ячейки в цементном камне, а также выявить влияние количества свободной воды в цементном камне на скорость осмотических перетоков.

Вторая серия опытов была поставлена для оценки возможного влияния водоносного горизонта, находящегося в разрезе скважины на некотором расстоянии от пласта бишофита, и давления в нем, на скорость осмотических перетоков; установления влияния осмотических явлений на коррозионное разрушение тампонажного камня; оценки изменения количества свободной воды по высоте тампонажного камня.

Исследования первой и второй серии опытов были проведены при температуре $19-21^{\circ}\text{C}$.

Третья серия опытов была поставлена для оценки влияния температуры на скорость водоперетоков и на коррозию тампонажного камня, полученного из растворов разной природы (водного цементного раствора и ОНЭЦР). Исследования были проведены при температуре 20 и 60°C . Давление в полости, имитирующей водоносный пласт, было задано $50 \cdot 10^5 \text{ Па}$.

Эксперименты I серии проводились по следующей методике.

В полости камеры I запрессовывалась соль - бишофит. Давление прессования - $3000 \cdot 10^5 \text{ Па}$, что позволяет получить образцы соли по своим физико-механическим свойствам, близкие к керну /24,81,115/. К камере I присоединялась камера 2, манометр 4, трубки которого заполнены маслом, и вентиль 5. Заливалась разделительная жидкость 3. Через вентиль 5 тщательно стравливался воздух. В камеру 2 заливался раствор исследуемой тампонажной смеси (цементный раствор с $\text{В/Ц} = 0,5$ или $\text{В/Ц} = 0,6$, или ОНЭЦР) (см. табл. 12, 13). Присоединялась крышка 6 с манометром 8 и вентилем 9. В полость 7 вначале

сборки подавалась вода в количестве несколько большем, чем объем полости 7 в собранном состоянии. Это позволяло в процессе сборки установки полностью удалить воздух из полости 7 через ventиль 9. Перед началом эксперимента установка в сборе проверялась на герметичность, для чего насосом 10 в полость 7 подавалась вода и создавалось избыточное давление $20 \cdot 10^5$ Па. После этого ventиль 9 перекрывался и осуществлялось наблюдение за давлением в камерах 3 и 7 во времени (по манометрам 4 и 8). Подкачку воды в полость 7 в этой серии опытов не производили.

В конце эксперимента сбрасывалось давление из полостей 3 и 7. Установка разбиралась. Тампонажный камень рассверливался. При этом отбирались пробы по высоте тампонажного камня, по которым определялось количество свободной воды, содержащейся в тампонажном камне. Для этого пробу тампонажного камня дополнительно измельчали в лабораторной ступке, брали образец в 25 или 50 г и помещали в колбу прибора Дина-Старка. Дальнейшие работы проводили аналогично определению количества свободной воды в ИБР / 48 /.

Вторая серия опытов была проведена с тампонажным камнем, полученным при твердении цементного раствора с В/Ц = 0,5. В отличие от первой серии опытов, полость 7 имитировала водоносный горизонт.

Для имитации пластового давления в водоносном пласте в $1 \cdot 10^5$, $20 \cdot 10^5$ или $50 \cdot 10^5$ Па в полости 7 насосом 10 создавалось водой и поддерживалось давление, равное заданному пластовому. Для того, чтобы избежать разрушения тампонажного камня на ранних стадиях схватывания, давление в полости 7 для имитации водоносного пласта создавали через 48 часов после затворения цемента. В остальном методика проведения экспериментов второй серии была аналогична описанной выше.

Таблица 12

Свойства цементного раствора и камня из него

Состав	Плотность	Расход	Начало	Конец	Пределные напряжения при сжатии, 100 Па		Коэффициент водонепроницаемости, МД	
раствора, част.	раствора, кг/м ³	теплоты, см	схватывания, час-мин	схватывания, час-мин	0,33	0,67	1	2
цемент, вода	раствора, кг/м ³	теплоты, см	схватывания, час-мин	схватывания, час-мин	0,33	0,67	1	2
Мент	раствора, кг/м ³	теплоты, см	схватывания, час-мин	схватывания, час-мин	0,33	0,67	1	2

100	50	1840	20	730	20	50	80	100	120	125	130	3	0,6	0,02	водонепрони- цаем
100	60	1750	25	930	15	35	55	76	95	95	100	5	2,5	0,06	водонепрони- цаем
100	50	1840	20	230	66	136	158	181	188	201	205	0,4	0,02	водонепроницаем	

Условия формирования образцов:

* T = 20°C, давление атмосферное

** T = 60°C, давление атмосферное

В третьей серии опытов эксперименты проводились при температурах 19-21°C и 60°C и давлении в водоносном пласте $50 \cdot 10^5$ Па с различными типами тампонажных растворов (водным-цементным раствором и раствором на углеводородной основе - ОНЭЦР). Температура 60°C соответствует пластовым условиям залегания бишофитов в центральной части ДДв. В этом районе, как отмечалось в главе I, в отложениях бишофита происходили нарушения обсадных колонн. Цементный раствор для опытов готовился с В/Ц = 0,5 (см. табл. I2).

При проведении экспериментов с тампонажными растворами на углеводородной основе (ОНЭЦР) учитывались их специфические свойства, в частности то, что фильтратом этого раствора является углеводородная жидкость и что схватывание ОНЭЦР при температуре 20°C происходит очень замедленно (см. раздел 3.3.3.). Поэтому эксперименты с ОНЭЦР проводились только при температуре 60°C. Состав и технологические свойства исследуемого ОНЭЦР приведены в табл. I3. Давление в полости 7 ($50 \cdot 10^5$ Па) создавалось одновременно с повышением на такую же величину давления в полости 3 путем закачки в полость 3 насыщенного раствора хлористого магния. Делалось это для того, чтобы избежать образования прослойки углеводородной жидкости между цементом и раствором хлористого магния в полости 3, что могло препятствовать развитию осмотических процессов.

В остальном технология проведения опыта была аналогична описанной выше.

Проведенные эксперименты показали, что через некоторый промежуток времени после начала опытов в полости 3 (рис. 29), расположенной между бишофитом и тампонажным камнем, начинает повышаться давление (рис. 30, 34).

Повышение давления в этой зоне могло быть вызвано образова-

Таблица 13

Свойства ОНЭР и камня из него

Наименование компонентов	Состав раство-		Плот- ность гостъ	Расте- кае- мость, см	Нача- ло сува- тыва- ния, час-мин.	Конеч- сува- тыва- ния, час-мин.	Пределъные напиря- жения при сжатии, ЮПа	Коэффициент водо- проницаемости, мл
	ра, % объемн.	до после водоот- стде- ления						
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-мин.	ЮПа	
	до	после	гостъ	гостъ	сува- тыва- ния, час-мин.	сува- тыва- ния, час-		

Цемент для "го-

рячих" скважин

В о д а

Мадн (50% рае-
твор)

Диз. топливо

Б и т у м

Сульфидной

24,54

39,55

0,28

30,91

2,5

2,22

31,57

22,22

0,36

29,77

3,20

2,88

1640

20

14-30

24-00

25

35

43

50

50

0,05

Водонепро-
ницаем

Условия формирования образцов: T = 60°C, давление атмосферное.

нием более объемных форм при коррозии цемента или процессами, связанными с перетоком жидкости из полости 7.

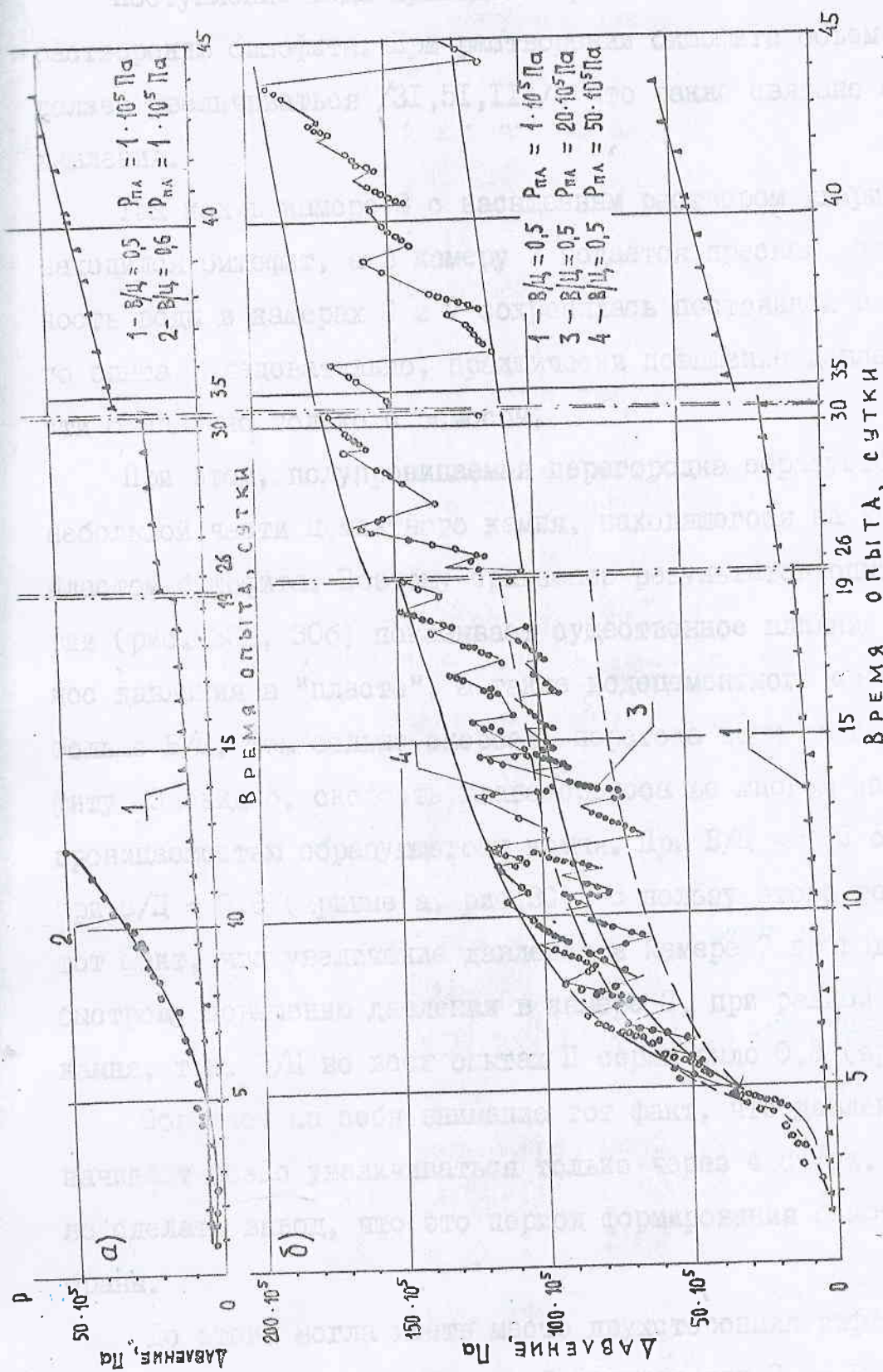
Исследованием коррозии тампонажного камня было установлено / 23 /, что агрессивное действие таких катионов, как Mg^{++} , Al^{+++} и т.д., отчасти смягчается тем обстоятельством, что образующийся в порах цементного камня труднорастворимый гидрат окиси соответствующего металла закупоривает поры и замедляет дальнейшее проникновение агрессивных ионов внутрь цементного раствора или бетона. Поэтому, если повышение давления вызвано образованием более объемных форм при поверхностной коррозии цемента, то переток воды должен быть направлен из области с повышенным давлением в тампонажный камень ввиду водопроницаемости камня, а приращение давления должно быть максимальным в начале процесса, когда поверхность коррозии наибольшая, а затем оно должно уменьшаться.

В наших опытах величина приращения давления во времени увеличивается, что связано с перетоком жидкости в зону бишофита под действием осмотических сил.

Тогда происходящие процессы можно объяснить следующим образом. При контакте цементного раствора с бишофитом происходит более быстрое структурообразование и формирование тампонажного камня (см. главу I). На границе с раствором хлористого магния начинает образовываться пленка гидрата окиси магния / 23 /, которая может выполнять роль полупроницаемой мембраны.

Осмотические процессы развиваются через некоторый промежуток времени (рис. 30, 34), зависящий от температур. Это связано, с одной стороны, с периодом образования полупроницаемой перегородки из гидрата окиси магния, образующейся при коррозии цемента, с другой стороны, с формированием структуры тампонажного камня.

После образования полупроницаемой перегородки происходит



ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ОСМОТИЧЕСКОМ ПЕРЕНОСЕ ВОДЫ ЧЕРЕЗ ЦЕМЕНТНЫЙ КАМЕНЬ
 / $T = 19 - 21^\circ \text{C}$ /

переток воды из тампонажного камня в зону нахождения бишофита.

Поступление воды приводит к росту давления в полости 3 и растворению бишофита. При растворении бишофита объем системы должен увеличиваться /31,51,114/, что также связано с повышением давления.

Так как в камере 3 с насыщенным раствором хлорида магния находился бишофит, а в камеру 7 подается пресная вода, то активность воды в камерах 3 и 7 сохранялась постоянной в течение всего опыта. Следовательно, практически повышение давления в полости 3 связано только с осмосом.

При этом, полупроницаемая перегородка образуется только в небольшой части цементного камня, находящегося на контакте с пластом бишофита. Поэтому сравнение результатов опытов I и II серии (рис. 30а, 30б) показывает существенное влияние на влагоперенос давления в "пласте", а также водоцементного соотношения. Чем больше В/Ц, тем больше скорость перетока воды из цемента к бишофиту. Очевидно, скорость влагопереноса во многом определяется проницаемостью образующегося камня. При В/Ц = 0,5 она меньше, чем при В/Ц = 0,6 (кривые а, рис.30). В пользу этого говорит также тот факт, что увеличение давления в камере 7 приводит к более быстрому повышению давления в камере 3, при равной проницаемости камня, т.к. В/Ц во всех опытах II серии было 0,5 (кривые б, рис.30).

Обращает на себя внимание тот факт, что давление в камере 3 начинает резко увеличиваться только через 4 суток. Из этого можно сделать вывод, что это период формирования осмотической мембраны.

До этого могла иметь место двухсторонняя диффузия в поровой среде в соответствии с теорией потоков при $P_7 = P_3$ (I серия опытов) и закона фильтрации при $P_7 > P_3$ (II серия опытов). В этот

период давление в камере 7 может быть больше, чем P_3 , т.к. интенсивно протекает процесс гидратации цемента.

При повышении давления в полости 3 выше $50 \cdot 10^5$ Па происходят периодические падения, а затем повышения давления. Такие колебания происходили с амплитудой $(10-50) \cdot 10^5$ Па и периодом колебаний 10-30 часов. При этом наблюдался рост максимальных величин давления по зависимости близкой к степенной.

Колебания давления могли быть вызваны тем, что тампонажный камень был сдвинут или в тампонажном камне образовались микро- и макротрещины.

Однако, если бы тампонажный камень был сдвинут, должно было бы повышаться давление в полости 7, имитирующей водоносный пласт, чего не отмечалось при проведении опытов. Следовательно, падение давления связано с образованием микро- и макротрещин. Это подтверждается также и тем, что после разборки прибора были обнаружены микро- и макротрещины, идущие вглубь тампонажного камня (рис. 31). Это было также видно по форме шлама, образуемого при рассверливании тампонажного камня (рис. 32). Это приводит к тому, что коррозионное разрушение идет интенсивно не только на контакте с бишофитом, но и вглубь тампонажного камня. Через тампонажный камень происходят постоянные перетоки воды, вызывающие вымывание наиболее растворимой части тампонажного камня-гидрата окиси кальция, что приводит к увеличению пористости камня. В результате этого он содержит значительно больше воды, чем её осталось после гидратации цемента. Так, на рис. 33 показано распределение свободной воды по высоте тампонажного камня. Свободной воды в камне оказалось в 2 раза больше, чем её оставалось при твердении цемента в условиях водяной бани.

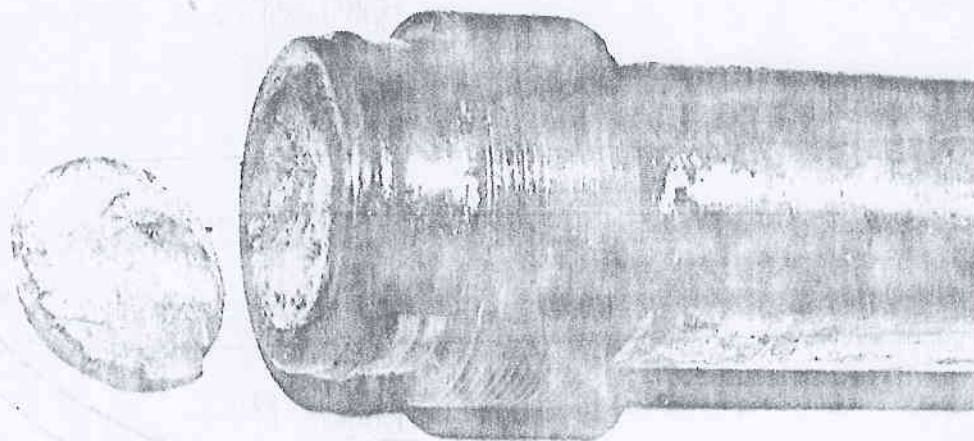


Рис. 31

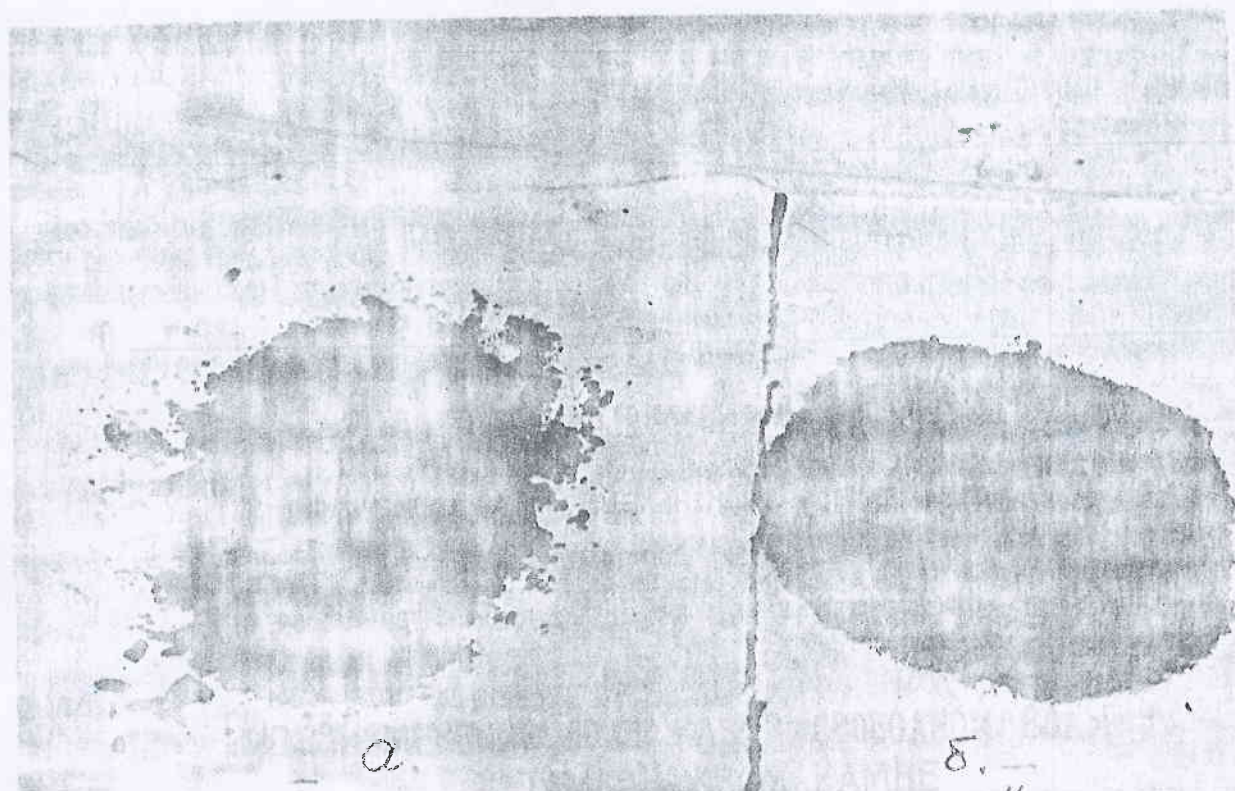
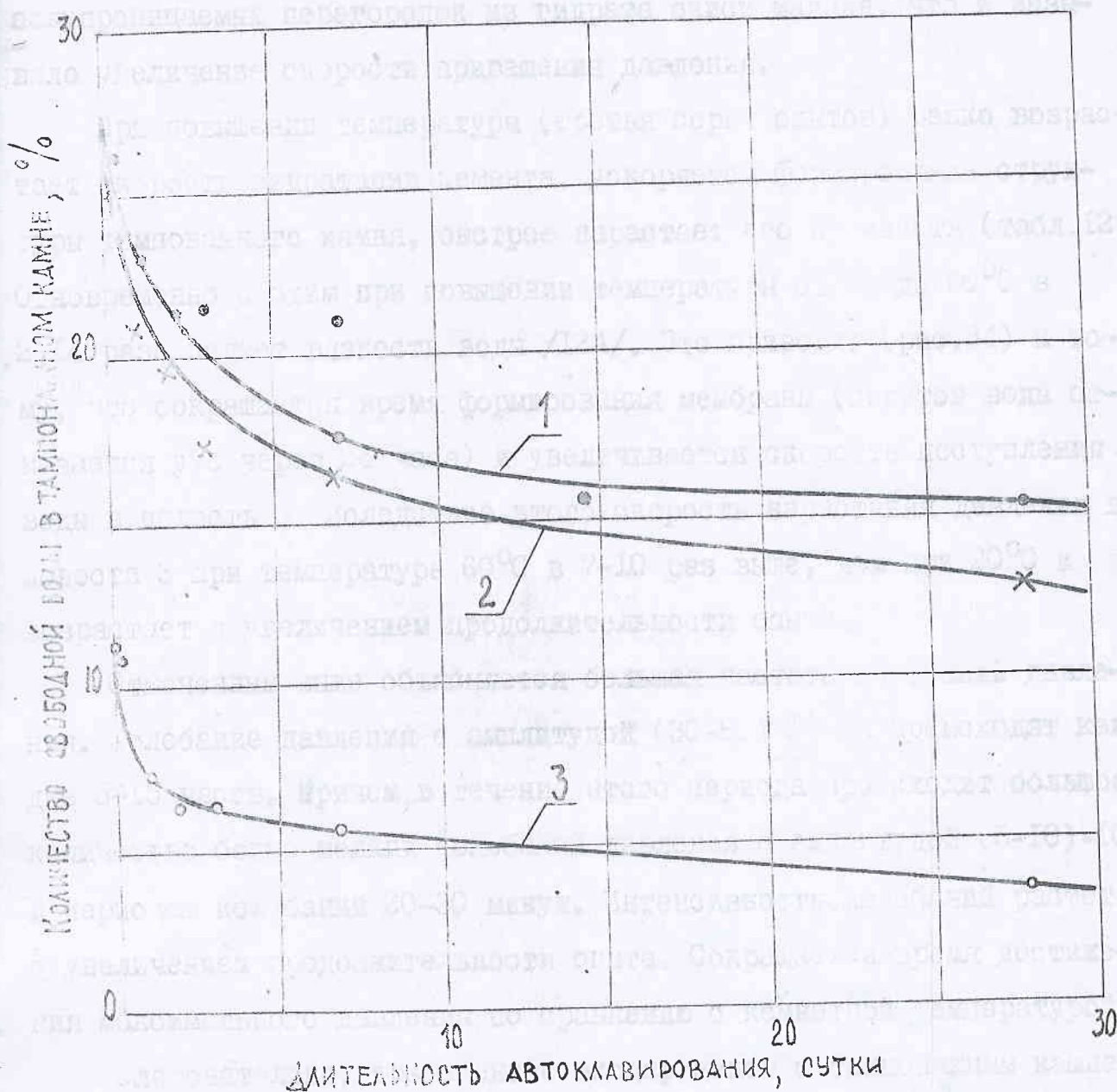


Рис. 32

а - шлам из зоны контакта с олифитом

б - шлам цемента из верхней части установки



1 — количество воды в цементной суспензии по ΔТА

2 — количество воды в цементной суспензии по Динчу-Старку

3 — количество воды в ОНЭЦ по Динчу-Старку

Рис. 33. Изменение содержания свободной воды в тампонажном камне
/ $T = 140^{\circ}\text{C}$, $P = 200 \cdot 10^5 \text{ Па}$ /

В то же время поступление к полости с бишофитом порций воды, обогащенных гидратом окиси кальция, ускоряло процесс образования полупроницаемых перегородок из гидрата окиси магния, что и вызвало увеличение скорости приращения давления.

При повышении температуры (третья серия опытов) резко возрастает скорость гидратации цемента, ускоряется формирование структуры тампонажного камня, быстрее нарастает его прочность (табл.12). Одновременно с этим при повышении температуры от 20 до 60°C в 2,14 раза падает вязкость воды [124]. Это приводит (рис.34) к тому, что сокращается время формирования мембраны (переток воды отмечается уже через 24 часа) и увеличивается скорость поступления воды в полость 3. Вследствие этого скорость нарастания давления в полости 3 при температуре 60°C в 7-10 раз выше, чем при 20°C и возрастает с увеличением продолжительности опыта.

Отмеченным выше объясняется большая частота колебаний давления. Колебание давления с амплитудой $(30-60) \cdot 10^5$ Па происходят каждые 5-15 часов. Причем, в течение этого периода происходит большое количество более мелких колебаний давления с амплитудой $(5-10) \cdot 10^5$ и периодом колебаний 20-30 минут. Интенсивность колебаний растет с увеличением продолжительности опыта. Сокращается время достижения максимального давления по сравнению с комнатной температурой.

Следовательно, проведенные эксперименты с тампонажным камнем из водной цементной суспензии показали, что его гидроизоляционная способность недостаточна для предотвращения поступления воды в зону залегания хорошо растворимых солей. Более того, она непрерывно ухудшается в результате коррозионного разрушения камня и образования микротрещиноватости. Причем, с повышением температуры, скорость разрушения камня, скорость поступления через него воды к бишофиту и его разрушение резко увеличиваются. Этим можно объяснить многочисленные осложнения в скважинах, вскрывших пласты бишофита, уже

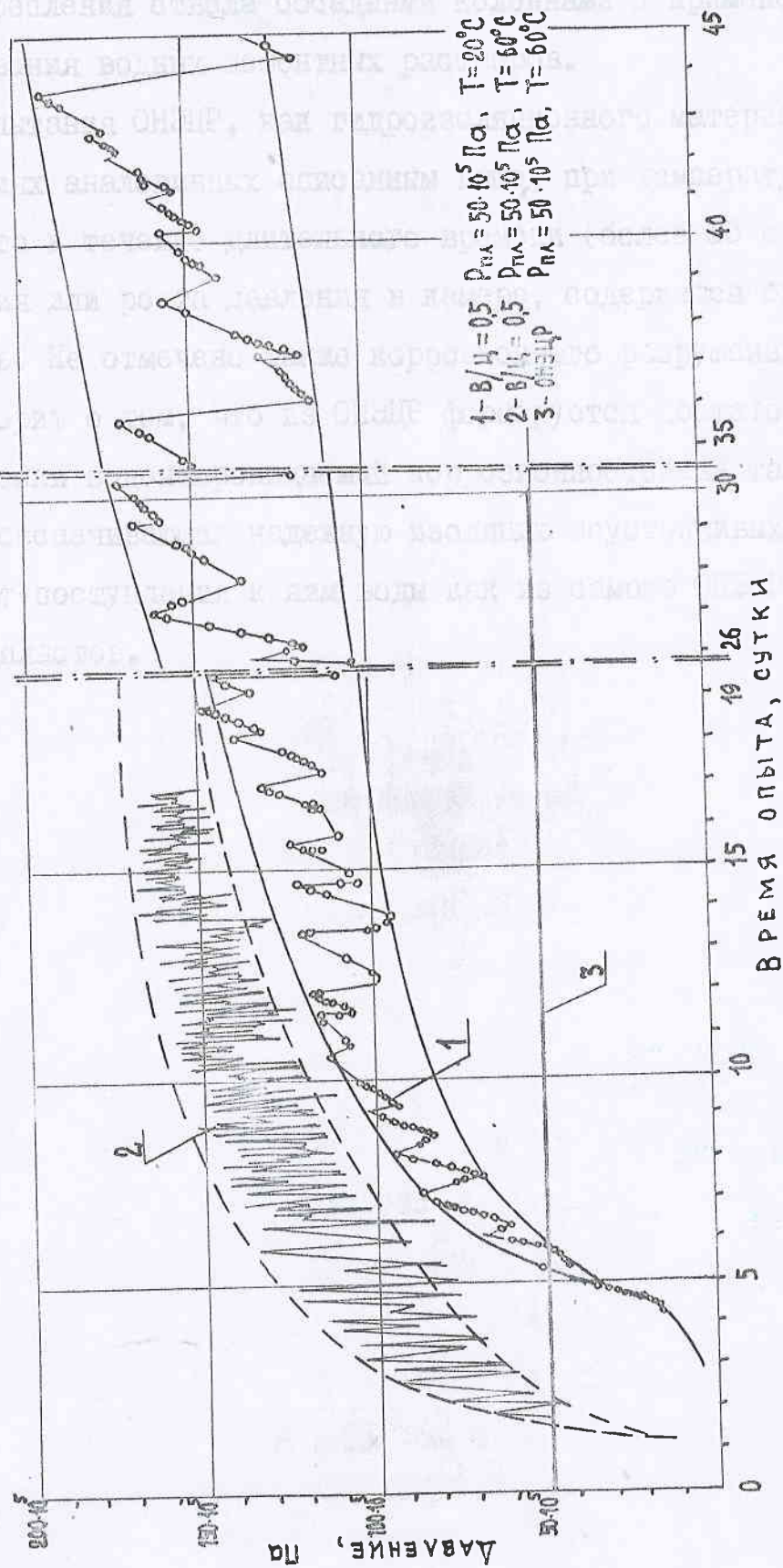


Рис. 34. Кинетика изменения давления при осмотическом переносе воды через цементный камень при разных температурах

после крепления ствола обсадными колоннами с применением для цементирования водных цементных растворов.

Испытания ОНЭЦР, как гидроизоляционного материала, (рис.34), в условиях аналогичных описанным выше, при температуре 60°C показали, что в течение длительного времени (более 35 суток) никакого колебания или роста давления в камере, содержащей бишофит, не наблюдалось. Не отмечено также коррозионного разрушения камня. Все это говорит о том, что из ОНЭЦР формируется достаточно прочный, практически водонепроницаемый коррозионностойкий тампонажный камень, обеспечивающий надежную изоляцию неустойчивых пород (глины, соли) от поступления к ним воды как из самого ОНЭЦР, так и из водоносных пластов.

4. Прочность образцов камня из ОНЭЦР, испытанная на изгиб в гидротехнических приборах, смоченных водой, свидетельствует о том, что образцы этого камня из ОНЭЦР имеют высокую прочность, а процесс его формирования занимает значительно меньшее время, чем у цементно-песчаных растворов.
5. Камень из ОНЭЦР водостоек, коррозионностоек, не проницаем для воды и газов, выдерживает все гидроиспытания и гидрофобного действия, что свидетельствует о его высокой гидрофобности.
6. Разработаны методы и проведены исследования водонепроницаемости этого камня под действием осмотических давлений. Установлено, что при давлении в разрезе образца из ОНЭЦР осмотическое давление воды не вызывает цементного раствора из образца, а наоборот, цементный раствор, находясь в пластике, этих образцов, образует камень более прочный. В камне из ОНЭЦР водонепроницаемость достигается за счет осмотического действия.
7. Отмеченные свойства ОНЭЦР позволяют рекомендовать его для применения в промышленности.
8. Разработаны методы приготовления ОНЭЦР в промышленных условиях.

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ

1. Разработан способ получения нового типа тампонажных растворов - обращенного нефтемulsionного цементного раствора (ОНЭЦР).
2. Изучены свойства ОНЭЦР и камня из него.
3. Установлено, что по многим своим свойствам ОНЭЦР близок к буровым растворам на углеводородной основе: внешней фазой ОНЭЦР является углеводородная жидкость, фильтрационные потери ОНЭЦР не велики, фильтратом является углеводородная жидкость, при повышении температуры подвижность ОНЭЦР увеличивается, в то же время коагуляционная структура ОНЭЦР может переходить в конденсационно-кристаллизационную без обращения фаз эмульсии.
4. Процесс образования камня из ОНЭЦР затруднен наличием на границах цементных зерен, смоченных водой, прочной межфазной пленки, вследствие этого камень из ОНЭЦР имеет меньшую прочность, а процесс его формирования занимает значительный промежуток времени и не заканчивается через 28 суток.
5. Камень из ОНЭЦР солестоек, коррозионноустойчив, не проницаем для воды и газа, наличие в нем углеводородной жидкости и гидрофобного ЦАВ делает его гидрофобным по всей массе.
6. Разработана методика и проведены исследования водопроницаемости тампонажного камня под действием осмотических сил. Установлено, что при наличии в разрезе скважины магниевых солей в тампонажном камне из водного цементного раствора могут возникать водоперетоки, направленные к пласту этих солей, обусловленные осмотическими силами. В камне из ОНЭЦР водоперетоков под действием осмотических сил не обнаружено.
7. Отмеченные свойства ОНЭЦР позволили рекомендовать его для промышленного применения.
8. Разработан метод приготовления ОНЭЦР в промышленных условиях.

4. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

4.1. Условия проводки скважин в южной прибортовой зоне ДДв.

Опытно-промышленные исследования было намечено провести при бурении глубоких скважин в Днепровско-Донецкой впадине (ДДв). Здесь на основании данных, полученных в результате проведения большого объема геологоразведочных работ, была установлена высокая перспективность межсолевых и подсолевых отложений девона / 84, 133 /. Наиболее технически доступной для бурения, по глубинам залегания девонских отложений, является южная прибортовая зона ДДв, где только в средней её части в последнее время были введены в разведку Радченковская, Сагайдакская, Братешковская, Шкурупиевская и др. площади.

Однако, при проводке скважин на этих площадях, характеризующихся сложным геологическим строением, возникают трудности, связанные, в основном, с бурением хемогенных толщ девона.

Рассмотрим это на примере Сагайдакской площади (рис.35-37). В технологическом отношении стратиграфический разрез Сагайдакского месторождения можно разделить на три части: верхнюю терригенную, представленную отложениями кайнозойского, юрского, триасового, пермского и каменноугольного возраста и надсолевого девона; среднюю-хемогенную толщу и нижнюю подсолевую терригенную толщу, представленных отложениями девона (рис.36, 37).

В достаточной степени изученной частью разреза являются породы надсолевой терригенной толщи. Бурение скважин в этих отложениях не вызывает затруднений.

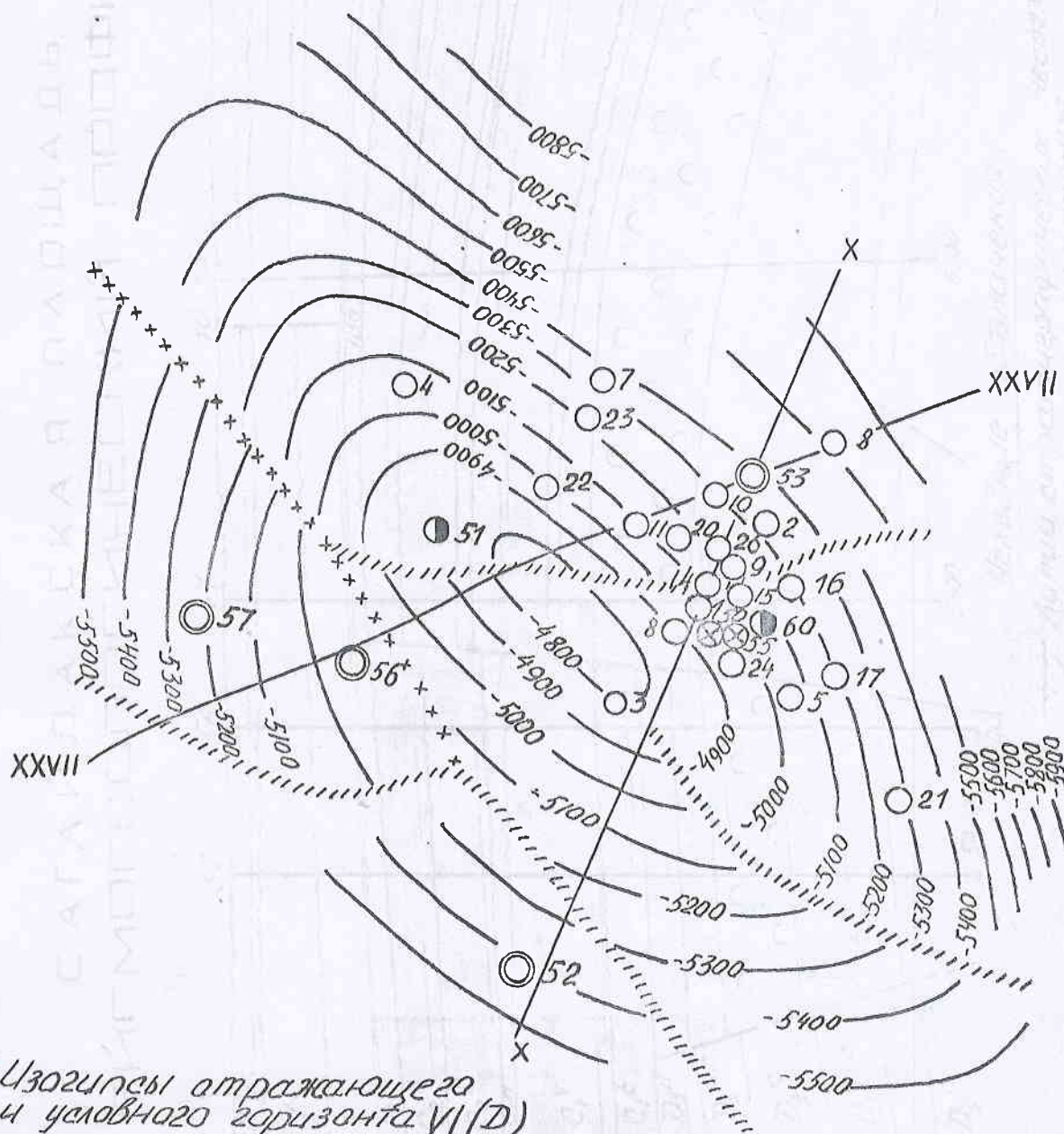
Хемогенные и подсолевые отложения девона до настоящего времени изучены крайне слабо / 84, 133 /.

САГАЙДАКСКАЯ ПЛОЩАДЬ

Выкопировка

из структурной карты
по отражающим и условным горизонтам
девона

масштаб 1:50000



- 4900) Изогипсы отражающего
и условного горизонта VI(D)

Мектонические нарушения

сейсмические профили с п. 28/67

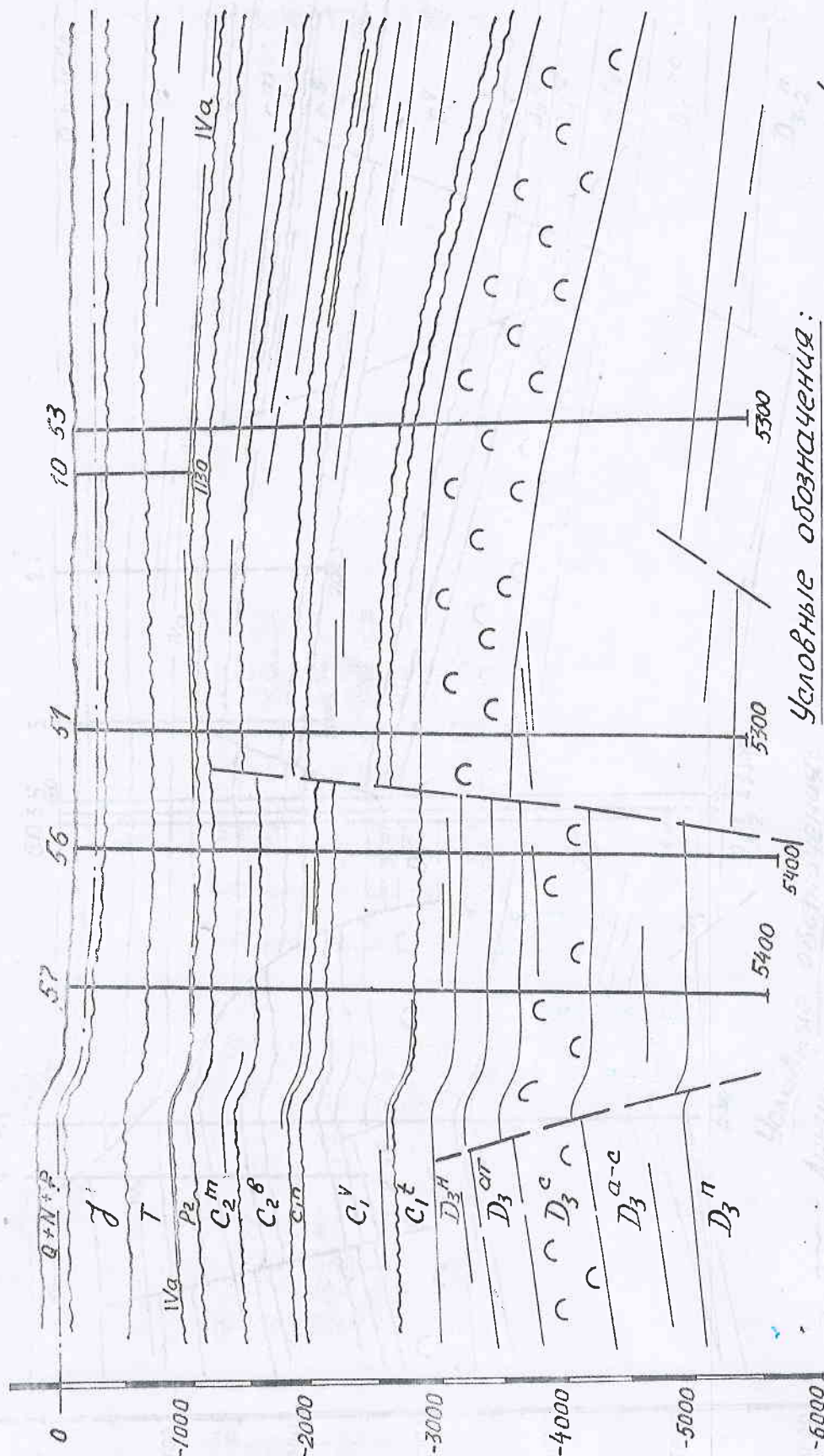
○ скважины глубокого разведочного
бурения

⊙ Проектные скважины на девон

● скважины, находящиеся в бурении

⊗ скважины, ликвидированные по
техническим причинам.

САГАЙДАКСКАЯ ПЛОЩАДЬ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ

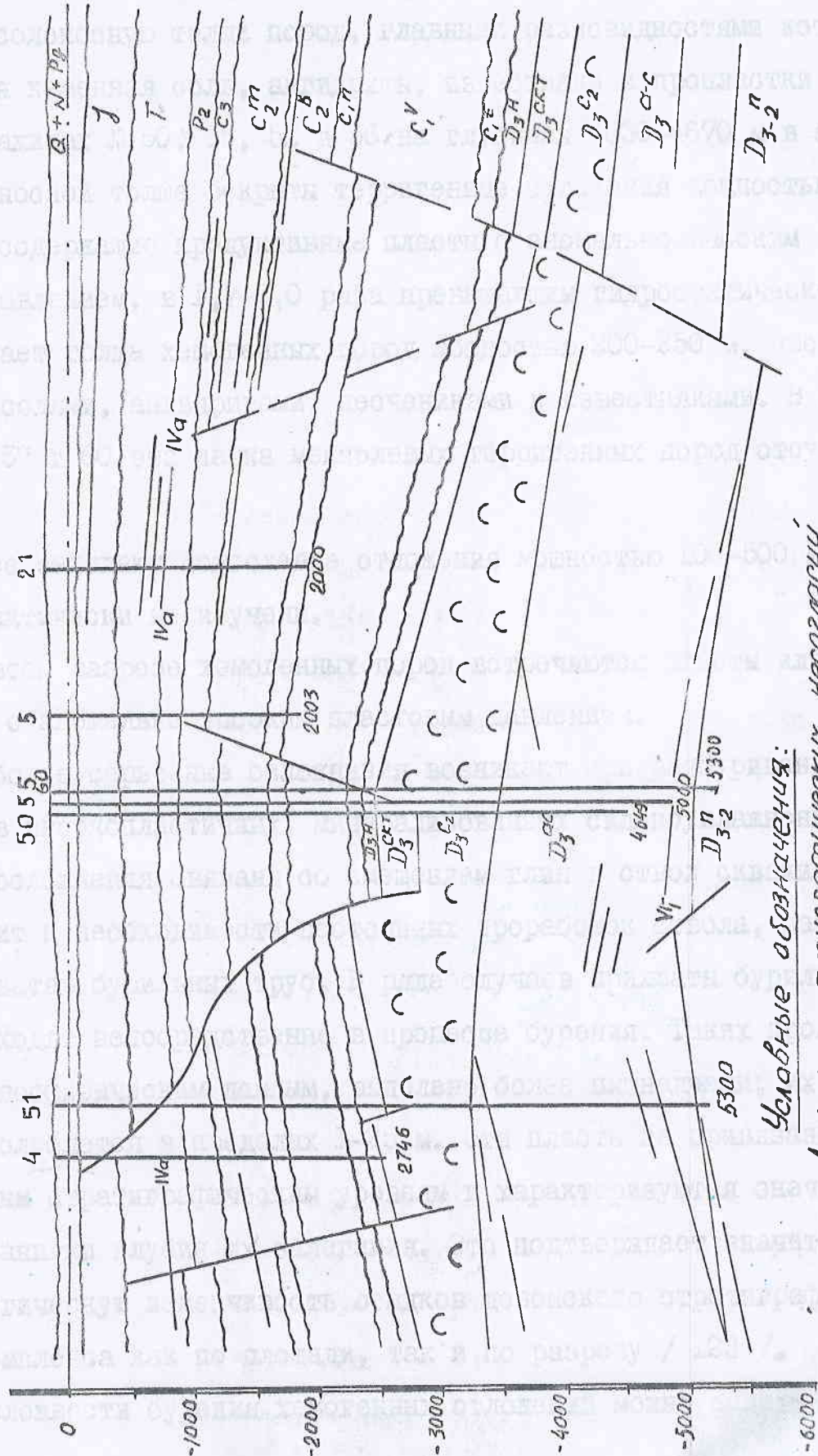


Условные обозначения:

- Линии стратиграфических несогласий
- Тектонические нарушения
- Отражающие площадки и горизонты
- Соль

Рис. 36.

САГАЙДАКСКАЯ ПЛОЩАДЬ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ



Условные обозначения:

- Линии стратиграфических несогласий
- - - Тектонические нарушения
- == Отражающие площади и горизонты
- Соль

Соленосные отложения девона имеют мощность более 2000 м. Стратиграфически они расчленены весьма условно. Выделяют солевую и ангидритосоленосную толщи пород, главными разновидностями которых являются каменная соль, ангидриты, известняки и пропластки глин. В скважинах № 50, 55, 51 и 56 на глубинах 4630-4670 м в ангидритосоленосной толще вскрыты терригенные отложения мощностью 150-200 м, содержащие продуктивные пласты с аномально высоким пластовым давлением, в 1,7-2,0 раза превышающим гидростатическое. Затем залегает толща хемогенных пород мощностью 200-250 м, представленных солями, ангидритами, песчаниками и известняками. В скважинах № 52, 57 и 60 эта пачка межсолевых терригенных пород отсутствует.

Далее залегают подсолевые отложения мощностью 100-500 м, которые практически не изучены.

Во всем разрезе хемогенных пород встречаются пласты или линзы рапы с аномально высоким пластовым давлением.

Наиболее серьезные осложнения возникают при разбуривании пропластков высокопластичных, минерализованных сильноувлажненных глин. Эти осложнения связаны со смещением глин в ствол скважины, что приводит к необходимости постоянных проработок ствола, затяжкам и прихватам бурильных труб. В ряде случаев прихваты бурильных труб происходят непосредственно в процессе бурения. Таких пропластков, по геофизическим данным, выделено более пятнадцати; их мощность колеблется в пределах 1-25 м. Эти пласты не привязаны к определенным стратиграфическим уровням и характеризуются значительными колебаниями глубин их залегания. Это подтверждает значительную литологическую изменчивость осадков девонского стратиграфического комплекса как по площади, так и по разрезу / 128 /.

О сложности бурения хемогенных отложений можно судить на

примере проводки скважины № 50 Сагайдакской площади (рис. 35, 38). До вскрытия солей на глубине 2600 м бурение скважины осуществлялось без осложнений. Надсолевая терригенная толща была перекрыта обсадной колонной диаметром 299 мм.

Дальнейшее бурение в отложениях соленосных пород осуществляли при промывке скважины минерализованным глинистым раствором. Бурение было осложнено постоянными сужениями ствола скважины в интервалах залегания глинистых пород. Имелись большие трудности при обработке глинистого раствора, возникавшие в связи с поступлением рапы и высокой пластовой температурой, достигшей на глубине 4500 м - 120°C.

Увеличение плотности глинистого раствора способствовало некоторому улучшению проходимости бурильных труб. Однако, через некоторое время опять происходили посадки и затяжки бурильных труб, что вызывало необходимость тщательных проработок ствола. В результате многие долота срабатывались, не доходя до забоя. Часто наблюдались прихваты бурильных труб как в процессе бурения, так и при подъеме при прохождении долота через интервал осложнений. В результате этого приходилось перебуривать значительные интервалы ствола скважины. Всего, вследствие прихватов бурильных труб, в скважине 5 раз забуривали новые стволы. Условия бурения ствола скважины не улучшились даже после преждевременного спуска хвостовика диаметром 218 мм в интервале 2500-3650 м, хотя значительная часть соленосного разреза была перекрыта.

При забое на глубине 4649 м, ввиду прихвата бурильных труб и сильного нефтегазопроявления, бурение было прекращено и скважина была ликвидирована по техническим причинам.

Данные об изменении показателей бурового раствора, его химической обработки и видах осложнений, возникавших в процессе буре-

Характеристика осложнений по скважинам № 50 Сахаровск

Интервал бурения, м	Показатели раствора				Состав бурового раствора	Характерные осложнения при бурении	Затраты времени на борьбу с ос- ложнениями, час.
	Плот- ность, кг/м ³	условн. вязкость, сек.	СНС, Па	водост- ность, см ³ /30 мин.			
2600-2726	1220-1240	25-30	6/9	20-26	необработанный глини- стый раствор	прихват на глубине 2726 м	3553
2689-2726 (второй ствол)	1240-1270	22-24	6/12, 3	11	минерализованный гли- нистый раствор (крас- мал, КССБ, мел, нефть)	прихват на глубине 2726 м	
2693-2810 (третий ствол)	1320-1360	80-100	6/12, 3	20-22	Тот же раствор плюс по- лиакриламид, едкий натр, пальмовый скит, КМЦ	прихват на глубине 2726 м	
2695-3573 (четвертый ствол)	1660-1720	70-80	6/8	6-12	Тот же раствор плюс СМАЦ-1, метас, кальцини- рованная сода, барит	затяжки, проработки, посадки	600
3573-4316	1800-1850	90-100	4-13 6-22, 6	6-7	то же	затяжки, проработки, посадки	1181
2652-3652 (пятый ствол)	1800-1850	90-100	6/12	6-7	то же	затяжки, проработки, посадки	1800
3652-4649	1680-1720	90-100	10/12	до 7	тот же раствор плюс сульфонол	прихват на глубине 4649 м, нефтегазо- проявления. Скважина ликвидиро- вана по техническим причинам	

ВСЕГО:

7134

ния скважины № 50 Сагайдак, представлены в таблице I4.

На бурение соленосных отложений, залегающих в интервале 26II-4649 м, было затрачено более 35 месяцев, из них на борьбу с осложнениями - 7134 часа (9,9 мес.). При этом коммерческая скорость бурения составила всего 57,5 м/ст.мес. Фактическая стоимость всей скважины - 2636 тыс.руб., из них расходы на химреагенты - более 268 тыс.руб.

Аналогичные трудности наблюдались при бурении скважин № 40I Сагайдакской площади, № 100 Радченковской площади и других, бурящихся на подсолевой девон. Многие из них, не выполнив своей геологической задачи, были ликвидированы по техническим причинам. При этом в скважине № 40I Сагайдакской площади, во время вызова притока снижением уровня раствора плотностью 1700 кг/м³ на 200 м, была спущена обсадная колонна диаметром 168 мм на глубинах 4655 м и 4100 м. В этих интервалах в процессе бурения отмечалось наиболее интенсивное смещение стенок скважины.

Из изложенного видно, что южная прибортовая зона ДДв - один из наиболее подходящих районов для проведения промысловых исследований по проверке сделанных выше в главе 2 выводов. В районе в большом объеме ведутся буровые работы. Геолого-технические условия бурения скважин являются одними из самых сложных в стране. При проводке скважин здесь отмечены все характерные осложнения, встречающиеся в других районах, поэтому разработка технологии проводки скважин в южной прибортовой зоне ДДв позволит решить проблему бурения скважин в хемогенных отложениях и в других районах, имеющих аналогичное геологическое строение.

4.2. Промысловые исследования по определению влияния буровых растворов различной природы на устойчивость стенок скважин в хемогенных породах.

Основной объем исследовательских работ планировалось осуществить на Сагайдакской площади, где после установления нефтегазоносности, по результатам бурения скважины № 50, было намечено бурение 10 скважин с проектными глубинами 5000-5400 м. При этом первыми забуривались скважины № 55 и № 51, имеющие проектную глубину 5000 м. Дальнейший объем бурения зависел от результатов бурения и испытания этих скважин. Все скважины имели однотипную проектную конструкцию:

кондуктор $\varnothing$ 426 мм	- 800 м
I промежуточная колонна $\varnothing$ 324 мм	- 2500-2700 м
II промежуточная колонна $\varnothing$ 245 мм	- 3600-3700 м
III промежуточная колонна-хвостовик $\varnothing$ 194 мм	3500+3600 - 4450+4750 м
эксплуатационная колонна $\varnothing$ 168x146 мм	5000+5400 м

Было намечено бурение первых скважин в хемогенных отложениях осуществлять с применением высокоминерализованного глинистого раствора - в скважине № 55 /дублер скважины № 50 (см.раздел 4.1.)/ и ИБР - в скважине № 51.

При бурении этих скважин решались следующие задачи:

1. Исследовалась возможность применения ИБР в условиях рапо-проявления.

2. Изучалось влияние различных типов буровых растворов на устойчивость пород хемогенного комплекса.

Решение первой задачи осуществлялось путем изучения агрегативной и кинетической стабильности ИБР в условиях высоких забойных температур и солевой агрессии. Свойства ИБР изучали по обычно

применяемой методике / 48 /.

При изучении влияния буровых растворов различной природы на устойчивость пород на стенках скважины намечалось проводить изменения только плотности растворов.

В связи с тем, что физико-механические свойства разбуриваемых пород не были изучены, предполагалось бурение под вторую промежуточную колонну начинать (по опыту скважины № 50 Сагайдак) при плотности бурового раствора 1400-1600 кг/м³. В случае возникновения осложнений, для определения оптимальной плотности раствора, намечалось производить ступенчатое её повышение. Осложненность ствола скважины при данной плотности раствора оценивали по величине времени проработки на 1 м проходки.

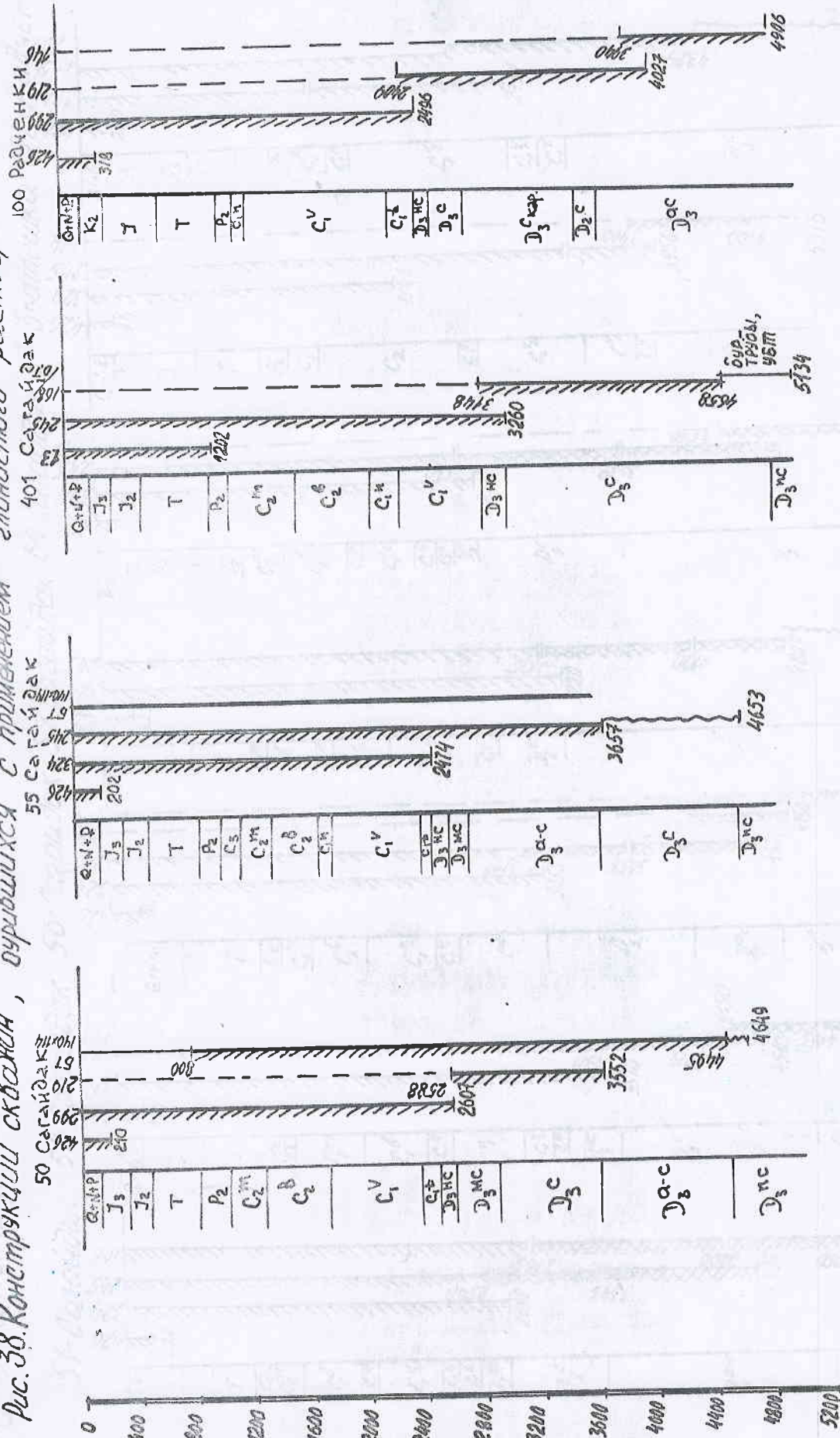
Согласно выводов, сделанных в главе 2, ожидалось, что на скважине № 51 Сагайдак при бурении с ИБР, соответствующей условиям разреза плотности, породы на стенках скважины будут находиться в состоянии, близком к упругому, что обеспечит длительную устойчивость ствола.

На обеих скважинах до вскрытия хемогенных отложений бурение происходило без осложнений. В кровлю соленосных пород в скважинах 55 и 51 были спущены обсадные колонны диаметром 324 мм соответственно на глубины 2474 и 2698 м при забоях 2500 и 2720 м (рис. 38, 39).

Для дальнейшего бурения на скважине № 55 был заготовлен высокоминерализованный глинистый раствор, а на скважине № 51 - ИБР. Приготовление ИБР и замена глинистого раствора на ИБР были проведены по методике МИНХИП /48, 72/. Осложнений при замене растворов не было.

Вместе с тем необходимо отметить трудности, встреченные во время приготовления ИБР, связанные с поступлением на буровую не-

Рис. 38. Конструкции скважин, бурившихся с применением глинистого раствора

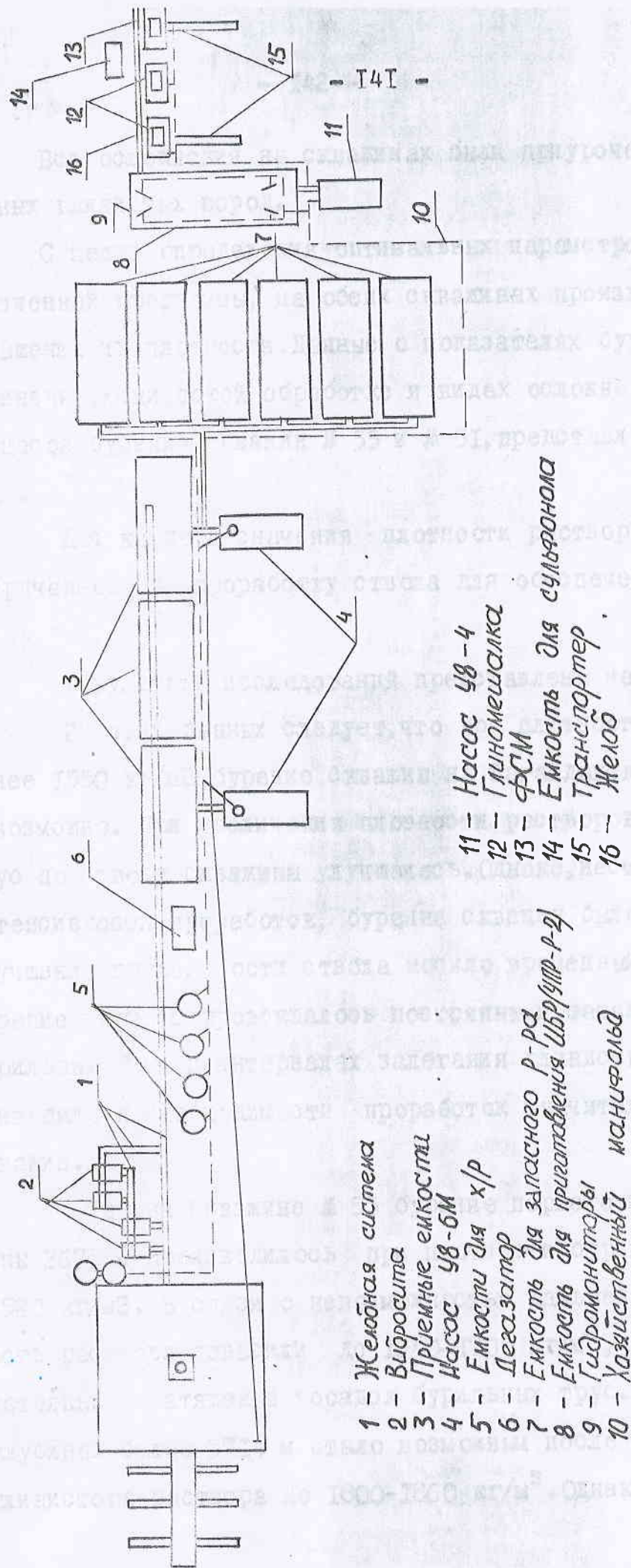


Примечание:
1. Скважины бурились с применением глинистого раствора.
2. Скважины бурились с применением глинистого раствора.



качественных материалов и неудачной схемой монтажа бурового оборудования. В частности - известь Карадагского завода "Утяжелитель" имела до 40 % трубодисперсных примесей; часть барита поступила на буровую россыпь (руда Салаирского месторождения), имела плотность - 3950 кг/м^3 , влажность - более 5 %, а также много глинистых примесей. В связи с отсутствием в Полтавском УБР опыта работы с ИБР, при монтаже бурового оборудования были использованы схемы, применяемые в Краснодаре и Грозном, которые, как оказалось в дальнейшем, не учитывали многих специфических свойств ИБР. На буровой было смонтировано большое количество дополнительного оборудования (насос У8-4 с приводом; УПР-Р-2; 2 глиномешалки, ФСМ, транспортеры и др.) (рис. 40). Однако, из-за недостатков в их размещении работы по приготовлению ИБР были затруднены и малопродуктивны. Все это привело к тому, что ИБР на буровой был плохого качества и имел низкую стабильность.

На первом этапе бурения (скважина № 55 интервал 2500-3766 м, скважина № 51 интервал 2720-3444 м) установить преимущества какого-либо типа растворов не удалось. На обеих скважинах ствол был осложнен, наблюдались затяжки, посадки, а также прихваты бурильных труб на глубинах 2653 м (скважина 55) и 2749, 3317 м (скважина 51), вызванные уменьшением сечения ствола из-за смещения пород в скважину. При этом следует отметить, что на скважине № 51 бурильные трубы были освобождены после прокачки через интервал осложнений 6-10 м³ воды, в то время как на скважине № 55 бурильные трубы освободить прокачкой пачек воды и установкой нефтяных ванн не удалось. При расхаживании бурильной колонны трубы были сломаны. Соединиться с ними не смогли. Новый ствол забурили только после спуска и цементирования в скважине четырех отклонителей, на что было затрачено 3412 часов.



- 1 - Железная система
- 2 - Вибросита
- 3 - Приемные емкости
- 4 - Насос УГ-6М
- 5 - Емкости для х/р
- 6 - Дегазатор
- 7 - Емкость для запасного Р-Р
- 8 - Емкость для приготовления УБР/УПР-Р-2
- 9 - Гидраманизаторы
- 10 - Хозяйственный manifold

- 11 - Насос УГ-4
- 12 - Глиномешалка
- 13 - ФСМ
- 14 - Емкость для сульфанола
- 15 - Транспортер
- 16 - Желоб

Рис. 40. Схема расположения оборудования на буровой 51 Сагайдак

Все осложнения на скважинах были приурочены к пластам увлажненных глинистых пород.

С целью определения оптимальных параметров растворов, согласно замеченной программы, на обеих скважинах производили ступенчатое повышение их плотности. Данные о показателях бурового раствора, их изменении, химической обработке и видах осложнений, возникших в процессе бурения скважин № 55 и № 51, представлены в таблицах № 15 и № 16.

Для каждого значения плотности раствора определяли время, затраченное на проработку ствола для обеспечения углубления скважины на 1 м.

Результаты исследований представлены на рис. 41.

Из этих данных следует, что при плотности бурового раствора менее 1550 кг/м³ бурение скважин на Сагайдакской площади практически невозможно. При увеличении плотности растворов проходимость буровых труб по стволу скважины улучшалась. Однако, несмотря на уменьшение интенсивности проработок, бурение скважин было сильно осложнено. Улучшение проходимости ствола носило временный характер, в дальнейшем бурение вновь сопровождалось постоянными затяжками и посадками буровых труб в интервалах залегания глинистых пропластков, что приводило к необходимости проработок значительных интервалов ствола скважин.

Так, на скважине № 55 бурение первого и второго ствола до глубины 2675 м производилось при плотности бурового раствора 1440-1520 кг/м³. В связи с невозможностью дальнейшего углубления, плотность раствора повысили до 1640-1700 кг/м³, но это не устранило постоянных затяжек и посадок буровых труб. Бурение скважины на глубинах более 2714 м стало возможным после повышения плотности глинистого раствора до 1800-1860 кг/м³. Однако, достичь глубины

Характеристика осложнений по скважине № 55 Сагайдик

Интервал бурения, м	Показатели раствора: плот., вязк., поверх. натяж., глубина намыла	Состав бурового раствора	Характерные осложнения при бурении	Затраты время на борьбу с осложнени- ями, час.
I	2	3	4	5
2500-2633	1440- 1520	80-120	6/8	15-8

Прихват, авария
с буревыми
трубами.

Минерализованный
глинистый раствор;
модифицированный
крахмал; нефть;
гематит, палыгор-
скит.

II ствол 2372-2675	1440- 1520	210-270	10-16 12-21	6-7	Тот же раствор плюс ССБ	Затяжки	-
2675-3714	1640- 1700	120-280	6-11 20-29	6-7	Тот же раствор плюс КСБ. Графит.	Проработки	700
3714-3766	1800- 1860	110-160	12-21 26-29	10-14	Тот же раствор плюс хромпик	Проработки	671
При подготов- ке ствола скважины и спуске обсад- ной колонны Ø 245 мм	1900- 1920	110-160	19/25	3	То же	Проработки	2622

продолжение таблицы 15

I		2	3	4	5	6	7	8
3766-3983	2040-2100	80-190	13-24 26-29	11-15	Минерализованный глинистый раствор, модифицированный крахмалом, КМЦ, каустиком, СМАД-1	Проработки, валяжки	930	
3983-4409	2100-2160	110-190	6-15 10-25	10-15	Тот же раствор плюс кальциниро- ванная сода, крахмал	Проработки		1444
4409-4651	2120-2180	120-130	7-8 9-11	4-6	Тот же раствор плюс карбомици- ная смола	Проработки, затяжки, при- хват на плу- бине 3895 м Газопроводления.	1662	
					Скважина лик- видирована по техническим причинам.		6185	
					ВСЕГО:			

Изменение параметров ИБР и характеристика осложнений
по скважине 51 Сагайдак

Интервал бурения, м	Плот- ность, кг/м ³	Т, сек	Показатели ИБР				Термо- стабиль- ность	Темпера- тура вы- ходящего ИБР, °С	Примечание
			СНС 1/10: Па	СНС 1/10: Па	СНС макс. за 48 час: Па	СНС 1/10: Па			
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2728-2749	1600- 1650	29-53	0,7-1,0/ 2,8-3,4	2,0	7,0	35,0	2,0/ 4,7	термоста- билен	43 Затяжки, посадки, прихват бурильных труб.
2749-3317	1740- 1820	29- 103	1,0-1,5/ 9,0-12,5	1,5	4,8- 6,8	45,0	2,0-2,5/ 7,5-14,0	"	45-52 Затяжки, посадки, прихват бурильных труб.
3317-3444	1710- 1750	64- 120	2,8-5,5/ 8,5-12,0	1,5	6,4- 13,0	38,0	3,5-6,0/ 9,0-15,0	"	52-53 Проявление рапы.
3444	1470- 1560	21-90	0-0,6/ 0,8-1,0	1,5- 2,0	6,0- 8,4	-	0/1,0	нетермо- стабилен	53 При частичной флокуляции твердой фазы
3444	1560- 1580	15-20	2,1-5,0/ 3,6-7,2	1,0	8,0	21,3	15,6/ 17,3	термоста- билен	53 После разбуривания осадка в интервале 2155-2698 м
3444	1650	43-52	6,0-11,5/ 11,0-15,0	1,0	8,4	56,0	17,6/ 21,0	"	53

продолжение таблицы 16

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	II
3444	1800- 1820	47-63	2,1-5,4/ 6,0-8,4	0,5	8,4- 9,0	32,0	4,5/6,9	термостабилен	53	После допол- нительного утяжеления и проработки в ин-те 2698-2899 м
3444	2000- 2090	26-55	0,9-1,8/ 4,2-5,4	1,0	6,0- 10,0	52,2	1,5/3,0	"	53	После допол- нительного утяжеления и проработки в интервале 2899-3444 м Затраты време- ни на ликвида- цию осложнений- 2044 час.
3444- 3930	2130- 2200	38-75	0,9-2,4/ 1,8/4,2	0,5	1,8-4,1	36,0- 50,0	1,8-3,3/ 2,4-5,5	"	53-55	-
3930- 4450	2100- 2120	25-26	1,8-4,2/ 3,6-6,0	0,5- 1,0	4,4	37,5- 42,0	2,7-5,5/ 8,2-11,0	"	61-65	-
4450	2100- 2120	25-26	1,8-4,2/ 3,6-6,0	0,5	6	37,5- 42,0	5,5/8,2	"	61-65	Нарушение об- садной колон- ны Ø 324 мм
4450- 4665	2080- 2120	70-90	2,4/8,0	0,5	2-4	40,0	6,0/12,0	"	58	Газопрооявления. Затраты времени на ликвидацию осложнений- 737 час.

Продолжение таблицы 16

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	II
4665- 5015	2140- 2170	50-85	2,7/9,5	0,5	4	45,0	7,0/13,0	термостабилен	59	Газопроводения, Поглощения, затраты времени на ликвидацию осложнений - 323 час.
5015- 5111	2080- 2120	40-60	2,4/10,8	0,5	4-6	45,0	9,0/12,0	"	60	Газопроводения, Поглощения, затраты времени на ликвидацию осложнений - 396 час.
5111- 5208	2009- 2040	40-60	2,0-4,0/ 4,8-9,0	0,5	4-6	42,0	9,8/13,0	"	63	Газопроводения, Поглощения.
5208- 5300	1980- 2040	40-60	2,0-4,0/ 4,8-9,0	0,5	4-6	42,0	10,8/15,0	"	63	Газопроводения, Поглощения.

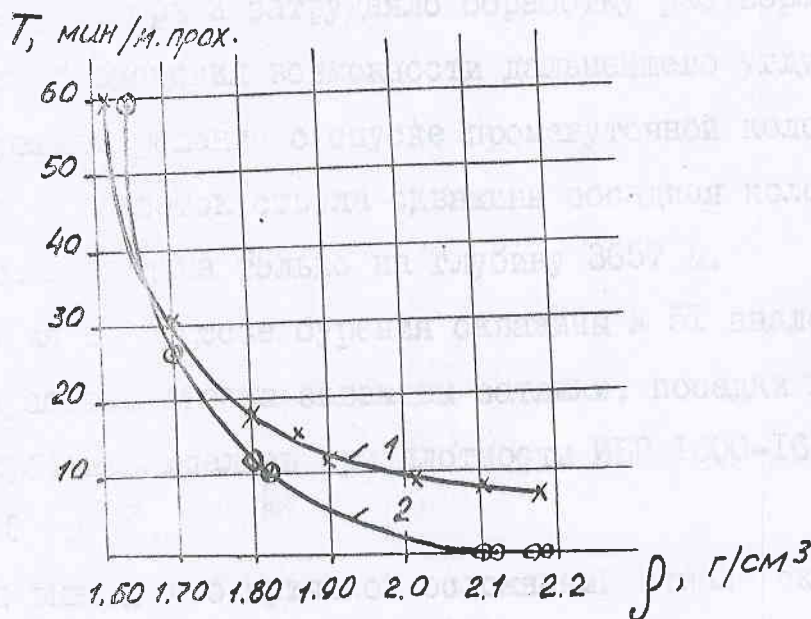


Рис. 41

Зависимость степени осложненности
ствола скважины от типа и плотности
бурового раствора

- 1 - высокоминерализованный раствор (скв. 550 аг.)
- 2 - известково-битумный раствор (скв. 510 аг.)

более 3766 м не удалось даже при повышении плотности раствора до 1900–1920 кг/м³ и интенсивных проработок ствола в течение 35 суток. Не удавалось провести кавернометрию ствола скважины. Следует отметить, что в процессе бурения отмечалось поступление рапы в скважину, что приводило к постоянному росту структурно-механических свойств раствора и затрудняло обработку раствора (табл. 15). Поэтому для обеспечения возможности дальнейшего углубления скважины было принято решение о спуске промежуточной колонны. После длительных проработок ствола скважины обсадная колонна диаметром 245 мм была спущена только на глубину 3657 м.

В то же время в процессе бурения скважины № 51 аналогичные осложнения (проработка ствола скважины затычки, посадки и прихваты бурильных труб) наблюдались при плотности ИБР 1600–1650 кг/м³, 1700 кг/м³, 1820 кг/м³.

Был сделан вывод, что причиной осложнений ствола скважины была не только недостаточная плотность ИБР, но и низкое его качество, вызванное рядом организационно-технических причин и отсутствием опыта работы с ИБР у работников УБР.

1. Использованием для приготовления ИБР некачественных материалов (извести Карадагского завода "Утяжелитель", барита с повышенной влажностью и глинистыми примесями).

2. Недостатками схемы монтажа бурового оборудования, что затрудняло обработку ИБР.

3. Попаданием в ИБР большого количества пресной воды, в связи с тем, что желобная система буровой не была закрыта, а также в результате прокачки через ствол скважины пачек воды для освобождения бурильных труб.

4. Плохой очисткой ИБР вследствие отсутствия сеток для вибро-сит с необходимым размером ячейки.

5. Несвоевременной обработкой ИБР.

При забое скважин 3397 м провели насыщение водной фазы ИБР хлористым кальцием, что несколько улучшило проходимость бурильной колонны по стволу скважины. На глубине 3444 м была вскрыта залежь рапы с аномальновысоким пластовым давлением. Плотность ИБР в скважине была 1710-1750 кг/м³. Вскрытие пласта рапы отмечалось ростом вязкости ИБР и увеличением количества свободной воды с 7 до 13 %. Вскрытие ~~линии~~ рапы загрязненным, некачественным ИБР, поступление в такой раствор больших объемов рапы, вызвало флокуляцию твердой фазы ИБР и выпадение её из раствора. Плотность ИБР при этом понижалась до 1470-1560 кг/м³, что привело к закупорке ствола скважины высокопластичными глинами и к прекращению рапопроявления.

С целью недопущения повторной флокуляции ИБР отказались от применения некачественных материалов (извести и барита). Для лучшей очистки раствора были смонтированы дополнительно спаренные вибросита; сетка для вибросит применялась ~~в~~ только ячейкой 1,0 x 1,0 мм или 1,25 x 1,25 мм.

Для устранения флокуляции, по данным лабораторных анализов, ИБР со скважины разжижали дизельным топливом (до 10-15 % к объему исходного ИБР), 2-4 % смолистых нефтей и 4 % ИБК. Раствор интенсивно диспергировали прокачкой через гидромониторы и диспергатор конструкции УкрНИГРИ. После этого раствор очищали на виброситах, а затем проводили утяжеление до необходимой плотности с обработкой сульфолом из расчета 20-25 л на 1 т барита. Для диспергирования поступающей в ИБР рапы и повышения стабильности раствора последний обрабатывали дополнительно поверхностно-активными веществами - 1,0-1,5 % СМАД-1. Таким образом, было обработано около 300 м³ ИБР и раствор стал стабильным как в обычных условиях, так и после термостатирования.

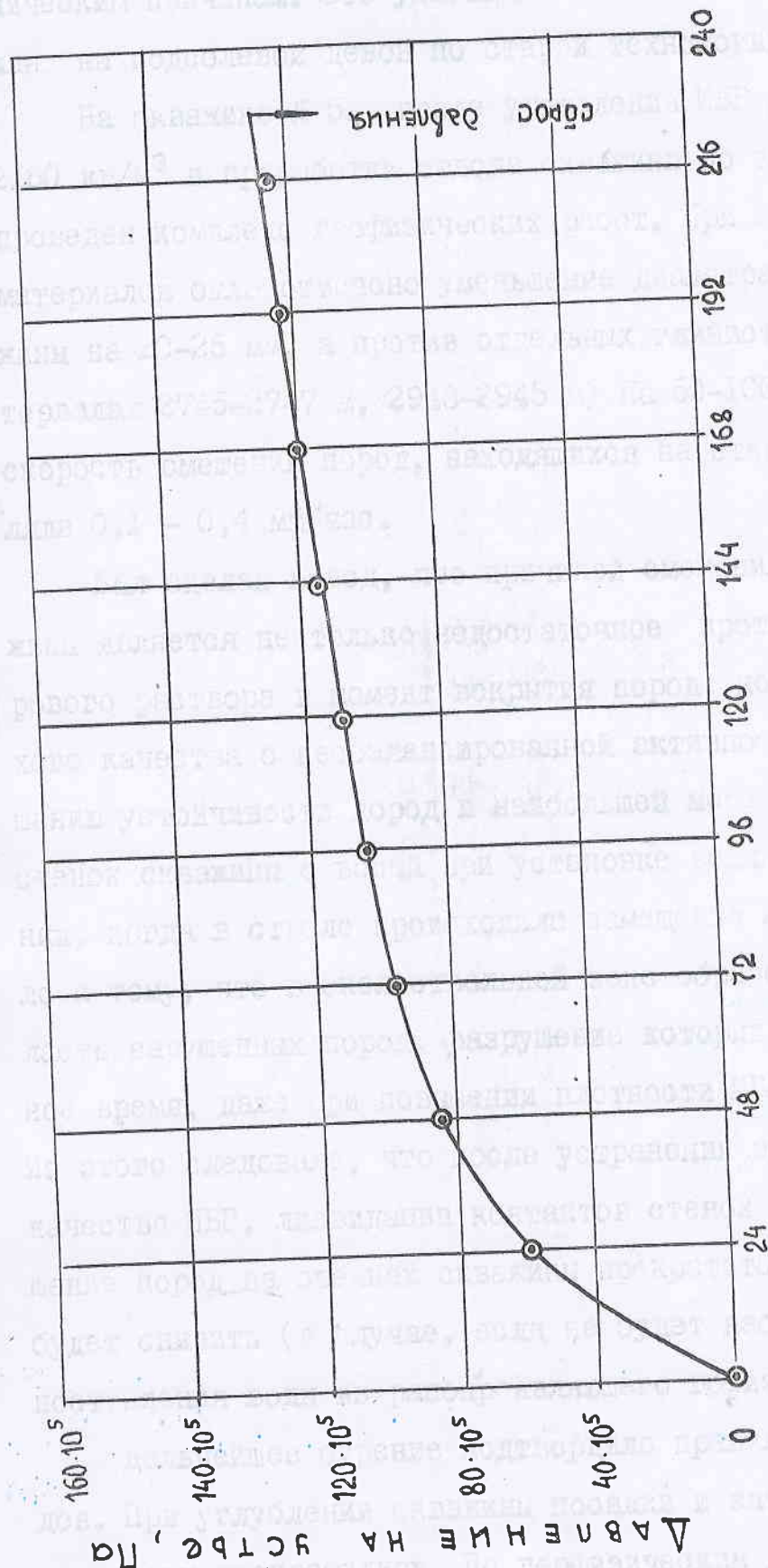
После повторного вскрытия пласта рапы на ИБР плотностью 1800-1820 кг/м³ было отмечено поступление пластовой воды с дебитом около 12 м³/сутки. Состав рапы показан в табл.18. Для регистрации давления на устье затрубное пространство было закрыто превентером. Исходя из максимального значения давления на устье (рис.42) и давления столба ИБР в скважине, расчетное пластовое давление в линзе рапы составляло $700 \cdot 10^5$ Па. Поэтому для ликвидации рапопроявления был необходим ИБР плотностью 2150-2200 кг/м³.

Так как стабильность ИБР, несмотря на поступление рапы, была высокой, пришли к выводу, что принятая методика обработки раствора правильна. Поэтому для приготовления ИБР плотностью 2150-2200 кг/м³ был использован рабочий и запасной раствор плотностью 1600-1800 кг/м³, который утяжеляли по отработанной методике.

Наиболее интересные данные были получены во втором этапе бурения. На скважине № 55, несмотря на то, что основной интервал открытого ствола был перекрыт обсадной колонной, часть глинистых пропластков осталась открытой и осложненность скважины не уменьшилась (рис.41). Для создания возможности дальнейшего углубления скважины плотность глинистого раствора постепенно повышали до 2040-2100 кг/м³, затем до 2100-2160-2180 кг/м³.

На глубине 4630 м были встречены терригенные отложения, содержащие продуктивные пласты с аномально высоким пластовым давлением. В связи с газопроявлением управление параметрами раствора еще более усложнилось. При забое 4651 м во время подъема буровые трубы были прихвачены на глубине 3895 м. Постоянная угроза перехода газопроявления в открытый фонтан привела к ликвидации скважины по техническим причинам.

Следовательно, несмотря на имевшийся опыт, накопленный при бурении скважины № 50 Сагайдак, её дублер - скважина № 55 Сагайдак, бурившаяся по аналогичной технологии с применением глинистого



Длительность опыта, час

Давление на устье, Па

Дис. 42. Интенсивность роста давления при
рапопроявлении (скважина 51 Сагайдак. Забой 3444 м)

раствора для промывки скважины, была также ликвидирована по техническим причинам. Это указывало на невозможность бурения скважины на подсолевой девон по старой технологии.

На скважине № 51, после утяжеления ИБР до плотности 2160-2180 кг/м³ и проработки ствола скважины до забоя (3444 м), был проведен комплекс геофизических работ. При анализе геофизических материалов было отмечено уменьшение диаметра по всему стволу скважины на 20-25 мм, а против отдельных глинистых пропластков (в интервалах 2745-2747 м, 2943-2945 м) на 50-100 мм (рис.43). Средняя скорость смещения пород, находящихся на стенке скважины, составляла 0,1 - 0,4 мм/час.

Был сделан вывод, что причиной смещения пород в ствол скважины является не только недостаточное противодействие столба бурового раствора в момент вскрытия пород, но и применение ИБР плохого качества с несбалансированной активностью водной фазы. Нарушению устойчивости пород в наибольшей мере способствовал контакт стенок скважины с водой при установке водяных ванн и рапопроявлений, когда в стволе происходило замещение ИБР на рапу. Это привело к тому, что в околоствольной зоне образовалась некоторая область нарушенных пород, разрушение которых продолжается длительное время, даже при повышении плотности ИБР до 2160-2180 кг/м³. Из этого следовало, что после устранения этих причин (улучшения качества ИБР, ликвидации контактов стенок скважины с водой) нарушение пород на стенках скважины прекратится и плотность ИБР можно будет снизить (в случае, если не будет наблюдаться интенсивного поступления воды из рапопроявляющего горизонта).

Дальнейшее бурение подтвердило правильность сделанных выводов. При углублении скважины посадки и затяжки бурильных труб полностью прекратились. По геофизическим данным ствол скважины,

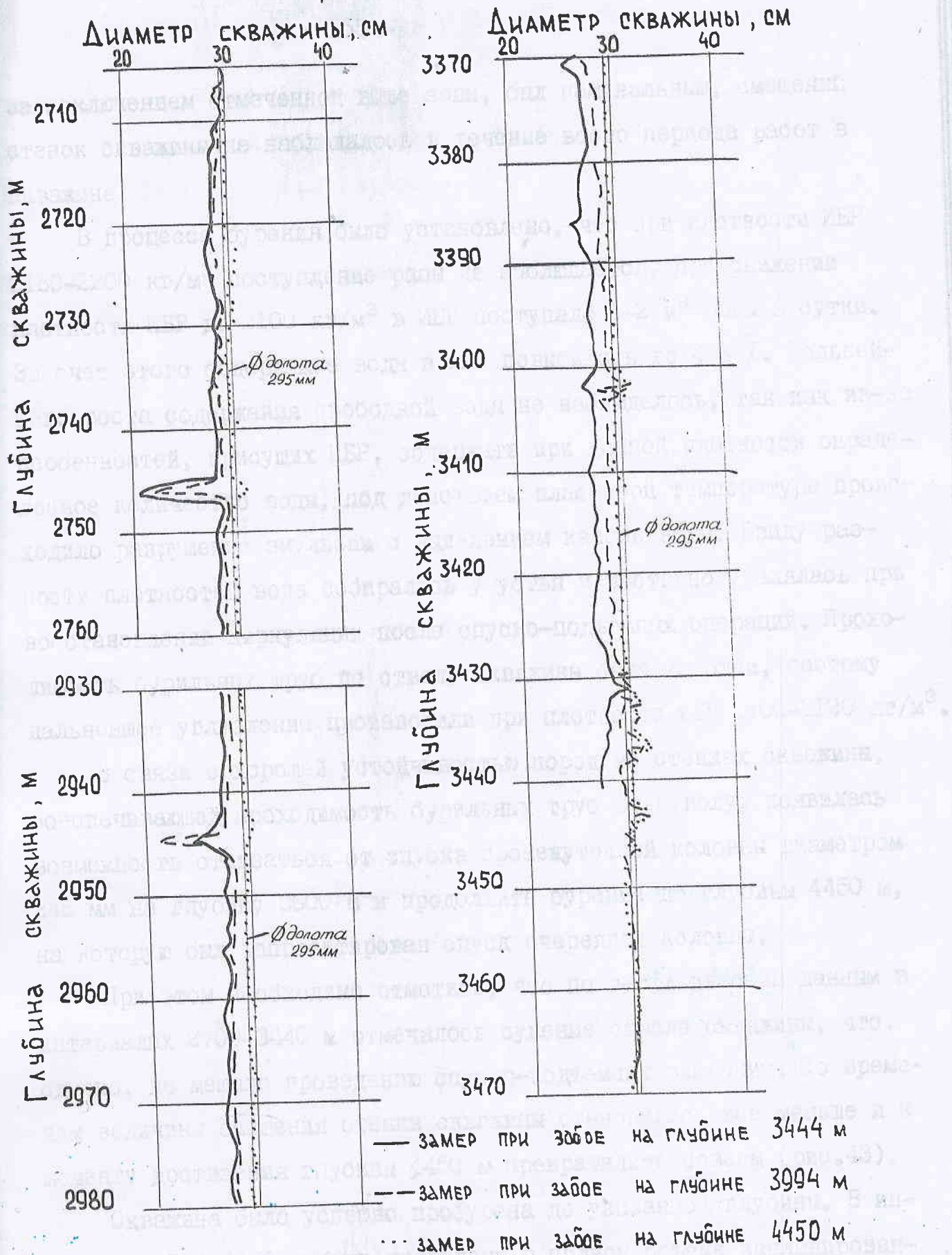


Рис. 43. КАВЕРНОГРАММЫ СТВОЛА
СКВАЖИНЫ 51 САГАЙДАК

за исключением отмеченной выше зоны, был номинальным, смещений стенок скважины не наблюдалось в течение всего периода работ в скважине.

В процессе бурения было установлено, что при плотности ИБР 2180-2200 кг/м³ поступление рапы не наблюдается. При снижении плотности ИБР до 2100 кг/м³ в ИБР поступало 1-2 м³ рапы в сутки. За счет этого содержание воды в ИБР повысилось до 4-6 %. Дальнейшего роста содержания свободной воды не наблюдалось, так как из-за особенностей, присущих ИБР, содержать при данной плотности определенное количество воды, под действием пластовой температуры происходило разрушение эмульсии с выделением капель воды. Ввиду разности плотностей вода собиралась у устья и частично удалялась при восстановлении циркуляции после спуско-подъемных операций. Проприходимость бурильных труб по стволу скважины была хорошей, поэтому дальнейшее углубление производили при плотности ИБР 2100-2120 кг/м³.

В связи с хорошей устойчивостью пород на стенках скважины, обеспечивающей проходимость бурильных труб по стволу, появилась возможность отказаться от спуска промежуточной колонны диаметром 245 мм на глубину 3600 м и продолжить бурение до глубины 4450 м, на которую был запроектирован спуск очередной колонны.

При этом необходимо отметить, что по геофизическим данным в интервалах 2700-3440 м отмечалось сужение ствола скважины, что, однако, не мешало проведению спуско-подъемных операций. Со временем величины смещения стенки скважины становились все меньше и к моменту достижения глубины 4450 м прекратились совсем (рис.43).

Скважина была успешно пробурена до указанной глубины. В интервале 2720-4450 м были проведены в полном объеме запланированные геофизические работы: инклинометрия, кавернометрия и профилометрия, термометрия, акустический, индукционный и радиоактивные

заротажи. Геофизические исследования показали, что в интервале 2698-4450 м имеется шестнадцать пропластков высокопластичных глин, однако, результаты кавернометрии и хорошая проходимость бурильных труб свидетельствовали о том, что смещения пород не наблюдается. Об этом свидетельствует также то, что в течение 4 месяцев (простой из-за отсутствия обсадных труб) ствол скважины шаблонировался I раз в месяц. Бурильные трубы доходили до забоя без посадок.

Во время простоя в ствол скважины поступала рапа. Стабильность ИБР была высокой, разрушение раствора не наблюдалось. Рапа проходила через ИБР, переливаясь на устье тонкой струйкой. При этом, в связи с уменьшением температуры при перемещении рапы от забоя к устью, происходила выкристаллизация солей. В результате этого весь раствор за время простоя оказался насыщенным солью. Однако, при циркуляции раствора соль отделялась на виброситах и раствор приобретал первоначальные параметры.

После поступления обсадных труб, в процессе подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны диаметром 245 мм, была нарушена предыдущая колонна диаметром 324 мм, в результате чего произошло катастрофическое поглощение ИБР, с падением уровня до 165 м. Методы борьбы с поглощением описаны в разделе 4.4.2. Необходимо отметить трудности по определению места поглощения, большую продолжительность (109 дней) и трудоемкость работ, большие потери раствора.

После устранения поглощения и проработки ствола скважины промежуточная колонна диаметром 245 мм была спущена в три секции и зацементирована до устья (рис.39).

Дальнейшее бурение осуществлялось без существенных осложнений. Была достигнута проектная глубина 5000 м. В связи с хорошим состоянием ствола, а также увеличением мощности хемогенных пород более чем на 500м, проектная глубина скважины была увеличена до 5300м.

При бурении подсолевых отложений на глубине 5015 м возникло катастрофическое поглощение ИБР с падением уровня раствора в скважине. В связи с тем, что девонские отложения в ДДВ слабо изучены, было принято решение не спускать дополнительной обсадной колонны, а дальнейшее бурение проводить, ликвидировав поглощение при помощи изоляционных паст и максимально возможного снижения плотности раствора. При закачке пасты поглощение было ликвидировано (см. раздел 4.4.2). Однако, в связи с тем, что в неперекрытом обсадной колонной разрезе имелись продуктивные пласты и пласты глин, снизить плотность ИБР было возможно только до 1950-2000 кг/м³. Вследствие применения раствора такой большой плотности неоднократно возникали катастрофические поглощения, которые ликвидировали аналогичным образом (см. раздел 4.4.2).

Несмотря на возникшие осложнения, скважина была добурена до проектной глубины 5300 м.

Подводя итоги бурения скважин 51 и 55 Сагайдак в интервале хемогенных пород, а также учитывая опыт бурения скважины 50 Сагайдак, можно прийти к следующему:

1. Опыт бурения скважины 51 Сагайдак показывает, что применение ИБР в качестве бурового раствора позволяет решить проблему проводки глубоких скважин в хемогенных отложениях.

2. В условиях высоких забойных температур и солевой агрессии ИБР обладал высокой агрегативной и кинетической стабильностью.

3. При применении ИБР имеется возможность создания в пристволевой зоне скважины такого напряженного состояния, когда породы в ней будут находиться в состоянии близком к упругому, что обеспечивает длительную устойчивость ствола скважины.

4. Высокоминерализованный глинистый раствор плотностью до 2180 кг/м³ не обеспечивает сохранения устойчивости горных пород

4.3. Изучение возможности образования плотностей хемогенного комплекса на стенках скважины. Вследствие этого, обе скважины (№ 50 и № 55 Сагайдак) были ликвидированы по техническим причинам, не достигнув проектной глубины. Повышение плотности глинистого раствора временно улучшает проходимость бурильных труб по стволу скважины, а затем ствол опять осложняется. Причиной снижения прочности пород на стенках скважины является действие водной фазы раствора.

4. При недостаточной плотности раствора происходит разрушение пород на стенках и их смещение в ствол скважины независимо от природы раствора.

5. Решение проблемы сохранения устойчивости стенок скважин в хемогенных отложениях путем применения ИБР соответствующей плотности в скважине № 51 Сагайдак позволило рекомендовать этот раствор для разбуривания пород хемогенного комплекса на всех вводимых в бурение скважинах Сагайдакской, Радченковской и Братешковской площадей.

4.3. Изучение возможности снижения плотности ИБР, при условии сохранения устойчивости стенок скважин при бурении в хемогенной толще.

Успешная проводка скважины № 51 Сагайдак позволила применить ИБР для бурения хемогенных отложений в скважинах № 52, 56, 57 и 60 (дублер скважин № 50 и № 55) Сагайдакской, № 151 Радченковской и 54 Братешковской площадей. Это создавало благоприятные условия не только для дальнейшей проверки правильности сделанных в главе 2 выводов, но и давало возможность ставить и решать новые задачи.

Одновременное бурение шести скважин обеспечило оперативное получение материала по геолого-техническим условиям проводки скважин, изучение которых позволило выработать ряд конкретных мероприятий, направленных на дальнейшее совершенствование техники и технологии бурения скважин с применением ИБР.

С целью быстрого и качественного приготовления ИБР с заданными параметрами, были разработаны новые схемы расположения оборудования буровых, а также внесен ряд изменений в общепринятую технологию приготовления и обработки ИБР (см.прилож.1,2). В результате проведенных работ на всех буровых ИБР был высокого качества, осложнений, связанных с потерей стабильности ИБР, не происходило.

Промысловые работы подтвердили правильность сделанных в главе 2 выводов. Применение раствора, отвечающего выдвинутым требованиям (см.выводы главы 2), обеспечило поддержание породы на стенках скважины в устойчивом состоянии. При этом смещений стенок скважины не отмечено (рис.44).

Однако, применение ИБР высокой плотности приводило к поглощениям раствора, вследствие резкого изменения градиентов пласто-

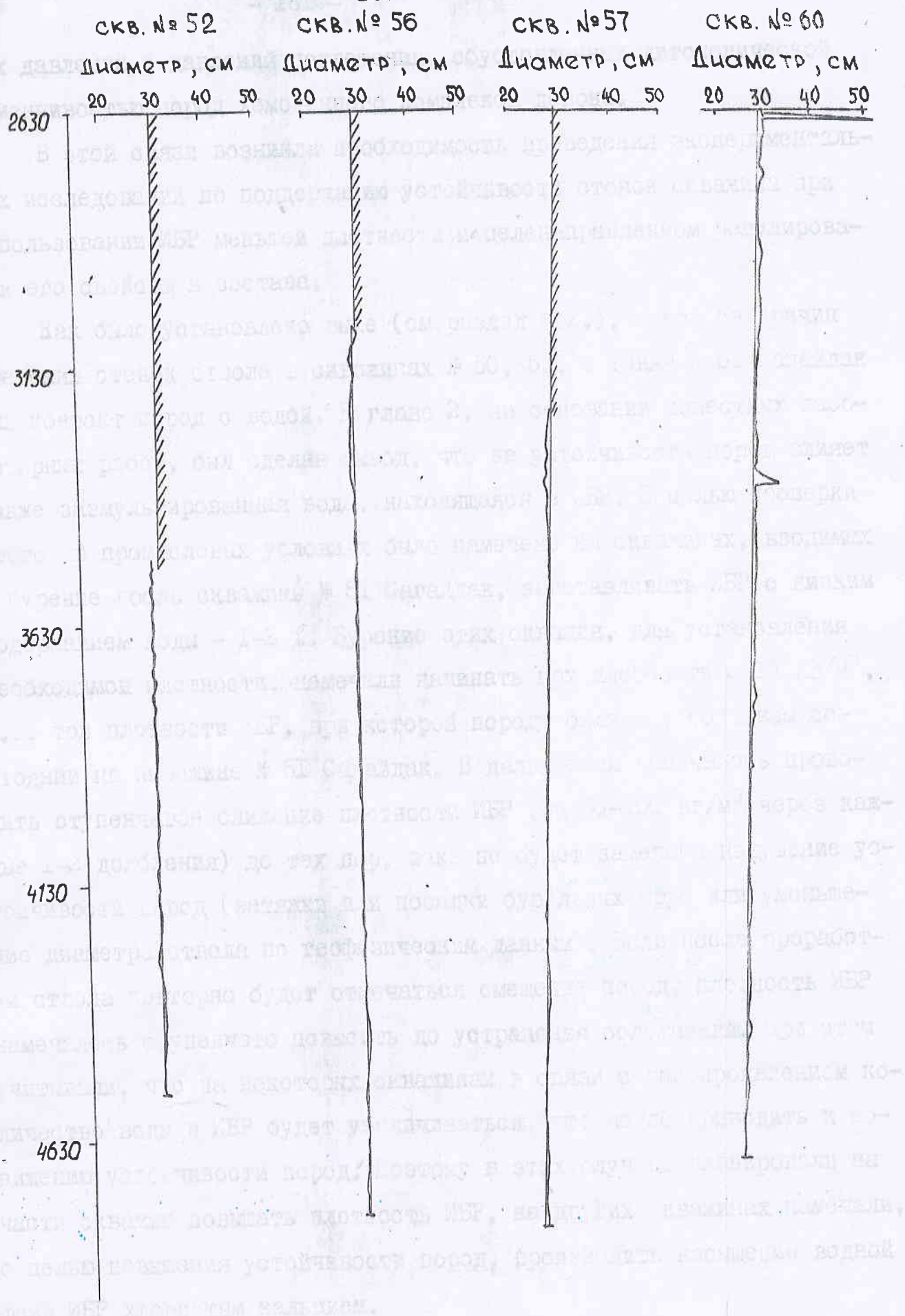


Рис. 44. Кавернограммы скважин, пробуренных на ИБР (Сагайдакская площадь)

и давлений и давлений поглощения, обусловленных литологической изменчивостью пород хемогенного комплекса девона.

В этой связи возникла необходимость проведения экспериментальных исследований по поддержанию устойчивости стенок скважины при использовании ИБР меньшей плотности и целенаправленном регулировании его свойств и состава.

Как было установлено выше (см. раздел 4.2.), одной из причин смещения стенок ствола в скважинах № 50, 55, а также № 51 Сагайдак был контакт пород с водой. В главе 2, на основании известных лабораторных работ, был сделан вывод, что на устойчивость пород влияет также замультивированная вода, находящаяся в ИБР. С целью проверки этого, в промысловых условиях было намечено на скважинах, вводимых в бурение после скважины № 51 Сагайдак, заготавливать ИБР с низким содержанием воды - 1-2 %. Бурение этих скважин, для установления необходимой плотности, намечали начинать при плотности 2100 кг/м^3 , т.е. той плотности ИБР, при которой породы были в устойчивом состоянии на скважине № 51 Сагайдак. В дальнейшем намечалось проводить ступенчатое снижение плотности ИБР (на 50-100 кг/м^3 через каждые 1-2 долбления) до тех пор, пока не будет замечено нарушение устойчивости пород (затяжки или посадки бурильных труб или уменьшение диаметра ствола по геофизическим данным). Если после проработки ствола повторно будет отмечаться смещение пород, плотность ИБР намечалось ступенчато повысить до устранения осложнений. При этом учитывали, что на некоторых скважинах в связи с рапопроявлением количество воды в ИБР будет увеличиваться, что могло приводить к понижению устойчивости пород. Поэтому в этих случаях планировали на части скважин повышать плотность ИБР, на других скважинах намечали, с целью повышения устойчивости пород, производить насыщение водной фазы ИБР хлористым кальцием.

На случай возникновения поглощений при использовании ИБР повышенной плотности, было намечено проведение работ, результаты которых изложены в разделе 4.4.2. На одной из скважин намечалось провести исследования по определению возможности снижения плотности ИБР после отбора породы из "пределльной" зоны в интервалах залегания пластов пластичных пород при помощи гидромониторов по методике, разработанной в работе / 24 /.

Следовательно, исследования намечалось проводить по следующим направлениям:

1. Изучение влияния количества свободной воды в ИБР на устойчивость пород хемогенного комплекса.
2. Изучение влияния активности водной фазы ИБР на устойчивость пород на стенках скважины.
3. Изучение возможности снижения плотности ИБР после отбора породы из "пределльной" зоны.

4.3.1. Изучение влияния количества свободной воды в ИБР на устойчивость пород хемогенного комплекса.

Изменение методики замены глинистого раствора на ИБР (см. приложение № 2) и последующего приготовления утяжеленного ИБР упростило получение в условиях буровой раствора с низким содержанием свободной воды (1-2 %). Применение таких растворов позволило поддерживать породы хемогенного комплекса в устойчивом состоянии при плотности ИБР 1950-2000 кг/м³ (скважина 52,60,56 Сагайдак) и даже 1800 кг/м³ (скв.57 Сагайдак, 151 Радченки) (табл.17). Однако сохранить такое низкое количество свободной воды в ИБР в процессе бурения не удавалось. При вскрытии рапопроявляющих горизонтов количество свободной воды в ИБР увеличивается.

Изменение параметров ИБР в процессе бурения

№ скважины	Интервал бурения, м	Мощность интервала, м	П а р а м е т р ы И Б Р				Количество воды, %	Термоста- бильность
			Плот- ность, кг/м³	Вязкость, т100, сек	СНС, Па			
I	2	3	4	5	6	7	8	
56 Сагайдак	3058-3070	12	2100-2120	30	5,4/7,5	0,3 - 0,5	термоста- билен	
	3070-4237	1167	1980-2040	25-30	1,5-7,2/ 4,0-11,1	0,5 - 2,0	-:-	
	4237-4522	285	2050-2080	30-22	1,5-3,8/ 4,0-7,8	2,0 - 6,0	-:-	
	4522-4588	66	2090-2110	35-40	4,5-6,0/ 9,5-14,6	8,0-12,0	-:-	
	4588-4638	50	2120-2140	40-50	4,5-6,0/ 9,0-14,5	12,0	-:-	
	4638-4778	140	2160-2220	35-40	2,7-3,6/ 6,5-10,5	12,0-14,0	-:-	
52 Сагайдак	4778-5241	463	1700-1750	25-80	1,2-3,0/ 2,4-7,5	5-10	-:-	
	3520-4456	936	2000-2060	15-27	4,5-9,5/ 7,8-18,3	1,0-5,0	термоста- билен	
	4456-4532	76	2080-2090	28-60	6,9-9,3/ 12,0-12,6	10-12	-:-	
	4532-4562	30	2120	16-20	0,6/2,4	5-8	-:-	
	4562-4603	41	2140-2200	20-30	0,9-1,5/ 1,8-4,2	6-8	-:-	

I	2	3	4	5	6	7	8
4603-4878	275	2100-2140	15-65	1,2-6,0/3,0-9,9	8-14	термостаби- лен	
4878-4920	42	2020-2040	25-40	3,5-4,5/6,0-9,0	8-14	"	
4920-5161	241	1750-1800	15-25	1,2-2,5/3,0-4,5	8-14	"	
57 Сагай- дак							
3220-3280	60	2000-2050	25-30	2,5 / 6,0	1-2	"	
3280-3450	170	1900-1940	25-30	1,5-3,5/6,0-9,5	1-2	"	
3450-3620	170	2000-2050	45-60	3,5-6,5/6,5-11,2	3-4	"	
3620-4800	1180	2060-2100	25-60	1,5-7,5/5,5-14,0	6-8	"	
4800-5200	400	2100-2140	35-75	3,5-7,5/6,5-14,0	6-8	"	
5200-5655	455	2120-2160	25-75	1,5-6,0/5,5-10,0	6-8	"	
60 Сагай- дак							
2660-3820	1160	2000-2030	30-40	2,5-4,0/9,0-12,0	1-2	термостаби- лен	
3820-4076	256	2030-2080	50-80	3,0-8,0/9,0-13,0	4-5	"	
4076-4639	563	2090-2100	60-90	4,8-7,2/12,0-14,0	8-10	"	
4639-4750	111	2000-2020	25-35	2,5-4,0/9,0-12,0	8-10	"	
4750-5659	909	2140-2200	25-140	1,5-9,0/4,5-20,0	3-22	"	
4331-4772	741	1800-1830	35-50	2,0-3,0/5,0-7,0	1-2	"	
4772-5500	728	1860-1900	60-100	4,0-8,0/7,0-12,0	3-5	"	
4013-4181	168	1970-2040	40-50	4,8-7,8/10,0-13,0	1-2	"	
4181-4277	96	2080-2100	25-35	2,4-6,0/6,0-12,0	5-8	"	
4277-4285	8	2100-2200	35	2,4/6,0	10	"	
4285-5000	715	2200-2320	15-35	0,9-2,1/2,5-4,5	8-10	"	
151 Рад- ченки							
54 Бра- тешки							

Состав пластовых вод (рапы)

№ скважины	6.6.1974	11.6.1974	18.6.1974	22.4.1976	20.4.1976	22.4.1976	23.4.1976	54 - Братешки	60-Сагайдак
Дата отбора пробы	6.6.1974	11.6.1974	18.6.1974	22.4.1976	20.4.1976	22.4.1976	23.4.1976		6.4.77:12.4.77
Забой во время отбора пробы	3444	3444	3444	5015	4277	4277	4277	4750	4750
Состав раствора; % экв.	39,28	39,28	38,72	47,89	49,25	49,08	49,82	34,32	30,31
Na ⁺ + K ⁺	-	0,61	-	0,54	0,53	-	-	-	-
Mg ⁺⁺	10,11	10,13	11,28	1,57	0,22	0,92	0,18	15,68	19,54
Ca ⁺⁺	-	-	-	-	-	-	-	-	следы
Fe ⁺⁺	49,45	49,32	49,15	49,2	46,71	49,26	47,54	49,66	49,4
Cl ⁻	0,5	0,49	0,67	0,28	0,62	-	0,18	0,13	0,23
CO ₃ ⁻	0,04	0,04	0,05	0,13	0,25	-	-	-	-
HCO ₃ ⁻	0,01	0,15	0,13	0,39	2,42	0,74	2,2	0,01	0,09
SO ₄ ⁻	1,2205	1,2205	1,2197	1,2111	1,2405	1,2153	1,2254	1,229	1,236
Плотность воды	11,18	11,18	10,35	10	10	11,4	10	10	10,9
pH	335,03	335,03	270,03	316,68	434,65	321,17	331,8	348,54	338,45
Минерализация г/л	0,8	0,79	0,77	0,96	1,04	0,99	1,05	-	0,6
Na									0,29
ce									
OH									

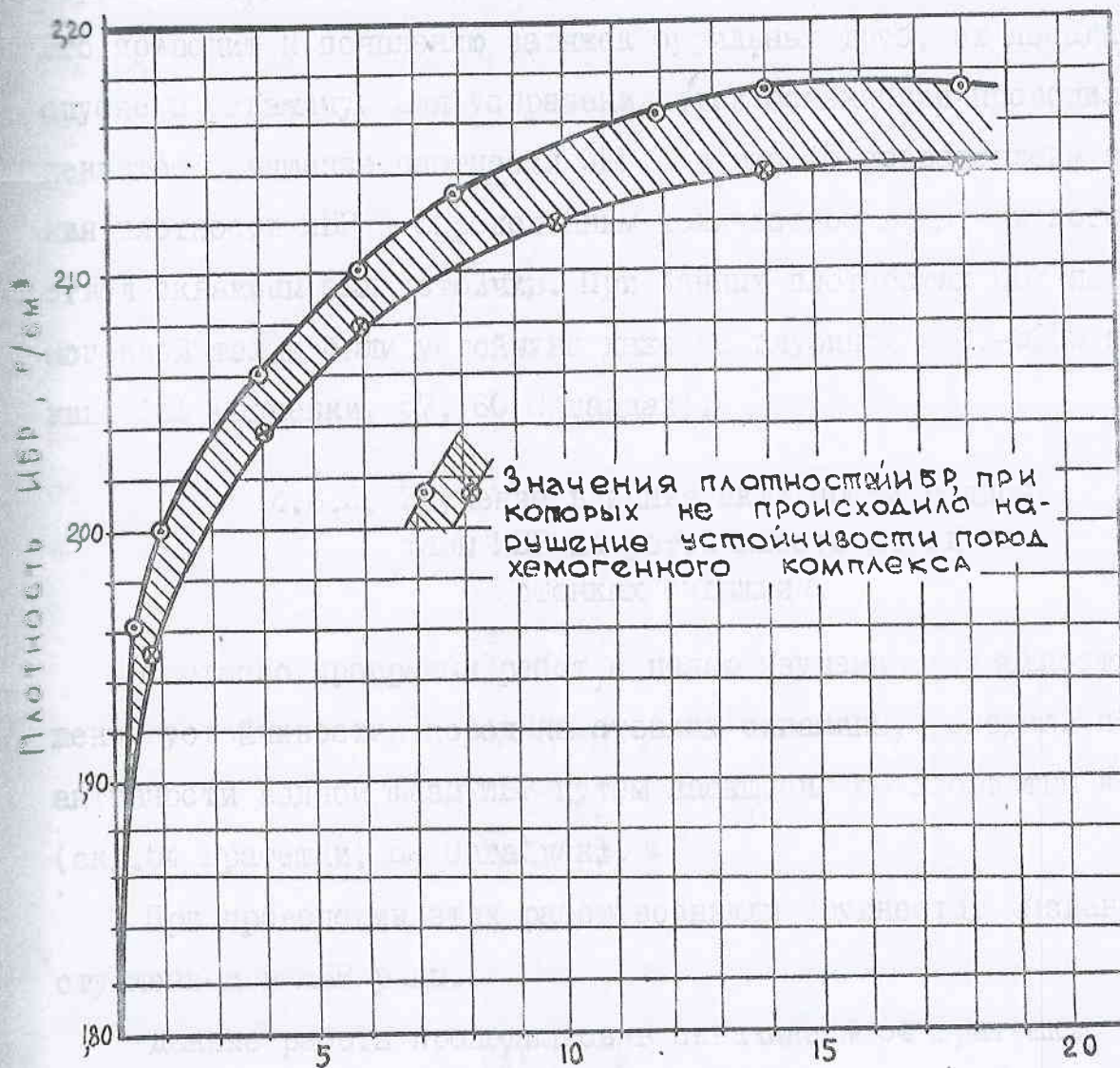


Рис. 45. Влияние количества свободной воды на устойчивость стенок скважины в хемогенных отложениях.

Химический анализ воды приведен в таблице 18. При увеличении количества свободной воды в ИБР, несмотря на высокую её минерализацию, устойчивость пород на стенках скважины понижается. Это приводит к появлению затяжек бурильных труб, их посадкам при спуске в скважину. Для устранения этих осложнений проводили ступенчатое повышение плотности ИБР. На рис. 45 представлены значения плотности ИБР с определенным количеством воды, при которых ствол скважины был устойчив. При данных плотностях ИБР породы хемогенной толщи были устойчивы даже на глубинах 5500-5659 м (скважины 151 Радченки, 57, 60 Сагайдак).

4.3.2. Изучение влияния активности водной фазы ИБР на устойчивость пород на стенках скважины.

Согласно программы работ, с целью изучения возможности повышения устойчивости пород на стенках скважины, проводили повышение активности водной фазы ИБР путем насыщения её хлористым кальцием (скв. 54 Братешки, 52 Сагайдак).

При проведении этих работ возникли трудности, вызванные поступлением в ИБР рапы.

Данные работы проводились в скважине № 54 Братешки, где на глубине 4268 м был встречен пласт высокопластичных пород, пройти которые длительное время не удавалось, даже при повышении плотности ИБР до 2240 кг/м^3 . Попытки повысить минерализацию водной фазы ИБР путем ввода хлористого кальция длительное время не давали результата. Хлористый кальций, растворяясь, вытеснял менее растворимый хлористый натрий из водной фазы ИБР и из поступающей в раствор рапы. Хлористый натрий выкристаллизовывался в виде тонкодисперсного порошка, удалить который из раствора не удавалось.

Это приводило к росту структурно-механических свойств ИБР,

для снижения которых раствор обрабатывали смолистой нефтью и СМАЦ-I и частично разбавляли свежеприготовленным ИБР. За счет этого, а также из-за непрерывного поступления рапы и выделения воды из ИБР в отдельную фазу, концентрация хлористого кальция в водной фазе ИБР значительно понижалась. Через некоторый промежуток времени хлористый кальций полностью вымывался из водной фазы ИБР.

Положительные результаты были получены на той же скважине после усовершенствования системы очистки раствора, что было достигнуто изменением способа натяжения сетки на виброситах. Это позволило устанавливать сетку с ячейкой 0,7 x 0,7 мм. ИБР, проходя через такую сетку, полностью очищался от выкристаллизовавшейся соли.

Повторно ИБР был обработан при забое скважины 4915 м. В этот момент ствол скважины в интервале залегания пластичных пород (4267-4300 м) настолько осложнился, что дальнейшее углубление скважины стало невозможным, даже при повышении плотности ИБР до 2260-2280 кг/м³. После введения 2,5 % хлористого кальция от объема раствора (20 % в пересчете на водную фазу) состояние ствола значительно улучшилось. Скважина была добурена до проектной глубины 5000 м.

В тех случаях, когда рапопроявляющие горизонты в скважине перекрыты, повышение активности водной фазы позволяет наиболее эффективно повысить устойчивость пород на стенках скважины. Так, на скважине 52 Сагайдак, после спуска обсадной колонны диаметром 245 мм на глубину 4500 м, для дальнейшего углубления был применен ИБР, используемый ранее, содержащий 10 % свободной воды. В интервале 4743-4783 м было отмечено нарушение устойчивости пород. Без посадок бурильные трубы проходили интервал осложнений только при

плотности ИБР 2140-2160 кг/м³. Однако, применение ИБР такой плотности привело к поглощению раствора. Насыщение водной фазы хлористым кальцием (25 % в пересчете на водную фазу) позволило понизить плотность ИБР до 1800 кг/м³.

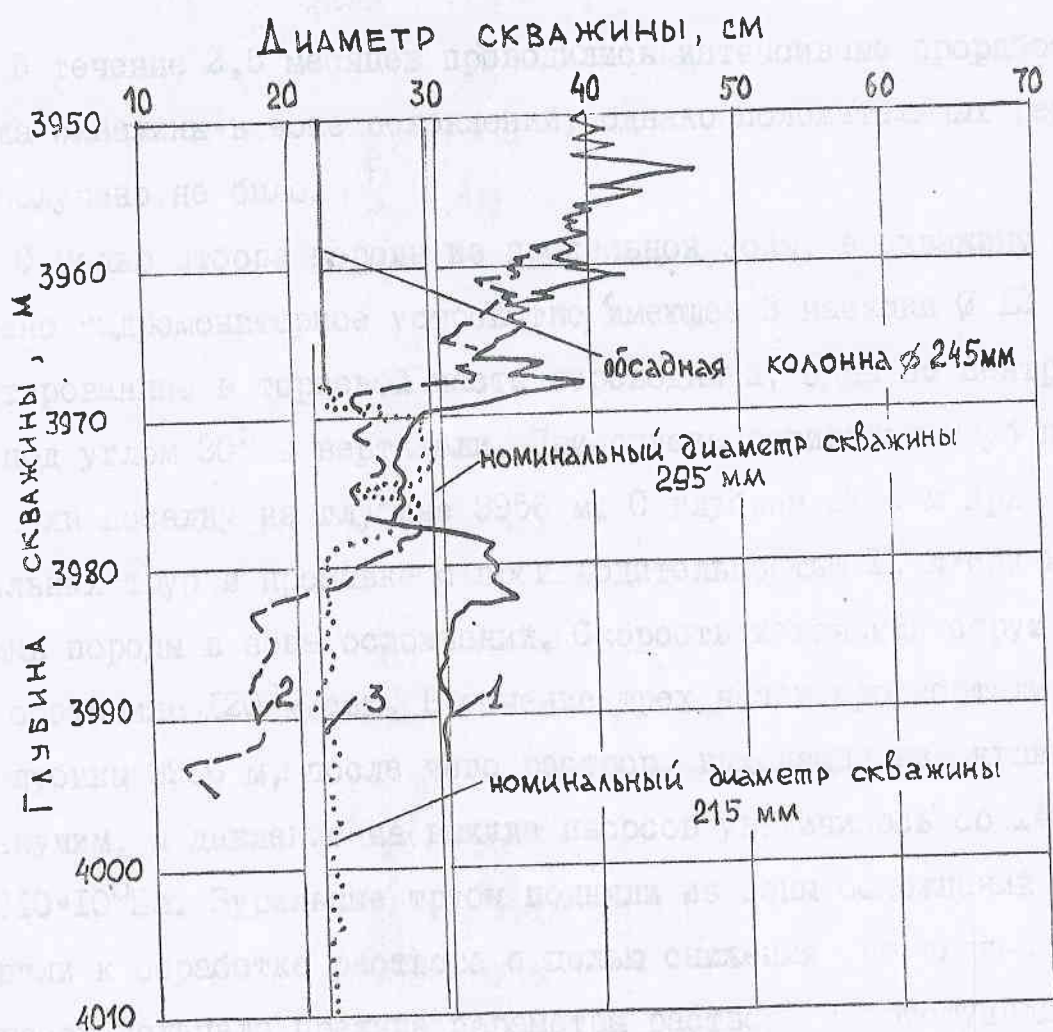
Аналогичные работы были проведены на скважине 56 Сагайдак, где после спуска обсадной колонны Ø 194 мм было проведено насыщение водной фазы ИБР хлористым кальцием. Затем плотность ИБР была понижена до 1700-1750 кг/м³. Породы на стенках скважины при бурении были в устойчивом состоянии.

Повышение устойчивости пород при увеличении содержания хлористого кальция в водной фазе ИБР было отмечено также при бурении терригенных разрезов (скважина 154 Матяши).

4.3.3. Изучение возможности снижения плотности бурового раствора после отбора породы из предельной зоны.

Данная серия экспериментальных работ была проведена на скважине 54 Братешки при бурении пород хемогенного комплекса с применением как глинистого раствора, так и ИБР.

В данной скважине на глубине 3956-3980 м в кровля хемогенных пород был вскрыт пласт высокопластичных глинистых пород. Забойная температура составила 110°C. Бурение осуществляли при промывке калий-магниевым глинистым раствором, стабилизированным КССБ. Раствор имел параметры $\rho = 1340$ кг/м³, $T = 70-105$ сек, $B = 5$ см³/30 мин., $CNC = 9,1/12,4$ Па, $PH = 7$ Сол. 13,5°, $Ca^{++}Mg^{++} = 245$. В интервалах высокопластичных глинистых отложений и хемогенных пород отмечались постоянные сужения ствола скважины (рис. 46), что приводило к постоянным посадкам буровых труб, их прихватам в зоне осложнений, скорость смещения стенки скважины составляла 0,11 см/час в глинистой части разреза и 0,35 см/час в соленосном разрезе.



- 1,2 - замеры диаметра скважины, выполнены при забое 4013 м после вскрытия пласта на глинистом растворе и интенсивной проработки:
- 1 - замеры выполнены через 8 часов после окончания проработки;
 - 2 - замеры выполнены через 36 часов после окончания проработки;
 - 3 - замеры выполнены после спуска 245 мм колонны и перехода на ИБР (при забое на глубине 4268 м).

Дис.46. Кавернограммы ствола скважины № 54 Братешки

В течение 2,5 месяцев проводились интенсивные проработки ствола скважины в зоне осложнений, однако положительных результатов получено не было.

С целью отбора породы из предельной зоны, в скважину было спущено гидромониторное устройство, имеющее 3 насадки $\varnothing 12$ мм, смонтированные в торцевой части переводника, одна по центру, а две под углом 30° к вертикали. При спуске бурильных труб последние дали посадку на глубине 3956 м. С глубины 3956 м при вращении бурильных труб и промывке с производительностью 11 л/сек начали размыв породы в зоне осложнений. Скорость истечения струи из насадок составила 120 м/сек. В течение трех часов проработали скважину до глубины 3966 м, после чего раствор, выходящий из скважины, стал нетекучим, а давление на выкиде насосов увеличилось со $140 \cdot 10^5$ Па до $210 \cdot 10^5$ Па. Бурильные трубы подняли из зоны осложнений и приступили к обработке раствора с целью снижения его вязкости. Через 15 часов получили прежние параметры раствора и приступили к повторному размыву пород в зоне осложнений. Однако достичь глубины более 3966 м не удалось. Через цикл циркуляции под действием высокой пластовой температуры раствор становился нетекучим. Причиной этого являлось диспергирование размываемых глинистых пород и их переход в раствор, что резко повышало структурно-механические показатели раствора. В зоне осложнений попрежнему происходили затяжки и прихваты бурильных труб. При спуске компоновки для бурения бурильные трубы давали посадку в кровле зоны осложнений. После длительных и интенсивных проработок интервала осложнений была сделана попытка перекрыть эту зону обсадной колонной диаметром 245 мм. Колонна была прихвачена в кровле хемогенных пород на глубине 3968 м.

Проведенный эксперимент показывает, что при большой глубине скважины и высоких пластовых температурах проводить работы по раз-

глинистых пород из предельной зоны буровым раствором на водной основе нецелесообразно в связи с диспергированием и переносом глинистых частиц в раствор.

Дальнейшее бурение скважины осуществлялось с применением ИБР параметрами: $\rho = 1970-2040 \text{ кг/м}^3$, $T = 40-50 \text{ сек}$, $\text{СНС} = 6,3/11,4 \text{ Па}$, $Q = 1 \text{ мл/30 мин}$, свободной воды 1-2 %. Раствор термостабилен.

Ранее вскрытый на глинистом растворе интервал 3970-4013 м был пройден без осложнений. Однако, уже при забое 4180 м было отмечено повышение количества воды в ИБР, появились проработки в отдельных интервалах ствола скважины. Поэтому плотность ИБР повысили до 2080-2100 кг/м^3 , что обеспечило беспрепятственное прохождение буровых труб по стволу скважины. Причиной снижения устойчивости пород на стенках скважины было поступление рапы, вследствие чего количество свободной воды в ИБР увеличилось до 5-8 %.

На глубине 4268 м был вскрыт пласт высокопластичных пород и был разбурен до глубины 4277 м. Ниже указанной глубины пройти не удавалось. При отключении насосов, если буровые трубы находились в интервале осложнений, появлялась затяжка до 30-40 т, циркуляцию удавалось восстановить при давлении $(200-220) \cdot 10^5 \text{ Па}$ (рабочее давление - $140 \cdot 10^5 \text{ Па}$). Если буровые трубы поднимали выше интервала осложнений, то после отключения насосов при спуске буровой колонны в кровле пласта происходила жесткая посадка. Проходимость буровых труб восстанавливалась при циркуляции раствора. Непрерывные проработки интервала осложнений в течение 12 суток, увеличение плотности ИБР с 2100 кг/м^3 до 2140-2160 кг/м^3 положительных результатов не дали. Провести каротажные работы в зоне осложнений не удалось; приборы останавливались на глубине 4260 м. В закаротированной части ствола диаметр скважины был номинален. В интервале 3975-4000 м, ранее пробуренном с применением глинистого раствора доло-

диаметр $\varnothing$ 295 мм, где по каротажным данным и по проходимости буровых труб отмечалось интенсивное смещение пород, ствол имел диаметр 115 мм (рис. 46), т.е. диаметр долот, применявшихся для бурения после спуска обсадной колонны. Это еще раз подтверждало вывод, что при применении ИБР для промывки скважин имеется возможность создания такого напряженного состояния, при котором породы на стенках скважины будут находиться в устойчивом состоянии и их смещения не будет.

Поэтому считали, что при повышении плотности ИБР породы, находящиеся ниже глубины 4268 м, будут также устойчивы.

С целью изучения пород в интервале осложнений в пробуренном интервале 4268-4277 м пытались отобрать керн снарядом "Недра". Было поднято около 4 кг породы, представляющей собой вязкую кашеобразную глинистую массу (возможно, обрушенную породу из пристволенной зоны), и которой оказались куски размером 3 x 5 x 2 см ангидритов и известняков. Определить физико-механические свойства пород в зоне осложнения не удалось. При повышении плотности ИБР до 2220-2240 кг/м³ проходимость буровых труб не улучшилась. Дальнейшего повышения плотности не проводили из-за опасения вызвать поглощение из-за гидроразрыва пород. Скважина была законсервирована, а затем находилась в простое более полутора лет. В течение этого времени скважина переливала минерализованной водой плотностью 1240 кг/м³, которая проникала через ИБР. Всего поступило из скважины более 300 м³ рапы. Состав рапы приведен в табл. 18.

После возобновления работ ИБР был очищен от соли и обработан химреагентами. Параметры раствора были: $\rho = 2220$ кг/м³, $T = 18-24$ сек, $\theta = 0,7 / 1,8$ Па, содержание свободной воды - 10 %. Раствор термостабилен. В течение 7 суток в зоне осложнений велись интенсивные проработки и промывки, однако нарастить буровые трубы не удалось.

Поэтому для улучшения проходимости бурильных труб было принято решение провести отбор породы из интервала осложнений. С этой целью в скважину был спущен гидромониторный переводник, аналогичный по конструкции применяемому раньше. При производительности насосов 14 л/сек, давлении на выкиде насосов $220 \cdot 10^5$ Па, скорости истечения раствора из насадок - 40 м/сек, в течение 10 часов производили размыв породы в зоне осложнений. Вымываемая порода легко отделялась на сетках вибросит, поэтому параметры ИБР не изменялись.

Промывку скважины во время размыва пород вели цементирующими агрегатами 4АН-700. Необходимо отметить трудности, возникшие при проведении данной технологической операции. Связано это было с тем, что цементирующие агрегаты при прокачке раствора плотностью 2220-2240 кг/м³ при давлении $220 \cdot 10^5$ Па не могли работать без ремонта более часа.

После подъема гидромониторного переводника и проработки интервала осложнений трехшарошечным долотом посадок и затяжек бурильных труб не наблюдалось, и бурение скважины было продолжено. Были приняты неоднократные попытки провести в скважине геофизические работы, однако приборы ниже глубины 4270 м в скважину не проходили.

Через 10-12 суток опять появились затяжки бурильных труб в интервале 4265-4300 м. Поэтому через 30-40 суток повторяли размыв породы в интервалах осложнений. Следует отметить, что из-за плохой работы цементирующих агрегатов эффективность размыва пород была недостаточной. Тем не менее скважина была добурена до глубины 4915 м. При этом ствол скважины в интервале 4265-4300 м значительно осложнился. Появилась угроза самопроизвольной забурки нового ствола в интервале осложнений. Повышение плотности ИБР до 2260-2280 кг/м³ не способствовало улучшению проходимости бурильных труб по стволу скважины. В то же время скважина начала поглощать рас-

твор. Скважина была добурена до проектной глубины 5000 м после повышения минерализации водной фазы ИБР (см.раздел 4.3.2).

Следовательно, проведенными работами установлено, что устойчивость пород на стенках скважины при бурении с использованием ИБР значительно понижается при увеличении в нем количества свободной воды. В этом случае проходимость бурильных труб по стволу скважины может быть обеспечена повышением плотности ИБР или, что более эффективно, повышением минерализации водной фазы ИБР.

Отбор породы из предельной зоны также способствует улучшению проходимости бурильных труб по стволу скважины; однако, при высокой плотности ИБР проводить его затруднительно.

4.4. Технология предотвращения осложнений при проводке скважин с применением ИБР.

Несмотря на то, что в целом бурение скважин на Сагайдакской, Радченковской и Братешковской площадях велось успешно на отдельных скважинах оно сопровождалось осложнениями различной степени тяжести. Основной причиной осложнений является отсутствие достоверной информации о предполагаемой горно-геологической характеристике разреза, особенно в части градиентов пластовых давлений, давлений поглощений и гидроразрывов.

Из осложнений, возникающих при бурении скважин на этих площадях, наибольшую сложность вызвали рапопроявления и катастрофические поглощения промывочной жидкости, а также связанные с ними нарушения устойчивости стенок скважин (см. раздел 4.3.).

4.4.1. Борьба с рапопроявлением.

На всех скважинах Сагайдакской площади, а также на скважине 54 Братешки наблюдались проявления высокоминерализованной воды (рапы) (табл. 18). При этом интенсивность проявлений и величина градиентов давлений была на каждой скважине различной. Поступающая в скважину рапа, при циркуляции раствора, хорошо эмульгировалась в ИБР. В результате, в процессе долбления, количество воды в ИБР увеличивается. После прекращения циркуляции, в связи с большим объемным заполнением системы, под действием пластовой температуры происходило разрушение эмульсии и выделение воды в отдельную фазу. Под разностью удельных весов вода поднималась к устью скважины. Поэтому во время спуска бурильных труб и восстановлений циркуляции появлялась возможность удалить часть рапы из ИБР. Количество выделившейся воды зависило от объемного заполнения ИБР, его

структурно-механических свойств, температуры по стволу скважины, интенсивности поступления рапы, длительности простоя скважины (отсутствия циркуляции). Так как большинство из этих факторов во время бурения изменяются незначительно, то в ИБР, несмотря на непрерывное поступление рапы, содержится почти постоянное количество воды, большее на тех скважинах, где поступление рапы было интенсивнее (табл. 17).

При увеличении количества воды растут структурно-механические свойства ИБР, понижается устойчивость пород на стенках скважины (см. раздел 4.2 и 4.3), что вызвано снижением прочности пород и увеличением гидродинамических давлений. Для улучшения проходимости бурильных труб по стволу на большинстве скважин с увеличением количества воды повышали плотность ИБР (см. раздел 4.3).

Высокие структурно-механические свойства раствора значительно затрудняли выделение воды из ИБР, поэтому количество воды в нем могло увеличиваться. Это в отдельных случаях при интенсивном поступлении рапы приводило к переливу раствора из скважины.

В разделе 4.2. описан опыт борьбы с интенсивным рапопроявлением в скважине № 51 Сагайдак..

Другой случай интенсивного рапопроявления произошел в скважине № 60 Сагайдак, где на глубине 4750 м в процессе бурения была вскрыта линза рапы с большой аномальностью пластового давления. Количество воды в ИБР увеличилось с 5-6 % до 10-12 %, плотность раствора уменьшилась с 2040-2060 кг/м³ до 2000 кг/м³ и скважина начала переливать. Был закрыт превентер. Через 10 минут давление поднялось до $80 \cdot 10^5$ Па, а затем через сутки до $335 \cdot 10^5$ Па и продолжало увеличиваться (рис. 47). При попытках стравить давление, открытием задвижек на 3-5 минут, из скважины шла рапа. При закрытии задвижек давление быстро восстанавливалось. Максимальное давление достигло

$350 \cdot 10^5$ Па, что указывало на то, что в скважине идет поглощение раствора плотностью 2040–2060 кг/м³ при поступлении рапы плотностью 1240 кг/м³. В течение 3 суток было заготовлено 250 м³ ИБР плотностью 2200–2220 кг/м³. Закачка раствора производилась со штуцерованием выходящего раствора. Со скважины вышло около 80 м³ рапы плотностью 1240 кг/м³ (состав рапы представлен в табл.18), затем шел ИБР плотностью 1900 кг/м³ с содержанием свободной воды до 30 %. Образованию эмульсий с таким большим количеством воды способствовало штуцерование раствора при задавке скважины. В конце задавки из скважины шел ИБР плотностью 2100 кг/м³. После закачки 250 м³ ИБР (1,5 объема скважины) открыли превентер и поднимали буровые трубы в башмак обсадной колонны. Подъем буровых труб происходил с затянками, что свидетельствовало о снижении устойчивости пород при рапопроявлении.

На устье скважины наблюдался незначительный перелив раствора. Поэтому превентер был опять закрыт. Через 10 минут давление установилось $20 \cdot 10^5$ Па, а затем начался медленный рост давления (рис.47). Через четверо суток давление достигло $80 \cdot 10^5$ Па. Повторная замена ИБР в скважине на раствор плотностью 2200–2220 кг/м³ со штуцерованием выходящего раствора результатов не дали. Со скважины выходила стойкая эмульсия плотностью 1900–2100 кг/м³ с содержанием свободной воды до 30 % при закрытии задвижек давление поднималось до $(20-40) \cdot 10^5$ Па. Разрушить эмульсию применением различных деэмульгаторов не удавалось. Поэтому раствор разбавляли до 10 % дизельного топлива и повторно утяжеляли баритом до плотности 2200–2220 кг/м³. Такой раствор имел параметры: $T_{100} = 40-60$ сек. $\theta = 2,4/6,0$ Па. $\Phi_{30} = 1$ мл. Содержание свободной воды 20–22 %. Раствор термостабилен.

Следующую замену провели открыв превентер. Это позволило из-

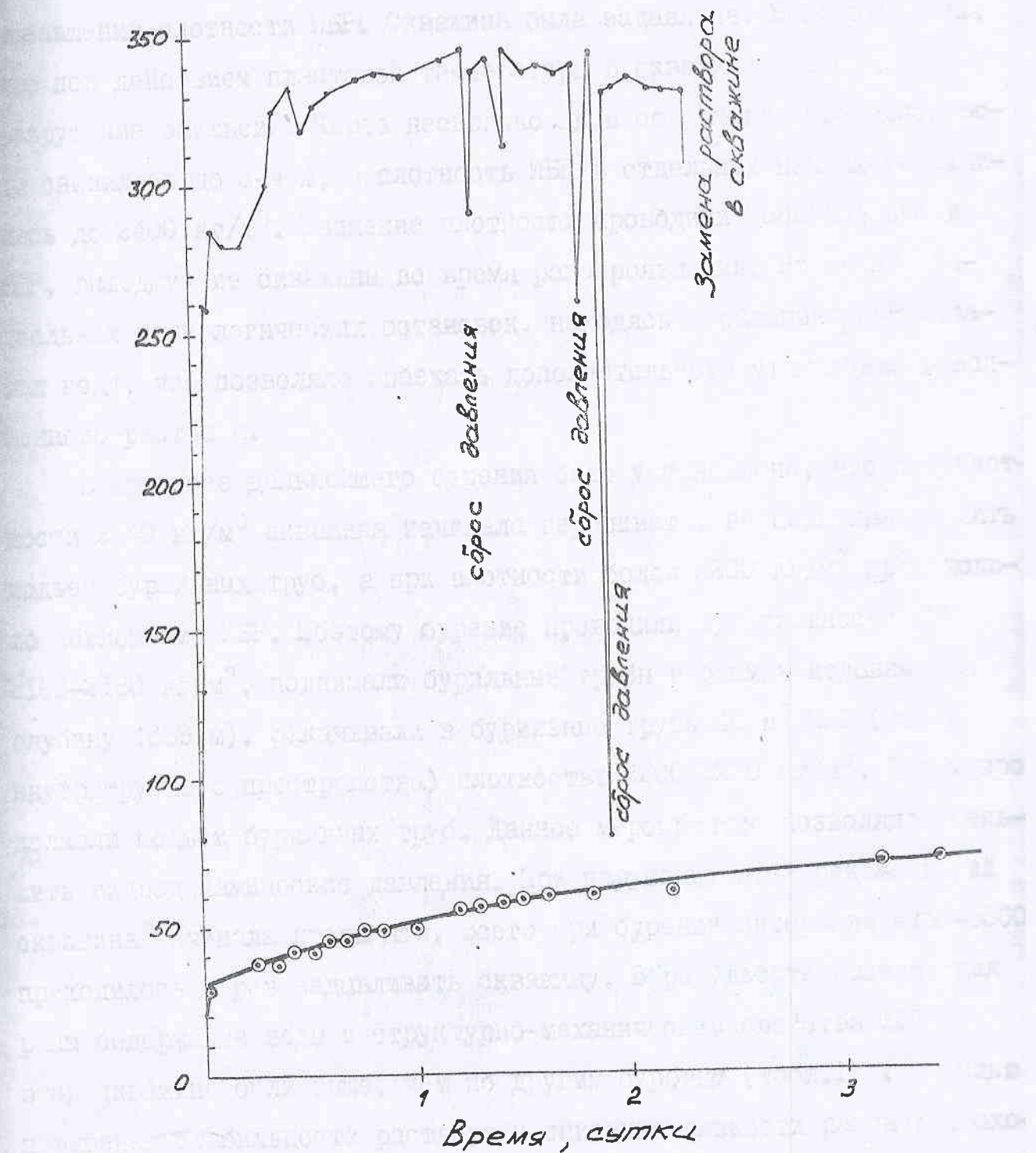


Рис. 47. Графики изменения давления на устье скважины при рапопроявлении / скважина 60 Сагайдак, забой 4750 м /

1 - в скважине ИБР-р=2.06 г/см³ 2 - в скважине ИБР-р=2.16 г/см³

снизить образования эмульсий с более высоким содержанием воды и уменьшить плотности ИБР. Скважина была задавлена. Было отмечено, что под действием пластовой температуры в скважине происходило разрушение эмульсий. Через несколько дней содержание свободной воды снизилось до 3-4 %, а плотность ИБР в отдельных пачках увеличилась до 2400 кг/м^3 . Снижение плотности проводили добавкой ИБК и ИБР, вышедшим из скважины во время рапопроявления. Во время специальных технологических остановок, находясь в скважине, ИБР отдавал воду, что позволяло избежать дополнительного утяжеления обводненного раствора.

В процессе дальнейшего бурения было установлено, что при плотности 2140 кг/м^3 скважина начинала переливать, не позволяя сделать подъем бурильных труб, а при плотности более 2200 кг/м^3 происходило поглощение ИБР. Поэтому бурение проводили при плотности ИБР $2160-2180 \text{ кг/м}^3$, поднимали бурильные трубы в башмак колонны (на глубину 4639 м). Закачивали в бурильные трубы 40 м^3 ИБР (объем внутритрубоного пространства) плотностью $2200-2220 \text{ кг/м}^3$. Затем продолжали подъем бурильных труб. Данное мероприятие позволяло уменьшить гидродинамические давления. При нарушении этих рекомендаций скважина начинала проявлять. Всего при бурении интервала 4750-5300 м приходилось 8 раз задавливать скважину. В результате поступления рапы содержание воды и структурно-механические свойства ИБР на этой скважине были выше, чем по другим буровым (табл. I7). С целью повышения стабильности раствора и снижения вязкости раствор приходилось часто обрабатывать СМАД-I, ИБК и нефтью.

Несмотря на отмеченные трудности, скважина была добурена до проектной глубины 5300 м. Затем по геологическим причинам проектная глубина была увеличена до 5659 м, которая была также достигнута.

На остальных скважинах интенсивность поступления рапы была значительно меньше. Поэтому их бурение не вызывало таких осложне-

4.4.2. Борьба с катастрофическими поглощениями ИБР.

Катастрофические поглощения ИБР происходили:

- а) вследствие нарушения обсадных колонн диаметром 324 и 245 мм (скважина 56, 51 Сагайдак, 151 Радченки);
- б) вследствие вскрытия проницаемых горизонтов с более низким пластовым давлением, чем вышележащие горизонты (скважина 56, 51, 60 Сагайдак).

В процессе подготовки ствола скважины 51 Сагайдак для спуска обсадной колонны диаметром 245 мм была нарушена предыдущая 324 мм обсадная колонна. При этом произошло катастрофическое поглощение с падением уровня до 165 м. После снижения плотности ИБР в колонне до 1640 кг/м^3 и восстановления циркуляции, были определены места нарушений (в интервалах 883-896 м и 1904-1916 м) путем опрессовки колонны с пакером, устанавливаемом последовательно на различных глубинах. Следует отметить, что на проведение этой операции затрачивается значительный период времени. Поглощение было решено ликвидировать путем установки в интервалах нарушения обсадной колонны цементных мостов с закачкой $3-4 \text{ м}^3$ цементного раствора в пласт. Поглощения в верхнем интервале ликвидировали путем установки двух мостов, а во втором интервале 4 мостов из цементного раствора на водной основе. Для установки моста расходовали 10-15 т портланд-цемента. Перед цементным раствором закачивали буфер: 8 м^3 ИБР плотностью 1100-1300 кг/м^3 , обработанного 2 % сульфанола и 1 % СМАД-1, 5 м^3 воды, обработанной 2 % сульфанола. После цементного раствора закачивался буфер аналогичного состава, исходя из расчета получе-

200 м столба раствора буфера в трубах.

Работы по ликвидации поглощения были проведены за 109 дней.

Расход материалов на ликвидацию поглощения приведен в таблице 19.

На скважине 56 Сагайдак при забое на глубине 4589 м во время спуска бурильных труб произошло нарушение обсадной колонны на глубине 2086-2089 м. В результате катастрофического поглощения уровень упал на 250 м. Место нарушения обсадной колонны было установлено путем проведения термометрии скважины. При этом было установлено, что для четкой отбивки места поглощения необходимо закачивать не менее 15 м³ ИБР.

Для борьбы с поглощением была разработана специальная пакерная жидкость - ИБР с наполнителем (резиновой крошкой) в количестве 10-20 % от объема раствора / 6Г /. Поглощение было ликвидировано после закачки в интервал нарушения колонны 6 м³ пакерной жидкости и последующей задавки 2 м³ жидкости в пласт. Все работы по устранению поглощения проведены за 12 дней. Экономический эффект от внедрения тампонирующей смеси составил - 30 тыс. рублей.

На скважине 151 Радченки обсадная колонна диаметром 245 мм была нарушена в интервале 2056-2087 м. В результате катастрофического поглощения ИБР плотностью 1900-1920 кг/м³ уровень понизился на 120 м. Место поглощения было определено при помощи пакера. Установкой двух цементных мостов поглощение ликвидировать не удалось. После закачки 7 м³ пакерной жидкости поглощение было ликвидировано. Колонна была герметична при опрессовке на $100 \cdot 10^5$ Па. Экономический эффект от внедрения тампонирующей смеси составил 40 тыс. рублей.

Предложенная пакерная жидкость с резиновым наполнителем успешно применялась для ликвидации катастрофических поглощений, возникающих из-за вскрытия в процессе бурения горизонтов с более низким

Таблица I9

Расход материалов для борьбы с поглощением
ИБР на скважине 5I Сагайдак.

Наименование материалов	Количество, т
Дизельное топливо	97
Б и т у м	34,55
Известь	38,5
Б а р и т	703,5
Сульфонол	32,01
Нефть Сагайдакская	19,5
СМАЦ-I	21,5
Цемент для "горячих" скважин	100,5
Каустик	0,8

пластовым давлением (скважина 51 Сагайдак - глубина 5015 м, 5111 м, скважина 60 Сагайдак - глубина 4835 м, скважина 52 Сагайдак - глубина 4870 м). Для ликвидации поглощения в пласт под давлением закачивали 3-4 м³ пакерной жидкости. Для её приготовления в ИБР, применяемый для бурения, вводили резиновую крошку в количестве 15-20 % от объема раствора.

Имеется также случай, когда ликвидировать поглощение не удалось. На скважине 56 Сагайдак, вследствие применения ИБР высокой плотности (2220 кг/м³), при вскрытии на глубине 4777 м горизонтов с низким пластовым давлением произошло катастрофическое поглощение раствора. В результате падения уровня раствора произошел обвал пород. В это время в затрубном пространстве находился раствор плотностью 2200 кг/м³, а в трубах, после восстановления уровня, - со средней плотностью 1890 кг/м³. При этом скважина свободно принимала ИБР при создании избыточного давления в трубах (20-30)·10 Па. Закачка пакерной жидкости позволила поднять избыточное давление до 100·10⁵ Па, однако этого было недостаточно для восстановления циркуляции. Работы по закачке пакерной жидкости были повторены трижды, после чего отверстия в долоте были перекрыты резиновым шаром, бурильные трубы отторпедированы и начали работы по забуриванию второго ствола.

Следовательно, несмотря на то, что предложенная пакерная жидкость является эффективным средством борьбы с катастрофическим поглощением ИБР высокой плотности, необходимо продолжить работы по подбору добавок повышающих кольматирующую способность раствора.

4.5. Изучение влияния тампонажных растворов различной природы на устойчивость стволов скважин в хемогенных отложениях.

С целью сохранения устойчивости пород на стенках скважины после их крепления обсадными колоннами и проверки выводов, сделанных в главе 2, цементирование обсадных колонн в интервалах залегания хемогенных пород, в скважинах, пробуренных с применением ИБР, производилось цементным раствором на углеводородной основе - ОНЭЦР. В контрольных скважинах, пробуренных с применением глинистого раствора, цементирование обсадных колонн производили по обычной технологии цементным раствором, водная фаза которого была насыщена хлористым натрием.

Всего на Сагайдакской площади в хемогенных отложениях, пробуренных с применением глинистого раствора, были спущены три обсадные колонны (см. табл. 20) в скважинах № 50, 55 и 401. Качество цементирования проверяли, кроме геофизических методов, также путем опрессовки. В процессе проведения дальнейших работ в скважинах № 50 и 55 нарушения колонн отмечено не было. В скважине № 401, при снижении уровня глинистого раствора плотностью 1750 кг/м^3 на 200 м во время испытания, обсадная колонна диаметром 168 мм, перекрывающая хемогенные породы, была нарушена на глубинах 4100 м и 4560 м. В этих интервалах при бурении отмечалось интенсивное смещение пород.

ОНЭЦР был применен для цементирования в хемогенных отложениях нижних секций промежуточных колонн диаметром 245 мм (скв. № 51, 52, 56, 57, 60 Сагайдак), хвостовика диаметром 194 мм (скв. 56 Сагайдак и 54 Братешки) и нижних секций эксплуатационных колонн диаметром 168 мм (скв. 51 Сагайдак) и диаметром 140 мм (скв. 60 Сагайдак) (табл. 21).

Данные об обсадных колоннах, спущенных в хвостовую часть
отложений

№ скважины	Интервал спуска колонны, м	Диаметр колонны, мм	Толщина стенки обсадных труб, мм	Группа прочностных сталей	Тип цементного раствора	Примечание
1. 2	3	4	5	6	7	8
1. 50 Сагайдак	3552-2588	219	10,16	N	цементный раствор, затворенный на минерализованной воде.	колонна на-рушена на глубине 4100 и 4560 м.
2. 55 Сагайдак	3657-2242	245	12,06	P-IIIO	"	
3. 401 Сагайдак	4658-3148	168	10,54	P-IIIO	"	
4. 51 Сагайдак	4439-2548	245	13,84	P-IIIO	ОНЭПР	
5. 56 Сагайдак	4507-2797	245	10,16	P-IIIO	"	
6. 52 Сагайдак	4510-3430	245	12,06	P-IIIO	"	
7. 60 Сагайдак	4639-2530	245	13,84	P-IIIO	"	
8. 51 Сагайдак	5300-2863	168	12,06	P-IIIO	"	
9. 57 Сагайдак	4809-3105	245	12	E	"	
10. 56 Сагайдак	4750-4105	194	10,92	P-IIIO	"	на трубах на-реза на резьба для безмуфтового соедине-ния.
11. 60 Сагайдак	5659-4530	140	10,54	P-IIIO	"	
12. 52 Сагайдак	5160-4350	140	12	L	"	
13. 56 Сагайдак	5237-4136	114	12	L	"	
14. 54 Брагешки	4700-3900	194	10,92	P-IIIO	"	

данные по цементированию скважин с применением ОНЭР.

№ скважин	Дата проведения цементирования	Диаметр колонны, мм	№ секции	Интервал цементирования, м	Условная цементирования		Т и П: Утяжелитель	Параметры ОНЭР		срок схватывания, при забойной температуре, час	начало застывания, (сжатие, изгиб)				
					тирования	забойное давление, температура, °С		растекаемость	плотность, г/см ³						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. 51-Сагайдак	15.8.1975г	245	I	4439-3343	118	940	УЩ-1-120 барит	I6	2,10	I2	20	4	44/20		
2. "	22.8.1975г	245	II	3343-2548	105	700	"	I6	2,10	15	24	4	40/15		
3. 56-Сагайдак	25.12.1975г	245	I	4507-3655	120	935	"	I6	2,10	8	15	3	45/22		
4. "	5.1.1976г	245	II	3655-2797	108	760	"	I4	2,12	10	15	3	38/15		
5. 52-Сагайдак	14.12.1976г	245	I	4518-3974	120	920	"	I8	2,08	8	15	3	45/25		
6. "	25.12.1976г	245	II	3974-3430	105	700	УЩ нет	I8	2,05	6	15	2	42/25		
7. 60-Сагайдак	9.12.1976г	245	I	4639-3639	123	970	УЩ-1-120 барит	I4	2,10	20	25	8	29/10		
8. "	29.12.1976г	245	II	3639-2530	108	690	"	I8	2,05	10	15	3	38/15		
9. 51-Сагайдак	5.1.1977г.	168	I	5050-3200	135	1040	"	I8	2,05	10	15	4	42/12		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
10.	51-Сагайдак	21.1.1977г	168	П	4200-2863	112	850	УМЦ-1-120	нет	18	2,05	6	10	2 45/15
11.	57-Сагайдак	30.4.1977г.	245	И	4809-4100	145	1020	"	барит	16	2,10	6	10	4 40/15
12.	"	10.5.1977г.	245	П	4100-3105	110	860	"	"	16	2,12	6	10	3 29/10
13.	56-Сагайдак	17.12.1977г	194	И	4750-4105	125	1450	"	"	16	2,25	7	12	3 25/10
14.	60-Сагайдак	1.7.1978г	140	И	4530-5498	160	1210	"	"	16	2,20	6	10	3 35/15
15.	52-Сагайдак	22.11.1978г	140	И	4394-4955	130	895	"	нет	18	2,00	5	10	3 45/28
16.	56-Сагайдак	4.12.1978г	127	И	5230-4146	145	915	"	"	18	2,00	5	10	3 48/25
17.	54-Братешки	29.1.1978г	194	И	4700-3900	127	1080	"	барит	16	2,20	7	12	3 25/10

Цементирование были проведены при максимальной забойной температуре - 145°C , максимальном давлении - $1450 \cdot 10^5 \text{ Па}$, максимальной плотности ОНЭЦР - 2250 кг/м^3 .

Данные по креплению скважин в хемогенных отложениях, свойствах и составе ОНЭЦР приведены в табл.20-22.

Во всех случаях приготовление ОНЭЦР проводилось по методике, изложенной в разделе 3.5. Заготовку ОНЭЦР проводили во время спуска обсадной колонны, обычно за один-два дня до цементирования. На буровой ОНЭЦР хранили в емкостях, оборудованных гидромониторами, объемом по 25 м^3 каждая.

Как видно из табл.21, приготовление ОНЭЦР в большинстве случаев проводилось в зимний период. Несмотря на низкую температуру (-10°C - -27°C), ОНЭЦР не замерзал и перед цементированием легко перемешивался; при этом подвижность раствора становилась близкой к свежеприготовленному ОНЭЦР. С целью снижения структурно-механических свойств электролиты-регуляторы сроков застывания и схватывания вводились в приготовленный ОНЭЦР при перемешивании перед закачкой его в скважину. После этого ОНЭЦР заливался в мерники цементировочных агрегатов и оттуда закачивался в скважину.

При цементировании первых скважин ОНЭЦР буферные жидкости не применяли /62,89,90,93/. Это обуславливалось тем, что ОНЭЦР, как система у которой внешняя фаза и применяемые ПАВ одинаковы с ИБР, не вызывает ухудшение параметров ИБР и флокуляции твердой фазы. Поэтому первые девять секций (табл.21) были зацементированы без буферных жидкостей. Однако при цементировании секций обсадных колонн в скважинах № 51 и № 60 Сагайдак с головы хвостовика смывали пачки разгазированного раствора. Причиной этого было попадание ИБР в ОНЭЦР, в результате чего сроки схватывания значительно увеличивались. Поэтому на всех последующих скважинах стали применять

таблица 22

Составы применяемых ОНЭЦР

Наименование компонентов	Плотность ОНЭЦР, кг/м ³					
	2050		2080-2120		2200-2250	
	количество ком- понентов, % вес		количество ком- понентов, % вес		количество ком- понентов, % вес	
	до водо- отделе- ния	после водо- отде- ления	до водо- отделе- ния	после водо- отде- ления	до водо- отделе- ния	после водо- отде- ления
I	2	3	4	5	6	7
Цемент УЩ-1-120	63,75*	74,65*	55,01	64,85	44,88	51,46
Барит	-	-	10,56	8,04	23,93	27,45
H ₂ O	23,00	9,79	22,00	12,45	19,94	8,21
Дизельное топливо	12,25	14,35	11,44	13,49	10,35	11,87
Сульфенол	1,03	1,21	0,99	1,17	0,9	1,01

* — Для цементирования скважины 52 Сагайдак вместо УЩ-1-120 применялся цементУЩГ.

Примечание: Перед закачкой в скважину ОНЭЦР обрабатывался СМАД-1 в количестве 0,5-0,7 % от объема раствора и NaOH в количестве 0-1,2 % от объема раствора при необходимости ускорения сроков загустевания и схватывания.

жидкости - дизельное топливо и поднимать давление в скважинном пространстве по мере схватывания цемента, особенно при цементировании пластов с аномально высоким пластовым давлением. Наиболее эффективным для цементирования был разработан утяжеленный буферный раствор, состоящий из дизельного топлива, сульфонола и барита. Плотность буферного раствора была 2300 - 2400 кг/м³. Применение такого буферного раствора позволяло не только сохранять давление на продуктивные пласты во время цементирования неизменным, но и частично удалять адгезионную корку с породы и стенок скважины.

Результаты крепления всех скважин были хорошие. При опрессовке колонны были герметичны. Даже на скважине 51 Сагайдак, где с головы хвостовика (секции) смывали пачки разгазированного раствора, колонна была герметична как при опрессовке, так и при снижении уровня воды на 2500 м при испытании скважины на продуктивность. Перетоков не наблюдалось. Случаев смятия колонн не наблюдалось.

Это указывает на правильность сделанных в главе 2 выводов. Разработанная на основании этих выводов технология проводки скважины в хемогенных отложениях позволила сохранить устойчивость ствола скважин не только при бурении, но и после их крепления. Следовательно, можно утверждать, что сложная техническая проблема бурения скважины в хемогенных отложениях решена.

В процессе бурения по упрощенной технологии по скважине 51 Сагайдак, бурившейся в прачинском глинистом известняке (рис. 39), это позволило избежать на скважине осложнений в подступе к продуктивному пласту. Зона цементации хвостовика диаметром 100-124 мм. Так на скважине 51 Сагайдак в интервале 4200-4750 м были перекрыты хемогенным диаметром 124 мм.

4.6. Техничко-экономические показатели,
достигнутые при применении ИБР для
бурения скважин в хемогенных отложениях.

Основные положения и выводы данной работы были заложены в научно-обоснованные проекты на бурение скважин № 51, 52, 56, 57, 60 Сагайдак. По скважинам 151 Радченки и 54 Братешки по решению геолого-технических совещаний были внесены соответствующие изменения в проектную документацию и технологию бурения.

Проводка данных скважин осуществлялась под научно-техническим руководством автора диссертации.

В результате применения и совершенствования предложенной технологии при проводке скважин с использованием буровых и тампонажных растворов на углеводородной основе на скважинах № 51, 52, 56, 57, 60 Сагайдак, 151 Радченки и 54 Братешки были получены более высокие технико-экономические показатели, чем по скважинам бурившимся с применением глинистого раствора (скважины № 50, 55 Сагайдак, 100 Радченки).

Все скважины, бурившиеся на ИБР, достигли проектных глубин (табл. 23). Причем в скважинах № 51, 57 и 60 Сагайдак проектные глубины были увеличены на 250-300 м.

Бурение скважин на Сагайдакском месторождении с применением ИБР производилось по упрощенной конструкции по сравнению со скважинами, бурившимися с применением глинистого раствора (рис. 38, 39). Это позволяло иметь на случай осложнений в подсолевой части разреза, возможность перекрыть зону осложнений хвостовиком диаметром 168-194 мм. Так на скважине 56 Сагайдак в связи с катастрофическими поглощениями в подсолевом девоне, вышележащие породы в интервале 4200-4750 м были перекрыты хвостовиком диаметром 194 мм.

Таблица 23

Объем бурения скважин с применением
И Б Р

Показатели	№ скважин							Итого, м
	51 Сагай- дак	56 Сагай- дак	52 Сагай- дак	57 Сагай- дак	60 Сагай- дак	54 Братеш- ки	151 Рад- чен- ки	
Проектная глубина	$\frac{5000^{\text{ж}}}{5300}$	5400	5400	$\frac{5400^{\text{ж}}}{5650}$	$\frac{5300^{\text{ж}}}{5650}$	5000	5500	
Фактическая глубина	5300	5241 ^{хж}	5161 ^{хж}	5655	5659	5000	5500	
Интервал бу- рения с при- менением ИБР, м	$\frac{2728-5300}{5300}$	$\frac{3058-5241}{5241}$	$\frac{3520-5161}{5161}$	$\frac{3220-5655}{5655}$	$\frac{2660-5659}{5659}$	$\frac{4013-5000}{5000}$	$\frac{4331-5500}{5500}$	
Проходка по годам, м								
1973 г.	689	-	-	-	-	-	-	689
1974 г.	1033	-	-	-	-	-	-	1033
1975 г.	219	1531	-	-	-	-	-	1750
1976 г.	631	233	1131	1114	1979	272	1069	6429
1977 г.	-	-	255	1321	633	438	100	2747
1978 г.	-	419	255	-	387	277	-	1338
Всего:	2572	2183	1641	2435	2999	987	1169	13986

Примечание: ^ж в числителе - первоначальная проектная глубина,
в знаменателе - измененная проектная глубина.

^{хж} скважины вскрыли фундамент.

При сравнении технико-экономических показателей, полученных при бурении скважин с применением глинистого раствора и ИБР наибольший интерес представляют данные, полученные на Сагайдакской площади в сопоставимых интервалах залегания верхней пачки хемогенных пород (соленосная и ангидритосоленосная толща до кровли негидратовых и продуктивных отложений).

Как отмечалось в разделах 4.2 - 4.3 на всех скважинах, где применяли ИБР удавалось обеспечить поддержание пород на стенках скважины в устойчивом состоянии.

Хорошая устойчивость пород на стенках скважины при применении ИБР позволила значительно сократить затраты времени на проработку ствола скважины. Проработки, в основном, носили профилактический характер. Это позволяло отработку долот проводить только на разрушение породы на забое, что обеспечило получение высоких технико-экономических показателей отработки долот (см. табл. 24, 25). Так на скважине 56 Сагайдак в интервале 3058-4588 м было израсходовано всего 12 долот, при этом максимальная проходка на долото составила 440 м. Стойкость долот возросла до 96-103 часов (табл. 25). Не было случаев нарушения стабильности раствора.

В результате по всем скважинам в 1,34-2,65 раз увеличилась коммерческая скорость бурения даже по сравнению со скважиной 51 Сагайдак и 2,5-6,8 раз по сравнению со скважинами 50 и 55 Сагайдак, где применялся глинистый раствор (табл. 24), улучшился баланс времени. В табл. 26 приведен в качестве примера баланс времени бурения сопоставимого интервала хемогенных пород, в скважинах дублерах, устья которых находились друг от друга на расстоянии 200-250 м. Из таблицы видно, что по скважине №60 производительное время составляло 96,2 %, что почти в три раза выше, чем на скважинах, где применялся глинистый раствор. При этом работы по проходке составили

Таблица 24

Технико-экономические показатели бурения скважин
с применением различных буровых растворов.

Показатели	Един. изм.	Сагайдакская площадь							Радченковская площадь			
		№ скважин										
		50	55	51	52	56	57	60	100	151		
Тип раствора		глинистый высоко- минерализованный	И	Б	Р	глинистый высокоминерализов.	ИБР					
Интервал бурения	м	2611- 4649	2728- 4615	3520- 4532	3058- 4588	3220- 4800	2660- 4639	4319- 4914	4333- 5500			
Общая проходка	м	2038	1887	1012	1530	1580	1979	595	1167			
Диаметр долота	мм	269,190	295,214	295	295	295	295	190	214			
Коммерческая скорость	м/ст. мес.	57,5	153	205	406	257	219,9	39,1	64,5			
Кол-во долблений	доул.	77	26	11	12	12	30	35	38			
Проходка на долото	м	26,5	72,5	95	127,5	131,7	66,2	19,8	28,1			
Механическая скорость	м/час	2,14	2,14	1,87	2,34	2,07	2,0	1,38	1,4			
Рейсовая скорость	м/час	0,68	1,47	1,08	1,81	0,94	1,35	0,57	0,77			
Общая стоимость реагентов	руб.	268115	360309	114902	122473	155268	107974	63873,2	142830			
Стоимость реагентов на 1 м проходки	руб/м	131,8	190,9	113,54	81,35	98,27	54,56	107,35	122,40			
Общий расход компонентов раствора	тонн	2314	4970	1845	1614	1561	1501	1570	1902			
Расход компонентов раствора на 1 м проходки	кг/м	1140	2640	1823	1060	990	760	2640	1630			

Режим бурения скважины № 56 Сагайдак

Интервал бурения, м	Проходка на долото, то, м	Время механического бурения, мин.	Тип долота	Нагрузка на долото, кН	Число оборотов, тов ротора, сек	Давление на выходе насосов, 10 ⁵ Па	Параметры ИБР				
							Плотность, кг/м ³	Вязкость, сек	СНС 1/10 мин, Па	Количество воды, %	
3058-3070	12	34	2У295СТ	160	9	110-130	2100-	30	5,4/7,5	0,3-0,5	
3070-3164	94	45	У295СТ	180-200	9-11	110-140	2120	30	7,2/11,1	"	
3164-3365	201	97	У295С	"	"	"	2120	25	3,5/7,5	1-2	
3365-3779	414	103	1У295СТ	"	"	110-130	2080	25	2,5/4,5	"	
3779-4237	440	96	1У295СТ	"	"	"	2000-	25	1,5/4,0	"	
4237-4358	121	30	1У295СТ	"	"	"	2000	30	1,5/4,0	4	
4358-4518	160	93	1У295СТ	"	"	"	2050	32	2,5/4,5	6	
4518-4522	4	2	1ВК269СТ	120	9	"	2080	32	3,8/7,8	6	
4522-4550	28	38	1У295СТ	180-200	9-11	120	2040-	40	4,5/9,5	8	
4550-4553	3	14	1ВК269СТ	120	9	120-140	2070	40	7,5/12,0	"	
4553-4584	31	70	1У295СТ	180-200	9-11	"	2090-	35	5,5/14,0	"	
4584-4588	4	4	1ВК269СТ	120	9	"	2110	40	6,0/18,0	10-12	

Примечание: Параметры раствора измерены при температуре 20°C.

Баланс календарного времени по скважинам
50, 55 и 60 Сагайдакской площади

Наименование	Скважина № 50		Скважина № 55		Скважина № 60	
	час	%	час	%	час	%
Календарное время	25516,3	100,0	17945,2	100	3240	100
Производительное время	9245,3	36,23	5837,5	32,52	3113	96,2
В том числе: по проходке	3980,3	15,6	2930,5	16,33	1326	40,2
из них: а) механическое бурение	953,3	3,73	943,4	5,25	991	30,6
б) спуско-подъемные операции	2059,0	8,07	1519,0	8,46	335	10,3
Крепление	130,0	0,5	679,0	3,78	-	-
Подготовительно-вспомогательные работы	5135,0	20,13	2228,0	12,42	1779	55,0
Ремонтные работы	1110,0	4,35	856,0	4,77	119	3,56
Осложнения	7134,0	27,96	6185,0	34,47	-	-
В том числе: проработки	968,0	3,8	1087,0	6,06	-	-
Непроизводительное время	7327,0	29,5	5067,0	28,24	8	0,24
В том числе: аварии	1964,0	7,7	3412,0	19,02	-	-
простои	5563,0	21,8	1655,0	9,22	-	-
Минерализованный глинистый раствор						
И Б Р						
Баланс времени						
Интервал бурения, м						
2600-4649			2653-4651		2660-4633	
Тип бурового раствора						

40,2 % что в 2,5 раза больше, чем по скважинам 50 и 55. Аварий и осложнений по скважине № 60 не было. Ствол был устойчив. Необходимости в проработке ствола во время бурения не возникало.

Увеличение скоростей бурения привело к резкому уменьшению расхода химреагентов и стоимости раствора. По сравнению с глинистым раствором значительно уменьшился ассортимент применяемых реагентов (таб.27). Затраты на химреагенты по скважинам 52,56,57, 60 в сопоставимых интервалах хемогенных пород в 1,7 - 2,5 раза меньше чем при применении глинистого раствора. Стоимость химреагентов на 1 м проходки по скважине 52 Сагайдак была на одном уровне со стоимостью глинистого раствора, что объясняется малым интервалом бурения и высокими затратами на первичное приготовление ИБР. По скважинам 56 и 60 Сагайдак этот показатель в 1,5 - 2,7 раз меньше чем при применении глинистого раствора. Интересно отметить, что при бурении на глинистом растворе расход нефти и СМАДа (481-387 т) практически равен расходу углеводородных жидкостей (дизельное топливо, печное топливо, нефть, СМАД-1) при бурении с применением ИБР (соответственно 373,4 т, 417,9 т, 387,0 т и 458,7 т по буровым 56,52,60 и 57).

Внедрение ИБР на Сагайдакской и других площадях, в соответствии с тематикой научно-исследовательских работ института "Укр-гипронефть" и планом внедрения новой техники, утвержденным Министерством нефтяной промышленности СССР, проводилось в 2 этапа первый этап - в 1973-1974 гг., второй - в 1975-1976 гг.

Суммарный экономический эффект по результатам внедрения ИБР (по обоим этапам) составил 1702,64 тыс.рублей. Материалы расчета экономической эффективности представлены в приложении.

Расход химреактивов при бурении скважин
в хемогенных отложениях

		Расход химреактивов, т									
		№ скважин									
		50 Сагай- дак	55 Сагай- дак	51 Сагай- дак	52 Сагай- дак	56 Сагай- дак	57 Сагай- дак	60 Сагай- дак			
		Тип бурового раствора									
		Высокоминерализованный глинистый раствор		И Б Р							
		Интервал бурения, м									
		2611-4649	2653-4651	2728-4615	3520-4532	3058-4588	3220-4800	2660-4636			
		П р о б у р е н о, м									
		2038	1998	1887	1012	1530	1580	1979			
1	2	3	4	5	6	7	8	9			
1.	Дизельное топливо			657	397,5	354,8	49	276,0	80		
2.	Печное топливо						183	70			
3.	Высокоокисленный битум			224,2	50	54,47	38,8	138			
4.	Негашенная известь			559,1	147	210,6	125	38			
5.	Сульфол	166,3		118	13,9	23,1	29,8	868			
6.	Барит в мешках			3246	1217	953	909				
7.	Барит россыпной		1079					16			
8.	Не ф т ь	340,0		86,5	7,0	4,0	199	15			
9.	СМАД-1	141,0	378,2	76,2	13,4	14,6	27,7				
10.	Гематит	455,2	3481								

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I.									
II.	ССБ (жидкое)		469,5						
12.	ССБ (порошкообразное)		12,4						
13.	Крахмал модифицированный	93,9	46,6						
14.	КМЦ-600	1,4	45,8						
15.	<i>NaCl</i>	2890	235,5						
16.	Кальцинированная сода	29,5	22,7						
17.	Хромпик		6,55						
18.	Графит	8,0	45,1						
19.	Каустик жидкий		65,45						
20.	Каустик кристал.	8,7	59,80						
21.	Глина палгорскит.	29,5	96,0						
22.	Глина дружковская	488,9	18,80						
23.	Карбомидная смола		10,6						
24.	Хлористый кальций			3,5					
25.	М е л	95	50						
26.	К С Б	133,2							
27.	М е т а л	16,6							
28.	Оксидат	7,7							
29.	Гипан	9,5							
30.	Полиэтиленовый порошок	1,3							
	Общая стоимость химреа-	268115,2	228211,4	360309,5	114902	124473,9	155268,3	107974,2	
	гентов, руб.								

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ

1. Промысловые работы подтвердили правильность ранее сделанных выводов. При применении ИБР имеется возможность создания в скважине такого напряженного состояния, при котором породы на стенках ствола будут находиться в состоянии близком к упругому и их смещение наблюдаться не будет в течение длительного времени. В скважинах, заполненных глинистым раствором такой же плотности как ИБР породы на стенках ствола переходят в неустойчивое состояние из-за проникновения воды в микро- и макротрещины в зоне неупругих деформаций. При недостаточной плотности бурового раствора породы на стенках скважины переходят в неустойчивое состояние независимо от природы раствора.

2. Установлена зависимость устойчивости пород на стенках скважины от количества свободной воды в ИБР и её минерализация. Показана возможность снижения плотности ИБР при условии сохранения устойчивости пород за счет уменьшения количества свободной воды и ИБР или повышения её минерализации.

3. Проведено цементирование 17 секций обсадных колонн в хемогенных породах ОНЭЦР плотностью 2000 - 2250 кг/м³ при максимальной глубине цементирования 5400 м и максимальной температуре 160°C. Цементирование колонн прошло успешно. Качество камня по данным испытаний - хорошее. Смятия обсадных колонн за счет нарушения устойчивости пород при цементировании и после крепления не было.

4. Цементирование обсадных колонн водным цементным раствором, несмотря на более высокую прочность его камня по сравнению с камнем из ОНЭЦР, не гарантирует сохранение устойчивости ствола после крепления. На одной из трех скважин на Сагайдакском место-

рождении, на которых обсадные колонны в хемогенных породах были зацементированы водным цементным раствором, была нарушена в двух местах обсадная колонна.

5. Применение предложенной технологии при бурении и креплении скважин в хемогенных отложениях позволило значительно улучшить технико-экономические показатели, за счет увеличения проходки на долото, уменьшения количества спуско-подъемных операций, исключения проработок ствола скважины и упрощения конструкции скважин. Все 7 скважин бурившиеся по новой технологии доведены до проектной глубины при этом на 3 из них проектные глубины были увеличены на 250-350 м.

В то же время 3 скважины бурившиеся на той же площади по старой технологии были ликвидированы по техническим причинам.

Общий экономический эффект от проведения работ в промысловых условиях составляет 1,7 млн. рублей.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Длительная устойчивость пород на стенках скважины возможна при создании в пристволенной зоне напряженного состояния близкого к упругому и дальнейшем его поддержании при применении буровых и тампонажных растворов на углеводородной основе.
2. Буровые и тампонажные растворы могут снижать устойчивость пород на стенках скважины из-за проникновения воды в микро- и макротрещины в зоне неупругих деформаций. Вследствие этого растворы на водной основе не могут обеспечить длительной устойчивости пород хемогенного комплекса на больших глубинах; при применении растворов на углеводородной основе устойчивость этих пород зависит от напряженного состояния, количества сво-

• водной воды в растворе на углеводородной основе её минерализации, агрегативной стабильности раствора.

3. Разработан способ получения нового типа тампонажных растворов - обращенного нефтеэмульсионного цементного раствора (ОНЭЦР), защищенный авторскими свидетельствами № 502111 и № 502852, изучены его свойства, разработаны методы приготовления ОНЭЦР в промышленных условиях, проведено цементирование 17 секций обсадных колонн в хемогенных породах ОНЭЦР плотностью 2000-2250 кг/м³ при максимальной глубине 5400 м и температуре 160°C. Цементирование колонн прошло успешно. Качество камня по данным испытаний - хорошее.
4. Разработана методика и проведены исследования водопроницаемости тампонажного камня под действием осмотических сил. Установлено, что, при наличии в разрезе скважины магниевых солей, в тампонажном камне из водного цементного раствора могут возникать водоперетоки, направленные к пласту солей, обусловленные осмотическими силами. В камне из ОНЭЦР водоперетоков под действием осмотических сил не обнаружено.
5. Применение предложенной технологии при бурении и креплении скважин в хемогенных отложениях позволило значительно улучшить технико-экономические показатели за счет увеличения проходки на долото, уменьшения количества спуско-подъемных операций, исключения проработок ствола скважины и упрощения конструкции скважин. Общий экономический эффект от проведения работ в промышленных условиях составляет 1,7 млн. рублей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авров П.Я., Жолтаев Т.Ж. - Особенности бурения скважин в Прикаспийском синеклизе. Нефтяное хозяйство, № 7, Недра, 1968.
2. Аветисов А.Г., Аветисян Н.Г., Мариампольский Н.А., Шеметов В.Ю. - Полупроницаемые свойства тампонажного цементного камня. В кн. Формирование и работа цементного камня. Тезисы докладов и сообщений. Краснодар, 1973.
3. Аветисян Н.А., Аветисов Н.Г., Шеметов В.Ю. - Влияние проницаемости цементного камня на основные параметры осмотического масопереноса. В кн. Техника и технология промывки и крепления скважин. Труды ВНИИКрнефти, выпуск 9, Краснодар, 1975.
4. Аветисян Н.Г., Мариампольский Н.А., Кулиев Р.И., Ахмадуллин М.М. - Об осмотических перетоках в процессе бурения скважины. Азербайджанское нефтяное хозяйство № 1, 1972.
5. Агапчев М.И., Лысых В.Г., Узумов Э.И., Калентьев В.А., Яремийчук Р.С. - Снятие технических колонн в солевых отложениях на площадях западных областей Украины. Нефтяная и газовая промышленность № 3, 1964.
6. Ангелопуло О.К., Самойлов Н.Е. и др. - Безглинистые буровые растворы. Нефтяник № 6, 1971, стр.10-12.
7. Байдюк Б.В. - Механические свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. Гостоптехиздат, 1963.
8. Байдюк Б.В., Шрейнер Л.А. - Расчет устойчивости горных пород в скважинах. Сб. Вопросы разрушения и деформации горных пород при бурении. ГосИНТИ, М, 1961, стр.126.

9. Байдюк Б.В., Яремийчук Р.С. - Исследование влияния температуры на устойчивость стенок скважин при установившихся тепловых режимах. Нефтяное хозяйство № 8, Недра, М., 1969.
10. Банатов В.П. - Определение влияния некоторых жидкостей на деформационные свойства глинистых пород в условиях сложнонапряженного состояния. Сб. Бурение нефтяных и газовых скважин, тр. СевКавНИИ, вып. I, Недра, М., 1967.
11. Бедчер А.З., Левик Н.П. - Влияние залежей рапы в соляных отложениях на проводку глубоких скважин. НТС "Бурение" № 2, ВНИОЭНГ, М., 1973.
12. Безухов Н.И. - Основы теории упругости, пластичности и ползучести. Высшая школа, М., 1961, стр. 433.
13. Бернал Д.Д. - Структуры продуктов гидратации цемента. Третий международный конгресс по химии цемента. М., Стройиздат, 1958.
14. Бозырев Ю.С., Кисельман М.Л. - Некоторые причины смятия обсадных колонн. РНТС "Бурение" № 12, ВНИОЭНГ, М., 1972.
15. Бойер В. - Биофизика, И.Л., 1962.
16. Большакова Ю.С., Кузовлев Г.М., Крылова В.И. - К вопросу об осмосе в грунтах. Сб. Материалы к У совещанию по закреплению и уплотнению грунтов. Новосибирск, 1966.
17. Будников П.П. - Гидравлические цементы из кислых доменных шлаков. Цемент, 1944, № 2-3, стр. 12-13.
18. Булатов А.И. - Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. Недра, М., 1973, стр. 296.
19. Булатов А.И., Круглицкий Н.Н., Мариампольский Н.А., Рябченко В.И. - Промывочные жидкости и тампонажные растворы (физико-химия и основы применения), Техника, 1974, стр. 232.

20. Булатов А.И., Новохатский Д.Ф. - Тампонажные шлаковые цементы и растворы для цементирования глубоких скважин. Недра, М., 1975, стр.224.
21. Булатов В.В. - Температурные напряжения стенок скважин. Нефтяное хозяйство № 2, Наука, М., 1965.
22. Бурение и крепление скважин в соленосных отложениях. Научно-технические обзоры. ВНИОЭНГ, М., 1972.
23. Бутт Ю.М., Окороков С.Д., Сычев М.М., Тимашев В.В. - Технология вяжущих веществ. Высшая школа, М., 1965, стр.402.
24. Войтенко В.С. - Прогнозирование, предупреждение и использование неустойчивости стволов скважин при бурении на под-солевые отложения. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. М., МИНХИП, 1974.
25. Войтенко В.С., Леонов Е.Г., Филатов Б.С. - Выбор типа промышленной жидкости, обеспечивающей наибольшую устойчивость пород на стенках скважин. Р.С. "Бурение газовых и газоконденсатных скважин" № 2, 1974.
26. Воюцкий С.С. - Курс коллоидной химии. Химиздат, М., 1976, стр.512.
27. Вязельщиков В.М. - Изучение физико-механических свойств контактной зоны цементного камня с галогенными породами с целью улучшения качества изоляции затрубного пространства в буровых скважинах (на примере Нижнего Поволжья). Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. ГИИ, 1970.
28. Гамзатов С.М. - Влияние осмотических явлений на кавернообразование. РНТС Бурение № 8, ВНИОЭНГ, М., 1974, стр. 16-19.

29. Гамзатов С.М. - Методика определения и прогнозирования осмотических явлений в скважинах. РНТС "Бурение" № 10, ВНИИОЭНГ, М., 1973.
30. Городнов В.Д., Тесленко В.И. и др. - Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов. Недра, М., 1975, стр.272.
31. Гребенников Н.П. - О повреждении обсадных колонн в интервале залегания соленосных отложений. РНТС "Бурение" № 4, ВНИИОЭНГ, М., 1972.
32. Гребенников Н.П., Духон П.Ю., Липкес М.И., Фертшер А.В. - Рассол хлористого магния - новый вид промывочной жидкости для бурения в солях. НТС "Бурение" № 8, ВНИИОЭНГ, М., 1969.
33. Гребенников Н.П., Абакаров Р.А. - Глубокозалегающие линзы рапы. Текущая информация, серия "Бурение" вып.18, ВНИИОЭНГ, М., 1970.
34. Грин К.Т. - Реакция гидратации цемента на ранних стадиях. IV конгресс по химии цемента. Стройиздат. М., 1963.
35. Григорьев С.С., Караев А.Н., Мирзаджанзаде А.Х. - Некоторые вопросы расчета обсадных труб. Известия ВУЗ, "Нефть и газ" № 4, 1971.
36. Даныш Д.В. - Исследование некоторых вопросов неустойчивого состояния стенок стволов скважин при бурении с продувкой. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. М., МИНХИП, 1972.
37. Данышевский В.С., Толстых И.Ф., Мильштейн В.М. - Справочное руководство по тампонажным материалам. Недра, М., 1973, стр.312.

38. Дерягин Б.В. - Расклинивающее действие жидких пленок и его практическое значение. Природа № I, 1943, АН СССР.
39. Дерягин Б.В. - Свойства тонких слоев жидкости и их роль в дисперсных системах. Изд. университета физико-химии и энергетики им. акад. Зелинского, М., 1937.
40. Ержанов Ж.С. - Теория ползучести и её приложение. Изд-во "Наука". Алма-Ата, 1964.
41. Еремеев Ю.А. - Исследование смятия обсадных труб в пластичных породах. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, М., МИНХиП, 1974.
42. Еремеев Ю.А., Леонов Е.Г., Филатов Б.С. - О сопротивляемости обсадных труб неравномерному сминающему давлению соляных пород. Нефтяное хозяйство № I, М., Недра, 1974.
43. Еремеев Ю.А., Леонов Е.Г., Филатов Б.С. - К расчету обсадных труб на смятие неравномерным давлением соляных пород. РС Бурение газовых и газоконденсатных скважин, вып. 3 ВНИИЭГАЗПРОМ, М., 1974.
44. Еремеев Ю.А., Стрелец Г.А., Лубан В.З. - Предупреждение смятия обсадных колонн в соленосных отложениях. Материалы Всесоюзного совещания по бурению в солях. Саратов, 1970, стр. 259-265.
45. Еременко Т.Е. - Исследование и расчет обсадных труб. Гостехиздат, Киев, 1962.
46. Еременко Т.Е., Вислобицкий П.А. - Деформация обсадных колонн в интервале залегания пластичных пород. РИТС, Бурение № 4, ВНИИОЭНГ, М., 1973.
47. Зубарев В.Г. - Экспериментальное исследование сравнительного влияния различных факторов на развитие каверн при бурении скважин. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. М., ВНИИБТ, 1973.

48. Инструкция по применению известково-битумного раствора (ИБР) УкрГИПРОНИИНефть, Киев, 1976, стр.56.
49. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. ВНИИТНефть, Куйбышев, 1976, стр.152.
50. Клейтон В. - Эмульсии. Перевод с англ. под ред.П.А.Ребиндера, Издательлит, М, 1950, стр.680.
51. Краткий справочник по химии. Наукова думка, Киев, 1974, стр.992.
52. Кремнев Л.А. - Влияние нейтральных неорганических солей на эмульгирование. Эмульгаторы-антагонисты. Коллоидный журнал том XX вып.5, 1958. стр.546.
53. Крупенников Г.А., Булычев Н.С., Козел А.М., Филатов Н.А. - Взаимодействие массивов горных пород с крепью вертикальных выработок. Недра, М., 1966.
54. Круглицкий Н.Н., Гранковский И.Г., Вагнер Г.Р., Детков В.П. - Физико-химическая механика тампонажных растворов. "Наукова думка", Киев, 1974, стр.289.
55. Крых Б.В. - Влияние добавок хлористого натрия на свойства цементных растворов. Нефтяная и газовая промышленность № 3, Киев, 1971.
56. Леонов Е.Г. - Исследование некоторых осложнений при бурении скважин и разработка методов борьбы с ними. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. М, МИНХИП, 1976.
57. Лехницкий С.Г. - Определение напряжений в упругом изотропном массиве вблизи вертикальной цилиндрической выработки кругового сечения. Известия АН СССР № 7, ОНТ, 1938.
58. Либерман Ю.М. - Давление на крепь капитальных выработок, Наука, М., 1969.

59. Липкес М.И., Духон П.Ю., Гребенников Н.П. - Растворы, насыщенные хлористым магнием. Сб. Вопросы бурения и крепления скважин в соленосных отложениях. Саратов, 1970, стр.30-35.
60. Лабасс А. - Давление горных пород в угольных шахтах. Сб. Вопросы теории горного давления. Госгортехиздат, М., 1961, стр.59-164.
61. Лубан В.З., Допилко Л.И., Неудачина В.И., Токунов В.И., Довгоровский Э.Н., Серезников В.В. - Паста для ликвидации поглощений известково-битумных растворов. Нефтяник № 4. Недра, М., 1978, стр.12-14.
62. Лубан В.З., Мухин Л.К., Оголихин Э.А., Допилко Л.И., Неудачина В.И., Серезников В.В. - Обращенный нефтеэмульсионный цементный раствор для цементирования обсадных колонн в хемогенных отложениях. Нефтяная и газовая промышленность № 1. Техника, Киев, 1977, стр.76-79.
63. Майоров И.К., Потапов А.Г. и др. - Аварии с обсадными колоннами, перекрывающими соленосные отложения. Сб. Бурение глубоких скважин в Нижнем Поволжье. Труды ВНИИНГП, вып. XI, Волгоград, 1967.
64. Майоров И.К., Гриценко И.А., Гребенников Н.П. - Сужение незакрепленного ствола скважины в солях. Труды Волгоград. НИПИ Нефть вып. 20, Нижневолжское книжное изд-во, Волгоград, 1973, стр.34-39.
65. Малачиханов Т.Б., Матаев Г.А. - Влияние скорости спуска обсадной колонны на целостность ствола скважины. Сб. Нефтяная и газовая промышленность Средней Азии, вып. 5, ТуркменинТИ, Ашхабад, 1967.

66. Мамаджанов У.Д., Мусаев К.М., Юсупов Ф.Ю. и др. - О причинах смятия обсадных колонн при бурении в пластах сульфатов кальция. Изв.АН УзССР, серия техн.наук № 6, 1971.
67. Мариампольский Н.А. - Химическая обработка цементных растворов. Сб.Химическая обработка буровых и цементных растворов. Труды ВНИИБТ, вып.27, Изд-во Недра, М., стр.182-188.
68. Матаев Г.А., Малачиханов Т.Б. - К вопросу термоустойчивости горных пород в бурящей скважине, Известия ВУЗ, Нефть и газ № 8, Баку, 1967.
69. Минхайров К.Л., Наумов В.Н., Бачкарев Т.П. - Бурение скважин с использованием гидрофобных эмульсионных растворов на Арланском месторождении, НТС Бурение № 8, ВНИОЭНГ, 1969.
70. Мнацаканов А.В. - Особенности технологии бурения в солевых отложениях на площадях Белорусии. Сб.Вопросы бурения и крепления скважин в соленосных отложениях, Саратов, 1970, стр.41-53.
71. Мовсумов А.А., Измаилов Т.З., Кулиев Р.И., Сафоров В.А., - О возможности реализации осмотических процессов при бурении скважин. Известие ВУЗ, Нефть и газ , № 2, 1972.
72. Мухин Л.К. - Буровые растворы на углеводородной основе для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивного пласта. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук, МИНХИГП, М., 1971.
73. Мухин Л.К., Горшков Г.Ф., Леонидова А.И., Анопин А.Г., Зайцев Г.Г. Саранцев В.Н. - О нарушении обсадных колонн в солевых отложениях Саратовского Заволжья и опыт их предотвращения. Нефтяное хозяйство № 8, Недра, М., 1974.

74. Мухин Л.К., Леонидова А.И., Горшков Г.Ф., Струбалина Н.В.
Технология крепления скважин в солевых отложениях с пропластками калийно-хлормagneиных солей. Нефтяное хозяйство № 2, Недра, М., 1978.
75. Мухин Л.К., Леонидова А.И., Сергеев А.Ф., Горшков Г.Ф.
Опыт бурения соленосной толщи с пропластками калийно-магнеиных солей с промывкой раствором на углеводородной основе. Нефтяное хозяйство № 11, Недра, М., 1973.
76. Мухин Л.К., Лубан В.З., Оголихин Э.А. - О природе образования залежей рапы и технологии проводки скважин в хемогенных отложениях. РНБ Бурение № 8, ВНИОНГ, М., 1974, стр.19-23.
77. Мухин Л.К., Лубан В.З., Оголихин Э.А. - Осмос и коррозия цементного камня. Р.С.Бурение газовых и газоконденсатных скважин № 5 ВНИИЭГазпром. М., 1976.
78. Мухин Л.К., Лубан В.З., Токунов В.И., Неудачина В.И.,
Допилко Л.И., Довгопольный Э.Н. - Схемы расположения оборудования при бурении скважин с применением ИБР на площадях Украины. РНТС Бурение № 4, ВНИОЭНГ, М., 1978, стр.23-25.
79. Мухин Л.К., Серяков А.С. - Промывочные жидкости на углеводородной основе с дисперсной фазой из лабильных перенасыщенных растворов солей. Сб.Вопросы бурения и крепления скважин в соленосных отложениях. Саратов, 1970, стр. 155-162.
80. Мухин Л.К., Серяков А.С., Соловьев В.М. - Устойчивость галогенных и засолоненных пород в стабилизированных перенасыщенных растворах солей. Сб.Вопросы бурения и крепления скважин в соленосных отложениях, Саратов, 1970, с.162-167.

81. Мухин Л.К., Соловьев В.М. - О методике приготовления искусственных кернов горных пород. Текущая информация серии "Бурение", вып. I, ВНИОЭНГ, М., 1970.
82. Мухин Л.К., Соловьев В.М. - Влияние буровых растворов на пластическое течение искусственных образцов солей *NaCl* и *KCl*. НТС Бурение № 5, ВНИОЭНГ, М., 1971.
83. Мухин Л.К., Токунов В.И., Хейфец И.Б., Неудачина В.И., Лубан В.З., Допилко Л.И., Томин А.Т., Никитин Е.А. - Применение известково-битумного раствора в условиях проявления рапы. Нефтяное хозяйство № 3, Недра, М., 1976, стр. 51-53.
84. Муромцев А.С., Баранов И.Т., Витенко В.А., Завьялов В.М. "Задачи сверхглубокого бурения в Днепровско-Донецкой впадине". Нефтяная и газовая промышленность № I, Киев, 1960, стр. 1-3.
85. Мчедлов-Петросян О.П. - Современные взгляды на процессы твердения цемента. Сб. Новое в технологии и технике производства цемента. Труды ЮжГипроцемента вып. 4, М., Госстройиздат, 1963.
86. Нестеренко И.С., Ананьев А.Н., Липкес М.И., Касьянов Н.М. - Применение инвертных эмульсионных буровых растворов для совместного вскрытия солевых и подсолевых отложений. РНТС Бурение № 6, ВНИОЭНГ, М., 1978.
87. Неудачина В.И., Лубан В.З., Допилко Л.И. - Сверхутяжеленные известково-битумные растворы. Сб. Дисперсионные системы в бурении. Научная думка, 1977, стр. 119-121.
88. Оголихин Э.А. - Влияние химических реагентов на свойства тампонажного цемента. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. МИНХиП, М., 1969.

89. Оголихин Э.А., Мухин Л.К., Лубан В.З. - Новый тип тампонажной смеси для цементирования скважин. Экспрессинформация № 18, ВНИИЭГазпром, М., 1973.
90. Оголихин Э.А., Мухин Л.К., Лубан В.З., Щавелев Н.И. и др. - Цементирование обращенным нефтеэмульсионным цементным раствором обсадной колонны в скважине, заполненной известково-битумным раствором. Р.С. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, вып. II, ВНИИГазпром, М., 1973.
91. Оголихин Э.А., Мухин Л.К., Лубан В.З., Шмавонянц В.Ш. - Методы регулирования свойств обращенных нефтеэмульсионных цементных растворов. Р.С. Бурение газовых и газоконденсатных скважин, вып. 3, ВНИИЭГазпром, М., 1974.
92. Оголихин Э.А., Мухин Л.К., Лубан В.З. - Способ приготовления обращенного нефтеэмульсионного цементного раствора, а.с. 502111.
93. Оголихин Э.А., Мухин Л.К., Лубан В.З., Волик А.Л. и др. - Применение обращенного нефтеэмульсионного цементного раствора для цементирования скважин, пробуренных на известково-битумном растворе. РНТС Бурение № 2, ВНИИОЭНГ, М., 1974, стр. 22-24.
94. Паус К.Ф. - Буровые растворы. Недра. М., 1973, стр. 303.
95. Песляк Ю.А., Руппенейт К.В. - Теория давления горных пород и метод расчета обсадных труб. М., 1961, Гостоптехиздат, стр. 131.
96. Печорин О.И., Синельников Ф.Я. - Осмотическое давление - возможная причина образования каверн в скважинах. НТС, Бурение № 3, ВНИИОЭНГ, 1965.

97. Покровский Г.Н., Федоров И.В. - Исследование устойчивости буровых скважин в лабораторных моделях. Изв. АН СССР, ОНТ № 2, М., 1939.
98. Полок А.Ф. - Твердение мономинеральных вяжущих веществ. М., Стройиздат, 1966.
99. Ратинов В.Б., Шейкин А.Е. - Современные возрения на процессы твердения портландцемента и пути их интенсификации. Доклады Всесоюзного совещания по современным проблемам технологии бетона и промышленности сборного железобетона. М., Стройиздат, 1965.
100. Ребиндер П.А. - Физико-химическая механика - новая область науки. Изд. Знание, М., 1958.
101. Ребиндер П.А. - Дополнения к переводу Реологии. Сб. Реология. И.Л. Москва, 1962.
102. Ребиндер П.А., Пospelова К.А. - Современные представления об устойчивости образования и разрушения эмульсий и методы их исследования. Вступительная статья к книге В.К.Клейтон Эмульсии. Теория и технические применения. Изд-во Иностранная литература, М., 1952.
103. Ребиндер П.А., Трапезников Л.А. - Стабилизирующее действие адсорбционных слоев и их механические свойства. ДАН СССР, 18.07.1938, стр.425.
104. Рейд К.Л. - Буровые растворы, применяемые при бурении глубоких скважин. НТС Бурение № 11, М., ВНИИОЭНГ, 1970.
105. Рельтов Б.Ф., Новицкая Н.А., Большакова Ю.С. - Дальнейшие экспериментальные исследования осмотических явлений в связных грунтах. Известия ВНИИГ, т.53, Госэнергоиздат, 1955.
106. Рельтов Б.Ф., Новицкая Н.А. - Осмотические явления в связных грунтах при неравномерном их засолении. Известия

ВНИИГ, том 51, Гостоптехиздат, 1954.

107. Роджерс В.Ф. - Промывочные жидкости для бурения нефтяных скважин. Гостоптехиздат, М., 1960.

108. Руппенейт К.В. - Механические свойства горных пород. Углетехиздат, 1956.

109. Руппенейт К.В., Либерман Ю.М. - Введение в механику горных пород. Госгорттехиздат, 1960.

110. Руппенейт К.В., Долгих М.А., Матвиенко В.В. - Вероятностные методы оценки прочности и деформируемости горных пород. Госстройиздат, 1964.

111. Саркисов Г.М. - Расчеты обсадных труб и колонн. Гостоптехиздат, 1964, стр.244.

112. Сегалова Е.Е., Ребиндер П.А. - Современные физико-химические представления о процессах твердения минеральных вяжущих веществ. Строительные материалы № 1, 1960, стр.21-24.

113. Сеиз-Рза М.К., Фаталиев М.Д. и др. - Устойчивость горных пород при бурении на большие глубины. Недра, М., 1972. стр.270.

114. Справочник экспериментальных данных по растворимости многокомпонентных водо-солевых систем. т.1,2,3 Госхимиздат, Ленинград-Москва, 1953, Ленинград, 1954.

115. Стрелец Г.А. - Условия устойчивости стволов скважин в соленосных отложениях. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. МИНХиП, М., 1969.

116. Стрелец Г.А., Лубан В.З., и др. - Особенности проводки скважин в соленосных отложениях с включением пластов бишофита. ИНТС Бурение № 5, ВНИИОЭНГ, М., 1967.

117. Стрелец Г.А., Лубан В.З., Еремеев Ю.А. - Устойчивость стенок скважин в отложениях бишофита. Сб. Бурение и крепление скважин в соленосных отложениях, ВНИИОЭНГ, М., 1969.
118. Стрелец Г.А., Лубан В.З., Еремеев Ю.А. - О креплении скважин в интервалах залегания бишофита. I Украинская научно-техническая конференция по термо- и солеустойчивым промывочным жидкостям и тампонажным растворам. Наукো-ва думка, Киев, 1969.
119. Стрелец Г.А., Лубан В.З., Еремеев Ю.А. - О минимальном удельном весе промывочной жидкости при бурении в магниевых солях. Сб. Вопросы глубокого бурения на нефть и газ. Серия: Техника и технология геолого-разведочных работ, вып. I, № 6, ОНТИ ВИАМС, М., 1968.
120. Стрелец Г.А., Лубан В.З., Еремеев Ю.А., Титаренко Н.Х. - Опыт проводки скважин в соленосных отложениях при наличии пластов бишофита. НТС, Нефтяная и газовая промышленность № I, Киев, 1969, стр. 14-17.
121. Стрелец Г.А., Филатов Б.С., Лубан В.З., Еремеев Ю.А. - Пластическое течение магниевых солей в скважинах. Нефтяное хозяйство № 12, Недра, М., 1968, стр. 18-21.
122. Стрелец Г.А., Филатов Б.С., Лубан В.З., Еремеев Ю.А. - Нарушение обсадных колонн в соленосных отложениях. Нефтяное хозяйство № 2, Недра, М., 1970, стр. 28-31.
123. Сурков В.Т. - К методике определения качества разобщения нефтеносных и водоносных пластов при цементировании обсадных колонн. Труды ТатНИИ вып. 4, Бугульма, 1960.

124. Тейлор К.С. - Физическая химия. ОНТИ, Химтеорет, Ленинград, 1935, стр.1727.
125. Тимофеев Н.С., Вугин Р.Б., Яремийчук Р.С. - Усталостная прочность стенок скважин. Недра, М., 1972.
126. Триадский В.М., Леонов Е.Г. - Механизм и скорость сужения стенок скважин, сложенных сжимаемыми вязкопластичными глинистыми породами и солями. Статья депонирована в ВИНТИ № 3205 от ЦНШ от 10 октября 1978 г.
127. Токунов В.И. и др. - Оценка трихической стабильности растворов на углеводородной основе, Нефтяное хозяйство № 4, Недра, М., 1975.
128. Токунов В.И., Хейфец И.Б., Неудачина В.И., Левченко А.Т., Допилко Л.И., Мухин Л.К., Лубан В.З., Мельничук А.П., Бабак В.К., Сережников В.В. - Опыт разбуривания хемогенных отложений девона в Днепровско-Донецкой впадине с применением известково-битумного раствора. РНТС Бурение № 4, ВНИИОЭНГ, М., 1976, стр.9-14.
129. Узумов И.Г., Узумов Э.И. - О сопротивляемости обсадных труб смятию при наружном давлении пород. Нефтяное хозяйство № 4, Недра, М., 1971, стр.15-24.
130. Улучшение качества цементирования скважин путем добавления в цементные растворы понизителей водоотдачи и хлористого натрия. Обзор зарубежной литературы, ЦНИИТЭНефтегаз, М., 1963.
131. Умрихина Е.Н. - Подбор ПАВ в качестве добавок к нефцементным суспензиям с целью применения их для изоляции подошвенных вод. Труды УфНИИ, вып.6, Уфа, 1960.

132. Умрихина Е.Н., Рабинович А.Б. - Лабораторные исследования эмульсионно-цементных суспензий. Труды УфНИИ, вып. 13, Уфа, 1964.
133. Условия образования и особенности нефтегазоносности солянокупольных структур. Материалы первого симпозиума. г. Львов, 1964, Киев, Наукова думка, 1966, стр.329.
134. Файн Б.С., Глебов В.А. - Осложнения глинистых хлорматниевых растворов, Бурение № 4, ВНИОЭНГ, М., 1972.
135. Фараджев Т.Г., Исмаилов Ш.И. и др. - Влияние колебания давлений и перепада температуры на длительную прочность горных пород ствола скважины. Азербайджанское нефтяное хозяйство № 9, Баку, 1968.
136. Фараджев Т.Г., Фаталиев М.Д., Исмаилов Ш.И. - Влияние колебаний температуры на прочность горных пород в скважинах. Азербайджанское нефтяное хозяйство № 3, Баку, 1967.
137. Феннер Р. - Исследование горного давления. Сб. Вопросы теории горного давления. Гостоптехиздат, М., 1961, стр.3-58.
138. Хасаев Р.М., Халилова Р.А. - Осмотические давления на стенках бурящейся скважины. Нефтяное хозяйство № II, Недра, М., 1971.
139. Хомичук А.С. - Осложнения при бурении в галогенных (соленосных) отложениях. Сб. Вопросы бурения и крепления скважин в соленосных отложениях, Саратов, 1970.

140. Хосе Ф. Дель Орбе Вальде вьезо - "Бурение и заканчивание глубоких скважин на площади Реформа", Инженер-нефтяник, декабрь 1975.
141. Хуан-Жун-Цзунь - К вопросу устойчивости глинистых пород на стенках скважин. Труды МИНХиП, вып. 58, Недра, М., 1965.
142. Челомбиев Б.К., Савенков Ю.И., Чайкин Ю.С., Пахомов В.С. - Аномально высокие пластовые давления и проблемы, связанные с ними. РНТС Бурение № 2, ВНИОЭНГ, М., 1973.
143. Шейкин А.Е. - Структура, прочность и трещиностойкость цементного камня. Стройиздат, М., 1974.
144. Шерман Ф. - Эмульсии. Перевод с англ. под редакцией А.А.Абрамзона. Л., химия, 1972, стр. 448.
145. Ягудин С.З., Паус К.Ф., Сумбатов Р.А., Абдуллин Р.А. - Фонтаны рапы из солевых отложений и борьба с ними. НТС, Бурение № 10, 1968, М., ВНИОЭНГ.
146. *Le Compte P. - Creep in Rock Salt.
The Journal of geology n° 3, 193, 1965.*
147. *Cheatham J. B., Mc Ever J. W. - Behavior of casing
subjected to salt loading
Petroleum Transactions Sept. 1964.*
148. *new cement to improve wells.
Oil and Gas J. 1958, vol. 56 n° 14, 114.*

149. Patchen F.D. Burdyn R.F. Dunlap J.R. -
Water-in-oil emulsion cements.
J. Petrol Technology 1959, X, Vol. 11, N: 10
150. Dumbauld G.R., Brooks F.A., Morgan B.F., Binckley G.W. -
A light weight low waters loss oil
emulsion cement for use in oil wells.
J. Petrol Technology, 1956, Vol 8, N: 5.

7. ПРИЛОЖЕНИЯ.

Совершенствование схем размещения
оборудования на скважинах, бурящихся с применением
И Б Р.

Накопившийся опыт работы показал, что ИБР, являясь раствором на углеводородной основе, обладает специфическими особенностями требующих специального размещения и использования оборудования для его приготовления и обработки.

Входящие в состав раствора углеводородные компоненты, (дизельное топливо, нефть, окисленный петролатум (СМАД-1), высокоокисленный битум) придают раствору не только пожароопасность, но и повышенные адгезионные свойства. Гидрофобность раствора затрудняет удаление его с металлических и деревянных поверхностей при проливе. Поэтому при размещении оборудования необходимо обеспечить пожаробезопасные условия работы и сокращение потерь раствора. Кроме того, для приготовления ИБР применяются в больших количествах сыпучие материалы (негашенная известь, барит), без должной механизации загрузки которых и рациональной организации труда работа становится крайне трудоёмкой.

Однако, на первых скважинах, ввиду отсутствия опыта применения ИБР, эти особенности учитывались недостаточно и не находили отражения при монтаже оборудования. Для приготовления ИБР на буровой монтировали специальный отдельно стоящий узел, связанный с раствором хозяйством, ранее смонтированным на буровой, нагнетательной линией, а иногда и желобной системой / 90, 128 /. В комплект узла входили: насос У8-4 с приводом, УНР-Р-2, вибросита, глиномешалки, гидромешалки, желобная система, нагнетательные линии, БИР, эжекторные устройства, ёмкости для хранения ИБР.

Опыт работы с ИБР при таком расположении оборудования выявил ряд существенных недостатков технологического и экономического характера:

1. Недостаточная загрузка оборудования ввиду невозможности одновременного обслуживания силами бригады насосной установки буровой и узла приготовления ИБР. К тому же необходимость одновременной их работы возникает редко.

2. Затруднен ввод отдельных реагентов, особенно извести.

3. Мощность насоса У8-4 недостаточна для одновременной работы эжекторного устройства и гидромониторов.

4. Объем гидромешалки УПР-2 позволяет приготовить за один цикл только 25 м³ ИБР.

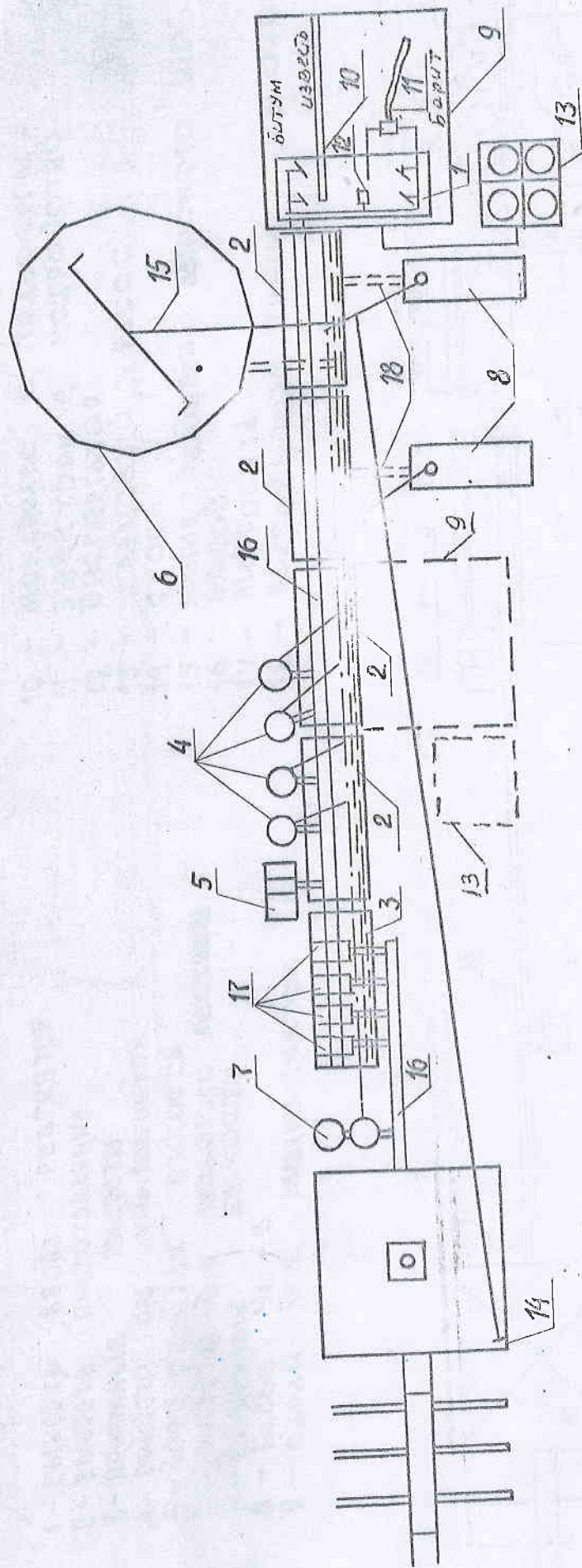
5. Хранение запасного объема ИБР высокой плотности в горизонтальных закрытых емкостях вызывает затруднения при его перемешивании.

6. Строительство отдельно стоящего узла для приготовления ИБР загромождает территорию буровой и вызывает дополнительные монтажные и эксплуатационные затраты.

Совершенствование технологии приготовления ИБР и устранение отмеченных выше недостатков привело к созданию новых схем расположения оборудования (рис. 7-1, 7-2), отличающихся сокращением монтажных работ, высокой технологической гибкостью процесса приготовления и обработки ИБР.

При разработке схем в основу положено общее требование максимального использования оборудования, входящего в комплект буровой установки (буровые насосы, циркуляционная система ЗЦС и др.).

Схемы могут быть выполнены как на смонтированных буровых (рис. 7-1), когда необходимость перевода на ИБР возникает при проводке скважин, так и на вновь строящихся буровых (рис. 7-1, 7-2),



- 1 - емкость ввода реагентов
 2 - емкости приготовления
 3 - приемные емкости
 4 - емкости для химреагентов
 5 - дозирочная емкость раствора
 6 - емкость для запасного раствора
 7 - доливные емкости
 8 - насос У8-6
 9 - сарай для химреагентов

- 10 - моногласная аппаратура
 11 - эжекторная аппаратура
 12 - диспергатор
 13 - БПР
 14 - стояк разбивки запасного ИБР
 15 - линия желоб
 16 - вибростата
 17 - всасывающая линия насосов
 18 -

Рис. 7.1. Схема расположения оборудования при бурении скважин с применением ИБР

1- ЕМКОСТЬ ВВОДА РЕАГЕНТОВ
 2- ЕМКОСТЬ ПРИГОТОВЛЕНИЯ
 3- ПРИЕМНЫЕ ЕМКОСТИ
 4- ЕМКОСТИ ДЛЯ ХИМРЕАГЕНТОВ
 5- ДОЗИРОВОЧНАЯ ЕМКОСТЬ
 6- ЕМКОСТИ ДЛЯ ЗАПАСНОГО РАСТВОРА
 7- ДОЛВЕННЫЕ ЕМКОСТИ
 8- НАСОС УЗ-6
 9- САРЯЙ ДЛЯ ХИМРЕАГЕНТОВ

10- МОНОБЛОК С ТЕРМОМ
 11- ЭЖЕКТОРНОЕ УСТРОЙСТВО
 12- ДИСПЕРГТОР
 13- ШЛАМОВЫЙ НАСОС
 14- СТОЯК
 15- ЛИНИЯ РАЗЪЕМКИ ЗАПАСНОГО ИБР
 16- ЖЕЛОБ
 17- ВЫБРОСИТЬ
 18- ВСАСЫВАЮЩАЯ ЛИНИЯ НАСОСОВ

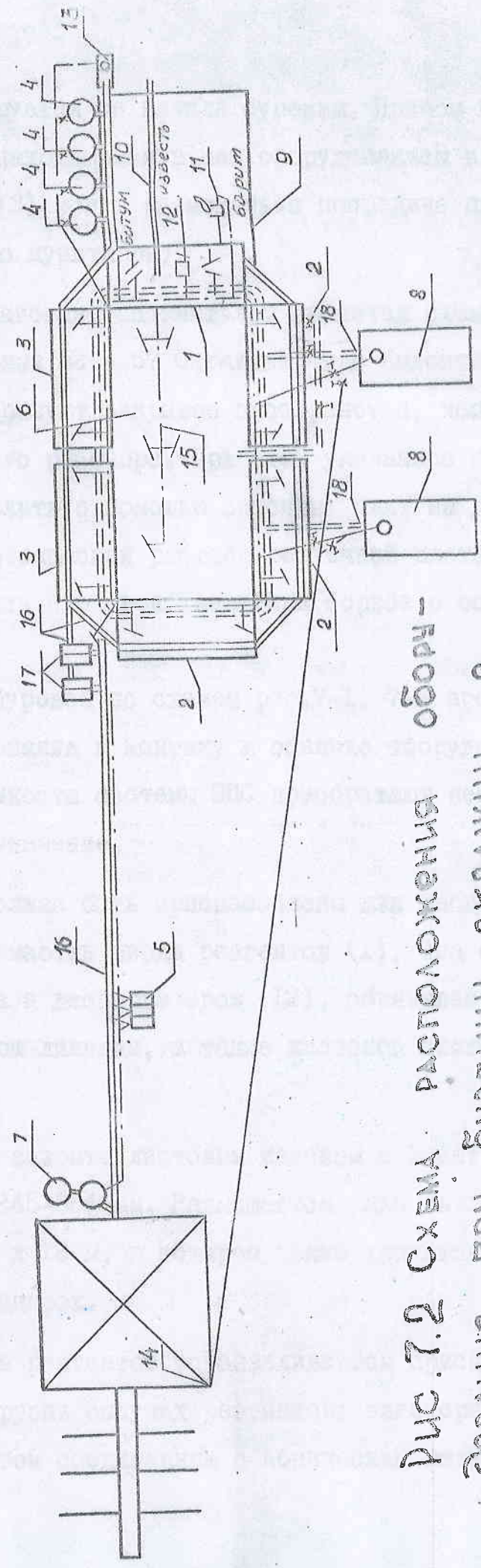


Рис. 7.2 Схема расположения оборуд-
 дования при бурении скважин с
 применением ИБР

где применение ИБР планируется до начала бурения. Причем по схеме рис. 7-1 сарай (9) с находящимся в нем оборудованием и блок приготовления раствора (I3) могут размещаться посредине циркуляционной системы (показано пунктиром).

Опыт показал, что наиболее оптимальной является схема рис. 7-2, примененная на буровых 52 и 57 Сагайдак, где ёмкости циркуляционной системы ЗЦС образуют закрытое пространство, используемое для хранения запасного раствора. При этом указанное пространство целесообразно разделить с помощью бетонных плит на две половины. Это позволит иметь запасной раствор различной плотности и более оперативно управлять его свойствами при борьбе с осложнениями.

При строительстве буровой по схемам рис. 7-1, 7-2 предъявляются специальные требования к монтажу и обвязке оборудования. При этом используемые ёмкости системы ЗЦС приобретают несколько иное технологическое назначение.

Одна из емкостей должна быть приспособлена для ввода порошкообразных компонентов - ёмкость ввода реагентов (I). Она оборудуется 4-5 гидромониторами и диспергатором (I2), обвязывается всасывающей и нагнетательной линиями, а также желобной системой с устьем скважины.

Сверху ёмкость (I) закрыта листовым железом и имеет две вытяжные трубы диаметром 245-324 мм. Размещается ёмкость в сарае (9) размером не менее 9 x 12 м, в котором также хранятся битум, барит и известь в контейнерах.

Возле ёмкости ввода реагентов устанавливаются приспособления для механизации загрузки сыпучих реагентов: эжекторное устройство (II) с гибким шлангом соединенным с коническим ящиком, служа-

щие для загрузки барита и высокоокисленного битума, монорельс с тельфером (10) для загрузки извести из контейнеров и высокоокисленного битума при помощи металлического ящика с откидной стенкой, объемом 1,0 - 1,5 м³, блоки приготовления раствора (БПР), (13) для хранения и загрузки извести и барита.

Емкости (2) циркуляционной системы ЗЦС используются для приготовления и утяжеления ИБР. Эти емкости обвязываются всасывающей и нагнетательной линиями с буровыми насосами, желобом с емкостью ввода реагентов и оборудуются двумя гидромониторами каждая.

В схеме предусматривается использование 1-2 емкостей ЗЦС (3) для приема раствора, выходящего из скважины. Емкости (3) обвязываются всасывающей и нагнетательной линиями с буровыми насосами и желобом с устьем скважины, а также оборудуются двумя гидромониторами каждая.

Обвязка насоса должна обеспечивать возможность перебивки и его отбора из любой приемной емкости (3) обоим и насосами.

Для хранения жидких химреагентов (нефть, СМАД-1, сульфол, дизтопливо) предусматривается монтаж четырех емкостей объемом 16-20 м³ каждая, обвязанных с хозяйственной нагнетательной линией и желобом с емкостью ввода реагентов (1) или емкостью приготовления (2).

Для удобства обработки ИБР, циркулирующего в скважине, над желобами монтируется прямоугольная емкость (5) объемом 10 м³ разделенная на 3-4 отсека, обвязанная с хозяйственным манифольдом и желобами.

Для очистки ИБР от шлама в начале желобной системы монтируется одно или два (при производительности насосов более 20 л/сек.

спаренные вибросита, на которые устанавливается сетка с ячейкой 0,75 x 0,75 или 1 x 1 мм. Выкид из хозяйственного манифольда на вибросита обеспечивает очистку приготовляемого раствора от гидро-дисперсных примесей.

С целью предотвращения потерь раствора при подъеме бурильного инструмента под ротором устанавливается разборная надпревенторная воронка с отводом, куда стекает также раствор из подсвечника и из шурфа для квадратной штанги. Отвод соединен с желобной системой или отдельной емкостью, из которой ИБР затем откачивается в циркуляционную систему.

Потери раствора значительно уменьшаются при подводе к стояку манифольда (15) сжатого воздуха. Подача сжатого воздуха в манифольд при давлении $(6-8) \cdot 10^5$ Па обеспечивает очистку квадратной штанги от ИБР перед наращиванием.

В насосном сарае площадка вокруг насосов бетонируется и прокладываются отводные канавки для стока пролитого ИБР. На всасывающей линии между насосом и задвижкой устанавливается кран со штуцером для подвода сжатого воздуха, с помощью которого при перекрытой всасывающей линии и работающем на выкид насосе можно полностью очистить от ИБР насос перед ремонтом.

Учитывая повышенную пожароопасность ИБР необходимо смонтировать на буровой пеногенераторную установку и подвести воду к началу желобной системы.

Запасной раствор лучше размещать в открытых емкостях (емкости ЗЦС, железобетонный амбар). Для перемешивания раствора можно использовать как гидромониторы, так и сжатый воздух, подаваемый в ИБР через 1/2" трубку.

Приведенные схемы прошли промышленные испытания и подтвердили свою работоспособность. Экономическая эффективность от использования рекомендуемых схем расположения оборудования при применении ИБР составляет 15,02 тыс.рублей на скважину.

Приложение № 2

Методики приготовления и обработки
И Б Р.

Возможность улучшения технико-экономических показателей бурения в значительной мере зависит от качества раствора, в первую очередь от стабильности его параметров во времени, а также от скорости и технологичности операций по приготовлению и обработке раствора.

Процессу приготовления ИБР предшествует большая организационная работа по подготовке буровой установки к работе на ИБР. Внесение изменений в схему расположения оборудования, согласно требований, изложенных в приложении I, завоз в полном объеме химреактивов на буровую и складирование их в специально отведенных местах (рис.7-1, 7-2) позволяет повысить производительность труда буровой бригады. Этому способствует также правильная организация труда буровой бригады. Буровая вахта при приготовлении ИБР разбивается на два звена, которые работают поочередно по 15-20 минут, что обеспечивает наиболее высокую производительность труда. Одной из отличительных свойств разработанной технологии является полное использование установленного оборудования буровой установки для приготовления раствора.

Приготовление И Б К.

Приготовление ИБК производилось двумя способами.

По первому способу в ёмкости приготовления (2) (рис.7-1,7-2) и ёмкость ввода реагентов (1) заливали расчетное количество дизельного топлива. Всазы буровых насосов открывали на ёмкости (2) наиболее удаленной от ёмкости (1). На нагнетательной линии открывали задвижки на 3-4 гидромониторах в ёмкости (1) и на одном - в ёмкостях (2). Это позволяет не только перемешивать раствор, но

и перекачивать его через все ёмкости (1) и (2), что обеспечивает равномерное распределение вводимых компонентов во все объеме приготавливаемого раствора.

Ввод реагентов осуществляется следующим образом. Высокоокисленный битум засыпается в металлический ящик объемом 1,0-1,5 м³ и при помощи тельфера подается в ёмкость (1). Таким образом вводится расчетное количество битума. Затем в ёмкость (1) при помощи тельфера высыпается из контейнеров расчетное количество извести, заливается необходимое количество воды и сульфенола. Известь может вводиться также при помощи БПР. Скорость ввода извести регулируется таким образом, чтобы максимальная температура приготавливаемого раствора, увеличивающаяся за счет гашения окиси кальция в воде, была не более 70-80°C. После перемешивания процесс приготовления ИБК закончен.

По данному методу готовили ИБК на буровых 56,52,57 Сагайдак, 151 Радченки, 154 Матяши.

Свойства и стабильность параметров ИБР зависят не только от качества его приготовления, но и от правильно проведенной замены глинистого раствора на ИБР. Это связано с тем, что в следствии попадания в ИБР глинистого раствора, обработанного гидрофильным ПАВ, происходит резкое ухудшение параметров ИБР, возможна флокуляция твердой фазы. В качестве мер по предотвращению флокуляции ИБР предусматривалось замену глинистого раствора на ИБР производить только в стволе, обсаженном колонной, путем последовательного замещения глинистого раствора на воду, воды на ИБК и ИБК на ИБР, требуемой плотности. Перед ИБК закачивалось 4-6 м³ воды, обработанной 2 % сульфенола. При циркуляции ИБК через скважину происходит его очистка от инертных примесей, которые выпадают в желобах. Это

обеспечивает в дальнейшем получение на базе очищенного ИБК качественного ИБР повышенной плотности.

Второй способ приготовления ИБК предусматривает замену глинистого раствора в скважине на воду, а затем воды на дизельное топливо. После этого одним буровым насосом создается циркуляция дизельного топлива через скважину ёмкости приготовления (2) и ёмкость ввода реагентов (1). Второй насос работает на перекачку раствора через гидромониторы в ёмкости (1). Таким же методом, как и при первом способе, в ёмкость (1) засыпается расчетное количество (на весь объем ИБК) высокоокисленного битума. В связи с интенсивным перемешиванием, битум находится во взвешенном состоянии: захватывается потоком и направляется буровым насосом в скважину. Под действием высокой забойной температуры битум хорошо диспергирует в дизельном топливе. Даже в скважине с максимальной забойной температурой 75°C (скважина 60 Сагайдак) битум диспергировал за один цикл циркуляции. В приготовленный битумный раствор в ёмкостях (1-2) вводилась известь, вода и сульфенол таким же образом как и при первом способе. В связи с тем, что высокоокисленный битум уже диспергировал в дизельном топливе, упростились требования к активности негашеной извести, появилась возможность использовать вместо дефицитной негашеной извести широко применяемую известь - пушонку. Применение извести низкой активности позволяет ускорить её ввод в раствор, т.к. температура раствора не повышается, что позволяет ускорить приготовление ИБК. В случае применения более активной извести имеется возможность закачивать ИБК в скважину при высокой температуре, чем исключается возможность его воспламенения. Это также ускоряет процесс приготовления раствора. Таким способом был заготовлен ИБК на скважинах 54 Братешки и 60 Сагайдак.

Предложенные методики приготовления ИБК позволяют заготовить 250-300 м³ ИБК за 72-75 часов. Причем ИБК во время циркуляции через скважину очищается на виброситах от инертных грубодисперсных примесей.

Приготовление ИБК в промышленных условиях по обоим способам обычно производится по рецептуре (на 1 м³ ИБК).

Дизельное топливо	620 л
Высокоокисленный битум	110-125 кг
Известь	280-350 кг
Вода - в зависимости от активности извести	
Сульфонол	15-20 л

ИБК обычно имеет параметры: плотность 1050-1100 кг/м³, вязкость 15-20 сек, СНС (20°C) 0,1/1,0-0,3/0,9 Па, СНС (80°C) 0,1/1,0 - 0,9/2,4 Па, Φ - 2 мл/30 мин.

Приготовление утяжеленного ИБР

Приготовление утяжеленного ИБР производится в емкостях (1 и 2), куда набирается расчетное количество ИБК. Затем сюда же подается дизельное топливо (7-8 % от массы барита) и сульфонол (1-2 % от массы барита). Всасы буровых насосов открываются на емкости (2), заполненной ИБК, наиболее удаленной от емкости ввода реагентов (1). На нагнетательной линии открываются задвижки: на эжекторном загрузчике, 2-3 - на гидромониторах на емкости (1) и 1 - на гидромониторе в емкостях (2). Это позволяет не только перемешивать приготовленный раствор, но и равномерное распределить вводимые компоненты по всему объему. Количество открытых гидромониторов регулируется таким образом, чтобы давление на выкиде насосов было $(20-40) \cdot 10^5$ Па. Это обеспечивает хорошую загрузку барита и перебивку раствора. Применяемая схема приготовления

позволяет за один цикл заготовить до 130 м³ утяжеленного ИБР, который закачивается через бурильные трубы в скважину. Выходящий из скважины ИБК поступает в приемные емкости (3), а затем в емкости приготовления (2). Избыток ИБК откачивается в запас, и цикл утяжеления повторяется. После того, как циркуляция утяжеленным ИБР замкнется, приступают к выравниванию его параметров по циклу, разбуриванию цементных стаканов в башмаке обсадной колонны и углублению скважины. Запасной объем ИБР образуется при вводе в рабочий раствор ИБК, нефти, СМАД-I и ИБР повышенной плотности (2200-2400 кг/м³). Это обеспечивает получение однородного термостатированного как рабочего, так и запасного раствора, с низкими реологическими свойствами. При этом регулирование реологических свойств раствора можно проводить без изменения плотности ИБР.

Предложенная технология позволяет приготовить 280-300 м³ ИБР плотностью 2100-2150 кг/м³ за 8-10 суток.

Приложение № 3

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник Ахтырского Управления
буровых работ Объединения
"Краснодарнефтегаз"

В.Горский

"28" февраля 1973 г.

А К Т

о промышленном цементировании скв.100 Левкинской площади
обращенным нефте-эмульсионным цементным раствором
(ОНЭЦР)

Мы, нижеподписавшиеся, главный инженер УБР т.Романенко В.А., зам.начальника технологического отдела УБР т.Суханов В.Б., зам.буровой № 100 Левкинской площади т.Камчатный В.Ф., главный инженер тампонажной конторы т.Батеев Д.Е., с.н.с. МИНХиП т.Оголихин Э.А., м.н.с. МИНХиП т.Лубан В.З. составили настоящий акт о промышленном цементировании скв.№ 100 Левкинской площади обращенным нефтеэмульсионным цементным раствором, разработанным МИНХиП им.И.М.Губкина.

Обращенный нефте-эмульсионный цементный раствор предназначен для цементирования скважин, пробуренных на известково-битумном растворе или гидрофобной эмульсии.

27.02.1973 г. на буровой № 100 Левкинской площади Объединения "Краснодарнефтегаз" было проведено цементирование 140 мм эксплуатационной колонны обращенным нефте-эмульсионным цементным раствором в интервале 4900-3000 м. Скважина была заполнена известково-битумным раствором уд.веса $2,0 - 2,04 \text{ г/см}^3$. Статическая температура на глубине 4900 м достигала 160°C , давление 980 ат. ОНЭЦР имел следующие параметры: растекаемость по конусу АзНИИ - 18-19 см, уд.вес $2,05 \text{ г/см}^3$, фильтрационные потери (по ВМ-6) $\Phi_{30} = 0 \text{ мл}$, при 130°C - $\Phi_{30} = 10-15 \text{ мл}$; фильтратом была смесь дизельного топ-

лива с высокоокисленным битумом; время загустевания и начала схватывания при 130°C и 700 ат соответственно равнялось 4-6 часам; прочность камня двухсуточного возраста равнялась на изгиб - 13-15 кг/см², на сжатие - 40-45 кг/см². 50 м³ ОНЭЦР были закачаны и продавлены в затрубное пространство эксплуатационной колонны за 2 час.15 мин. Давление при закачке ОНЭЦР с производительностью 15 л/сек составляло 200 ат, давление при продавке с производительностью 25-30 л/сек составляло 260 ат "стоп" получен при давлении 120 ат (продавка I насосом). Обращенный нефть-эмульсионный цементный раствор в объеме 60 м³ был приготовлен за трое суток перед началом цементирования скважины и хранился в запасных емкостях. В течение трех суток ОНЭЦР оставался стабильным и сохранял свои технологические параметры. Выпадение твердой фазы в осадок и расслоение системы не наблюдалось. Сроки загустевания и схватывания практически не изменялись.

Перед цементированием ОНЭЦР был перемешан в емкостях гидромониторами и откачен в мерники цементировочных агрегатов. В состав обращенного нефть-эмульсионного цементного раствора входили следующие компоненты (из расчета приготовления 1 м³ ОНЭЦР удельного веса 2,05 г/см³):

УЩ	200-1590 кг, высокоокисленный битум	- 22 кг,
вода	- 470 л, дизельное топливо	- 356 л,
хромпик	- 1,1 кг, сульфенол	- 26 л
водоотделение		- 317 л

ОНЭЦР готовился на буровой по следующей технологии (см.схему обвязки цементировочных агрегатов и смесительной машины рис.7-3). В мерники цементировочных агрегатов 1-3 из автоцистерны 16 заливался битумный концентрат - смесь дизельного топлива и высокоокисленного битума. После введения в битумный концентрат

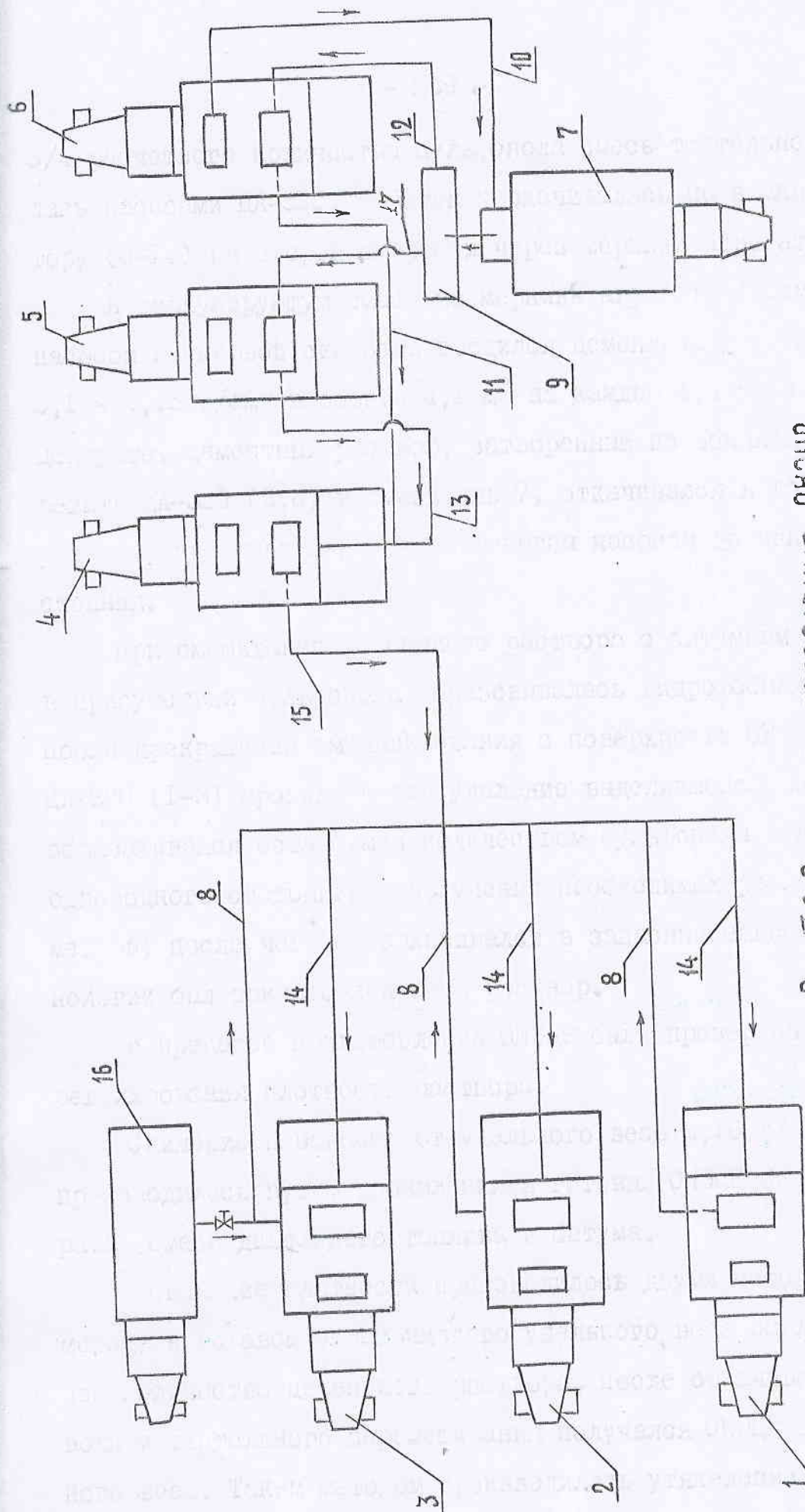


Рис. 7-3. СХЕМА ПРИГОТОВЛЕНИЯ ОНЗР

- 1-6 - цементировочные агрегаты ЦА-320
- 7 - цементно-смесительная машина СМН-20
- 8, 10, 11-13, 14, 15 - нагревательные линии
- 12, 17 - всасывающая линия
- 16 - автоцистерна
- 9 - приемный мерник

3/4 расчетного количества сульфонола смесь тщательно перемешивалась насосами ЦА-320, а затем прокачивалась по замкнутому коллектору (8-14) на второй скорости через мерники агрегатов (3,2,1).

В циркулирующую смесь из мерника агрегата 4 цементировочным насосом на первой скорости вводился цементный раствор уд.веса $2,1 - 2,15 \text{ г/см}^3$ в объеме $4,1 \text{ м}^3$ на каждые $1,4 \text{ м}^3$ битумного концентрата. Цементный раствор, затворенный по обычной схеме, два агрегата ЦА-320 (5,6) и смеситель 7, откачивался в дозировочный агрегат 4, где тщательно перемешивался насосом до однородного состояния.

При смешивании цементного раствора с битумным концентратом в присутствии сульфонола образовывалась гидрофобная эмульсия. После прекращения эмульгирования с поверхности ОНЭЦРа насосами ЦА-320 (1-3) производилось удаление выделившейся воды; затем ОНЭЦР обрабатывался оставшимся количеством сульфонола и перемешивался до однородного состояния и получения необходимых реологических параметров; после чего он откачивался в запасные емкости. По такой технологии был приготовлен весь раствор.

В процессе приготовления ОНЭЦР были проверены возможности регулирования плотности раствора.

Снижение плотности от удельного веса $2,16 \text{ г/см}^3$ до $2,05 \text{ г/см}^3$ производилось путем добавления в готовый ОНЭЦР битумного концентрата (смеси дизельного топлива и битума).

Повышение плотности производилось двумя методами. По первому методу в готовом ОНЭЦР низкого удельного веса эмульгировали расчетное количество цементного раствора. После откачивания выделившейся воды и тщательного перемешивания получался ОНЭЦР требуемого удельного веса. Таким методом производилось утяжеление пачек ОНЭЦР, приготовленных уд.веса $1,85-1,87 \text{ г/см}^3$ до $2,0 - 2,02 \text{ г/см}^3$.

Второй метод утяжеления заключался в том, что в процессе приготовления пробоотборником отбиралась проба раствора ниже воды отстоя. В случае необходимости в воду отстоя струей подавалось расчетное количество цементного раствора. Цементный раствор сильно разбавлялся. В/Ц изменялось от 0,35 до 4. Цемент седиментировал на поверхность ОНЭЦР. После откачивания воды и перемешивания получался ОНЭЦР требуемого удельного веса.

Все способы регулирования плотности показали простоту и надежность в технологическом отношении при работе в полевых условиях.

В связи с большой высотой подъема цементного раствора в затрубном пространстве - 1900 м и большой разницей динамических температур (в интервале 4900-3000 м) - 130-90°C были приготовлены два состава ОНЭЦР: один состав для цементирования интервала с температурой 130°C; второй состав для цементирования интервала с температурой 90°C.

В состав ОНЭЦР, предназначенный для закачки в интервал температур 130°C, входил ускоритель схватывания - хромпик (0,03 % от веса цемента). Начало загустевания такого раствора при 130°C и 700 ат наступало через 4-6 часов; время начала схватывания через 8-10 часов.

ОНЭЦР, предназначенный для закачки в интервал температур 90°C готовился из УЩЦ 200 свежего и старого помола, смешанных в отношении 1:1. Свежий УЩЦ-200 выполнял роль активатора схватывания ОНЭЦР. При температуре 130°C и давлении 700 ат время загустевания ОНЭЦР наступало через 2 часа 30 мин; при температурах 90-130-90°C (режим - 30 мин нагрев до 130°C; 1 час смесь перемешивалась при 130°C, 30 мин сброс температуры до 90°C, остальное время перемешивание в консистометре производилось при 90°C) время загустевания

наступало через 5 час. 28 мин. Время начала схватывания такого ОНЭЦР при 130°C составляло 4-5 час. при $90-130-90^{\circ}\text{C}$ оно равнялось 46 часам. Прочность камня, твердевшего семь суток, при температуре 90°C , равнялась $30-35 \text{ кг/см}^2$ на сжатие и $10-12 \text{ кг/см}^2$ на изгиб.

При цементировании скважины первым закачивался ОНЭЦР, предназначенный для температуры 90°C (объемом 10 м^3), вторым закачивался ОНЭЦР, предназначенный до 130°C (объемом 40 м^3). Продавочной жидкостью являлся известково-битумный раствор уд.веса $2,0 - 2,02 \text{ г/см}^3$.

Применение обращенного нефте-эмульсионного цементного раствора в процессе цементирования скважины № 100 Левкинской площади выявило ряд преимуществ ОНЭЦР перед цементным раствором, затворенным в воде.

1. Отпала необходимость применения буферной жидкости на контакте ИБР и ОНЭЦР, так как эти две системы одной природы и при смешивании не дают загущения. При применении цементного раствора на водной основе необходимо буферная жидкость между ним и ИБР. Так, например, при цементировании скв. № 55 Левкинской площади применялась буферная жидкость (объемом $3,0 \text{ м}^3$) уд.веса $2,0 \text{ г/см}^3$, состоящая из воды, барита и гипана (10 % от объема воды).

2. ОНЭЦР не загрязнил известково-битумный раствор в скважине, что позволило избежать флокуляции ИБР и высаждения твердой фазы на поверхности бурильных труб; не потребовало затрат химреагентов и времени на обработку бурового раствора после цементирования. При цементировании скважины водным цементным раствором происходит сильное загрязнение ИБР. Так после цементирования скв. 55 Левкинской потребовалось 45 дней на обработку ИБР; было израсходовано 6 м^3 сульфанола, 10 м^3 битумного концентрата и 60 т барита.

3. Позвряет приготавливать ОНЭЦР за несколько суток до цементирования скважины, что дает возможность избежать недоподъема цементного раствора в затрубное пространство, вызванного поломками цементно-смесительных машин, которые могут иметь место при затворении обычного цементного раствора.

4. Низкая экзотермия ОНЭЦР снижает и температурное удлинение обсадной колонны в зоне цементирования, что предотвращает растрескивание камня и образование каналов на контакте цемент-обсадная труба.

5. ОНЭЦР обеспечивает надежное сцепление цементного камня с поверхностью обсадной трубы и стенкой скважины, покрытых пленкой из углеводородной жидкости и гидрофобного ПАВа. При обычном цементировании пленка ПАВ и углеводородной жидкости полностью не удаляется, что не позволяет получить прочного сцепления цементного камня с поверхностью стальных труб и стенками скважины.

6. ОНЭЦР позволяет легко регулировать свою плотность, как в процессе приготовления, так и после приготовления.

7. ОНЭЦР позволил сохранить естественную проницаемость продуктивного коллектора, так как не фильтрует в пласт воду; его фильтратом является углеводородная жидкость - смесь дизельного топлива и окисленного битума. Из цементных растворов, приготовленных на водной основе возможно отфильтровывание до 80 % воды, взятой на затворение цемента.

8. ОНЭЦР является стабилизированным раствором - не расслаивается во времени; седиментационно устойчив, что позволяет сохранить противодавление на продуктивный пласт в течение всего периода ОЗЦ, а также избежать образования водяных карманов и цементных пробок по высоте ствола скважины.

На основании вышеизложенного считаем, что обращенный нефте-

эмульсионный цементный раствор отвечает требованиям, предъявляемым для цементирования скважин, пробуренных на известково-битумных растворах, и гидрофобных эмульсиях и рекомендуется для широкого внедрения.

Главный инженер Ахтырского
У Б Р

В.А.Романенко

Зам.начальника технологи-
ческого отдела УБР

В.Б.Суханов

Начальник буровой 100
Левкинская

В.Ф.Камчатый

Главный инженер тампонажной
конторы объединения
"Краснодарнефтегаз"

З.Е.Батеев

Ст.н.с. МИНХиГП

Э.А.Оголихин

Мл.н.с. МИНХиГП

В.З.Лубан

Копия верна

Приложение № 4

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник Карабулакского УБР

Косивченко

"5" апреля 1973 года

А К Т

о применении обращенного нефте-эмульсионного цементного раствора для установки моста в скважине № 47 - Заманкул, заполненной известково-битумным раствором.

Мы, нижеподписавшиеся, главный инженер УБР т.Косляк Ю.Г., начальник технического отдела УБР т.Белов Ю.Г., начальник буровой № 47 - т.Терлецкий В.К., инженер тампонажной конторы т.Антонов Д.А. и представители Московского института нефтехимической и газовой промышленности ст.н.с. т.Оголихин Э.А., мл.н.с. т.Лубан В.З., и.о.инженера т.Щавелев Н.И. составили настоящий акт об установке моста в скважине № 47 - Заманкул с помощью обращенного нефте-эмульсионного цементного раствора (ОНЭЦР), разработанного МИНХиГП им.И.М.Губкина.

Обращенный нефте-эмульсионный цементный раствор предназначен для цементирования скважин, пробуренных на известково-битумном растворе и обращенных эмульсионных растворах.

03.04.1973 г. в скважине № 47 Заманкульской площади объединения "Трознефть" в хвостовике 177,8 мм (интервал 4800-4785 м) был установлен мост с помощью обращенного нефте-эмульсионного цементного раствора. Скважина была заполнена известково-битумным раствором удельного веса 1,60 - 1,70 г/см³. Статическая температура на глубине 4775 м достигла 155°С, давление 800 атм.

ОНЭЦР имел следующие параметры:

растекаемость по конусу АЗНИИ	- 19 см;
удельный вес	- 1,70 г/см ³ ;

время загустевания и схватывания при 155°C и 800 атм соответственно составляло 3 час.30 мин - 4 часа и 5-6 часов; прочность камня двухсуточного возраста на изгиб равнялась $15-20 \text{ кг/см}^2$; на сжатие - $45-60 \text{ кг/см}^2$.

Мост установлен посредством стреляющего тампонажного снаряда - СТС. В интервал установки моста было спущено пять желонки; объем вылитого в скважину ОНЭЦРа составил 400 л.

Спуск желонки на заданную глубину производился за 1 час; подъем - за 40 мин.

Обращенный нефте-эмульсионный цементный раствор был приготовлен на трое суток до установки моста и хранился в мернике цементирующего агрегата ЦА-320. В течение трех суток ОНЭЦР оставался стабильным и сохранял свои технологические параметры. Выпадения твердой фазы в осадок и расслоения системы не наблюдалось. Сроки загустевания и схватывания после трех суток хранения соответственно составили при 155°C и 800 ат 3-3 час.30 мин. и 4-5 часов.

Растекаемость ОНЭЦРа после перемешивания в консистомере в течение 1 часа равнялась $16-15,5 \text{ см}$ (по конусу АзНИИ).

В состав обращенного нефте-эмульсионного цементного раствора входили следующие компоненты (расход реагентов на 1 м^3 ОНЭЦР уд.веса $1,8 \text{ г/см}^3$):

шлак	- 830 кг	высокоокисленный битум	- 25,4 кг
УЦГ	- 416 кг	дизельное топливо	- 364 л (300,6 кг)
хромпик	- 2,49 кг (0,2%)	сульфонол	- 20 л
СВК	- 2,49 кг (0,2%)	водоотделение	- 316 л
вода	- 515 л		

ОНЭЦР готовился по следующей технологии:

В мерник цементирующего агрегата ЦА-320 заливая расчетный

объем битумного раствора - смесь дизельного топлива и высокоокисленного битума. После введения в битумный раствор $3/4$ от расчетного количества сульфонола смесь тщательно перемешивалась насосом ЦА-320, а затем прокачивалась по замкнутому коллектору на второй скорости через мерник агрегата. В циркулирующий битумный раствор вторым агрегатом ЦА-320 (дозировующий агрегат) на первой скорости вводился цементный раствор из расчета на 1 м^3 битумного раствора $2,32 \text{ м}^3$ цементного раствора уд.веса $1,92-1,93 \text{ г/см}^3$. Цементный раствор затворялся по обычной схеме перед эмульгированием в битумном растворе он откачивался в дозирующий агрегат.

При смешивании цементного раствора с битумным раствором в присутствии сульфонола образовывалась устойчивая гидрофобная эмульсия, из которой интенсивно выделялась часть воды, взятой первоначально на затворение цементного раствора. После прекращения эмульгирования, с поверхности ОНЭЦРа насосом ЦА-320 удалялась выделившаяся вода; в ОНЭЦРе оставалось 20-22 % воды (от веса вяжущих материалов), необходимой на гидратацию цементного порошка. После удаления воды ОНЭЦР обрабатывался оставшимся количеством сульфонола и перемешивался до однородного состояния и получения необходимых реологических параметров.

По такой технологии было приготовлено $2,5 \text{ м}^3$ ОНЭЦРа. Установка моста обращенным нефте-эмульсионным цементным раствором успешно произведена на даданной глубине, что позволило продолжить дальнейшие работы в скважине по цементированию верхней секции - $177,8 \text{ мм}$ колонны.

Известково-битумный раствор после установки моста в скважине не подвергся загрязнению и сохранил свои структурно -

механические свойства.

Главный инженер УБР

Ю.Косяк

Начальник технического
отдела

Ю.Белов

Начальник буровой № 47

В.Терлецкий

Участковый инженер
тампонажной конторы

Д.Антонов

Представители МИНХИП:

Старший научный сотрудник

Э.Оголихин

Младший научный сотрудник

В.Лубан

И.о.инженера

Н.Щавелев

Копия верна:

Приложение № 5

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник Карабулакского УБР

КОСИВЧЕНКО

"16" апреля 1973 г.

А К Т

о цементировании в скважине № 47 - Заманкул объединения "Грознефть" второй секции 177,8 мм колонны в интервале 4552-2555 м обращенным нефте-эмульсионным цементным раствором (ОНЭЦР), разработанным МИНХиП им.И.М.Губкина:

Мы, нижеподписавшиеся, главный инженер УБР т.Косяк Ю.Г., начальник технического отдела УБР т.Белов Ю.Г., начальник буровой № 47 т.Терлецкий В.К., инженер участка тампонажной конторы т.Антонов Д.А. и представители Московского института нефтехимической и газовой промышленности - ст.н.сотрудник т.Оголихин Э.А., мл.н.сотрудник В.З.Лубан, и.о.инженера т.Щавелев Н.И. составили настоящий акт о цементировании в скважине № 47 Заманкул второй секции 177,8 мм колонны в интервале 4552-2555 м обращенным нефте-эмульсионным цементным раствором.

Обращенный нефте-эмульсионный цементный раствор предназначен для цементирования скважин, пробуренных на известково-битумном растворе и обращенных эмульсионных растворах.

14.04.1973 г. на буровой № 47 - Заманкульской площади объединения "Грознефть" было проведено цементирование второй секции 177,8 мм колонны в интервале 4552-2555 м обращенным нефте-эмульсионным цементным раствором. Скважина заполнена известково-битумным раствором уд.веса 1,68 - 1,70 г/см³. Статическая температура на глубине 4552 м составляет 150°C, давление 780 атм; на глубине 2555 м статическая температура равна 90°C. Подъем цементного рас-

творя за колонной 2100 м (с расчетом установки цементного моста выше головы 177,8 мм колонны). Динамическая температура на глубине 4552 м при промывке с производительностью 15 л/сек равняется 120°C.

ОНЭЦР имел следующие параметры: растекаемость по конусу АзНИИ - 21 см, уд.вес 1,9-1,92 г/см³, время загустевания и начала схватывания при 120°C и 780 атм соответственно составляло 4-6 и 8-18 часов; прочность камня двух суточного возраста на изгиб равнялась 15-20 кг/см², на сжатие 45-50 кг/см².

Растекаемость ОНЭЦР после перемешивания в консистометре в течение 3 часов при 120°C и 780 атм равняется 20 см (по конусу АзНИИ).

36 м³ ОНЭЦРа были закачаны и продавлены в затрубное пространство 177,8 мм колонны за 1 час 25 мин; давление при закачке составляло до 150 атм (при производительности до 30 л/сек); давление при продавке составляло до 150 атм (при производительности до 20 л/сек).

При цементировании колонны буферные жидкости между ОНЭЦР и ИБР не применялись.

Обращенный нефте-эмульсионный цементный раствор в объеме 38 м³ был приготовлен за двое суток перед началом цементирования скважины и хранился в запасных емкостях. В течение двух суток ОНЭЦР оставался стабильным и сохранял свои технологические параметры. Выпадения твердой фазы в осадок и расслоения не наблюдалось. Сроки загустевания и схватывания практически не изменялись.

В состав обращенного нефте-эмульсионного цементного раствора входили следующие компоненты (расход реагентов на 1 м³ ОНЭЦР уд.веса 1,9 - 1,91 г/см³):

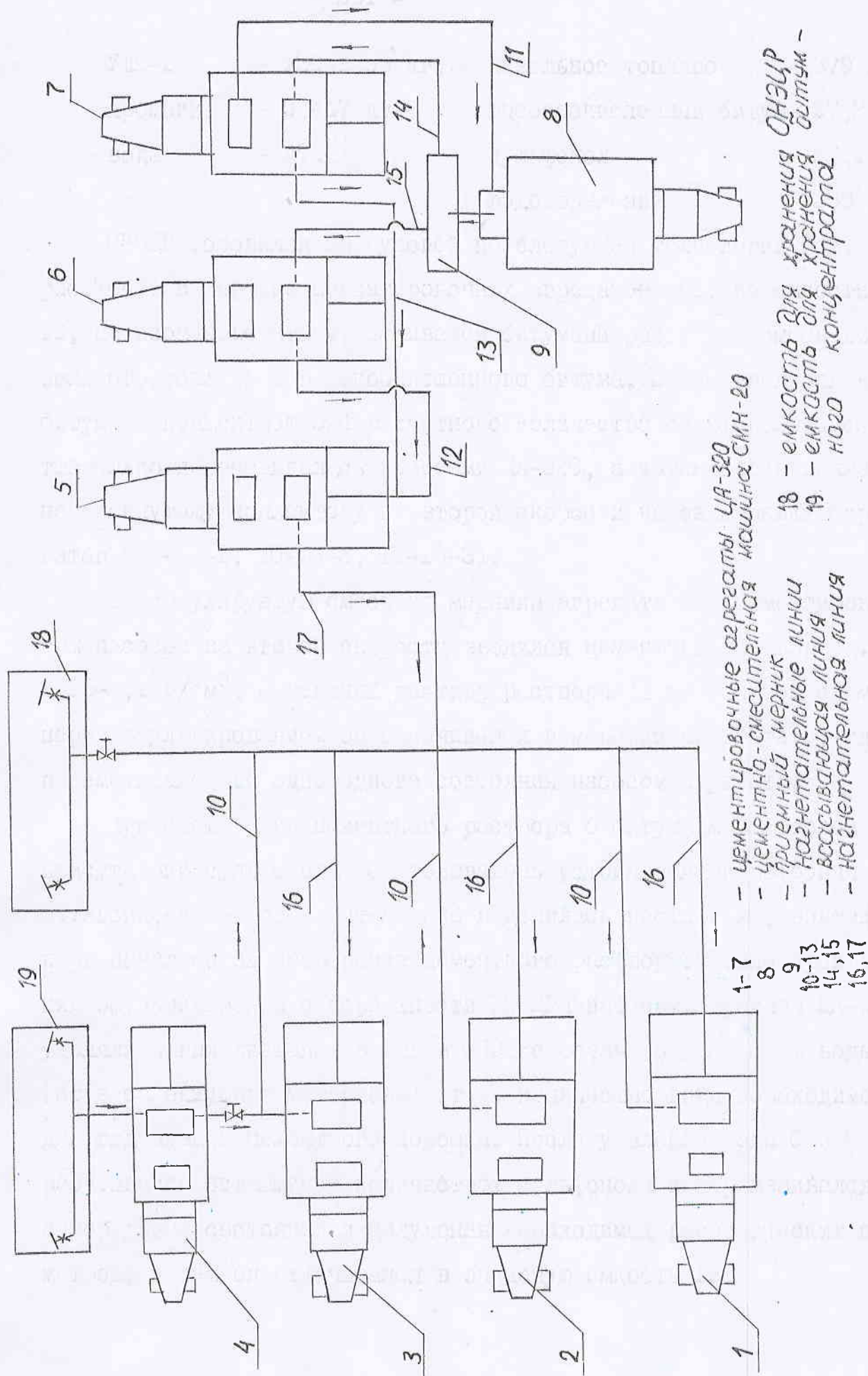


Рис. 7-4 Схема приготовления ОНЭЦР

УЩ-1	- 120-1355 кг,	дизельное топливо	- 379 л
хромпик	- 0,447 кг	высокоокисленный битум-	27,2 кг
вода	- 474 л	сульфонол	- 27,1 л
		водоотделение	- 289 л

ОНЭЦР готовился на буровой по следующей технологии (см. рис.7-4). В мерники цементирувочных агрегатов 1-3, из емкости 19, насосом агрегата 4, заливался битумный раствор - смесь дизельного топлива и высокоокисленного битума. После введения в битумный концентрат 3/4 расчетного количества сульфонола смесь тщательно перемешивалась насосами ЦА-320, а затем прокачивалась по замкнутому коллектору на второй скорости через мерники агрегатов (10-16-1, 10-16-2, 10-16-3).

В циркулирующую смесь из мерника агрегата № 5 цементирувочным насосом на второй скорости вводился цементный раствор уд.веса 2,05-2,1 г/см³. Цементный раствор растворялся по обычной схеме; перед эмульгированием он откачивался в мерники агрегата 5, где перемешивался до однородного состояния насосом агрегата.

При смешивании цементного раствора с битумным раствором в присутствии сульфонола образовывалась устойчивая гидрофобная эмульсия, из которой интенсивно выделялась часть воды, взятой первоначально на затворение цементного раствора. После прекращения эмульгирования с поверхности ОНЭЦРа насосом агрегата ЦА-320 удалялась выделившаяся вода; в ОНЭЦРе оставалось 20-22 % воды (от веса вяжущего материала), т.е. количество воды необходимое для гидратации цементного порошка. После удаления воды ОНЭЦР обрабатывался оставшимся количеством сульфонола и перемешивался до однородного состояния и получения необходимых реологических параметров; затем он откачивался в запасную емкость 18.

По такой технологии было приготовлено 40 м³ ОНЭЦР. Цементирование 177,8 мм колонны в интервале 4552-2555 м обращенным нефть-эмульсионным цементным раствором показало:

1. ОНЭЦР не загрязняет ИБР и позволяет избежать флокуляции ИБР и высаждения твердой фазы на поверхности бурильных труб; не потребовалось затрат хим.реактивов и времени на дополнительную обработку известково-битумного раствора после цементирования скважины. При цементировании скважины водным цементным раствором происходит сильное загрязнение ИБРа.

Так, после цементирования скважины № 55 Левкинская объединения "Краснодарнефтегаз" потребовалось 45 дней на обработку ИБРа; было израсходовано 6 м³ сульфонола, 10 м³ известково-битумного концентрата и 60 т барита.

2. ОНЭЦР позволяет исключить применение буферных жидкостей на контакте ИБРа и ОНЭЦРа, т.к. эти две системы одной природы, которые при смешивании не дают загущения. При применении цементного раствора на водной основе необходима буферная жидкость между ним и ИБР. Так, например, при цементировании скважины № 55 Левкинская применялась буферная жидкость объемом 3,0 м³ уд.веса 2,0 г/см³, состоящая из воды, барита и глипана (10 % от объема воды).

3. ОНЭЦР позволяет обеспечить надежное сцепление цементного камня с поверхностью обсадных труб, покрытых пленкой из углеводородной жидкости и гидрофобного ПАВа. При обычном цементировании пленка ПАВ и углеводородной жидкости полностью не удаляется, что не позволяет получить прочного сцепления цементного камня с поверхностью стальных труб и стенками скважины.

4. Низкая экзотермия ОНЭЦРа снижает температурное удлинение обсадной колонны в зоне цементирования, что предотвращает растрес-

кивание камня и образование каналов на контакте "цемент-обсадная труба".

5. ОНЭЦР является стабилизированным раствором, не подвергающимся седиментационному расслоению, что дает возможность сохранить противодавление на пласт в течение всего периода ОЭЦ, а также избежать образования водяных карманов и цементных пробок на высоте зацементированного участка.

6. ОНЭЦР обладает низкими фильтрационными свойствами. По ВМ-6 объем фильтра равен 0-2 мл. При 150°C объем фильтрата 3-15 мл. фильтратом ОНЭЦР является углеводородная жидкость - смесь дизельного топлива и окисленного битума.

7. ОНЭЦР позволяет готовить его за несколько суток до цементирования скважины, что дает возможность избежать недоподъема цементного раствора в затрубном пространстве, вызванного поломками цементно-смесительных машин, что может иметь место при затворении обычного цементного раствора.

Главный инженер УБР

Ю.Косяк

Начальник тех.отдела УБР

Ю.Белов

Начальник буровой № 47

В.Терлецкий

Участковый инженер
тампоначной конторы

Д.Антонов

Представители МИНХиГП:

Старший научный сотрудник

Э.Оголихин

мл.научный сотрудник

В.Лубан

И.о.инженера

Н.Щавелев

Копия верна:

Приложение № 6

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель начальника объединения "Грознефть" по бурению

А.М.ГОНЧАРЕНКО

"14" октября 1974 года

А К Т

о цементировании трех секций обсадной колонны (245х273мм) в скважине № 6 Минеральная обращенным нефте-эмульсионным цементным раствором (ОНЭЦР)

Мы, нижеподписавшиеся: главный инженер Старогрозненского УБР т.В.Г.Серебряков, начальник технологического отдела УБР т.А.К.Волжин, начальник буровой № 6 Минеральная В.И.Казеннов, главный инженер тампонажной конторы Ю.И.Шалошников и представители МИНХиПТ ст.научный сотрудник к.т.н. Э.А.Оголихин, мл.научный сотрудник В.З.Лубан составили настоящий акт о цементировании трех секций обсадной колонны (Ø 245 х 273 мм) в скважине № 6 Минеральная с помощью ОНЭЦР.

Забой скважины - 3906 м в верхнемайкопских отложениях. Предыдущая колонна диаметром 426 мм спущена на глубину 302 м.

Диаметр открытого ствола: 295 мм (интервал 3906-1046 м);
346 мм (интервал 1046-302 м).

В интервале 3775-3798 м сужение ствола до диаметра 260 мм; в остальных интервалах ствол номинального диаметра.

Скважина бурится на известково-битумном растворе.

В соответствии с планом работ утвержденным зам.начальника объединения "Грознефть" А.М.Гончаренко от 14/VI-1974 года спуск колонны диаметром 245 х 273 мм осуществлен тремя секциями. Способ цементирования каждой секции - сплошная заливка с разделительной пробкой, без подвески на цементном камне.

I секция

Колонна диаметром 245 мм, длиной 952 м спущена в интервал 3906-2954 м.

Статическая температура на глубине 3906 м = 143°C , на глубине 2954 м = 108°C .

Параметры известково-битумного раствора:

при 20°C уд.вес = $1,83-1,87 \text{ г/см}^3$ $T=20\text{сек}$, $\Phi_{30}=0$ СНС= $9/54 \text{ кг/см}^2$
при 80°C уд.вес = $1,85-1,87 \text{ г/см}^3$ $T=11\text{сек}$, $\Phi_{30}=0$ СНС= $18/69 \text{ кг/см}^2$.

В состав ОНЭЦР, применявшегося для цементирования первой секции, вводили следующие компоненты (из расчета приготовления 1 м^3 плотностью $1,89 - 1,9 \text{ г/см}^3$):

УЩ-1-120	= 1280 кг	Сульфенол	- 28,8 л
Вода	= 450 л	Количество воды, удаленное	
Дизельное топливо	- 300 л	из эмульсии в процессе приго-	
Окисленный битум	- 26 кг	товления	- 274 л

ОНЭЦР имел следующие параметры:

плотность	- $1,89-1,90 \text{ г/см}^3$	
растекаемость	- 19 см	
время начала схватывания	- 3 час	: при темпера-
		: туре 140°C ,
время окончания схватывания	- 5 час	: давлении
		700 кг/см^2 .

При температуре 90°C и давлении 450 кг/см^2 время начала схватывания равнялось 46 часам.

Растекаемость ОНЭЦР после перемешивания в консистомере в течение 4 часов в режиме: - $T = 110^{\circ}\text{C}$, $P = 700 \text{ кг/см}^2$ равнялось 21 см (по конусу АЗНИИ).

Прочность камня 7-ми суточного возраста, твердевшего при 140°C и давлении 700 кг/см^2 , равнялась $10-12 \text{ кг/см}^2$ на изгиб и $30-35 \text{ кг/см}^2$ на сжатие; при 90°C прочность на изгиб - $8-10 \text{ кг/см}^2$, на сжатие $25-30 \text{ кг/см}^2$. По данным Сев.Кав.НИПИнефть контрольные

образцы, отобранные при закачке ОНЭЦР в скважину, показали прочность на изгиб - $7,4 \text{ кг/см}^2$ (при 140°C) и $6,8 \text{ кг/см}^2$ (при 90°C).

Для цементирования первой секции было приготовлено 40 м^3 ОНЭЦР, которые в течение суток хранились в запасных емкостях. Заготовку ОНЭЦР начали одновременно со спуском колонны. В скважину закачали 39 м^3 ОНЭЦР. Давление при закачке с производительностью 20-22 л/сек колебалось от 80 до 90 кг/см^2 , при продавке (с той же производительностью) от 80 до 60 кг/см^2 . Снижение давления при продавке связано с уменьшением вязкости ОНЭЦР в результате действия температуры. Закачка ОНЭЦР производилась в течение 35 мин, продавка 1 час. 7 мин. Общее время цементирования составило 1 час 42 мин.

После отворота левого разъединителя скважину промыли над головной секции с производительностью 32 л/сек: в течение 10 часов.

Технология приготовления ОНЭЦР заключалась в следующем (рис. 7-5).

В емкость (27) объемом 13 м^3 агрегатом ЦА-400 (16) из емкости (29) подавалось расчетное количество битумного концентрата. Из мерника агрегата ЦА-400 (15) сюда же вводилось $3/4$ расчетного количества сульфенола. Агрегатами (15, 16) раствор в емкости (27) тщательно перемешивался, а затем прокачивался по замкнутому циклу: емкость (27) - агрегат (15-или 16) - емкость (27).

Параллельно, при помощи цементно-смесительных машин СМН-20 (2, 3) и цементировочных агрегатов ЦА-320 (1, 4) производилось затворение цементного раствора стандартной консистенции. При необходимости в воду затворения вводился регулятор сроков схватывания и загустевания. Цементная суспензия их по нагнетательным линиям (13, 14) прокачивалась через диспергаторы (11, 12) и подавалась в нагнетательные линии агрегатов (15, 16), где происходило ее эмуль-

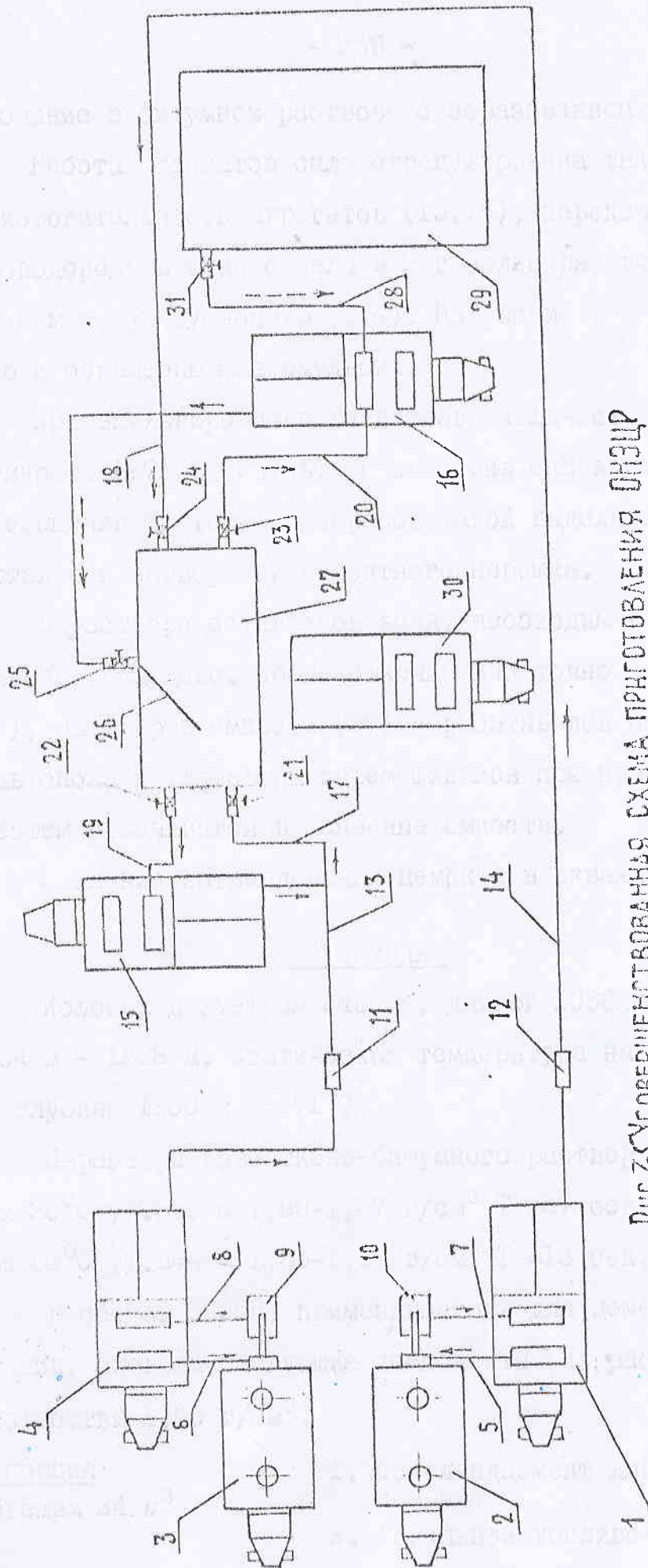


Рис. 7. Усовершенствованная схема приготовления ОНЦР

- 1, 4, 30 - цементовочные агрегаты ЦА-320
- 15, 16 - цементовочные агрегаты ЦА-400
- 2, 3 - цементосмесительные машины
- 5, 6, 13, 14, 17, 18 - нагнетательная линия
- 7, 8, 19, 20, 28 - всасывающая линия
- 21, 22, 23, 24, 25, 31 - задвижки

- 9, 10 - приемные бачки
- 27 - емкость эмульгирования
- 26 - гидромонитор
- 11, 12 - ультразвуковой диспергатор
- 29 - емкость с битумным раствором

гирование в битумном растворе с образованием гидрофобной эмульсии.

Работа агрегатов была отрегулирована таким образом, чтобы производительность агрегатов (15,16), перекачивающих раствор на углеводородной основе была в 2 и более раз выше, чем перекачивающих цементную суспензию (1,4). Нарушение этого соотношения приводило к обращению фаз эмульсии.

При эмульгировании расчетного количества цементного раствора в емкости (27) в результате действия ПАВ и коагуляции, вследствие пересыщения системы дисперсной фазой выделялась избыточная вода, взятая при затворении цементного порошка.

В растворе оставалась вода, необходимая на гидратацию минерального вяжущего. После откачки избыточной воды агрегатом ЦА-320 (30), раствор в емкости (27) обрабатывался оставшимся количеством сульфонола и тщательно перемешивался при помощи гидромонитора (26), а затем откачивался в запасные емкости.

Ожидание затвердевания цемента в скважине составило 148 часов.

II. секция

Колонна диаметром 245 мм, длиной 1056 м спущена в интервал 2954 м - 1898 м. Статическая температура на глубине 2951 м - 108°C на глубине 1900 м = 71°C.

Параметры извеатково-битумного раствора:

при 20°C уд.вес ρ 1,85-1,87 г/см³ T = 27 сек. СНС=9/75 кг/см² $\Phi_{30}=0$
при 80°C уд.вес = 1,85-1,87 г/см³ T = 13 сек. СНС=20/93 кг/см² $\Phi_{30}=0$.

В состав ОНЭЦР, применявшегося для цементирования второй секции, входили следующие компоненты (из расчета приготовления 1м³ плотностью 1,65 г/см³).

I порция

объемом 24 м³

- | | |
|---|-----------|
| 1. Портландцемент для "горячих" скважин | - 1120 кг |
| 2. Дизельное топливо | - 410 л |

3. В о д а - 600 л
4. Сульфонол - 22 л
5. Количество воды,
удаленное из эмуль-
сии - 380 л

II порция

объемом 23 м²

1. Портландцемент
для "горячих"
скважин - 1040 кг
2. В о д а - 555 л
3. *NaOH* - 7 кг
4. Дизельное топливо - 410 л
5. Сульфонол - 25 л
6. Количество воды,
удаленное из
эмульсии - 320 л

Параметры ОНЭЦР:

I порция

(для башмака
колонны)

- | | |
|----------------------------------|---------------------------------------|
| Плотность | - 1,65 г/см ³ |
| Растекаемость | - 19 см |
| Время начала схватывания | - 8 час : при T=108°C |
| Время окончания схватыва-
ния | - 12 час : и P=500 кг/см ² |

Растекаемость ОНЭЦР после 2-х часов перемешивания в консисто-
метре при температуре 85°C и давлении 500 кг/см² равнялась 23 см.

Прочность камня трехсуточного возраста (при 108°C) на изгиб -
12-15 кг/см², на сжатие 30-35 кг/см².

II порция

(для головы
колонны)

- | | | |
|--------------------------------|--------------------------|----------------------------|
| Плотность | - 1,65 г/см ³ | : |
| Растекаемость | - 16 см | : |
| Время начала схва-
тывания | - 3 час | : при T=70°C и |
| Время окончания
схватывания | - 8 час | : P=500 кг/см ² |

Растекаемость ОНЭЦР после 2-х часов перемешивания в консисто-
метре при температуре 85°C и давлении 500 кг/см² равнялось 19 см.

Прочность камня трехсуточного возраста (при 71°C) на изгиб
8 кг/см², на сжатие 15-18 кг/см².

Первая порция ОНЭЦР была приготовлена за сутки до цементирования, вторая порция в день цементирования. Во время цементирования сначала закачивалась вторая порция, содержащая ускоритель схватывания $NaOH$, затем первая порция. В скважину закачали 47 м^3 ОНЭЦР за 48 мин (при производительности 18-20 л/сек). Давление при закачке 120-130 кг/см², при продавке 150-100 кг/см² $Q_{пр.} = 30 \text{ л/сек}$). Объем продавочной жидкости - ИБР - составил $61,3 \text{ м}^3$, время продавки - 55 минут. Общее время цементирования составило 1 час 43 мин. После отворота левого разъединителя скважину промыли над головой секции с производительностью 45 л/сек в течение 4-х часов.

Технология приготовления ОНЭЦР была аналогична той, которая применялась при приготовлении ОНЭЦР для цементирования первой секции. Ожидание затвердевания ОНЭЦР в скважине составило 96 часов.

III секция

Колонна диаметром 245 x 273 мм ($\varnothing 245 \text{ мм} = 905 \text{ м}$, $\varnothing 273 \text{ мм} = 993 \text{ м}$), длиной 1898 м спущена в интервал 1898-0 м.

Статическая температура на глубине 1900 м = 71°C .

Параметры известково-битумного раствора:

при 20°C уд.вес = $1,85 \text{ г/см}^3$ $T = 25-28 \text{ сек}$. СНС = $10/75 \text{ кг/см}^2$, $\Phi=0$
при 80°C уд.вес = $1,85 \text{ г/см}^3$ $T = 16 \text{ сек}$ СНС = $20/100 \text{ кг/см}^2$ $\Phi=0$

В состав ОНЭЦР, применявшегося для цементирования III секции, входили следующие компоненты (из расчета приготовления 1 м³ плотностью $1,6 \text{ г/см}^3$):

- | | |
|--|-----------|
| 1. Цемент глиноземистый
нашийского завода | - 1040 кг |
| 2. В о д а | - 520 л |
| 3. С В К | - 3,12 кг |
| 4. Дизельное топливо | - 408 л |
| 5. Сульфол | - 29 л |
| 6. Количество воды, удаленное
из эмульсии | - 260 л |

Параметры ОНЭЦР:

Плотность - $1,6 \text{ г/см}^3$

Растекаемость - 20 см

Время начала схватывания - 8 час : при $T = 70^\circ\text{C}$ и

Время окончания схватывания - 12 час; $P = 350 \text{ кг/см}^2$

Растекаемость ОНЭЦР после перемешивания в консистометре в течение 2-х часов при температуре 70°C и давлении 350 кг/см^2 - 18,5 см.

Прочность камня трехсуточного возраста (при $T = 70^\circ\text{C}$ и $P = 350 \text{ кг/см}^2$) на изгиб - 18 кг/см^2 , на сжатие - 55 кг/см^2 .

Отличительной особенностью приготовления ОНЭЦР для третьей секции было то, что эмульгирование водного цементного раствора производили в уменьшенном количестве дизельного топлива (80-85% от расчетного объема), после удаления расчетного количества воды в эмульсию вводилось остальное количество дизельного топлива.

В скважину закачали $17,5 \text{ м}^3$ ОНЭЦР и 83 м^3 продавочной жидкости - ИБР. Закачка ОНЭЦР производилась с производительностью 28 л/сек, продавка с производительностью 32 л/сек; давление при цементировании не превышало 100 кг/см^2 . Время цементирования составило 1 час 05 мин.

Ожидание затвердевания цемента в скважине составило 82 часа.

Через семь суток, после оборудования устья и разбуривания цементных мостов, была произведена опрессовка колонны на 200 ат., показавшая герметичность колонны. После опрессовки колонны приступили к дальнейшему углублению скважины.

В процессе цементирования колонны отмечены следующие осложнения:

1. После цементирования 2-ой секции подъем левого разъединителя проходил с затяжками и расхаживанием (до 45 т ссв и раз-

грузками до 0 т) на глубинах 1419-1416 м и 1270-1267 м. На левом разъединителе поднят цементный камень. При спуске долота ТШ14 для шаблонировки ствола были получены посадки и производилось разбуривание цементной корки в стволе в интервалах 310-725 м и 930-1046 м. Продолжительность разбуривания составила в общей сложности 30 часов (в период ОЗЦ).

Причина указанного явления, видимо, состоит в смещении ОНЭЦР, поднятого выше головы секции, с ИБР или его плохом вытеснении последним.

2. Во время заготовки ОНЭЦР для цементирования 3-й секции (с глиноземистым цементом) произошло её схватывание в емкости, вследствие чего потребовалось очищать емкость и заготавливать смесь повторно.

Потеряно 40 т цемента.

Причина - возможно при транспортировке в глиноземистый цемент попал портландцемент, вызвавший резкое сокращение сроков схватывания ОНЭЦР.

Цементирование колонны диаметром 245 x 273 мм в интервале 3906-0 м обращенным нефте-эмульсионным цементным раствором показало:

1. ОНЭЦР позволяет проводить процесс цементирования обсадных колонн в скважинах, пробуренных на ИБР и обращенных эмульсиях.

2. Разработана и применена новая схема обвязки агрегатов и емкостей, позволяющая механизировать и ускорить процесс приготовления эмульсии.

3. Применены ранее не применявшиеся рецептуры ОНЭЦР на основе глиноземистого цемента и портландцемента с ускорителем.

4. Впервые выполнено цементирование колонны с помощью ОНЭЦР в отложениях верхнего майкопа с целью сохранения его устойчивости после цементирования.

5. ОНЭЦР позволил исключить применение буферных жидкостей при цементировании.

6. ОНЭЦР не загрязнил ИБР, что позволило избежать флокуляции и высаждения твердой фазы, не требовало затрат хим.реактивов и времени на дополнительную обработку ИБР после цементирования, как это было после цементирования скважин, пробуренных на ИБР водными цементными растворами.

В процессе цементирования выявлено следующее:

1. Цементный камень из ОНЭЦР по прочности меньше, чем из портландцемента, но отвечает требованиям по прочности, предъявляемым к гелцементом.

2. Зона смешивания ОНЭЦР и ИБР не дает загущения с преждевременным схватыванием; после длительного твердения она превращается в цементный камень.

3. Продолжительный срок твердения цементного камня из ОНЭЦР.

Рекомендации институту:

Продолжить работу в направлении:

- а) совершенствования технологии приготовления ОНЭЦР;
- б) повышения прочности цементного камня;
- в) сокращения времени ОЭЦ.

На основании вышеизложенного считаем, что ОНЭЦР отвечает требованиям, предъявляемым к тампонажным растворам, может быть применен для цементирования скважин, пробуренных на ИБР и гидрофобных эмульсиях, рекомендуется для дальнейших испытаний с целью

выявления возможности его применения в условиях нефте-газо-
водопроявлений.

Главный инженер Старогрознен-
ского управления буровых работ

В.Г.Серебряков

Начальник технологического
отдела Старогрозненского УБР

А.К.Волжин

Начальник буровой № 6
минеральная

В.и.Казеннов

Главный инженер тампонажной
конторы

Ю.И.Шапошников

Представители МИНХиГП:

Ст.научный сотрудник, к.т.н.

Э.А.Оголихин

мл.научный сотрудник

В.З.Лубан

Копия верна:

Приложение № 7

УТВЕРЖДАЮ:

Зам. начальника объединения
"Грознефть" по бурению

А.М.Гончаренко

"14" октября 1974 года

А К Т

о цементировании двух секций обсадной колонны диаметром 245 мм в скв. 5 Минеральная Старогрозненского УБР обращенным нефте-эмульсионным цементным раствором (ОНЭЦР).

Мы, нижеподписавшиеся, главный инженер Старогрозненского УБР В.Г.Серебряков, нач. технологического отдела УБР Волжин А.К., начальник буровой № 5 Минеральная В.И.Куманев, главный инженер тампонажной конторы Ю.И.Шалопников и представители МИНХиГП ст.н.с., к.т.н. Э.А.Оголихин, мл.научный сотрудник В.З.Лубан составили настоящий акт о цементировании двух секций 245 мм колонны обращенным нефте-эмульсионным цементным раствором.

Скважина с глубины 302 м бурится на известково-битумном растворе. Забой скважины 4000 м в верхне-майкопских отложениях. Диаметр открытого ствола: 295 мм интервал 4000 - 1054 м;

346 мм интервал 0 - 1054 м;

Сужение до 260 мм интервал 3000 - 2400 м.

В соответствии с планом работ утвержденным зам.нач.объединения "Грознефть" А.М.Гончаренко 16 июля 1974 г. цементирование колонны диаметром 245 х 273 мм проводится с помощью ОНЭЦР.

I секция

длина секции 1250 м, интервал спуска 3657-2407 м. Диаметр труб 245 мм, диаметр ствола 295 мм.

Статическая температура на глубине 4000 м - 150°C, давление 700 кг/см², динамическая температура - 110°C.

Статическая температура на глубине 2407 м - 84°C , давление 460 кг/см^2 .

Спуск колонны на бурильных трубах диаметром 140 мм.

Плотность циркулирующего в скважине ИБР - $1,85-1,87 \text{ г/см}^3$.

$T_m = 24-25 \text{ сек}$; $\text{СНС} = 23/56 \text{ мг/см}^2$; $\varphi_{90} = 0 \text{ мм}$

Требуемая плотность ОНЭЦР = $1,96 \text{ г/см}^3$

Объем закачиваемого ОНЭЦР - 27 м^3

Объем продажной жидкости - $74,3 \text{ м}^3$

Производительность насосов - $20-22 \text{ л/сек}$.

Рецептура ОНЭЦР для цементирования первой секции колонны диаметром 245 мм (из расчета приготовления 1 м^3 плотность $1,96 \text{ г/см}^3$)

У ц Г - 2 - 1425 кг

В о д а - 474 л

Дизельное топливо - 432 л

Сульфенол - $30,5 \text{ л}$

Количество воды, удаленное из эмульсии - 326 л .

Параметры ОНЭЦР

Плотность - $1,96 \text{ г/см}^3$

Растекаемость - 19 см

Время начала схватывания - 4 час : при $T = 110^{\circ}\text{C}$,

Время окончания схватывания - 6 час : $P = 700 \text{ кг/см}^2$

Консистометр После трех часов термостатирования при 110°C и 700 кг/см^2 растекаемость составила 19 см .

Прочность камня после 7-ми суток твердения при $T = 150^{\circ}\text{C}$ и $P = 700 \text{ кг/см}^2$ составила: на изгиб - $8-10 \text{ кг/см}^2$, на сжатие - $25-30 \text{ кг/см}^2$.

До начала цементирования скважины было приготовлено 30 м^3 ОНЭЦР. В скважину закачали 27 м^3 . Время закачки - 1 час 30 мин, время продавки - 1 час 12 мин. Общее время цементирования равнялось 2 час. 42 мин.

Давление при закачке 90-100 ат (при $\dot{V} = 20$ л/сек).

Давление при продавке 100-70 ат (при $\dot{V} = 20-10$ л/сек).

Цементирование первой секции осуществлено силами тампонажной конторы по рекомендациям (схема узла приготовления, рецептура и технология приготовления ОНЭЦР) МИНХИПТ.

II секция

Длина секции 887 м, интервал спуска 2407-1520 м. Диаметр труб 245 мм, диаметр ствола 295 мм.

Статическая температура на глубине 2407 м - 84°C .

Давление - 460 кг/см^2 , на глубине 1520 м - 60°C .

Спуск колонны на бурильных трубах диаметром 140 мм.

Плотность циркулирующего в скважине ИБР - $1,9 \text{ г/см}^3$.

$T_m = 26$ сек, $\text{СНС} = 21/48 \text{ мг/см}^2$, $\Phi = 0$.

Требуемая плотность ОНЭЦР - $1,83 \text{ г/см}^3$.

Объем закачиваемого ОНЭЦР - 20 м^3

Объем продавочной жидкости - 48 м^3

Плотность продавочной жидкости - $1,9 \text{ г/см}^3$

Производительность насосов - $20 \text{ л} - 22 \text{ л/сек}$.

Рецептура ОНЭЦР для цементирования второй секции 245 мм колонны (из расчета приготовления 1 м^3 плотностью $1,83 \text{ г/см}^3$).

У Ц Г - 1 - 662,5 кг

Портландцемент - 662,5 кг

В о д а - 577,5 л

Каустическая сода 40% конц. - 20 л

Дизельное топливо - 422 л

Сульфол - 26 л

Количество воды, удаляемое из эмульсии - 444 л

Параметры ОНЭЦР

Плотность - $1,83 \text{ г/см}^3$

Растекаемость - 16 см

Время начала схватывания - 14 час. : при $T = 84^\circ\text{C}$

Время окончания схватывания - 18 час. : $P = 450 \text{ кг/см}^2$.

После термостатирования ОНЭЦР в консистометре в течение 3-х часов при температуре 80°C (режим: подъем температуры с 25 до 84°C - 30 мин; 2,5 час. работы при температуре 80°C) растекаемость по конусу АзНИИ - 19 см.

Прочность камня после 7-ми суток твердения при 84°C и 450 ат составила:

на изгиб - $6-7 \text{ кг/см}^2$, на сжатие - $15-20 \text{ кг/см}^2$.

$20,3 \text{ м}^3$ ОНЭЦР были приготовлены за 2 час. 30 мин.

В скважину закачали 20 м^3 ОНЭЦР. Время зачки - 20 мин., время продавки 49 мин., общее время цементирования 1 час. 09 мин.

Давление при закачке - 100-120 ат (при $Q = 25 \text{ л/сек}$),

Давление при продавке - 80-120 ат (при $Q = 25-18 \text{ л/сек}$).

Отработка рецептуры и приготовление ОНЭЦР на буровой производилась под руководством представителя МИНХиГП.

Цементирование 2-х секций колонны диаметром 245 мм с помощью ОНЭЦР показало.

1. Отработаны и применены новые рецептуры ОНЭЦР.
2. После цементирования флоккуляции промывочного раствора и высаждения твердой фазы на внутренней поверхности бурильных труб не было.
3. Применение ОНЭЦР позволило исключить буферные жидкости для разделения цементного раствора от ИБР.

Цементирование скважины в отложениях майкопа выполнено с целью сохранения устойчивого состояния майкопских глин, вскрытых

с применением ИБР.

На основании вышеизложенного считаем, что ОНЭЦР отвечает требованиям, предъявляемым к тампонажным растворам и может быть рекомендован для цементирования скважин, пробуренных растворами на углеводородной основе.

Главный инженер
Старогрозненского УБР

В.Г.Серебряков

Начальник технологи-
ческого отдела Старо-
грозненского УБР

А.К.Волжин

Начальник буровой № 6

В.И.Куманев

Главный инженер тампо-
нажной конторы

Ю.И.Шапошников

Представители МИНХиПТ:

Ст.научный сотрудник,
к.т.н.

Э.А.Оголихин

Мл.научный сотрудник

В.З.Лубан

Копия верна:

ПРИЛОЖЕНИЕ № 8

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник УПРБУРНефти МНП

Ю.Г.Терентьев

" " 1975 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ

уточненного расчета экономической эффективности
внедрения известково-битумного раствора на Сагайдакской
площади Полтавского УБР.

Наименование предприятия: УкрГИПРОНИИнефть, Полтавское УБР.

Наименование мероприятия: Этап I. "Промышленные испытания
известково-битумных растворов при бурен-
ний скважин глубиной до 5000 м в слож-
ных геологических условиях Днепровско-
Донецкой впадины (УССР)".

Показатели	До внедрения	После внедрения известково-битум- ного раствора
1. Объем проходки с приме- нием ИБР (фактический), м		1722
2. Эксплуатационные затраты на 1 м проходки в интервале применения ИБР, руб/м	388,23	183,56
3. Экономия эксплуатационных затрат на 1 м проходки, руб/м	-	204,67
4. Фактический экономический эффект, тыс.руб.	-	352,44

Приложение: Расчет.

Директор "УкрГИПРОНИИнефть"

- подпись - В.К.Мельничук

Копия верна:

Приложение к акту промышленных
испытаний

УТВЕРЖДАЮ:

Зам.начальника объединения

"Укрнефть" по бурению

- подпись - А.Н.Мольничук

5 февраля 1975 г.

Исходные показатели для составления расчета
экономической эффективности мероприятия по
внедрению ИБР.

№ п/п	Показатели	Един. изм.	До внедрения	После внедрения
1.	Площадь			Сагайдакская
2.	№ скважин		50, 55	51
3.	Цель бурения			разведка
4.	Способ бурения			ротаторный
5.	Вид привода			ДВС
6.	Средняя глубина скважин	м		4530
7.	Интервал применения ИБР	м		2728-4450
8.	Проходка на долото	м	22,51	75,5
9.	Механическая скорость	м/час	2,28	2,18
10.	Расход химреагентов на I м проходки в интервале	т	2,6657	1,679
11.	Стоимость химреагентов на I м проходки в интер- вале	руб.	118,89	98,67
12.	Коммерческая скорость по скважине и по интервалу	м/ст.мес. "-"		143,0 62,8
13.	Время проработки, прихо- дящееся на I м проходки	ч/м	0,54	0,11
14.	Средняя цена долота	руб.		136,46
15.	Средняя стоимость тран- спорта I т химреагентов	руб.	5,62	5,05
16.	Время на ликвидацию ос- ложнений, приходящееся на I м проходки в ин-ле	час	3,26	1,187
17.	Время крепления скважины 245 мм обсадной колонной (по сметн.расч.)	час	408	-

№ п/п	Показатели	Един. изм.	До внедрения	После внедрения
----------	------------	---------------	-----------------	--------------------

18. Стоимость крепления сква-
жины 245 мм обсадной ко-
лонной (по сметному ра-
счету).

руб. 108569

Начальник Полтавского УБР - подпись -

Р.Ю.Садовский

Копия верна:

Р А С Ч Е Т

экономической эффективности применения известково-битумного раствора (ИБР) на Сагайдакской площади объединения "Укрнефть" в 1974 г.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Известково-битумный раствор (ИБР) представляет собой раствор на углеводородной основе (соляровой), в отличие от глинистого раствора, где основой является водная среда. ИБР предназначается для бурения скважин в осложненных геологических условиях для проходки зон обвалов, мощных хемогенных отложений, интервалов набухающих и пластичных глин и в других случаях осложненного бурения, где применение глинистого раствора не дает положительных результатов. Наряду с этим, ИБР обладает высокими смазочными свойствами, что в значительной степени повышает эффективность работы долота и другого бурового оборудования.

Экономический эффект от применения ИБР на скв. № 51 Сагайдакской площади обусловлен:

- 1) Повышением работоспособности долот и увеличением скоростей бурения.
- 2) Снижением затрат на химреагенты.
- 3) Уменьшением времени на проработку ствола скважины.
- 4) Исключением спуска промежуточной обсадной колонны за счет высокой устойчивости стенок скважины.
- 5) Уменьшением затрат времени на ликвидацию осложнений ствола скважины (обваливание неустойчивых пород, забуривание в сторону и т.д.).

Эффективность ИБР определяется в сравнении с минерализованным глинистым раствором, стабилизированным модифицированным крахмалом и КМЦ-500 (скв. № 50, 55 Сагайдакской площади).

Расчет экономической эффективности применения ИБР на скважине 51 Сагайдакской площади приведен в таблице.

№ пп	Показатели	Един. изм.	До внедрения	После внедрения
1	2	3	4	5
1.	Цель бурения			разведка
2.	Способ бурения			роторный
3.	Вид привода			дизельный
4.	Глубина скважины	м		4450
5.	Интервал применения ИБР	м		2728-4450
6.	Проходка на долото	м	22,51	75,5
7.	Механическая скорость	м/час	2,28	2,18
8.	Время на один спуск-подъем инструмента	час	13,62	13,62
9.	Время подготовительно-заключительных и вспомогательных работ на I рейс	час	2,52	2,52
10.	Расход химреагентов на I м проходки в интервале обработки	т	2,6657	1,679
11.	Стоимость химреагентов на I м проходки в интервале применения раствора	руб.	118,89	98,67
12.	Цена долота (средняя) с учетом наценки снаба и накладных расходов	руб.	$115,3 \times 1,076 \times 1,1 = 136,46$	
13.	Себестоимость I м проходки	руб.	559,51	427,44
14.	Коммерческая скорость			
	а) по скважине	м/ст.мес.	143	
	б) по интервалу	"	62,8	
15.	Время проработки, приходящееся на I м проходки в интервале	час/м	0,54	0,11
16.	Время на ликвидацию осложнений, приходящееся на I м в интервале	"	3,26	1,187

1 :	2	3 :	4	5
РАСЧЕТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ				
17. Проходка	м	I722	I722	
18. Расход долот	шт.	$I722:22,51=77$	$I722:75,5=23$	
19. Расход химреагентов	т	$2,6657 \times I722 = 4590$	$1,679 \times I722 = 2891$	
20. Время механического бурения	час	$I722:2,28 = 755,3$	$I722:2,18 = 790$	
21. Время спуско-подъемных операций	час	$I3,62 \times 77 = 1048,7$	$I3,62 \times 23 = 313,3$	
22. Время подготовительно-заключительных и вспомогательных работ	час.	$2,52 \times 77 = 194$	$2,52 \times 23 = 58$	
23. Время проработки	час.	$0,54 \times I722 = 929,9$	$0,11 \times I722 = 189,4$	
24. Время на ликвидацию осложнений	час	$3,26 \times I722 = 5613,7$	$I,187 \times I722 = 20444$	
25. Время крепления скважины 245 мм обсадной колонной (по сметному расчету)	час	408	-	
Итого времени	час	8949,6	3395,1	
26. Экономия времени:				
а) на интервал	час		5554,5	
б) на I м проходки	час		3,226	
27. Расчет коммерческой скорости по скважине:				
а) в целом по скважине	м/ст.мес.	I43	$4530:23,97 = 189$	
б) ст.месяцы бурения	ст.мес.	$4530:I43 = 31,68$	$I7255,1:720 = 23,97$	
в) календарное время бурения	час	$31,68 \times 720 = 22809,6$	$22809,6 - 5554,5 = 17255,1$	
28. Коммерческая скорость в целом по скважине увеличилась на 46 м/ст.мес., следовательно, уд.капиталовложения не рассчитываются.				
29. Сметная стоимость часа работы буровой установки по затратам, зависящим от времени без стоимости хим.реагентов и утяжелителей при $v_k = 200$ м/ст.мес.	руб.	37,94	37,94	

1:	2	3	4	5
а) разни́ца в коммерче- ской скорости	м/ст.мес	200-143=57	200-189=11	
б) сметная стоимость часа, скорректиро- ванная на V_K	руб.	$37,94:1,016=$ 37,34	$37,94:1,003=$ 37,83	

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

30. Эксплуатационные за- траты на:

а) долота	руб.	$136,46 \times 77 =$ 10507,4	$136,46 \times 23 =$ 3138,6
б) хим.реагенты	руб.	$118,89 \times 1722 =$ 204728,6	$98,67 \times 1722 =$ 169909,7
в) стоимость тран- спорта хим.реаген- тов (приложение)	руб.	25780	14603
г) стоимость времени мех.бурения, СПО и подготов.-заключ.- чит.- и вспомога- тельных работ, проработки	руб.	$37,34 \times 8541,6 =$ 318943	$37,83 \times 3395,1 =$ 128436,6
д) стоимость крепле- ния скв. 245 мм обсадной колонной (по сметному ра- счету)	руб.	108569	-

Итого эксплуатационных
затрат в интервале
применения ИБР

руб.	668528	316087,9
------	--------	----------

31. Экономия эксплуата- ционных затрат в интер- вале

руб.	352440,1
------	----------

32. Экономия на I м проходки в интервале

руб.	204,67
------	--------

1 :	2	:	3	:	4	:	5
-----	---	---	---	---	---	---	---

35. Эксплуатационные за- траты на 1 м проходки в интервале	руб.	388,23	183,56
--	------	--------	--------

Зав.лабораторией экономики
нефтяной промышленности
УкрГИПРОНИИНефть, к.э.н. - подпись - М.И.БАРАНОВСКИЙ

Ст.инженер лаборатории
экономики нефтедобычи - подпись - И.А.ШИМЧИШИНА

Зав.сектором вскрытия
пластов, к.т.н. - подпись - В.И.ТОКУНОВ

Копия верна:

УТВЕРЖАЮ:

Начальник управления и по развитию
техники, *С.С. Сидоров*
"10" *С.С. Сидоров*

10.04.1977 г.

10.04.1977 г.

10.04.1977 г.

Утверждаю: *С.С. Сидоров*, экономический директор

10.04.1977 г.

Начальник управления и по развитию
техники, *С.С. Сидоров*
"10" *С.С. Сидоров*
"10" *С.С. Сидоров*
"10" *С.С. Сидоров*

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

ВНЕДРЕНИЯ ИЗВЕСТКОВО-БИТУМНОГО РАСТВОРА

10.04.1977 г.

ЭТАП II

№	Наименование	Единица измерения	Количество
1	Известково-битумный раствор	м ³	100
2	Известково-битумный раствор	м ³	100
3	Известково-битумный раствор	м ³	100
4	Известково-битумный раствор	м ³	100
5	Известково-битумный раствор	м ³	100
6	Известково-битумный раствор	м ³	100
7	Известково-битумный раствор	м ³	100
8	Известково-битумный раствор	м ³	100
9	Известково-битумный раствор	м ³	100
10	Известково-битумный раствор	м ³	100

10.04.1977 г.

10.04.1977 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник управления по развитию
техники, технологии и организации
бурения Миннефтепрома

Ю.Г.Терентьев

/ " " 1977 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ

уточненного расчета экономической эффективности внедрения
известково-битумных растворов

Наименование предприятия (организации): Государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности "Укртипрониинепфть", Государственное производственное объединение "Укрнефть".

Наименование мероприятия: (Этап II. Совершенствование и внедрение известково-битумного раствора при бурении скважин глубиной до 6000 м в сложных геологических условиях Днепровско-Донецкой впадины в 1975-1976 г.г.

Показатели	До внедрения (раствор на водной основе)	После внедрения (ИБР)
Количество скважин, на которых внедрен ИБР		II
Объем проводки с применением ИБР, м		8179
Эксплуатационные затраты на I м проходки, руб/м	416,88	262,82
Экономия эксплуатационных затрат на I м проходки, руб/м		154,06
Экономическая эффективность приме- нения ИБР, тыс.руб.		1260,1
Экономическая эффективность совер- шенствования схем расположения обору- дования для приготовления ИБР, тыс.руб.		90,1
Суммарная экономическая эффективность внедрения известково-битумных рас- творов, тыс.руб.		1350,2

Приложение: Расчет.

Директор института "Укртипрониинепфть" -подпись- В.К.Мельничук
печать

Копия верна:

мероприятий по новой технике

УТВЕРЖАЮ:

М.П.
Зам. Генерального директора объедине-
ния "Укрнефть" по бурению
- Подпись - А.Н. Мельничук
"22" февраля 1977 года

ИСХОДНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

для составления расчета экономической эффективности мероприятия
по внедрению ИБР

№ п/п	Показатели	Един. изм.	До внедрения			После внедрения		
			скв. 55	Сагай- Интервал 2653-4651м	Сагай- Интервал 4409-4651м	скв. 100	скв. 51	скв. 60
						Радченки	Сагай- дак	Сагай- дак
1.	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Цель бурения							
2.	Способ бурения							
3.	Вид привода							
4.	Глубина скважины	м	4651	4651	4914	5300	4639	4285
5.	Интервал применения ИБР	м	-	-	-	4450-5300	2660-4639	4013-4285
6.	Проходка на долото	м	16,9	8,6	19,8	11,2	68,2	45,3
7.	Механическая скорость	м/час	2,12	1,1	1,38	0,45	2,2	2,04
8.	Расход химреагентов на 1 м проходки в интервале	т	3,50	8,27	2,64	4,36	0,746	5,37
9.	Стоимость химреагентов на 1 м проходки в интервале	руб.	114,22	279,12	107,35	336,62	54,56	394,60
10.	Коммерческая скорость по скважине	м/ст.м.	109	109	135			122,40

Разведка
ротонный
ДВС

Разведка
ротонный
ДВС

1281

I : 2 : 3 : 4 : 5 : 6 : 7 : 8 : 9 : 10

11. Время проработки, приходя-
щее на 1 м проходки в
интервале.

час 0,7 1,26 0,46 0,45 0,023 0,154 0,214

12. Время на ликвидацию ослож-
нений, приходящееся на 1 м
проходки в интервале

час 2,81 6,86 2,08 1,70 0,158 1,33 0,227

13. Средняя цена долота

руб. 129,45 135,81 113,77 163,62 174,20 84,67 102,55

14. Средняя стоимость транспор-
та 1 тонны химвредегентов

руб. 5,29 5,53 5,49 4,69 4,79 4,78 6,43

Начальник Полтавского У Б Р - подпись - Р. Ю. САЦОВСКИЙ

Копия верна:

приложение к акту о
внедрении мероприятий
по новой технике

УТВЕРЖДАЮ:

Зам. генерального директора объединения
"Укрнефть" - подпись - А.Н. Мельничук
"22" февраля 1977 года

М.П.

ИСХОДНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

для составления расчета экономической эффективности
мероприятия по внедрению ИБР

№	Показатели	Един.	До внедрения	После внедрения	разница
п/п		изм.	скв. 55 Сагайдак	скв. 52 Сагайдак	скв. 56 Сагайдак : скв. 57 Сагайдак
1	2	3	4	5	6
1.	Цель бурения				7
2.	Способ бурения				
3.	Вид привода				
4.	Глубина скважины	м	465I	465I	4822
5.	Интервал применения ИБР	м		3520-465I	3058-4822
6.	Проходка на долото	м	16,9	59,5	56,9
7.	Механическая скорость	м/час	2,12	1,27	1,51
8.	Расход химреагентов на I м проходки в интервале	т	3,50	1,63	2,25
9.	Стоимость химреагентов на I м проходки в интервале	руб.	114,22	113,54	156,61
10.	Коммерческая скорость по скважине	м/ст. мес.	109		91,15

1:	2	3	4	5	6	7
11.	Время проработки, приходя- щееся на 1 м проходки	час	0,7	0,084	0,213	0,0323
12.	Время на ликвидацию ослож- нений, приходящееся на 1 м проходки в интервале	час	2,81	0,124	2,09	-
13.	Средняя цена долота	руб.	129,45	105,58	122,06	866,0
14.	Средняя стоимость транспорта 1 тонны химвагентов	руб.	5,29	4,76	4,75	4,77

Начальник Бориславского УБР - подпись - Е.А.ИВАНЮК

Копия верна:

Приложение к акту о внедрении
мероприятий по новой технике

УТВЕРЖДАЮ:

Зам. генерального директора
Объединения "Укрнефть"
— ПОДПИСЬ — А. Н. Мельничук
"22" февраля 1977 года

 $M_{\circ} \Pi_{\circ}$

ИСХОДНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

для составления расчета экономической эффективности мероприятий по внедрению ИБР (совершенствование технологии приготовления ИБР и схемы расположения оборудования для его приготовления).

285

Показатели	Един. изм.	До внедрения						После внедрения					
		Скв. 01 Сагай- дак в ин-ле 2728-4450 м. (на I.01.75г.)	52	Сагай- дак : :	56	Сагай- дак : :	57	Сагай- дак : :	60	Сагай- дак в ин- тервале 4450-5300: м	54	Братеш- ки : :	151
1. Время на пригото- вление I мЗ ИБР	час	I,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	-
2. Расход ИБР на I м проходки в интервале	м ³		0,82	I,18	0,69	0,42	I,96	2,93	0,97	0,97	0,97	0,97	-
3. Фактическая продол- жительность работы скважины	сут.		794	-	438	397	-	-	-	-	-	-	522
В том числе на ИБР	"		275	-	61	269	-	-	-	-	-	-	194

Начальник Полтавского УБР — подпись — Р. Ю. Садовский
Начальник Бориславского УБР — подпись — Е. А. Иванинкий

Young People:

СВОДНЫЙ РАСЧЕТ

экономической эффективности внедрения ИБР

Показатели	До внедрения	После внедрения
Объем проходки с применением ИБР, м		8179
Эксплуатационные затраты, руб.		
51 Сагайдак	737624,3	562836,4
52 Сагайдак	413550,9	218926,5
56 Сагайдак	679535,7	568978,4
57 Сагайдак	401562,7	178889,9
60 Сагайдак	685432,1	208446,4
54 Братешки	127954,8	159710,0
151 Радченки	359070,7	251827,8
ИТОГО эксплуатационных затрат	3409731,2	2149615,4
Эксплуатационные затраты на 1 м проходки, руб/м	416,88	262,82
Экономия эксплуатационных затрат на 1 м проходки		154,06

Зав.лабораторией технологии
и проектов на бурение ин-та
"Укргипроинионефть"

подпись Л.И.ДОПИЛКО

Зав.лабораторией экономики
нефтяной промышленности,
К.Э.Н.

подпись М.И.БАРАНОВСКИЙ

Старший научный сотрудник

подпись Э.Н.ДОВГОПОЛЫЙ

Копия верна:

Р А С Ч Е Т

экономической эффективности внедрения известково-битумного раствора

Общие сведения.

Известково-битумный раствор представляет собой безводную систему на углеводородной основе и предназначается для бурения скважин в особо-сложных горно-геологических условиях, характеризующихся наличием хемогенных пород, пластичных глин и солей, рапо-проявляющих горизонтов, аномально-высоких пластовых давлений. Основными компонентами раствора являются: окисленный битум, дизельное топливо, активная известь, сульфенол, барит.

Расчет экономической эффективности внедрения ИБР проводится в соответствии с "Методикой определения экономической эффективности внедрения новой техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин", ВНИИБТ, Москва, 1973.

При расчете экономической эффективности внедрения ИБР за базу сравнения принимаются скважины, бурившиеся с применением растворов на водной основе:

а) для скважин 52, 56, 57, 60 Сагайдак и 54 Братешки - скважина 55 Сагайдак при бурении в интервале 2653-4651 м;

б) для скважины 51 Сагайдак - скважина 55 Сагайдак при бурении в интервале 4409-4651 м;

в) для скважины 151 Радченки - скважина 100 Радченки.

Экономическая эффективность от внедрения ИБР заключается:

а) в улучшении показателей работы долот, за счет значительного увеличения проходки на долото, и, следовательно, сокращении расхода долот и затрат времени на спуско-подъемные операции;

б) в существенном сокращении затрат времени на ликвидацию осложнений;

в) в сокращении затрат времени на проработки ствола скважины;

г) в сокращении затрат времени на приготовление ИБР за счет совершенствования технологии этого процесса.

Дир.
пп

Показатели

Ед.
изм.

скв. 51 Сагайдак
до внедрения

после
внедрения

1	2	3	4	5
---	---	---	---	---

1. Цель бурения				
2. Способ бурения				
3. Вид привода				
4. Глубина скважин	м			разведка
5. Интервал применения ИБР	м			роторный
6. Проходка на долото	м			дизельный
7. Механическая скорость	м/час	8,6		5300
8. Время на один спуско-подъем инструмента	час	1,1		4450-5300
9. Время подготовительно-заключительных и вспомогательных работ на I рейс	час			11,2
10. Цена долота (средняя) с учетом наценки снаб и накладных расходов	руб.			0,45
11. Коммерческая скорость	м/ст.м			19,79
12. Время проработки, приходящееся на 1 м проходки в интервале	час			2,52
13. Время на ликвидацию осложнений, приходящееся на 1 м проходки в ин-ле	"			
14. Время приготовления I м ³ раствора	"			
15. Расход раствора на 1 м ³ проходки в интервале применения ИБР	м ³			
16. Расход химреагентов на 1 м проходки в ин-ле	т			

$135,81 \times 1,076 \times 1,1 = 160,74$
 $163,62 \times 1,076 \times 1,1 = 193,66$
 109
 129

17. Выходка

скв.52 Сагайдак		скв.56 Сагайдак		Скв.57
вводения	после внедрения	до внедрения	после внедрения	до внедрения
	7	8	9	10

Исходные данные

разведка
роторный
дизельный
465I
3520-465I

разведка
роторный
дизельный
4822
3058-4822

59,5
1,27

16,9
2,12

56,9
1,51

16,9
2,12

16,39

15,59

2,52

2,52

5xI,076x I05,58xI,076x
-153,22 x I,1=124,96

I29,45xI,076x
xI,1=153,22

I22,06xI,076x
xI,1=144,47

I29,45xI,076
xI,1=153,22

109

109

0,084

0,70

0,213

0,70

0,124

2,81

2,09

2,81

0,7

1,3

0,7

1,3

0,82

1,18

1,63

3,50

2,25

3,50

исчетные показатели

1131

1764

1,9-67 1431:39,5-19

1764:16,9-101

1131

скв.60 Сагайдак		скв.54 Братешки		
после внедрения	до внедрения	После внедрения	до внедрения	по вне
I1	I2	I3	I4	

разведка

сторный

взельный

4334

220-4334

185,7

1,07

5,10

2,52

866x1,076x
x1,1=1025,0

0,0323

-

0,7

0,69

1,34

4

1-74:185,7-0

129,45x1,076x
x1,1=153,22

0,70

2,81

1,3

3,5

1-74:16,9-117

1-74:12,3-33

разведка

роторный

дизельный

4639

2660-4639

68,2

2,2

14,46

2,52

174,20x1,076x
x 1,1=206,18

109

0,023

0,159

0,7

0,42

0,746

1-79

1-74:16,9-117

1-74:12,3-33

скв.54 Братешки

разведка

роторный

дизельный

4285

4013-4285

45

2,0

16,54

2,52

84,67x1,076x
x1,1=102,1

109

0,15

1,33

0,7

5,37

Скв. 54 Братешки

Скв. 151 Радченки

ия	после внедрения	до внедрения	после внедрения
	15	16	17

разведка

разведка

роторный

роторный

дизельный

дизельный

4285

5400

4013-4285

4331-5400

45,3

19,8

28,1

2,04

1,38

1,40

16,54

19,79

2,52

2,52

6x

84,67x1,067x
x1,1=83,38

113,77x1,067x
x1,1=133,53

102,55x1,067x
x1,1=120,36

109

0,154

0,46

1,33

2,08

0,7

1,8

5,37

1	2	3	4	5	6
20. Время спуско-подъемных операций	час	$19,79 \times 99 = 1959$	$19,79 \times 76 = 1504$	$16,39 \times 67 = 1097$	
21. Время подготовительно-заключительных и вспомогательных работ	час	$2,52 \times 99 = 249$	$2,52 \times 76 = 192$	$2,52 \times 67 = 168$	
22. Время на приготовление ИБР	"	$1,3 \times 1,96 \times 850 = 2166$	$0,7 \times 1,96 \times 850 = 1166$	$1,3 \times 0,82 \times 1131 = 1206$	
23. Время на проработку	"	$1,26 \times 850 = 1071$	$0,448 \times 850 = 380$	$0,7 \times 1131 = 791$	
24. Время на ликвидацию осложнений	"	$6,86 \times 850 = 5831$	$1,70 \times 850 = 1445$	$2,81 \times 1131 = 3178$	
ИТОГО времени	час	12049	6576	6981	
25. Экономия времени:					
а) на интервал	час		5473		
б) на 1 м проходки	"		6,44		
26. Расчет коммерческой скорости на скважине:					
а) коммерческая скорость в целом по скважине	м/ст.м	109	$5300 : 41,0 = 129$	109	
б) ст.месяца бурения	ст.мес	$5300 : 109 = 48,62$	$29533 : 720 = 41,0$	$4651 : 109 = 42,67$	
в) календарное время бурения		$48,62 \times 720 = 35006$	$35006 - 5473 = 29533$	$42,67 \times 720 = 30722$	
27. Коммерческая скорость в целом по скважине увеличилась менее, чем на 50 м/ст.мес., следовательно удельные капиталовложения не рассчитываются.					
28. Сметная стоимость часа работы буровой установки по затратам зависящим от времени бурения = 200 м/ст.мес. за вычетом стоимости химреагентов	руб.	$39,56 - 1,32 = 37,94$		39,56	
а) разница в коммерческой скорости	м/ст.мес	$200 - 109 = 91$	$200 - 129 = 71$	$200 - 109 = 91$	
б) разница в стоимости		$37,94 \times 1,0 \times 91 = 3452,54$	$37,94 \times 1,0 \times 71 = 2693,74$	$37,94 \times 1,0 \times 91 = 3452,54$	

6

:

7

:

8

:

9

:

10

59x67=1098 16,39x19=311 15,59x104=1621 15,59x31=483 15,10x66x9=17

2x67=168 2,52x19=48 2,52x104=262 2,52x31=78 2,52x66=166

0,82x 0,7x0,82x 1,3x1,18x 0,7x1,18x 1,3x0,69x
31=1206 x1131=649 x1764=2706 x1764=1457 x1114=999

x1131=798 0,084x1131=95 0,7x1764=1235 0,213x1764=376 0,7x1114=180

1x1131=3178 0,124x1131=140 2,81x1764=4957 2,09x1764=3687 2,81x1114=313
6981 2133 11613 7249 6597

4848

4364

4,28

2,47

109

4651:35,94=129

109

4822:38,18=126

109

51:109=42,67 25874:720=35,94 4822:109=44,24 27489:720=38,18 4334:109=

2,67x720= 30722-4848= 44,24x72= 31853-4334= 39,76x720=

=30722

=25874

=31853

=27489

=28627

39,56 - 1,62 = 37,94

39,56 - 1,62 = 37,94

39,56 - 1,62 = 37,94

0-109=91

0-109=71

200-109=91

200-109=74

200-109=91

20

39,56 - 1,62 =

39,56 - 1,62 =

39,56 - 1,62 =

39,56 - 1,62 =

37

9	:	10	:	11	:	12	:	13	:
---	---	----	---	----	---	----	---	----	---

x3I=483	15,10x66x997	15,10x6=9I	14,46x117=1692	14,46x29=419
3I=78	2,52x66=166	2,52x6=15	2,52x117=295	2,52x29=73
18x =1457	1,3x0,69x x1114=999	0,7x0,69x x1114=538	1,3x0,42x x1979=1081	0,7x0,42x x1979=582
1764=376	0,7x1114=780	0,0323x1114= =36	0,7x1979=1385	0,023x1979=45
1764=3687	2,81x1114=3130	-	2,81x1979=5561	0,158x1979=312
	6597	1721	10947	2331
		4876		8616
		4,38		4,35

109	4334:32,99= =131	109	4639:30,59=152
4334:109= =39,76	23751:720= =32,99	4639:109=42,56	22027:720=30,59
39,76x720= =28627	28627-4876= =23751	42,56x720= =30643	30643-8616= =22027

39,56 - 1,62 = 37,94

39,56 - 1,62 = 37,94

200-161=39

200-109=91

200-162=48

37,94:1,019=
=37,23

37,94:1,019=
=37,23

37,94:1,019=
=37,23

14	15	16	17
----	----	----	----

29=419	16,54x16=265	16,54x6=99	19,79x4=1069	19,79x38=752
9=73	2,52x16=40	2,52x6=15	2,52x54=136	2,52x38=96
42x =582	1,3x2,93x x272=1036	0,7x2,93x x272=558	1,3x0,97x x1069=1348	0,7x0,97x x1069=726
979=45	0,70x272=190	0,154x272=42	0,46x1069=492	0,214x1069=229
979=312	2,81x272=764	1,33x272=362	2,08x1069=2224	0,227x1069=243
31	2423	1209	6044	2810
16		1214		3234
35		4,46		3,03

0,59=152	109	4285:37,62=114	135	5400:35,51=152
20=30,59	4285:109=39,31	27089:720=37,62	5400:135=40,0	25566:720=35,51
3616=	39,31x720=	28303-1214=	40,0x720=	28800-3234=
027	= 28303	=27089	=28800	= 25566

94	39,31-1,62=37,94	39,56-1,62=37,94
62=48	280-109=171	280-109=171

29. Стоимость химреагентов на 1 м проходки в интервале

руб.

279,12

336,62

30. Средняя стоимость транспортировки 1 т химреагентов

руб.

5,53

4,69

Расс

31. Эксплуатационные затраты на:
а) долота

руб.

160,74x99=

193,66x76=

153,

= 15913,3

= 14718,2

=

б) химреагенты

руб.

279,12x850=

336,62x850=

114,

= 237252

= 286127

= 12

в) транспортировку химреагентов

руб.

38887

17364

20

г) стоимость времени мех. бурения, СПО, подготовительно-заключительных и вспомогательных работ, приготовления раствора

руб.

36,98x12049=

37,20x6576=

36,

= 445572

= 244627,2

= 2

ИТОГО эксплуатационных затрат в интервале применения ИБР

руб.

737624,3

562836,4

418

32. Экономия эксплуатационных затрат в ин-ле руб.

174787,9

33. Экономия в расчете на 1 м проходки в ин-ле

руб.

205,6

34. Эксплуатационные затраты на 1 м проходки в интервале

руб.

867,8

662,2

Зав. лабораторией технологии
проектов на бурение институт
"Укрспромнефть"

Зав. лабораторией экономики
нефтедобывающей промышленности, к.э.

Сектор науч. тех. сотруднич.

6	7	8	9	10
---	---	---	---	----

114,22	113,54	114,22	156,61	114,22	9
5,29	4,76	5,29	4,75	5,29	4

ет экономической эффективности

22x67=	124,96x19	153,22x104=	144,47x31	153,22x66=	1025
10265,7	=2374,2	=15934,9	=4478,6	=10112,5	=615
22x1131=	113,54x1131=	114,22x1764=	156,61x1764=	114,22x1114=	91,1
29182,8	=128413,7	=201484,1	=276260,0	=127241,1	=101
0945	8791	32668	18867	20252	712

,98x6981=	37,20x2133=	36,98x11613=	37,16x7249=	36,98x6197=	37,20
258157,4	=79347,6	=429448,7	=269372,8	=243957,1	=6407

3550,9	218926,5	678535,7	568978,4	401532,7	1788
	199624,4		110657,3		2226
	176,5		32,7		I

370,1	193,6	365,2	322,5	360,5	I
-------	-------	-------	-------	-------	---

и
а

М.И. ДОНИЦКО

М.И. ГАРАШОВ

В.И. КОСОВ

10

II

12

13

114,22

91,15

114,22

54,56

вершено
пригото

5,29

4,77

5,29

4,79

ка обо
ание с153,22x66=
=10112,51025x6=
=6150153,22x117=
= 17926,7206,18x29=
= 5979,2

15

114,22x1114=
=127241,191,15x1114=
=101541,1114,22x1979=
= 226041,454,56,1979=
=107974,2

11

20252

7126

36644

7197

= 55,61

4

54,54

36,98x6197=
=243957,137,23x1721=
=64072,836,98x10947=
= 40482037,45x2331=
= 87296ления об
36 мая 197

401532,7

178889,9

685432,1

208446,4

упии об
бурения,

222673,8

476985,7

ска про
ты.

199,9

102,8

ты на со
о второй

360,5

160,6

147,8

45,0

ые "Сод
отся, т.к
твор.

скважины в

7,97

0,22

0,77

57 Сагайдан

в т.ч. на ИБР

- 61

14	:	15	:	16	:	17
----	---	----	---	----	---	----

4,32	394,6	107,35	122,40
------	-------	--------	--------

5,08	4,78	5,49	6,43
------	------	------	------

22x16=	99,38x6=	133,53x54=	120,36x38=
451,5	=596,3	=7210,6	=4573,7
22x272=	394,6x272=	107,35x1069=	122,40x1069=
1067,8	=107331,2	=114757,2	=130845,6
33	6989	18332	11174

36x2423=	37,05x1209=	37,27x6044=	37,45x2810=
86802,5	=44793,5	=225259,9	=105234,5

7934,8	159710	358070,7	13627,8
--------	--------	----------	---------

-31755,2			101242,9
----------	--	--	----------

-116,7			100,6
--------	--	--	-------

587,1		335,9	233,6
-------	--	-------	-------

РАСЧЕТ

экономической эффективности применения ИБР (совершенствование схемы расположения оборудования для его приготовления).

Общие сведения

Применение усовершенствованных схем монтажа оборудования позволяет исключить затраты на монтаж и содержание следующего оборудования:

- буровой насос У8-4	- I шт
- ФСМ-7	- I шт
- глиномешалка МГ2-4	- 2 шт
- двухдизельный привод бурового насоса В2-450АВС ₂	- I шт

За базу сравнения принята схема расположения оборудования на скважине 51 Сагайдак по состоянию на I января 1975 года.

Исходные данные

На скважинах 52, 57, 60 Сагайдак и 3 Шкурупии оборудование по указанной схеме было смонтировано до начала бурения, а на скважинах № 151 Радченки и 54 Братешки после спуска промежуточных колонн проведены дополнительно монтажные работы.

Поэтому по первой группе скважин затраты на содержание оборудования учитываются с начала бурения, а по второй с начала работы на ИБР.

По скважине 3 Шкурупии затраты по статье "Содержание двухдизельного привода насоса У8-4" не учитываются, т.к. на скважине еще не применяется известково-битумный раствор.

Фактическая продолжительность работы скважин в сутках

52 Сагайдак	- 794
в т.ч. на ИБР	- 275
57 Сагайдак	- 438
в т.ч. на ИБР	- 61

60 Сагайдак - 397

в т.ч. на ИБР - 269

3 Шкурупии - 522

в т.ч. на ИБР -

151 Радченки (на ИБР) - 194

54 Братешки (на ИБР) - 47

Среднее расстояние грузоперевозок - 77 км.

Расчетные показатели.

Строительство фундаментов, руб.

Под блок бурового насоса У8-4.

Бутобетон, ШПР, П-52-3 - 55,61

Под блок глиномешалок и ФСМ,

ШПР, П-52-15 - 34,54

Монтаж оборудования, руб.,

Бурового насоса У8-4 с двухдизельным

приводом, ШПР, П-55-31, П-56-25 - 698,57 125,59 = 824,16

ФСМ и двух глиномешалок,

ШПР, П-55-17, П-56-17 (88,83 212,53)x3 = 898,05

Демонтаж оборудования, руб.

Бурового насоса У8-4 с двух

дизельным приводом, ШПР, П-55-31, П-56-25 32,09 30,98 = 63,07

ФСМ и двух глиномешалок,

ШПР, П-55-17, П-56-17 (12,79 5,98)x3 = 56,31

Возврат материалов при демон-
таже, руб.

Бурового насоса У8-4 с двух-

дизельным приводом, ШПР, П-55-31, П-56-25, П-52-3 255,46 63,02 8,84 = 327,32

ФСМ и двух глиномешалок,

ШПР, П-55-17, П-56-17, П-52-15 (29,06 125,10 17,86)x3 = 516,06

Амортизация, руб/сутки

Бурового насоса У8-4, ШПР,
Ш-6-46 7,97

Глиномешалки, ШПР, Ш-6-18

ФСМ (техпроект № 19-75П) 0,90 x 2 = 1,80

0,77

Содержание двухдизельного привода

насоса У8-4, руб./сутки

$$40,77 \times 0,29 \times 1,57 \times 2 = 37,13$$

ППР, Ш-20-7 К = 0,29 х 1,57

Транспортировка грузов, т

Оборудование до 3 т

$$1,43 \quad 0,56 \times 3 = 3,1$$

Оборудование свыше 3 т

$$30,31 \quad 3,68 \times 3 = 41,4$$

Материалов I гр. груза

$$15,77 \quad 0,72 \times 3 = 17,93$$

Материалов II гр. груза

$$8,16 \quad 2,92 \times 3 = 17,93$$

Материалов III гр. груза

$$1,17 \quad 1,16 \quad (0,64 \cdot 1,03) \times 3 = 7,34$$

Г С М

$$0,309 \times 0,29 = 0,089$$

Стоимость транспортировки
на 77 км I т грузов, руб.

Оборудования весом до 3 т

$$4,94$$

Оборудование весом более 3 т

$$4,94 \times 1,27 = 6,27$$

Материалов I группы груза

$$8,21$$

Материалов II группы груза

$$5,0$$

Материалов III группы груза

$$4,94$$

Г С М

$$6,78 \times 0,75 = 5,09$$

Расчет экономической эффективности
(на полный объем внедрения)

Строительство фундаментов

$$(55,61 \quad 34,54) \times 6 = 540,90$$

Монтаж-демонтаж оборудования

$$(824,16 \quad 898,05 \quad 63,07 \quad 56,31) \times 6 = 11049,54$$

Амортизация оборудования

$$(7,97 \quad 1,80 \quad 0,77) (794 \quad 438 \quad 397 \quad 522 \quad 194 \quad 47) = 25211,7$$

То же с учетом коэффициента
оборачиваемости

$$25211,7 \times 1,32 = 33279,4$$

Содержание ДВС

$$37,13 (275 \quad 61 \quad 269 \quad 194 \quad 47) = 31411,98$$

Транспортировка

$$(8,21 \times 17,93 \quad 5,0 \times 16,9 \quad 4,94 \times 7,34 \quad 4,94 \times 3,1 \quad 6,27 \times 41,4) \times 6 \quad 5,09 \times 0,089 (275 \quad 61 \quad 269 \quad 194 \quad 47) (4,94 \times 7,34 \quad 6,27 \times 41,4) \times 0,8 \times 6 = 5060,04$$

Возврат материалов

$$(327,32 \times 516,06) \times 0,8 \times 6 = 4048,20$$

Итого эксплуатационных затрат
за вычетом возврата, руб.

$$77293,66$$

Накладные расходы 10 %, руб. 7729,34

Плановые накопления 6 % от
суммы 85023 руб. 5101

Всего экономическая эффективность, руб. 90124

Зав.лабораторией технологии
и проектов на бурение института

"Укрگیпроніинейфть" подпись Л.И.ДОПІЛКО

Зав.лабораторией экономики

нефтяной промышленности, к.э.н. подпись М.И.БАРАНОВСКИЙ

Старший научный сотрудник подпись Э.Н.ДОВГОПОЛЫЙ

Верно:

б) для облагораживания раствора при бурении в интервалах продуктивных отложений на скважинах 218, 223, 228 Глинск и 3 Шкурпии.

Опыт применения ИБР на Сагайдакской и Радченковской площадях показал, что известково-битумный раствор является практически единственным типом раствора, обеспечивающим успешную проводку скважин на девонские отложения. Скважина 51 Сагайдак первой достигла проектной глубины 5300 м.

Причем с глубины 4668 м проводка скважины осуществлялась при повышенных газопоказаниях в растворе, временами достигавших 50 %. Скважина 151 Радченки с проектной глубиной 5500 м достигла глубины 5400 м и является самой глубокой скважиной в Полтавской УБР.

Попытки использовать для этих целей различные типы растворов на водной основе (скважины 50, 55 Сагайдак, 100 Радченки) закончились неудачно. Ни одна из скважин не доведена до проектной глубины.

Внедрение известково-битумного раствора выявило и другие его преимущества:

- стабильность параметров и простота их регулирования;
- ограниченное количество реагентов, составляющих данную систему раствора;
- легкость восстановления первоначальной плотности раствора после дегазации.

Применение известково-битумного раствора позволило существенно повысить технико-экономические показатели бурения за счет повышения проходки на долото и механической скорости бурения (таблица I).

Технико-экономическая эффективность применения ИБР определяется в сравнении соответствующих показателей скважин, пробуренных в сопоставимых горно-геологических условиях с применением раствора на водной основе. Таким образом за базу сравнения принимается:

- а) для скважины 151 Радченки - скважина 100 этой же площади;
- б) для скважин 51, 52, 56, 60 Сагайдак - скважина 55 Сагайдак.

Ввод ИБК в раствор на скважинах 218, 223, 228 Глинск (таблица 2) способствовал снижению степени несовершенства вскрытия продуктивных горизонтов и повышению устойчивости стенок скважины.

По мере накопления опыта работы с известково-битумными растворами достигнуто существенное снижение затрат на приготовление раствора за счет внедрения усовершенствованных схем монтажа оборудования (Инструкция по применению известково-битумных растворов, Укргипройнефть, Киев, 1976) и совершенствования технологии приготовления ИБР (справка Полтавского УБР).

Усовершенствованные схемы монтажа оборудования внедрены на скважинах 52, 57, 60-Сагайдак, 151-Радченки, 54-Братешки и 3-Шкурупи.

Приготовление раствора по рациональной технологии осуществлялось на скважинах 51, 52, 56, 57, 60-Сагайдак, 54-Братешки и 151-Радченки.

Гл. инженер Полтавского
управления буровых работ

подпись

В.В. СЕРЕЖНИКОВ

Гл. инженер Бориславского
управления буровых работ

подпись

Б.А. КОБРИН

Зав. лабораторией растворов
на углеводородной основе

подпись

В.И. ТОКУНОВ

Зав. лабораторией технологии
и проектов на бурение

подпись

Л.И. ДОПИЛКО

Верно: