

Н. Х. ҚАРИМОВ, Н. А. ГУБКИН

**ОСОБЕННОСТИ
КРЕПЛЕНИЯ
СКВАЖИН
В СОЛЕНОСНЫХ
ОТЛОЖЕНИЯХ**

КОНТРОЛЬНАЯ СЕКЦИЯ

хр

34834

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ КАЗАХСКОЙ ССР
Казахский научно-исследовательский
геологоразведочный нефтяной институт (КазНИГРИ)

Н. Х. ҚАРИМОВ, Н. А. ГУБКИН

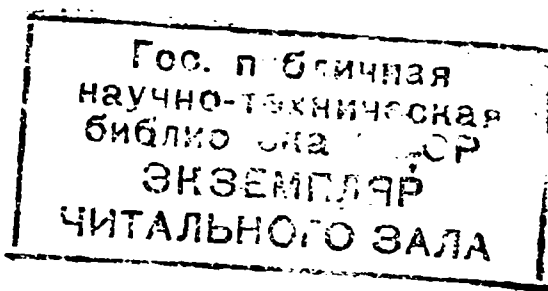
ОСОБЕННОСТИ
КРЕПЛЕНИЯ
СКВАЖИН
В СОЛЕНОСНЫХ
ОТЛОЖЕНИЯХ



МОСКВА
«НЕДРА»
1974

УДК 622.245.3(061.6)

Д4
38783



74-34834

Каримов Н. Х., Губкин Н. А. Особенности крепления скважин в соленосных отложениях. М., «Недра», 1974, 115 стр.

В книге рассматриваются геологическое строение и состав соленосных отложений, а также основные факторы, определяющие успешность крепления скважин в этих отложениях. Приводятся экспериментальные исследования некоторых физико-химических явлений, влияющих на надежность крепления скважин в солях. Анализируются различные составы расширяющихся тампонажных смесей и их влияние на герметизацию заколонного пространства. Исследуется коррозионное разрушение обсадных труб в соленосных отложениях. Приводится технология приготовления расширяющихся тампонажных смесей.

Книга предназначена для инженерно-технических работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Табл. 11, ил. 19, список лит. — 46 назв.

К 30803—410
043(01)—74

© Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт, 1974 г.

СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОЦЕССОВ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В СОЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Всестороннее и глубокое изучение соленосных отложений как в Советском Союзе, так и за рубежом ведется сравнительно недавно, в основном в последние 10—15 лет. Это вызвано часто встречающимися в них авариями и осложнениями при бурении скважин, что явилось серьезным тормозом в разведке подсолевых отложений, где прогнозируются большие запасы нефти и газа, а также в освоении уже выявленных промышленных залежей.

Однако вопросы предупреждения осложнений и аварий при бурении и креплении скважин в соленосных отложениях являются еще далеко не решенными.

Соленосные отложения встречаются почти во всех районах глубокого бурения Советского Союза. В каждом районе имеются свои специфические особенности [3, 11, 40, 43], связанные с различной мощностью, глубиной залегания, химическим составом солей, температурой и давлением в пласте, наличием терригенных пачек, поглощающих и осыпающихся горизонтов, кавернообразованием, большими углами падения пород и другими факторами, отрицательно влияющими на качество крепления скважин.

В настоящее время многие научно-исследовательские, учебные институты и производственные буровые организации как в Советском Союзе, так и за рубежом ведут большие работы в области крепления скважин в соленосных отложениях. Однако еще не ясна в достаточной мере сущность тех специфических явлений, с которыми приходится сталкиваться при креплении хемогенных отложений. Исследователи, проводящие свои работы в этой области, по различному объясняют встречающиеся при этом осложнения. Многие из них эти трудности связывают со сложностью и другими особенностями геологического строения соленосных отложений.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И СОСТАВ СОЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

В ряде работ [13, 16 и др.] указывается, что в Саратовской области, в прибортовой зоне Прикаспийской впадины и в самой впадине соли имеют мощность от нескольких сотен до 3—4 тыс. м.

Состав солей неоднороден. Встречаются галит (Na Cl), сильвин (KCl), карналлит ($\text{KCl} \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), полигалит ($\text{K}_2\text{SO}_4 \cdot \text{MgSO}_4 \cdot \text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), бишофит ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), кизирит ($\text{MgSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$), каинит ($\text{KCl} \cdot \text{MgSO}_4 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$) и др. Бишофит и карналлит очень легко подвергаются растворению в воде и даже растеканию и расплываются на воздухе, будучи весьма гигроскопичными. В солях встречаются прослойки ангидритов имеющие трещины, заполненные вторичным волокнистым гипсом. В ряде случаев отмечаются включения пузырьков газа, воды, пелита и битума. Наличие пелитовых пород в трещинах и между зернами солевых минералов характеризует нарушенность солевой толщи.

В Волгоградской области в пределах Прикаспийской впадины соль в районах моноклинали залегает на глубинах 1000—2400 м, мощность ее колеблется от 500 до 1200 м [1, 14, 15, 27, 34]. В солянокупольной зоне максимальная мощность соленосных отложений не установлена. Соленосная толща представлена сульфатами и хлоридами поливалентных металлов. На глубинах 1100—1700 м и ниже встречаются калийно-магниевые соли мощностью до 40 м, состоящие в основном из бишофита (до 90%), галита (3—4%), в некоторых пластах имеются пропластки 1—2 м карналлита. В подошве и кровле пласта бишофит сменяется карналлитом, а карналлит — сильвинитом с переходом в галит.

В пластах соли, представленной в основном галитом и карналлитом, часто встречаются крупные обломки или пропластки ангидрита, обладающего большой прочностью и малой пластичностью.

В скв. 7 Светлоярск в отложениях соли была вскрыта линза рапы плотностью $1,29 \text{ г/см}^3$. В составе рапы преобладал хлористый магний (325 г/л). Пластовое давление внутри линзы на глубине 1241 м составило 180 кгс/см^2 . В течение нескольких суток скважина фонтанировала рапой с дебитом $36 \text{ м}^3/\text{ч}$.

В некоторых скважинах встречаются галопелиты (соляные глины), представленные галитом, ангидритом и магниевыми солями. В воде или рассоле через несколько минут из-за растворения магниевых солей ангидрит распадается на кусочки. В отличие от обычных глин, в галопелитах отмечается высокое содержание несиликатных галогенных материалов, ангидрита, галита, карналлита, карбонатов, а также зерен кварца, полевых шпатов и необходимое количество глинистых минералов. Все это образует тонкую смесь с фракциями от 0,01 до 0,02 мм. Соли в галопелитах наблюдаются в виде отдельных прослоев и кристаллов или распределены по всей массе.

На Украине [19, 25, 30, 32] соль встречается на самых различных глубинах. В восточной части хемогенные отложения отмечаются в перми на глубинах от 1500 до 2500 м и в девоне на глубине 4200—5000 м. Мощность соленосных толщ колеблется от 500 до 3000 м. Основную часть толщи (1500—3000 м) составляет чистая каменная соль. Затем встречаются переслаивания пластов

каменной соли (100—150 м) с ангидритами и глинистым материалом мощностью от 300 до 800 м и соленосные отложения мощностью от 500 до 1000 м с пропластками бишофита (10—15 м).

В Днепровско-Донецкой впадине солевые отложения также приурочены к перми и девону. Глубина их залегания достигает 4800 м. Девонская соль в виде штоков иногда выходит на поверхность земли. Мощность соли от 100 до 3000 м и более. Пермская соль переслаивается с ангидритом и другими породами. В девонской штоковой соли встречаются глыбы диабазов. Литологический состав солевых отложений на различных площадях различен. На одних они представлены чистой каменной солью (Машевка и др.), на других — переслаивание соли и ангидритов (Шебелинка и др.), переслаиванием соли, ангидритов и глинистых пород (Верхне-Ланповская и др.), наличием в каменной соли включений магниевых солей (Полтавская и др.), наличием в хемогенных отложениях газовых горизонтов с аномально высокими давлениями. В основном соль (до 97—99%) представлена галитом. Пропластки бишофита встречаются в виде пластов или линз мощностью до 20 м. Бишофит имеет большую растворимость и низкую температуру плавления. На глубинах 2400—3000 м он обладает свойствами пластичности и текучести.

В западных областях Украины соленосные отложения встречаются в миоцене и представлены главным образом глинами, содержащими линзы гипса, каменной и калийной солей, а также алевролитами, песчаниками, конгломератами. Мощность и глубина их залегания колеблются в широких пределах. В скв. 19 Ольховка они вскрыты в интервале 0—4178 м. В скважинах на площади Улично соленосные отложения отмечаются на глубине 1800—2900 м.

В Закарпатском прогибе соленосные отложения встречаются в тереблянской свите и представлены крупно- и мелкокристаллическими солями с прослоями аргиллитов, алевролитов и песчаников. Мощность свиты 295—620 м. Температура на забое 3600—3700 м достигает 150—170°C. Кроме того, встречаются зоны поглощения.

На площадях Прикарпатья соленосные отложения вскрываются в воротыщенской свите и представлены неустойчивыми переменными засоленными гипсами и аргиллитами с прослоями солей, в основном галита. В некоторых скважинах встречаются пачки калийных солей значительной мощности.

Отложения поляницкой свиты менее засолены, но легко размокают и осыпаются.

В Белоруссии [35] встречаются два прослоя соленосных отложений. Верхняя соленосная толща распространена на всей территории Припятской впадины, мощность ее изменяется от 30 до 3200 м, глубина залегания — от нескольких десятков метров до 1600 м. В верхней части она представлена переслаиванием гало-

генных и карбонатно-глинистых пород, в нижней—мощными пачками солей, разделенных редкими карбонатно-глинистыми прослойками. Бурение этой толщи сопровождается обвалами.

Нижняя соленосная толща имеет мощность от 100 до 1140 м, представлена переслаиванием солей—галита с небольшими включениями калиевых и магниевых солей, ангидритов, мергелей и известняков. На ряде площадей (Речица, Тишкова и др.) в этой толще встречаются зеленые пластичные глины мощностью от 10 до 30 м, склонные к интенсивному «течению» сразу же после их вскрытия, что приводит к тяжелым осложнениям—прихватам. Глубина залегания толщи 1700—3800 м. Забойная температура достигает 98—100°C.

В Туркмении [33] вскрываемые солевые отложения приурочены к меловой системе. На площадях восточной Туркмении их мощность колеблется от 120 до 900 м, в кровле и подошве соль экранируется пачками ангидритов.

В Амударьинском районе соль представлена однородным галитом, залегает на глубине 1400—1950 м и разделена пластом ангидрита мощностью 30—70 м. В этом районе на некоторых площадях (Сакор, Сундуклы) в толще солей встречаются линзы рапы (с концентрацией 400—500 г/л), представленной хлоридами магния и кальция и находящейся под давлением, близким к гидростатическому. Во время бурения были отмечены фонтаны такой рапы. Забойные температуры достигают 100°C.

В Мургабском районе соль залегает на глубине 3000—3200 м. Она представлена ангидритами (более 50%), доломитами, доломитизированными известняками. Сами соляные породы—галиты—часто засорены песчано-глинистым материалом и образуют своеобразные песчано-галитовые смеси. Забойная температура достигает 150—160°C.

На площадях Юго-Западного Узбекистана [26] в районе Бешкентского прогиба (площади Айзават, Култук, Памук и др.) соленосные отложения встречаются на глубине 1000—2900 м. Мощность их колеблется от 300 до 800 м и более. Галит переслаивается с ангидритами, гипсом и хлористым кальцием. Температура на глубине 2650 м в скв. 4 Памук была 105—110°C. Под нижней пачкой соли залегает продуктивный горизонт с аномально высоким пластовым давлением (590 кгс/см² на глубине 3100 м).

На площадях Восточной Сибири [20] соленосная толща Иркутского амфитеатра в основном встречается в нижнем кембрии на глубине 500—2500 м. Соль чередуется с плотными породами—доломитами, известняками, создавая тем самым условия для искривления ствола и образования уступов. Осложненность увеличивается частичным поглощением промывочной жидкости в верхней части разреза.

На Марковской площади в осинском горизонте на глубине 2200 м встречается газонефтяной пласт с аномально высоким

давлением (300 кгс/см^2), который вызывает нефтегазопроявления.

В Краснодарском крае соленосные отложения встречаются на глубине более 3000 м. На некоторых площадях они переслаиваются с неустойчивыми глинистыми породами. Забойные температуры достигают 150°C . Вместе с отложениями соли вскрываются продуктивные горизонты с аномально высокими пластовыми давлениями.

В Западной Канаде соленосные пласты вскрыты в девоне на глубине 914—1676 м. Их мощность составляет 183 м. В верхней части пласта имеются пропластки калийных солей. Также вскрыты соленосные отложения в США, в штатах Северная Дакота, Монтана и др.; в ГДР — на глубинах 800—3200 м, мощность их достигает 2400 м; в ПНР — в интервалах до 3800 м.

В Западном Казахстане соленосные отложения имеют широкое распространение в Прикаспийской впадине, образуя соляные штоки и массив соляных куполов и антиклиналей [18]. Мощность их резко изменяется с востока на запад. Если на структурах Жана-жол, Алибекмола и Шенгельши мощность соленосных отложений колеблется в пределах 780—1800 м, то на наиболее западных структурах Кенкияк, Киндысай она достигает 3000 м и более.

В ряде скважин выделяются три основные галогенные толщи (снизу вверх): терригенно-сульфатная, галогенная и сульфатно-терригенная.

Терригенно-сульфатная толща залегает непосредственно на подсолевых породах. Она состоит преимущественно из глинистых пород и ангидритов, вскрытые мощности достигают 130 м.

Галогенная толща является самой мощной и достигает 2900 м (скв. 14-П Киндысай, скв. 88 Кенкияк и др.). Она представлена в основном каменной солью с прослоями ангидрита и терригенных пород. Встречаются калийные соли, имеющие локальное развитие, главными компонентами являются сильвин, карналлит, галит.

Верхняя сульфатно-терригенная пачка является переходной к надсолевому комплексу пород и имеет мощность от 30 до 670 м.

В отличие от других районов Советского Союза, в разрезе кунгурских отложений встречаются прослойки сульфатно-терригенных пород, представленных ангидритами, аргиллитами и песчаниками различной мощности. В толще каменной соли отмечается присутствие линз калийных солей (полигалитов), обладающих повышенной растворимостью даже в насыщенном хлористым натрием буровом растворе (скв. 14-П). Прослойки и линзы сульфатно-терригенных пород в толще соляных масс нередко брекчированы, что связано с условиями формирования соляных куполов. При этом брекчированные породы сцементированы солью.

Химический состав солей, отобранных с различных глубин, различаются незначительно. Магний не имеет широкого распро-

странения, содержание его колеблется от 0,01 до 0,12%. Лишь в некоторых интервалах содержание магния увеличивается до 1,01%, что свидетельствует о наличии магниевых солей. Натрий входит в состав хлористого соединения (галит), содержание которого достигает 95,1—98,8%. Кальций представлен в сульфатах и карбонатах в виде кальцита и доломита.

Таким образом, минералогический состав основной соленосной толщи по всему разрезу остается почти постоянным и изменяется только в пределах количественного содержания основных компонентов галита, ангидрита и карбонатов. Соль повсюду перекристаллизованная. В верхней части галогенной толщи встречается небольшая зона калийных солей в виде сильвина и карналлита, которые переслаиваются с каменной солью. Вначале содержание калийных солей небольшое, а затем начинается переслаивание пластов каменной соли с большим содержанием карналлита и сильвина. Сильвин и карналлит содержатся в виде беспорядочных вкраплений или в виде мелких прослоек и линз.

Химический состав калийных солей следующий:

Химический состав солей	NaCl	KCl	MgCl ₂	CaSO ₄
Содержание, %	28,6—80,6	17,0—55,6	0,1—5,2	≤15,5

Особенностью строения галогенных отложений также являются часто изменяющиеся углы падения пород, достигающие в отдельных пачках до 80—85°.

По глубине залегания и мощности соленосные отложения Западного Казахстана близки к площадям Саратовской и Волгоградской областей в пределах Прикаспийской впадины и приурочены к солянокупольным структурам. По минералогическому и химическому составам солей они несколько отличаются. Калийно-магниевых солей содержится меньше, однако терригенные пачки достигают большой мощности и имеют большие углы падения пород, что вызывает интенсивные осыпи и обвалы. Как и в Белоруссии, на некоторых разведочных площадях Западного Казахстана (Жана-Жол) встречается пласт пластичной глины, обладающей повышенной текучестью. Глина состоит из монтмориллонита и гидрослюды, которые среди всех глинистых минералов оказывают наибольшее связывающее действие и удерживают наибольшее количество воды. Высокая пластичность обуславливается высокой влажностью.

Таким образом, геологическое строение, химический состав и физические свойства солей рассмотренных районов резко отличаются друг от друга.

Мощность соленосных отложений изменяется от нескольких

метров до 4 тыс. м. Содержание различных солей в каждом отдельном районе колеблется в широких пределах. Температура соляных пластов достигает 150°C. Как правило, в солях и подсолевых отложениях встречаются пласты с аномально высокими давлениями. В отдельных районах в солях встречаются высокопластичные глины. Все это требует особого подхода к вопросу крепления скважин в соленосных отложениях.

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН В СОЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Успешность крепления скважин в соленосных отложениях, как показано в работах [4, 10, 11, 13, 16, 20, 26, 30, 40], определяется следующими условиями.

1. Особенности геологического строения, которые характеризуются неоднородностью пород, слагающих разрез скважины; частым чередованием соляных пород большой мощности с терригенными породами; наличием в соленосных отложениях легко и слабо растворимых хлоридов и сульфатов; общей большой мощностью соленосных отложений, достигающей 3 тыс. м и более; наличием терригенных пачек, склонных к обвалам и поглощениям промывочных и цементных растворов; присутствием агрессивных соляных вод в терригенных отложениях.

2. Способностью соляных пород, слагающих разрез скважины, растворяться в воде или фильтрах промывочных и цементных растворов, приготовленных на водной основе. Растворение их резко меняется в зависимости от температуры и давления. В процессе цементирования колонн в соленосных отложениях встречаются, главным образом, легко растворимая каменная соль и слабо растворимый ангидрит (гипс). Влияние других солей определяется содержанием и количеством их в соляных породах: чем больше будет этих солей в рассматриваемом интервале, тем они сильнее будут проявлять себя, растворяться в воде или водных растворах солей, вызывая изменение содержания той или иной соли в контактирующих растворах.

Анализы показывают, что количество растворенной соли находится в прямой зависимости от времени контакта соли с водой (растворами); растворение соли уменьшается с уменьшением разности концентраций. Если применять промывочные и цементные растворы на водной основе, имеющие полное насыщение теми же солями, что и соляные породы разреза (при тех же температуре и давлении), то растворение соляных пород стенок скважины будет доведено до минимума. Для предотвращения растворения соляных пород стенок скважины необходимо насыщать водные растворы соответствующими солями до концентрации насыщения с учетом температуры [36]. Следствием растворимости солей является образование каверн.

3. Поведением соляных пород под действием температуры и

давления. Соль обладает пластичностью, интенсивность которой проявляется при бурении и креплении скважин в зависимости от давления столба промывочной жидкости и температуры в скважине. Пластическая деформация солей приводит к сужению ствола скважины.

4. Высоким коррозионным воздействием растворов соляных пород на цементный камень и колонну обсадных труб. Устойчивость обсадных колонн, спущенных для перекрытия соленосных отложений, ослабляется из-за коррозии как цементного камня, так и самой трубы. В местах наибольшей коррозии происходят разрывы обсадных колонн, что приводит к серьезным авариям, ликвидация которых длительна и требует больших материальных затрат.

Исследования [11] показывают, что сплошное цементное кольцо значительно увеличивает устойчивость труб против смятия и изгиба. Создание цементного камня с высоким модулем упругости повышает несущую способность труб.

В соленосных отложениях часто присутствуют коррозирующие сульфатные воды. В связи с этим цементное кольцо должно быть устойчивым по отношению к ним. Цементирование колонн производится на насыщенном рассоле NaCl. Но вследствие растворимости калийной соли в насыщенном рассоле хлористого натрия полагают, что при прокачке цементного раствора пласты калийных солей будут выщелачиваться и ослаблять контактную зону цементного кольца с солью.

Качество цементирования соленосных отложений зависит от плотности контакта их с цементным камнем, которая количественно выражается силой сцепления между ними и проницаемостью контактной зоны.

В Волгоградском НИИНГП разработаны рекомендации по химической обработке тампонажных смесей и введению в них наполнителей, повышающих стойкость цементного камня и пластичность раствора при цементировании в соленосных отложениях. Исследовано влияние хлористого натрия и калийно-магниевых солей на различные технические свойства тампонажных смесей, достижение плотного контакта цементного камня с галитом и карналлитом. Рекомендовано применение тампонажных смесей на шлаковой основе, как наиболее стойкого цементного камня против магнезиальной агрессии.

В. И. Пустовалов и В. М. Вязальщиков [31] отмечают, что условия формирования цементного кольца в соленосных отложениях существенно отличаются от разреза, где отсутствуют соли. Коррозионное воздействие солей нарушает монолитность и повышает проницаемость цементного камня. Добавление различных солей (хлористого натрия, карналлита) вызывает увеличение объема цементного камня. Наибольшее удлинение (до 0,35%) имели образцы, содержащие 30% карналлита после 100 ч твердения. Авторы объясняют это усилением процессов гидратации и

развитием осмотического давления в гелевидных массах. Осмотическое давление вызывает не только набухание, но и разрыв гелевых оболочек, отдельные частицы которых, размещаясь между соприкасающимися зернами цемента, раздвигают их. Происходит переуплотнение новообразований при контактах с породами и трубами.

Таким образом, введение солей в цементный раствор уменьшает интенсивность растворения солевых стенок и способствует уплотнению контакта цементного камня с солевыми породами.

По мнению В. М. Вязальщикова, оптимальной степенью засоления, при которой высокие механические свойства камня сочетаются с повышенной прочностью и непроницаемостью контактной зоны, является 30—35%.

Вопросами сцепления цементного камня с породами и металлом занимались многие исследователи [8, 44 и др.]. Д. Т. Гайдуков [13] сделал вывод, что для увеличения сил сцепления с солями необходимо применять цементные растворы с минимальной водоотдачей. Ж. Гумулчинский считает, что сила сцепления со временем увеличивается по мере углубления гидратации цементного камня.

В. И. Березуцкий [5], исследуя сцепление цементного камня с солью, пришел к выводу, что наилучшими добавками к цементам в соляной среде являются пуццоланы, в частности диатомит и трепел.

В. А. Глебов исследовал влияние высокоминерализованной пластовой воды с большим содержанием $MgCl_2$ на качество цементного камня, затворенного на насыщенном растворе $NaCl$. После трех месяцев хранения в указанных условиях в результате магниальной коррозии камень увеличивается в объеме, появляются трещины, предел прочности на изгиб равен нулю. В конструкторском бюро объединения Саратовнефтегаз подобрали вещества, уменьшающие магниальную коррозию цементного камня. Определены защитные свойства ПАВ, рекомендуется при забойных температурах до $75^\circ C$ добавлять к тампонажному цементу 1% ОП-10 и 9—11% дизельного топлива, а при температурах от 80 до $120^\circ C$ 1—2% ССБ и 9% дизельного топлива.

Цементный камень, затворенный на насыщенном растворе каменной соли, дает хорошее сцепление с галитом и металлом. С другими солями сцепление значительно хуже. Опыт применения таких цементных растворов в галогенных отложениях дал положительные результаты.

Д. Т. Гайдуков [12] определял влияние различных солей на качество цементного раствора и камня. Затворение тампонажного, сульфатостойкого и пуццоланового цемента на насыщенном растворе хлористого калия, сернокислого натрия и хлористого натрия с различными добавками других солей вызывает уменьшение растекаемости, времени начала и конца схватывания це-

ментных растворов по сравнению с растворами, затворенными на воде, насыщенной одним хлористым натрием.

Введение в виде насыщенных солей на 100 г цемента 14,9 г хлористого калия, или 5,9 хлористого магния, или 9,2 г сернокислого натрия, или 4,0 г сернокислого калия, или 6,8 г сернокислого магния и хранение в 5% -ном растворе сернокислого магния медленно уменьшает прочность цементных камней, и они могут длительное время сохранять прочность, необходимую для крепления скважин.

Б. В. Крых исследовал влияние добавки соли на сроки схватывания и прочность цемента в зависимости от температуры и давления. Добавка соли при малых концентрациях (6—8% от веса воды затворения) является ускорителем, а при высоких концентрациях — замедлителем. При температуре 75°C наблюдается отклонение от такой закономерности.

Добавка соли от 5 до 10% при температуре 22, 50 и 75°C приводит к увеличению прочности цементного камня на 5—18%. Дальнейшее увеличение концентрации соли приводит к снижению прочности. Так, прочность образцов, содержащих 37% соли, на 45% меньше прочности образцов из чистого цемента.

В УкрНИГРИ разработана рецептура смеси тампонажного портландцемента с добавлением молотого кварцевого песка. В течение 38 суток камень на этой смеси проявляет высокую стойкость против магнезиальной агрессии при температуре 75—150°C.

В Полтавской экспедиции УкрНИГРИ применяют засолоненные цементно-меловые палыгорскитовые смеси и тампонажные смеси с использованием меловых промывочных жидкостей. Повышение солестойкости исследованных тампонажных смесей объясняется, по-видимому, тем, что мел в смеси не является инертным наполнителем, а активно участвует в процессе гидратации клинкерных материалов цемента и образует карбоалюминаты. Алюминатная составляющая тампонажного камня оказывается связанной еще до контакта с агрессивной средой.

А. И. Бережной рекомендует для цементировании соленосных отложений минерализованные тампонажные растворы с карбонатными наполнителями плотностью 1,72—1,66 г/см³ и с наполнителями в виде каменного угля плотностью 1,62—1,53 г/см³.

Разработанные УкрНИИгазом составы облегченных растворов плотностью 1,74 г/см³ предназначены для цементировании обсадных колонн в скважинах, в разрезе которых имеются хемогенные отложения. Растворы эти готовят путем затворения на водном рассоле (соответствующем солям разрезу скважины) смеси, содержащей цемент и измельченный в порошок кальций (мел, известняк), или посредством затворения цемента на водной суспензии кальцита. Суспензия кальцита и предлагаемые растворы не коагулируют в насыщенных растворах солей [6].

Е. А. Лыков и Ш. М. Рахимбаев в работе [26] приводят лабораторные исследования по подбору тампонажных смесей и за-

медлителей сроков схватывания при цементировании соленосных отложений при высоких температурах. Для перекрытия солевых отложений в условиях Юго-Западного Узбекистана они рекомендуют применять цементный раствор с затворением на засолоненном рассоле или к цементу добавлять бентонитовую глину в определенных количествах, сильно не влияющих на другие свойства цементного камня.

Е. П. Катенев, А. Н. Высотенко и В. М. Муняев для скважин с высокими температурами (до 180—190°C) и наличием соленосных отложений предложили шлаковые смеси, затворенные на воде, насыщенной каменной солью.

Ввиду образования во многих шлаках, содержащих 15—20% Al_2O_3 , плазолита, обладающего повышенной стойкостью к коррозии в солевых растворах, эти шлаки могут представлять интерес как тампонажные вяжущие, стойкие против коррозии.

Большое внимание вопросам крепления скважин в соленосных отложениях уделяется в США и Канаде. Обсадные колонны оборудуются скребками, центраторами, башмаками и обратным клапаном. После продавливания цементного раствора на период ОЗЦ не рекомендуется поддерживать давление в колонне, так как это понижает плотность контакта между обсадными трубами и цементным камнем.

Перед закачиванием цементного раствора прокачивается буферная жидкость — соленая вода, содержащая NaCl и KCl, объемом до половины объема цементного раствора. Цель прокачки буферной жидкости — обеспечить лучшее вытеснение промысловой жидкости. Также применяют медленное продавливание цементного раствора, т. е. с низкими скоростями движения потока цемента за колонной, особенно в зонах повышенной кавернозности.

Для улучшения контакта цементного камня с солью и для предотвращения дефлокуляции и набухания глин, находящихся в контакте с цементным раствором, последний засолоняют хлористым натрием.

Канадские специалисты при наличии пропластков хлористого калия рекомендуют засолонять цементный раствор одновременно и NaCl и KCl. Концентрация солей в цементном растворе регулируется с учетом забойной температуры.

В США для перекрытия соленосных отложений используют расширяющийся цемент с добавлением диспергента (понижителя вязкости цементного раствора). Колонна оборудуется центраторами и скребками. При промывке перед цементированием колонна расхаживается.

Кроме обеспечения сохранности обсадных труб цементное кольцо должно обеспечивать надежную герметичность заколонного пространства. Это особенно важно при вскрытии подсолевых газовых залежей, где ожидаются аномально высокие пластовые давления.

Необходимым является требование разобщения пластов, т. е. непроницаемость цементного камня и его контактов с обсадными трубами и стенками скважины. Проницаемость контакта изменяется как функция сцепления, и практически образец совершенно непроницаем при прочности сцепления выше 15 кгс/см².

Цемент, затворенный на пресной воде, формирует камень, не обеспечивающий сцепления с соляными породами разреза скважины. Исследования [4, 6, 7, 10, 21] установлено, что для обеспечения плотного контакта между цементным камнем и соляными породами стенок скважины необходимо добавлять к цементу (цементному раствору) не менее 25 г соли NaCl на 100 г раствора. Но при этом снижается прочность камня и удлиняются сроки схватывания растворов.

В связи с тем, что в разрезе скважины содержатся различные соли, предлагается приготавливать тампонажный раствор путем затворения на воде тампонажной смеси, содержащей цемент и другие добавки, соответствующие солям в разрезе скважины [6, 39].

Исследовано сцепление цементного камня с каменной солью в прозрачных шлифах под поляризационным микроскопом. Установлено, что наилучшее сцепление цементного камня с солью достигается при затворении цементных растворов на насыщенном рассоле плотностью 1,18—1,20 г/см³.

Большая высота подъема цементного раствора за обсадными трубами в солях не позволяет применять чистые цементные растворы, насыщенные солями, из-за их большой плотности, достигающей 2,0 г/см³. Применять чистый цемент невозможно в тех районах, где в солях имеются терригенные пропластки, склонные к гидроразрыву. Кроме того, цементный камень из тампонажного портландцемента не обладает достаточной антикоррозийной стойкостью.

В связи с этим проведено много исследований по изысканию вяжущих материалов и разработке облегченных тампонажных смесей, удовлетворяющих требованиям цементирования обсадных колонн в соленосных отложениях. Работы в этой области велись во ВНИИБТ, МИНХиГП, ВНИИКРнефть, УкрНИГРИ, КазНИГРИ и других научных и производственных организациях. На Украине широкое применение нашли облегченные тампонажные смеси с карбонатными наполнителями [6]. Многими исследователями изучена возможность применения гельцементов.

Как показывают анализы ранее пробуренных скважин в Западном Казахстане, наблюдались частые нарушения промежуточных колонн, спущенных с целью перекрытия соленосных отложений. По этой причине после длительных безуспешных аварийных работ с колоннами было ликвидировано несколько скважин по техническим причинам. А на скважинах, где удалось восстановить ствол в месте нарушения колонны против интервала

соли, происходило засоление глинистого раствора, что увеличивало каверну за колонной и осложняло дальнейшее углубление скважины по подсольевым отложениям. Основной причиной нарушения колонн следует считать отсутствие цемента в затрубном пространстве или недостаточную устойчивость цементного камня против солевой коррозии.

При цементировании колонн в первых скважинах высота подъема цементного раствора за обсадной колонной не превышала 300—600 м. В этих случаях пласты соли оставались не перекрытыми цементным камнем. Наличие больших каверн, образовавшихся в соли, при отсутствии цемента за трубами, приводило к потере устойчивости колонны и ее обрыву.

Проанализировав причины нарушения промежуточных колонн в солях, было решено максимально увеличить высоту подъема цементного раствора в затрубном пространстве, обеспечивающую перекрытие им отложений соли на всю мощность.

С увеличением глубины скважин увеличились и вскрываемые мощности соленосных отложений до 3—4 тыс. м. Поднять обычный цементный раствор плотностью 1,85—1,95 г/см³ на такую высоту затруднительно из-за чрезмерных гидродинамических давлений, приводящих к гидроразрыву пластов. Подъем цементного раствора в затрубном пространстве на большую высоту может быть обеспечен либо за счет применения двух- или многоступенчатых цементировок, либо за счет спуска колонн секциями, либо за счет применения облегченных тампонажных смесей. Применение ступенчатых цементировок и спуск колонны секциями являются очень сложными операциями, и не всегда удается получить желаемые результаты. В зоне соединения секций или специальных муфт нередко остается пространство без цементного раствора, что является причиной нарушения колонн.

Наиболее приемлемым методом цементирования обсадных колонн в соленосных отложениях является использование облегченных и термосолестойких тампонажных растворов, обеспечивающих в какой-то степени безаварийную работу и экономию цемента. Все это обусловило применение различных тампонажных смесей: чистого цементного раствора при высоте его подъема не более 800 м; цементно-глинистых, цементно-бентонитовых, цементно-диатомитовых, цементно-зольных, цементно-песчаных и др.

Однако еще имеются случаи нарушения целостности обсадных колонн против соленосных отложений, заколонных газопроявлений. Поэтому необходимо дальнейшее совершенствование технологии и улучшение качества крепления скважин.

Кроме указанных выше тампонажных смесей для крепления скважин с наличием в разрезе высокоминерализованных пластовых вод, в МИНХиГП разработаны тампонажный трепельный цемент (ТТЦ), тампонажный песчано-трепельный цемент (ТПТЦ) и тампонажный белито-трепельный цемент (ТБТЦ). Эти смеси

успешно применялись для крепления Аралсорской сверхглубокой скв. 1 (Уральская область).

В ы в о д ы

Соленосные отложения в каждом районе бурения имеют свои специфические особенности и сложности геологического строения, отрицательно влияющие на качество крепления скважин. К ним относятся: неоднородность солей по минералогическому и химическому составам; различные мощности, глубины залегания, температура и давление в пласте; наличие терригенных пачек, поглощающих и осыпающихся горизонтов и горизонтов с большими углами падения пород; коррозионное воздействие на цементный камень и обсадные трубы, кавернообразование, искривленность ствола и другие факторы.

Несмотря на ряд мероприятий, проведенных научно-исследовательскими, учебными институтами и буровыми предприятиями по улучшению качества цементирования скважин в соленосных отложениях; вопрос этот является еще далеко не решенным. В достаточной степени не изучены причины, вызывающие пластическую деформацию солей после цементирования обсадных колонн; влияние различных по химическому составу солей на прочность цементного камня разного состава; коррозия обсадных колонн в различных солях и при различных условиях.

Все это свидетельствует о необходимости дальнейшего глубокого исследования причин низкого качества крепления скважин в соленосных отложениях и разработки мероприятий, обеспечивающих надежную герметизацию заколонного пространства и целостность обсадных колонн в солях в процессе дальнейшего бурения и эксплуатации скважин.

ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ УСПЕШНОСТЬ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В СОЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Наличие в разрезе хемогенных отложений солей, отличающихся по минералогическому составу, с различными физико-химическими свойствами, зависящими от температуры, давления, минералогического состава и присутствия различных примесей, а также терригенных пачек, переслаивания плотных пород с более мягкими и большими углами напластования приводит к осложнениям ствола скважины — кавернообразованию, сужению, осыпям, искривлению, коррозии труб и цементного камня и другим явлениям, отрицательно влияющим на качество крепления скважины.

КАВЕРНООБРАЗОВАНИЕ

Многие исследователи [3, 15, 25, 40, 43] отмечают образование в соленосных отложениях больших каверн, которые увеличивают объем скважины в 2—4 раза.

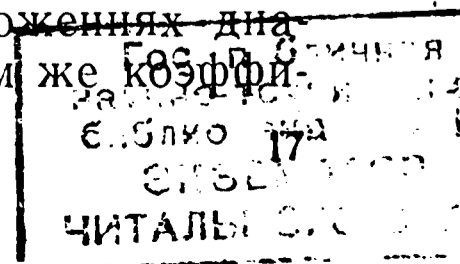
А. А. Гайворонский [11] считает, что избежать кавернообразование при бурении по солям практически не удастся. Каверны образуются в основном из-за разности температур, многокомпонентности солевого состава горных пород и повышенной растворимости магниевых солей. Часто каверны служат причинами поломки бурильного инструмента и обсадных колонн при незначительных их разгрузках.

Н. П. Гребенников, И. К. Майоров, И. А. Гриценко [15] предполагают, что при бурении в Прикаспийской впадине (Волгоградская область) в пластах калийно-магниевых солей каверны достигают диаметра 2,5 м и при наличии двух таких каверн мощностью по 30 м объем их составляет 250—300 м³.

Б. С. Файн пришел к выводу, что диаметр каверн в магниевых солях при бурении в Прикаспийской впадине (Саратовская область) достигает 3—4 м.

По кавернограммам, записанным в скважинах Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ), видно, что через 5—8 мес бурения диаметр ствола скважины увеличился в 2,5 раза.

А. П. Марков отмечает, что в Восточной Сибири на площадях Приленского района в отдельных соленосных отложениях диаметр скважины увеличивается в 3—4 раза. О таком же коэффициенте



циенте кавернозности говорит и А. С. Хомичук [43]. И. К. Майоров [27] приводит пример размера каверны в скв. 16 Горноводяной мощностью 34 м, в которую ушло 498 м обсадных труб диаметром 245 мм, сорвавшихся с клиньев.

Причинами образования каверн в соленосных отложениях многие авторы [3, 25, 32, 39] считают растворение солей вследствие применения пресных реагентов и недонасыщения промывочной жидкости солями; разности температур забойной и заканчиваемого раствора (в этом случае на устье при охлаждении промывочной жидкости происходит кристаллизация соли и выпадение ее в осадок, на забое же раствор, нагреваясь, опять насыщается солью); большой растворимости калийно-магниевых солей. Так, например, чтобы растворить 100 г бишофита при температуре 0°C нужно 35,8 см³ воды, при температурах 50 и 100°C — соответственно 26,4 и 11,0 см³, а при 117°C бишофит плавится.

В терригенных пачках каверны образуются за счет осыпей и обвалов неустойчивых пород. Г. А. Летуновский считает, что на площадях ДДВ утяжеление раствора ведет к увеличению диаметра скважины. Особенно большие осыпи аргиллитов возникают при залегании их вблизи кристаллического фундамента. Увеличение солености пластовых вод также приводит к увеличению каверн. Чем больше затрачивается время на бурение, тем больше размер каверн. Такого же мнения придерживается А. С. Хомичук [43]. Основными причинами повышенного кавернообразования, по мнению Г. А. Летуновского, является нарушение целостности скелета глинистых и других пород вследствие выщелачивания из них хлорнатриевых солей, находящихся в скелете и микротрещинах породы, как основного цементирующего материала, за счет недонасыщения промывочной жидкости, разности температур и других указанных выше причин, т. е. в процессе бурения фильтрат проникает в породу, выщелачивает из микротрещин хорошо растворимые соли, в результате ослабляется монолитность скелета, что приводит к осыпанию пород. Такого же мнения придерживаются А. Т. Левченко и Н. Х. Титаренко [25].

Кроме растворения солей, А. П. Марков предполагает, что на образование каверн влияет гидравлическое воздействие бурового раствора (гидромониторный эффект), механическое разрушение солей долотом и бурильным инструментом.

Каверны отрицательно влияют на технологию проводки и качество крепления скважин, особенно в тех случаях, когда нельзя определить их размеры. Являясь причиной недоподъема тампонажной смеси в затрубном пространстве, они приводят к нарушению целостности обсадных колонн.

И. Е. Блохин и В. А. Фомин приводят пример по скв. 8 Карпенская Саратовской области, когда несоизмеримая каверны в интервале 1656—1674 м не была залита цементом. При дальнейшем бурении через несколько рейсов долота в кровле каверны

был обнаружен слом колонны. Конец нижней части колонны отклонился в сторону, и соединиться с ним не удалось. В интервале каверны был отобран керн, представленный карналлитом. Несоизмеримые каверны большой мощности приводят к сломам бурильного инструмента, потере ствола скважины и большому скоплению шлама в них.

А. В. Мнацаканов рассматривает влияние каверн на качество цементирования. Скорость восходящего потока цементного раствора в кавернах составляет 0,05—0,25 м/с, и увеличить ее не представляется возможным.

В Волгоградской области Н. П. Гребенников, И. К. Майоров, И. А. Гриценко [15] считают, что вопрос качественного цементирования каверн является проблематичным. Большой объем каверн (до 300 м³) практически делает невозможным цементование одной ступенью. В результате спущенная колонна от каверны до устья остается незацементированной. Впоследствии в зоне аномальных каверн происходит изгиб колонны. Причинами изгиба в этом случае могут быть температурные колебания и течение калийно-магниевых солей.

И. К. Майоров [27], анализируя причины повреждения обсадных колонн, перекрывающих соленосные отложения в Волгоградской области, пришел к выводу, что изгиб колонн происходит в кавернах диаметром более 80 см и высотой более 20 м. Основной причиной изгиба является температурный фактор, т. е. по мере углубления скважины промывочная жидкость нагревается и в свою очередь при циркуляции с забоя нагревает колонну. От постепенного нагрева колонна теряет устойчивость и начинает прогибаться в каверну. Вначале изгиб небольшой и инструмент проходит с незначительными посадками и затяжками, затем изгиб увеличивается.

На участках наибольшей кривизны колонна достигает предела текучести и делает резкий изгиб, образуя гофры выпуклостью внутрь колонны. Посадки и затяжки резко увеличиваются, инструмент заклинивается.

Н. П. Гребенников склонен считать, что основной причиной изгиба колонны против каверны является текучесть соленосных пород. При наличии открытых каверн за колонной возникают самые неблагоприятные случаи нагружения обсадной колонны. В этих условиях могут повреждаться даже колонны, рассчитанные на полное горное давление. Это объясняется тем, что соли в скважине неоднородны, поэтому стенки скважины в зоне каверн имеют зубчатый характер. «Зубья» представлены твердыми породами. При течении солей зубья, соприкасаясь с колонной, создают высокое контактное давление, превышающее горное.

Ю. А. Еремеев, Г. А. Стрелец и В. З. Лубан [17], проанализировав 35 случаев нарушения обсадных колонн на территории Украины, Волгоградской области и на западе Узбекистана, пришли к выводу, что большинство случаев нарушения отмечалось про-

тив каверн или мест сужения. А. Т. Левченко и Н. Х. Титаренко [25] также считают, что незацементированные каверны являются причинами изгиба или нарушения обсадных труб.

При разбурировании соленосных пластов в штате Северная Дакота (месторождение Уиллистон) часто наблюдается деформация обсадных колонн. Одной из причин нарушения колонн считают наличие каверн, которые способствуют неравномерному покрытию труб цементной оболочкой, вследствие чего трубы подвергаются коррозии и теряют свою прочность на смятие от горного давления.

В работе [39] рассматриваются условия кавернообразования при бурении соленосных отложений на западе Казахстана. Каверны образуются в кровле солей вследствие вскрытия соленосных отложений промывочной жидкостью, недонасыщенной солью; в солях при действии пресных водяных ванн, закачиваемых для освобождения прихваченного инструмента; в терригенных пачках из-за осыпей глин, песков при больших углах падения пород, брекчий и растворения цементирующей массы соли; в калийно-магниевых солях за счет повышенной их растворимости в промывочном растворе, насыщенном другими солями.

Размыв соли происходит вследствие разности температур в стволе скважины и при действии струи восходящего потока промывочной жидкости из-за абразивности последней.

Увеличение диаметра скважины снижает скорость восходящего потока промывочной жидкости, что не обеспечивает полного выноса шлама на поверхность и приводит к образованию сальников, пробок, накоплению шлама в кавернах.

Характерным примером накопления шлама в каверне является скв. 2 Кумсай (на западе Казахстана). Пропласток соли был вскрыт в интервале 3654—3674 м. Через 2 мес после вскрытия этого интервала провели электрометрические работы. Каверномер показал в интервале соли каверну диаметром 60 см, а по записи гамма-каротажа (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК) отбивалась соль. Кавернометрия, проведенная вторично через 9 мес в этом же интервале, показала каверну диаметром 30 см.

Третий каротаж был проведен через 11,4 мес после первого. Кавернометрия показала диаметр каверн 40 см, а по ГК и НГК отбивались глинистые породы вместо соли по первоначальному замеру.

Спущенная в скв. 2 Кумсай 146-мм эксплуатационная колонна была рассчитана на полное опорожнение без учета горного давления, так как в этот период наличие соли в интервале 3654—3674 м геофизической службой отрицалось. Наличие соли подтвердилось лишь после подъема керна-соли в соседней скв. 10. Против интервала соли были спущены трубы из стали группы прочности К с толщиной стенки 11 мм. Колонна была зацементирована чистым тампонажным цементом, затворенным на прес-

ной воде. Несмотря на заканчивание изотопов, высоту подъема цемента за колонной не отбили.

После перфорации в интервале 3984—3958 м испытание на приток велось путем снижения уровня компрессором через насосно-компрессорные трубы. Первоначально, через 5 мес после спуска колонны, уровень жидкости (воды) в колонне снижался до 2700 м. Нарушений колонны не было.

После дополнительных работ по увеличению притока из пласта (гидроразрыв с помощью пороховых газов, солянокислотная обработка) уровень был снижен до 2400 м. Через 2 сут простоя на приток начали подъем, однако трубы оказались прихваченными и в дальнейшем при расхаживании оборвались. Спуск печатей, аварийные работы показали смятие колонны. Во время промывки с глубины 3660 м из скважины выходил глинистый раствор, параметры которого соответствовали параметрам раствора, применявшегося до спуска колонны. Первоначально смятие было на глубине 3672 м, затем распространилось вверх до 3659 м. Интервал соли 3654—3674 м. Дальнейшие аварийные работы были безрезультатными. Скважина ликвидирована по техническим причинам.

Коэффициент запаса прочности на смятие труб при снижении уровня до 2400 м был меньше единицы, однако смятие произошло лишь через 8 мес, хотя до этого уровень понижался до 2700 м. Это говорит о том, что соль, залегающая в Актюбинском Приуралье, начинает течь со временем.

Нарушение целостности обсадных колонн вследствие увеличения диаметра ствола скважины было допущено в скв. 2-П Чинаревская и скв. 2 Усовская (табл. 1).

Примером влияния каверн на недоподъем тампонажной смеси в затрубном пространстве является скв. 38 Остансук на западе Казахстана. Промежуточная колонна диаметром 219 мм была спущена на глубину 3465 м, цемент планировалось поднять до устья. По каверномеру объем затрубного пространства составлял 120 м³. Было закачено 140 т цемента. По визуальному наблюдению при цементировке поглощений не было замечено. Однако цемент за трубами по термограмме отбился на глубине 2440 м от устья в нижней части соленосной каверны. После перфорации на глубине 2400 м закачали дополнительно 73 т цемента, или 64 м³ цементного раствора. Но и после этого цемент был поднят лишь до 860 м от устья. Таким образом, в рассчитанный по каверномеру объем затрубного пространства (120 м³) было закачено 179 м³ цементного раствора и 14 м³ затрубного пространства остались без цемента. Аналогичные случаи были и в скв. 2 и 10 Кумсайской площади, скв. 2 Усовская и др.

Учитывая различие показаний кавернометрии с фактическим объемом затрубного пространства и записями ГК, НГК и некоторых малых зондов против каверн в солях (например, скв. 2 Кумсай), которые свидетельствуют о их зашламленности, был произ-

Основные данные по аварийным скважинам

Диаметр колонны, м	Глубина спуска колонны, м	Дата спуска колонны	Интервал залегания соли, м	Дата нарушения	Интервал нарушения, м	Время от момента крепления до момента нарушения	При каких условиях произошло нарушение. Вид нарушения и плотность промывочной жидкости	Расчетные данные											
								Обсадные трубы		Предел прочности на смятие, кгс/см ²		Внешнее сминающее давление, кгс/см ²		Коэффициент запаса прочности					
								группа прочности стали	толщина стенки, мм	по формуле Саркисова	по формуле Еременко	без учета протитоводействия промывочной жидкости	с учетом протитоводействия промывочной жидкости	по Саркисову		по Еременко			
Скв. 11 Шенгельский																			
219	3012	12/VI 1963 г.	2140—3110	15/IV 1964 г.	2927—2444	10 мес	При ликвидации аварии. Смятие. 1,3 г/см ³	Д	9,5	199	185	632	215	0,316	0,793	0,293	0,736		
Скв. 2 Кумсай																			
146	4013	10/X 1967 г.	3275—3350, 3654—3674	10/VI 1968 г.	3659—3672	8 мес	Во время испытания, при снижении уровня до 2400 м. Смятие. Вода.	К	11	593	605	802	675	0,74	0,879	0,75	0,897		
Скв. 2 Жана-Жол																			
299	2052	13/VIII-69 г.	1350—2050	21/VI 1970 г.	1967—2010, 1473	10 мес	После 8 мес консервации, во время смены раствора на воду. Смятие. Вода.	Ем	12	202	182	320	173	0,63	1,16	0,57	1,05		
Скв. 10 Кумсай																			
219	3664	6/III 1969 г.	3228—3290, 3614—3655	13/IV 1969 г.	2198	1,3 мес	После подъема пластоиспытателя без заполнения колонны. Уровень упал на 1230 м.	Е	8	170	146	—	237	—	0,72	—	0,62		

Диаметр колонны, м	Глубина спуска колонны, м	Дата спуска колонны	Интервал залегания соли, м	Дата нарушения	Интервал нарушения, м	Время от момента крепления до момента нарушения	При каких условиях произошло нарушение. Вид нарушения и плотность промывочной жидкости	Расчетные данные															
								Обсадные трубы		Предел прочности на смятие, кгс/см ²		Внешнее сминающее давление, кгс/см ²		Коэффициент запаса прочности									
								группа прочности стали	толщина стенки, мм	по формуле Саркисова	по формуле Еременко	без учета протитовождения промывочной жидкости	с учетом протитовождения промывочной жидкости	По Саркисову		по Еременко							
							Смятие. Плотность промывочной жидкости в колонне 1,18 г/см ³ , за колонной — 1,26 г/см ³ .																
Скв. 1 Щучкинская																							
299	2004	20/XII 1962 г.	946—2186	1968 г.	1680	6,5 лет	Испытание. Слом. Вода.	Д	11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
Скв. 1-П Тепловская																							
219	1051—3427	6/IX 1966 г.	1841—3220	IX/1967 г.	2630—2639	12 мес	Бурение. Смятие. 1,10—1,17 г/см ³	Ем	9,5	192	200	567	270	0,339	0,711	0,352	0,739						
Скв. 2-П Чинаревская																							
299	2605	15/V 1967 г.	1504—2803	IX/1968 г.	2135—2163	16,5 мес	Бурение. Смятие. 1,28 г/см ³	Д	9	70	71	459	268	0,152	0,261	0,155	0,265						
Скв. 2 Усовская																							
219	819—3109	26/XII 1968 г.	1954—2972	VI/1969 г.	1611, 1623, 1664	6 мес	Бурение. Слом. 1,2 г/см ³	Д	10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
Скв. 4-П Западно-Тепловская																							
219	911—2854	15/IX 1971 г.	781—3015	XI/1971	2830	1,5 мес	Бурение. Смятие. 1,12 г/см ³	Д	10	185	202	599	382	0,309	0,484	0,337	0,529						
Скв. 1-П Фурмановская																							
114—129	4330	9/III 1966 г.	875—2890	V/1966 г.	2700	2 мес	Крепление. Изгиб. 1,22 г/см ³																

Отработанные бурильные трубы

веден расчет размера каверн в скв. 38 Останук на основании записи термограммы по температурным аномалиям и теплоте гидратации цемента. Для интервала 2440—2465 м получен максимальный диаметр каверны, равный 1 м против максимальной точки термограммы.

Таким же расчетом получен максимальный диаметр каверны второго интервала (2540—2586 м), равный 0,7 м.

Для проверки правильности расчетов была взята каверна против глин (2810—2833 м) как эталонная. После решения соответствующих уравнений диаметр каверны почти совпал с показаниями кавернометрии.

В среднем диаметры каверн, рассчитанные на основе температурных аномалий, больше диаметров, данных каверномером, для первой каверны на 0,35 м, для второй — на 0,25 м; для третьей — на 0,035 м. Это позволяет сделать вывод о том, что по теплоте гидратации цемента можно определять размеры каверн и интервалы поглощения цементных растворов.

Размеры каверн также можно определять по количеству выделенного тепла в процессе гидратации цемента. Для этого по диаграмме ОЦК рассчитывается площадь, расположенная между линией геотермии и кривой изменения температуры за счет тепловыделения при твердении цемента.

Как показали теоретические расчеты Л. Г. Берга, тепловой эффект реакции пропорционален произведению площади пика на коэффициент теплопередачи. На величину пика, главным образом, влияет коэффициент теплопроводности образца. Однако измерение площадей на различных термограммах значительно осложняется, так как трудно точно воспроизвести условия теплопередачи для каверн, расположенных в различных отложениях. Поэтому в рассмотрении термограмм ограничимся определением относительных теплот гидратации цемента двух различных каверн, сопоставлением площадей двух пиков на одной и той же термограмме.

Чем больше разность температур, при которых протекает реакция гидратации цемента, тем больше разница между отношениями площадей на термограмме и отношениями соответствующих теплот реакции.

Каверна, расположенная на глубине 2755—2860 м в глинистых отложениях, характеризуется на основе расчетов относительно постоянным объемом. Тепловыделение и количество цемента в этой каверне можно взять за эталонное. На основе простейших расчетов получен объем и количество цемента, заполняющего каверну. Далее, путем простейшего пересчета, найдены средние диаметры каверн: в первом интервале диаметр каверн равен 1,32 м, во втором — 1,05 м.

Размеры каверн, полученные расчетным путем, и по данным кавернометрии, а также объемы каверн схематично представлены на рис. 1.

Как видно из рис. 1, фактические размеры каверн получаются гораздо бóльшими, чем по замеру каверномером.

Каверны создают благоприятные условия для смешения це-

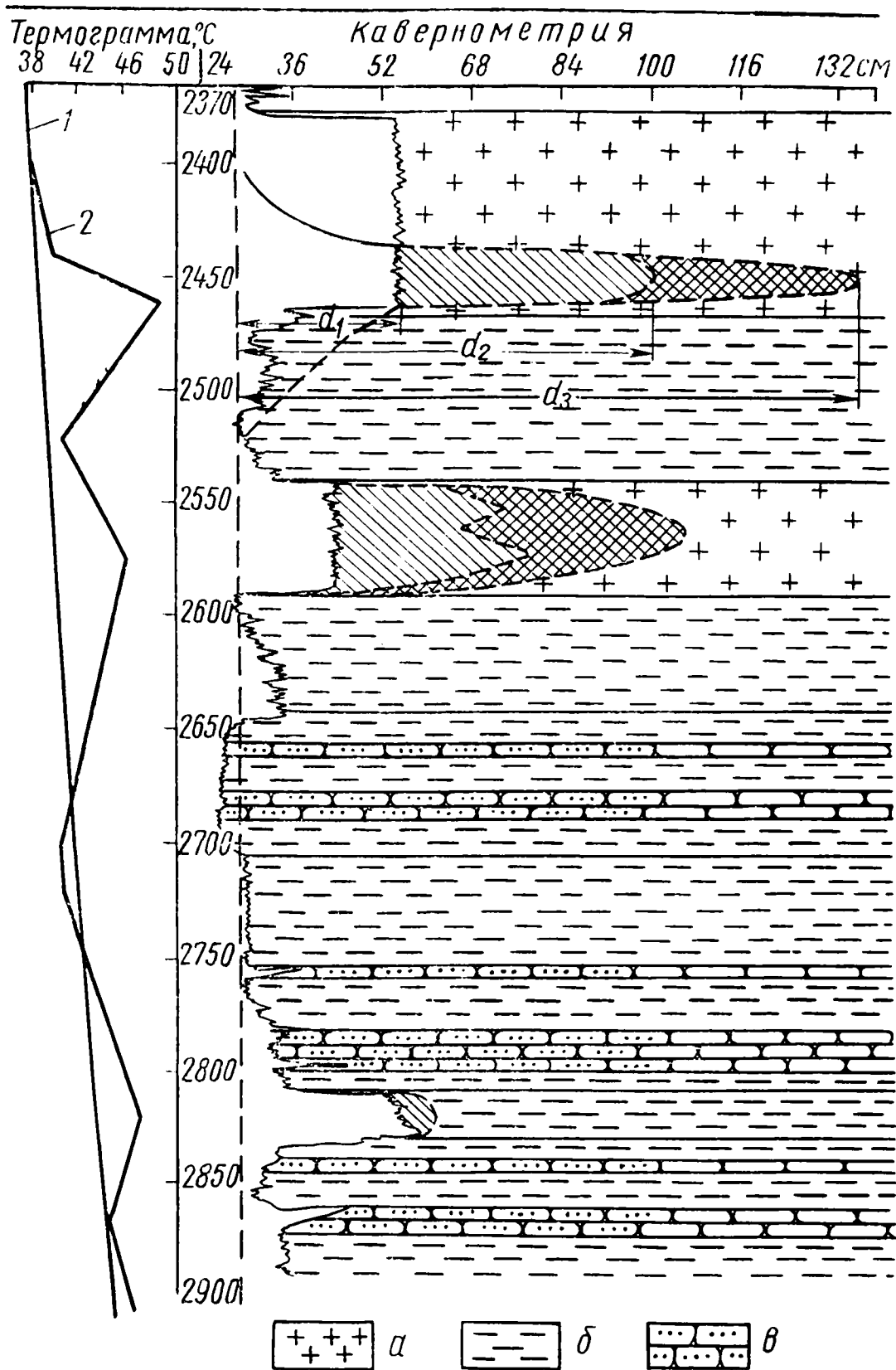


Рис. 1. Размеры каверн в скв. 38-II Останук по данным кавернограммы и расчета по температурным аномалиям: 1 — термоградиент; 2 — ОЦК. Диаметры каверн в см: d_1 — по кавернограмме; d_2 — по температурным аномалиям; d_3 — по теплоте гидратации. а — соль; б — глина; в — песчаник

ментного и промывочного растворов, что может вызвать загустевание цементного раствора и повышение давления при прокачивании, которое приводит к недоподъему цементного раствора за колонной, гидравлическому разрыву пластов, порыву обсадных

колонн, авариям или ненадежному цементированию колонн, и усложняет физико-химические условия структурообразования цементного теста. Возможно растворение соли в жидкой фазе цементного теста с образованием оторочки рассола и жидкой фазы цементного теста. Диссоциация вызывает неравномерное твердение цементного камня и в связи с этим концентрацию местных напряжений, которые могут привести к его растрескиванию. При неполном замещении промывочной жидкости цементным раствором в кавернах происходят пластические деформации соли и нарушается целостность обсадных труб в этих зонах.

Для предупреждения кавернообразования в солях различными авторами как основной мерой предлагаются различные виды промывочной жидкости: глинистые растворы, приготовленные на насыщенном растворе хлористого натрия и обработанные различными химическими реагентами; нефтеэмульсионные глинистые растворы; известково-битумные растворы; высококальциевые эмульсии; эвтонические рассолы; бурение солей с очисткой забоя воздухом.

Однако, как указывает Д. Е. Злотник [22], из-за разнообразия геологических условий невозможно создать универсальный солестойкий реагент и разработать рецептуры на его основе. Поэтому вопрос предотвращения кавернообразования при бурении мощных пластов с различными солями, особенно магния и кальция, полностью еще не решен.

На Украине [25] для борьбы с кавернообразованием в соленосных отложениях устанавливают цементные мосты для заполнения пустот цементом с последующим разбуриванием. Однако этот метод не всегда эффективен. Наиболее эффективным мероприятием является повышение скоростей бурения.

СУЖЕНИЕ

Одним из видов тяжелого осложнения при бурении в соленосных отложениях является сужение ствола скважины. Авторы работ [2, 11, 17, 27, 37, 40, 43] сужение ствола скважины объясняют пластическим течением солей.

Н. И. Титков [40] приводит данные лабораторных исследований, сделанных во ВНИИБТ, подтверждающие пластическое течение солей под действием давления. Так, каменная соль при давлении 150—275 кгс/см² из хрупкого состояния переходит в пластическое, с повышением температуры это давление уменьшается.

Величина и скорость пластической деформации соли также зависят от времени действия давления и температуры. Для солей различного химического состава требуемое давление для создания пластической деформации соли различно.

В работе Б. В. Байдюка и Р. С. Яремейчук [2] приводятся исследования и аналитические расчеты, доказывающие зависи-

мость пластической деформации солей от температуры и давления. Ю. В. Барановский и Д. Е. Злотник [3, 22] также считают одной из трудностей бурения соленосных отложений пластическое течение солей.

А. А. Гайворонский [11] считает, что наиболее характерным случаем проявления горного давления является смятие обсадных колонн в соленосных отложениях в различных районах страны. Пластическое течение соли проявляется не на всех площадях. Автор объясняет это различным химическим составом соленосных отложений, глубиной залегания и влиянием температуры пород. Отмечено несколько случаев смятия промежуточных колонн в соленосных отложениях в западной части Украины, в Туркмении, Волгоградской области, Казахстане. Так, на площади Залуж скв. 1, 4, 6 смятию подвергались трубы из стали группы прочности Д диаметром 273 и 219 мм в интервалах отсутствия цементного камня через 70—115 дней после спуска их в скважину. Смятие 219-мм колонны было на скв. 14 Улично в интервале 2350—2500 м, скв. 2 Доброгостов на глубине 2249 м через 3 мес после спуска.

В Туркмении смятие промежуточных колонн диаметром 219 и 273 мм происходило на площадях Фараб (скв. 11, 12, 16) и Саман-Тепе (скв. 1) против соленосных отложений, представленных галитом с прослоями ангидрита на глубинах 1850—2156 м при температурах 85—100°C.

В. А. Глебов отмечает, что при бурении скважин в Прикаспийской впадине (Саратовская область) наиболее тяжелые осложнения связаны с пластической деформацией галита, карналлита, бишофита под действием горного давления и забойных температур. Пластическая деформация галита наблюдается с глубины 3200—3300 м, а карналлита и бишофита — с меньших глубин. Это приводит к сужению ствола скважины, нарушению обсадных колонн. Пластическая деформация соли подтверждается переливом промывочной жидкости из скважины до 50 л/ч во время длительных остановок. При закрытии превентора давление на устье поднимается до 50 кгс/см².

Сужение ствола вызывают также ангидриты, которые при взаимодействии с водой превращаются в гипс, увеличиваясь при этом в объеме до 30%, и выкристаллизация соли на стенках скважины в верхней части из-за разности температур по стволу скважины.

И. Е. Блохин, В. А. Фомин приводят случаи сужения ствола скважины вследствие текучести солей при бурении скважин в Саратовской области. В открытом стволе при бурении с использованием промывочной жидкости плотностью 1,30 г/см³ течение соли сопровождается проработками, при остановках наблюдается перелив промывочной жидкости из скважин до 3 м³/сут, а при закрытии превентора давление на устье возрастает до 8 кгс/см².

При бурении скважин в Прикаспийской впадине (Волгоград-

ская область) магниевые соли начинают течь с глубины 2000 м, и на глубинах ниже 3000 м их текучесть настолько интенсивна, что приводит к прихватам инструмента. Скорость сужения ствола в этом интервале достигает нескольких миллиметров в час.

Интенсивное сужение ствола наблюдается и при вскрытии глин с высокой степенью влажности, залегающих в соленосных отложениях.

И. К. Майоров [27], изучая характер изгиба обсадных колонн в кавернах соленосных отложений, не исключает возможности поперечного изгиба труб вследствие течения солей. В скв. 66 Абганеровская и скв. 3 Гмелинская Волгоградской области произошел изгиб колонн под действием течения калийно-магниевых солей, а в скв. 28 Сарпинско-Тингутинская течением солей колонну смяло. О таких же случаях говорится в работе [15].

А. Г. Стрелец, В. З. Лубан, Ю. А. Еремеев [37], изучая нарушения устойчивости стенок скважины на территории Полтавской области, пришли к выводу, что в основном осложнения вызываются сужением ствола скважины в интервалах залегания бишофита. Совмещением нескольких последовательно записанных кавернограмм по скв. 1 Полтавской площади установили, что средняя скорость сужения по этой скважине составляет 10 мм/ч. При различных противодавлениях столба промывочной жидкости скорость сужения различна. Авторы, проанализировав 35 случаев нарушения промежуточных колонн в соленосных отложениях в различных районах Советского Союза, заключают, что в 90% случаев повреждения могли произойти в результате проявления горного давления, причем значительная часть случаев (более 50%) приходится на зоны калийно-магниевых солей. В остальных же случаях, по данным геологической службы, смятие произошло против каменной соли с примесью глин или же физико-химический состав пород не был точно определен. Более 80% случаев произошло на глубинах от 1300 до 2800 м, при этом большинство из них — в интервале 2200—2500 м. Три случая были обнаружены на глубине 3350—3570 м. Температура в зоне повреждения в зависимости от глубины и термоградиента колебалась от 30 до 130°C. Изгиб труб от температурных колебаний отмечался только в 30% из всех случаев нарушения.

Большинство нарушений колонн было в зонах сужения ствола скважины или против каверн. Время до повреждения колонны составляет от нескольких дней до нескольких месяцев после их спуска. Авторы считают, что основным фактором, влияющим на устойчивость колонны, является релаксация упругих напряжений в соляных породах в пристволевой зоне скважины. Время релаксации зависит от вида пород, температуры, объемного сжатия.

Б. В. Крых причинами смятия обсадных колонн на площадях западной части Украины считает повышенную текучесть солей под воздействием горного давления и высокую температуру, а также отсутствие надежного цементного камня за колонной.

В работе А. Г. Левченко и Н. Х. Титаренко [25] говорится, что при бурении скважин в Днепровско-Донецкой впадине встречающийся на глубинах 2400—3000 м бишофит обладает свойствами пластичности и текучести. В результате происходит сужение ствола скважины, причем такое интенсивное, что при каждом спуске долота в интервале залегания бишофита необходимо ствол расширять, а при продолжительном нахождении долота на забое поднять его выше сужающейся зоны уже не удастся. Против солей, обладающих повышенной текучестью, происходит смятие и разрушение обсадных колонн. Так, в скв. 3, 6 Верхне-Ланная, скв. 18 Машевская, скв. 2 Распашновская и других произошло смятие обсадных колонн диаметром 203 мм против отложений магниевых солей.

Пластическое течение солей наблюдается и при разбуривании соленосных отложений в Краснодарском крае. В Восточной Сибири сужение происходит в гипсо-ангидритовых породах литвинцовской и ангарской свит. В результате гидратации ангидрит переходит в гипс, увеличиваясь при этом в объеме и вызывая сужение ствола.

Анализ бурения скважин, заложенных в северной и восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины (скв. 10 Мортук, скв. 12-П Кенкияк, скв. 11-П Шенгельский, скв. 2 Жана-Жол, скв. 2 Кумсай, скв. 1-П Тепловская, скв. 2-П Чинаревская, скв. 1 Щучкинская, скв. 2 Усовская и др.), аварий, связанных со смятием обсадных колонн, и изучение промыслово-геофизических материалов подтверждает наличие пластической деформации соли в этих районах.

Течение солей в открытом стволе скважины проявляется переливом промывочной жидкости. Сужение ствола отмечается записью кавернограмм, проработками, прихватами.

При бурении скв. 14-П Киндысай (Актюбинская обл.) соленосные отложения начались с 1370 м. С глубины 2700 м происходили частые проработки. С увеличением забоя интервал проработок возрастал и при глубине 4181 м доходил до 700 м. Переход с 269-мм долота на долото диаметром 243 мм не снизил интенсивности проработок, появились постоянные затяжки, прихваты. Скважина была ликвидирована по техническим причинам.

В скв. 12-П Кенкияк соленосные отложения были вскрыты на глубине 500 м. При забое 3227 м начались постоянные проработки, затяжки, прихваты в интервале 2840—2900 м. При остановках наблюдался перелив промывочной жидкости из скважины с производительностью 0,4 л/мин. Скважина ликвидирована по техническим причинам.

На рис. 2 показан график, характеризующий сужение ствола скважины в соленосных отложениях по записям кавернометрии в различное время в скв. 14-П Киндысай на глубинах 1785, 2600 и 3075 м при плотности промывочной жидкости 1,24 г/см³.

Как видно из рис. 2, на глубине 1785 м скорость сужения со-

ставляет в среднем 0,13 мм/сут, причем сужение начинается через 2 мес, на глубине 2600 м скорость сужения 0,31 мм/сут, сужение начинается через 1 мес.

Аналогичное положение было в скв. 1 Павловская (Уральская обл.).

В разрезе галогенных отложений встречаются «пывуны» — вязкие пластические глины, которые вызывают интенсивное сужение ствола скважины. Так, в скв. 10 Муртук вскрытый пласт на глубине 3020 м постоянно «запывал», не позволяя наращивать колонну. При прекращении циркуляции инструмент прихва-

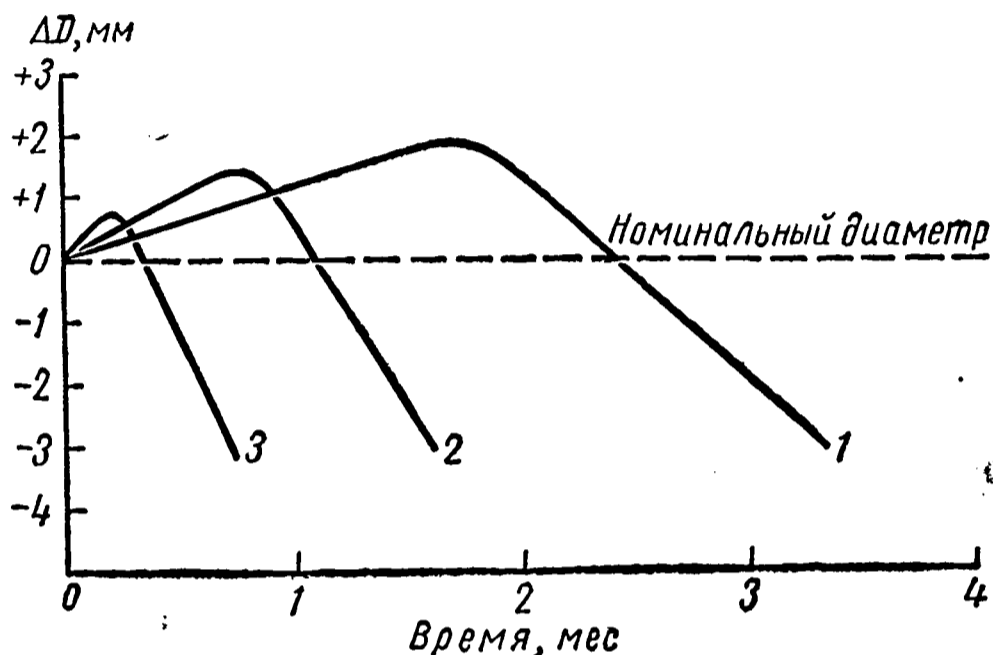


Рис. 2. Изменение диаметра ствола скв. 14-П Киндысай в солях во времени по данным кавернометрии:

- 1 — глубина 1785 м, скорость сужения ствола 0,13 мм/сут;
- 2 — глубина 2600 м, скорость сужения ствола 0,31 мм/сут;
- 3 — глубина 3075 м, скорость сужения ствола 0,7 мм/сут

тывало, и циркуляция восстанавливалась лишь после выхода долота из пласта. Все попытки пройти этот пласт были безрезультатными. Скважина ликвидирована по техническим причинам.

В скв. 2 Жана-Жол на западе Казахстана в кунгурском ярусе в интервале 2080—2107 м вскрыт пласт глины с высокой пластичностью. В качестве промывочной жидкости использовали глинистый раствор плотностью 1,28—1,30 г/см³, обработанный КССБ и нефтью. Вначале после некоторых проработок удавалось наращивать колонну и углублять скважину. Затем интенсивность сужения увеличилась, инструмент прихватывало во время бурения при спуско-подъемных операциях. Колонну удавалось освободить только усиленным расхаживанием. Ни водяные, ни нефтяные ванны эффекта не давали. Причем при закачивании нефти циркуляция терялась. После освобождения инструмента от прихвата в двух случаях были погнуты 203-мм УБТ на расстоянии 1—1,5 м от долота. Изгиб имел вид двойного колена. Такой изгиб мог произойти при приложении сил в одном направлении. При

проработке глина на поверхность не выносилась, а полностью налипла на УБТ, образуя сальник. Попытки размыть глину гидромонитором также были безрезультатными. Не дало положительного эффекта и повышение плотности промывочной жидкости до $2,15 \text{ г/см}^3$. При большей плотности промывочной жидкости происходило поглощение ее в пласт. То, что такие пласты имеют и линзовидную форму, подтверждает скв. 1 Жана-Жол, заложенная на расстоянии 2,5 км от скв. 2. Этот же пласт здесь был вскрыт на глубине 2202—2224 м. Однако после проработок пласт позволял вести углубление скважины и спустить 219-мм колонну на глубину 2500 м. Раствор при этом имел плотность $1,35—1,40 \text{ г/см}^3$.

Следствием пластической деформации соли явилось смятие обсадных колонн в шести скважинах (скв. 11-П Шенгельши, 2 Кумсай, 2 Жана-Жол, 1-П Тепловская, 4 Западно-Тепловская, 2-П Чинаревская) и в одной скважине изгиб (скв. 1 Фурмановская) (см. табл. 1).

Во всех случаях коэффициент запаса прочности труб на смятие к моменту нарушения был ниже единицы. В снижении прочности труб определенную роль сыграла коррозия от действия соли. Смятие колонн происходило не сразу, а через 8—16 мес после спуска.

Авторы работ [15, 38, 40, 43 и др.] считают, что при равномерном всестороннем движении пород, слагающих интервал, вследствие несимметричного расположения колонны в скважине, особенно в кавернах, создается неравномерная нагрузка на обсадную колонну. Вначале это приводит к ее изгибу, увеличению овальности, а затем к смятию. При этом они не указывают, именно при каких условиях начинается пластическая деформация (течение) соли.

До настоящего времени еще не установлены конкретные причины, вызывающие текучесть солей, приводящую впоследствии к смятию обсадных колонн.

Исследования, выполненные как в Советском Союзе, так и за рубежом, показывают, что в большинстве случаев не происходит полного заполнения затрубного пространства цементным раствором. Это особенно характерно для интервалов больших каверн, стенки которых представлены солями различной растворимости. В результате неполного вытеснения глинистого раствора цементным образуется система: цементный раствор — промывочная жидкость. В такой системе при гидратации цемента за счет контракционных явлений происходит уменьшение общего объема системы, что является причиной снижения противодавления на стенки ствола скважины [2, 9, 11, 45].

Путем непосредственного измерения в скважине установлено, что давление столба тампонажного раствора в заколонном пространстве после продавливания раствора снижается. При этом давление начинает снижаться еще до начала схватывания цементного раствора, и происходит это по всей высоте ствола, но,

по-видимому, не в линейной зависимости. Это свидетельствует о том, что одной из основных причин, вызывающих движение соли, является именно снижение противодавления на стенки ствола скважины в процессе гидратации тампонажных смесей. В зависимости от свойства солей, глубины их залегания и температурных условий соль деформируется с различной скоростью, и смятие колонн происходит в каждом отдельном районе через определенный отрезок времени. Так, например, в скважинах, пробуренных в Восточной окраине Прикаспийской впадины, смятие колонн против соли происходит через 9—10 мес, а в восточной прибортовой зоне — через 12—15 мес.

Рассмотрим подробнее напряженное состояние пород, слагающих стенки скважины, в момент окончания продавливания цементного раствора и в процессе твердения цементного камня.

Приствольная зона скважин находится в условиях объемно-напряженного состояния, вызванного действием внешних сил и неоднородностью температурного поля. Внешними по отношению к рассматриваемому участку приствольной зоны на данной глубине Z являются:

вертикальная составляющая горного давления $p_v = \gamma Z$,
 где γ — средний объемный вес вышележащих пород в г/см³;
 горизонтальная составляющая горного давления $p_r = K\gamma Z$,
 где K — коэффициент бокового распора (авторы работы [2] предлагают коэффициент K для солей принять равным единице), и противодавление столба жидкости, находящейся в стволе скважины, $p_{ж} = \gamma_{ж} Z$, где $\gamma_{ж}$ — удельный вес жидкости, заполняющей скважину.

Радиальное σ_r , кольцевое σ_θ и вертикальное σ_z напряжения в приствольной зоне от действия внешних сил определяются по формулам

$$\sigma_r = (K\gamma - \gamma_{ж}) \frac{Zr_c^2}{r^2} - K\gamma Z;$$

$$\sigma_\theta = - (K\gamma - \gamma_{ж}) \frac{Zr_c^2}{r^2} - K\gamma Z;$$

$$\sigma_z = - \gamma Z,$$

где r_c — радиус скважины; Z — глубина скважины в рассматриваемом сечении; r — расстояние от оси скважины до произвольной точки сечения по радиусу.

Из приведенных формул видно, что при определенном значении удельного веса жидкости (т. е. при $K\gamma = \gamma_{ж}$), создающей противодавление на стенки скважины, приствольная зона будет в равновесном состоянии. А при нарушении равенства $K\gamma = \gamma_{ж}$ в сторону уменьшения $\gamma_{ж}$ приствольная зона начнет деформироваться.

Ж. С. Ержанов для простоты рассуждений полагает, что на-

чало взаимодействия крепи и горного массива совпадает с началом проявления свойств ползучести окружающих горных пород. Это справедливо при отсутствии противодействия на стенки скважины. В нашем случае, когда имеется противодействие на стенки скважины, близкое к боковому горизонтальному давлению, видимо, в начале уменьшения объема за счет контракции будет проявляться упругая деформация. Это будет аналогично распределению напряжений и перемещений в однородном упругом изотропном массиве вокруг незакрепленного шахтного ствола. До окончательного проявления упругих деформаций стенок каверн противодействие на стенки скважины будет равно первоначальной величине, так как упругие деформации обычно распространяются со скоростью звука, а скорость перемещения контакта из-за контракции гораздо меньше скорости упругой деформации.

После окончания перемещения за счет упругих деформаций стенки скважины продолжают свои пластические деформации, которые уже распространяются со скоростью

$$c_{\tau} = \frac{u_{\tau}}{t},$$

где u_{τ} — перемещение стенки скважины за счет пластической деформации; t — время деформации.

В данном случае, если $c_{\tau} > c_k$ (c_k — линейная скорость уменьшения по радиусу скважины объема системы цемент + жидкость), то противодействие на стенки скважины сохраняется, пока идет контракция. Здесь возможности смятия колонны отсутствуют. Если $c_{\tau} < c_k$, то могут произойти процессы, описанные ниже.

Деформация пристволевой зоны за одинаковый промежуток времени достигает своей максимальной величины при $\gamma_{ж} = 0$, т. е. когда отсутствует противодействие. Это свидетельствует о том, что по мере уменьшения давления в системе цементный раствор + жидкость перемещение пристволевой зоны в сторону ствола скважины будет увеличиваться. Если постепенно увеличивать нагрузку горной породы (в данном случае имеется в виду уменьшение противодействия за счет контракции), то при некоторой нагрузке либо в ней начнется пластическая деформация, либо порода разрушится. Переход горной породы в состояние пластической деформации или ее разрушение осуществляется при достижении максимальными касательными напряжениями некоторых значений, а также зависит от величины всестороннего сжатия.

И при пластическом течении, и при разрушении пристволевой зоны может происходить при определенных условиях смятие обсадных колонн.

А. Лаббас при изучении вопроса о перераспределении напряжений в массиве, ослабленном горной выработкой, исходит из того, что горное давление — есть результат увеличения объема

породы от ее разрушения в некоторой зоне вокруг выработки. Это явление наблюдается, когда порода на стенках скважины не выдерживает напряжений и разрушается, а ствол оказывается окруженным кольцом так называемых ослабленных пород, т. е. пород, отделившихся от основной массы, деформированных и растрескавшихся на более или менее крупные куски. Эти куски, смещаясь, снижают свое воздействие на второе кольцо пород, расположенных глубже в массиве. Ослабляясь, второе кольцо пород освобождает от распора третье кольцо, которое таким же образом разламывается, освобождая четвертое кольцо и т. д.

И так медленно, поскольку явление скольжения происходит при значительном трении, ствол шахты окружается оболочкой ослабленных пород. Увеличение объема пород заставляет их передвигаться, при этом сужается сечение ствола и увеличивается давление на крепь. Это давление возникает с момента, когда породы начинают соприкасаться с крепью, и возрастает по мере того, как контакт становится более тесным. Если крепь достаточно прочна, она создает противодействие породам и останавливает явление ослабления, т. е. в этом случае устанавливается равновесие. Если нагрузка чрезмерно велика, то податливая крепь деформируется, а жесткая — разрушается.

Подобное явление расслабления приствольной зоны при снижении противодействия на стенки скважины из-за контракционных явлений при гидратации цемента происходит на участке пород (солей), где буровой раствор полностью не вытеснен из каверн.

Кроме описанного вида деформации, еще происходит деформация приствольной зоны из-за напряжений, возникающих при изменении температуры в стволе скважины.

До цементирования обсадной колонны определенное время скважину промывают глинистым раствором, вследствие чего горные породы в приствольной зоне охлаждаются. После окончания цементировочных работ начинается повышение температуры стенок скважины за счет тепловыделения цемента при гидратации и восстановления естественного теплового поля в пластах. Поэтому повышение температуры приствольной зоны создает дополнительные нагрузки к деформации стенок скважины. К такому заключению пришли авторы работ [2, 23, 46]. Их расчеты показывают, что в определенных условиях величина дополнительного давления может достигать 100 кгс/см^2 и более. Определение значения внешнего давления на трубы с учетом температурных напряжений, возникающих в контакте колонны с окружающим цементным кольцом, позволит повысить надежность крепления сверхглубоких скважин.

Перемещения, вызванные только температурой, получены решением известных [27] уравнений при отсутствии внешних нагрузок, если считать тело свободным.

Чтобы сохранить в равновесии стенки скважин, должно сохра-

няться противодействие, создаваемое в конце цементированной скважины. Но при наличии контракционных явлений в процессе твердения цементного раствора давление на стенки скважин, сложенных непроницаемыми породами, в данном случае солями, будет снижаться. Снижение давления происходит за счет уменьшения объема системы цементный раствор — буровой раствор. По мере уменьшения объема системы стенки скважины начнут деформироваться и заполнять этот объем. Если скорости деформации стенок и уменьшения объема будут одинаковыми, то в данном случае при достаточной прочности обсадных труб и цементного кольца колонна будет подвергаться всестороннему объемному сжатию. Кроме того, по кровле и подошве каверн заколонное пространство должно быть хорошо загерметизировано. Здесь должно сохраниться условие.

$$V_k = V_p + V_T,$$

где V_k — объем, уменьшаемый за счет контракции; V_p — объем деформированной части приствольной зоны за счет горного давления и пластических свойств пород; V_T — объем деформированной части приствольной зоны за счет изменения температуры стенок скважины.

Общая объемная деформация приствольной зоны будет равна

$$V_{\text{деф}} = V_p + V_T.$$

Считая, что ствол скважины в рассматриваемом участке имеет форму цилиндра, получаем

$$V_{\text{деф}} = \frac{\pi h}{4} \{D_H^2 - |D_H - 2(u_T - u_T)|^2\}.$$

Многочисленные исследования в области устойчивости стенок скважин показывают, что гидростатическое сжатие есть единственный фактор из действующих в скважине, способствующий повышению предела текучести и росту деформационного упрочнения, а следовательно, и уменьшению деформируемости горных пород. Отсюда вытекает, что для предотвращения деформации стенок скважин должно соблюдаться условие

$$V_{\text{деф}} \geq V_k.$$

По В. В. Некрасову,

$$V_k = \left[\frac{A}{d_a} + B \right] - \frac{C}{d_c},$$

т. е.

$$\frac{\pi h}{4} \{D_H^2 - |D_H - (u_T + u_T)|^2\} \geq \left[\frac{A}{d_a} + B \right] - \frac{C}{d_c},$$

где D_H — диаметр скважины в момент окончания цементированья;

A — вес исходного материала в г; d_a — плотность исходного материала в г/см³; B — вес вошедшей в реакцию воды в г; C — вес нового продукта в г; d_c — плотность нового продукта в г/см³.

Деформацию стенок скважины и контракцию удобнее выразить соответственно их скоростями: c_τ — скорость перемещения стенок скважины за счет пластических и температурных деформаций

$$c_\tau = \frac{u_\tau + u_T}{t}.$$

Здесь упругими деформациями можно пренебречь, так как они уже затухают в начальный период контракции; c_k — линейная скорость уменьшения по радиусу системы цемент — жидкость.

Общая контракция в рассматриваемом участке скважины (подразумевается, когда в кавернах остается невытесненный буровой раствор), равна

$$V_k = \frac{\pi (D_1 + D_2)}{2} u_k h,$$

где u_k — уменьшение линейного размера объема системы цемент — жидкость по диаметру каверн; h — высота каверн; D_1 — диаметр каверн; $D_2 = D_1 - 2u_k$.

Тогда

$$V_k = \frac{\pi (D_1 + D_1 - 2u_k)}{2} u_k h;$$

$$V_k = \pi h (D_1 - u_k) u_k.$$

Раскрывая скобки и производя соответствующие преобразования, находим

$$\pi h u_k^2 - \pi h D_1 u_k + V_k = 0;$$

$$u_k = \frac{+\pi h D_1 \pm \sqrt{\pi^2 h^2 D_1^2 - 4\pi h V_k}}{2\pi h} =$$

$$= \frac{\pi h D_1 \pm \pi h D_1 \sqrt{1 - \frac{4V_k}{\pi h D_1^2}}}{2\pi h} = \frac{+ D_1 \left(1 \pm \sqrt{1 - \frac{4V_k}{\pi h D_1^2}} \right)}{2}.$$

Для расчетов принимаем формулу

$$u_k = \frac{+ D_1 \left(1 \pm \sqrt{1 - \frac{4V_k}{\pi h D_1^2}} \right)}{2},$$

где h — высота каверн в см; D_1 — диаметр каверн в см; V_k — общий объем контракции в см³,

$$V_k = g_k V_{\text{цр}},$$

где g_k — величина контракции, приходящейся на 100 см^3 цементного раствора; $V_{\text{цр}}$ — объем цементного раствора, находящийся в кавернах, в см^3 .

Тогда средняя скорость контракции будет равна

$$c_k = \frac{u_k}{t},$$

где t — время, прошедшее от начала цементирования скважины до рассматриваемого момента.

Все эти рассуждения позволяют считать, что самым удобным и желательным условием сохранения равновесия является

$$c_k \leq c_\tau.$$

Это может быть достигнуто при условии цементов с малой контракцией. Если условия равновесия не соблюдаются, т. е. если $c_\tau \leq c_k$, то происходит полное снятие противодавления на стенки каверн. В случае неполного замещения промывочного раствора цементным начинается деформация пристволевой зоны, сначала упругая, а затем пластическая. Дальнейшее движение стенки скважины в ствол будет продолжаться до тех пор, пока не наступит равновесие за счет жесткости крепи — цементного кольца и обсадной колонны, если оставшийся буровой раствор в каверне закрыт герметично, т. е. цементный камень имеет хорошее сцепление со стенками скважины в участках, расположенных в подошве и кровле рассматриваемых каверн. Это справедливо, когда колонна расположена в центре и стенки скважины сужаются равномерно (рис. 3, а).

Если рассматриваемый участок каверн, где буровой раствор полностью не вытеснен цементным, не загерметизирован и имеет связь с вышележащими водоносными горизонтами, то давление здесь снизится до величины

$$p_x = \frac{\gamma_v(Z - h)}{10} + p_{\text{пл}},$$

где γ_v — удельный вес пластовой воды в $\text{гс}/\text{см}^3$; Z — глубина расположения рассматриваемого участка в м; h — глубина залегания водоносного пласта в м; $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление в $\text{кгс}/\text{см}^2$.

Схематически характер передачи давления приведен на рис. 3, б. В случае наличия связи с нижележащими продуктивными горизонтами давление в этих кавернах будет выравниваться с давлением нижележащих пластов; в данном случае может оказаться, что давление в кавернах при герметичности вышележащих участков будет, в зависимости от глубины залегания пласта и характера проявления горного давления на этой глубине, пре-

вышать на несколько порядков расчетную прочность обсадных колонн.

Здесь одной из причин смятия обсадных колонн является именно передача горного или пластового давления через каналы гидравлической связи (рис. 3, в) на вышележащие участки ствола скважины.

В настоящее время следует отметить следующие возможные пути продвижения газа, других газожидкостных смесей и жидкостей в затрубном пространстве.

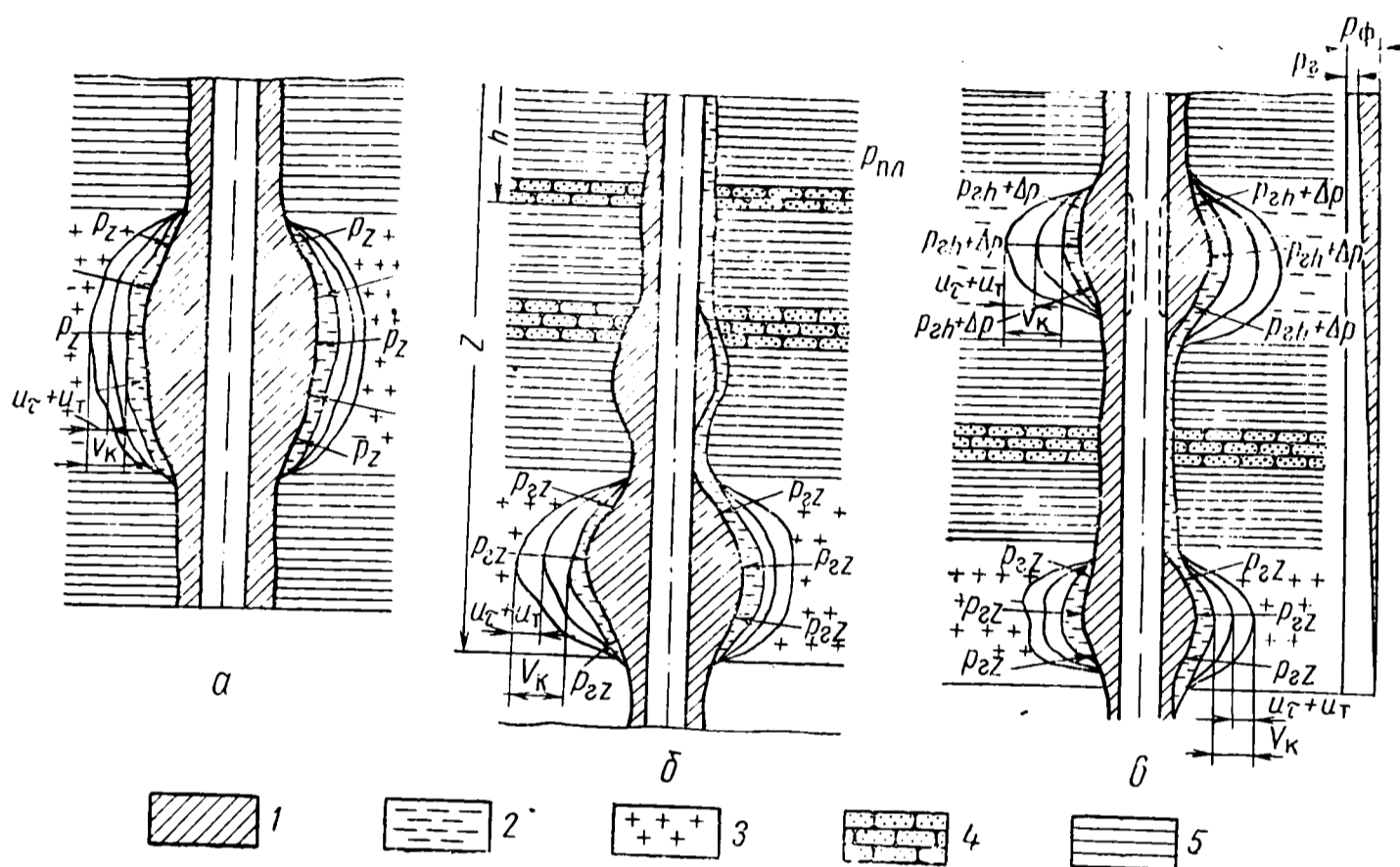


Рис. 3. Схемы возможных вариантов изменения противодавления в за-
колонном пространстве после цементирования скважины:

1 — цементный камень; 2 — буровой раствор; 3 — соль; 4 — песчаник; 5 — глины. Z — глубина залегания зоны пластического течения в м; h — глубина рассматриваемого интервала в м; $p_{пл}$ — пластовое давление в кгс/см²; $p_{гZ}$ — горное давление на глубине Z в кгс/см²; $p_{гh}$ — горное давление на глубине h в кгс/см²; $p_{фh}$ — фактическое давление на глубине h в кгс/см²; $p_{рh}$ — расчетное давление на глубине h в кгс/см²; Δp — прирост давления на глубине h в кгс/см²; p_x — снижение противодавления в кгс/см²; u_r — перемещение стенок скважины за счет бокового давления в см; u_T — перемещение стенок скважины за счет температурных изменений в см; V_k — уменьшение объема за счет контракции в см³; $\gamma_{п}$ — пород в гс/см³; $\gamma_{ж}$ — удельный вес жидкости в гс/см³.

1. В результате невыполнения всего комплекса мероприятий по обеспечению качественного цементирования скважин могут образоваться каналы или языки промывочного раствора, которые, как считают, будут являться путями движения пластовой газожидкостной смеси.

2. Рыхлая корка промывочного раствора (особенно утяжеленного) также при известных условиях может являться каналом

движения газожидкостной смеси или других жидкостей, особенно газа.

3. При известных обстоятельствах газ (другие газожидкостные смеси) может проникать через цементный камень.

Указанные пути движения жидкости и газа в затрубном пространстве уже известны на практике и свободно могут быть путями передачи давления из нижележащих пластов, склонных к текучести, в вышележащие каверны, полностью не заполненные цементным раствором. В данном случае давление может передаваться и через глинистый раствор, и через пластическую корку, не вытесненные в процессе цементирования колонн.

На рис. 3, в представлена схема возможной передачи горного давления нижележащих пород, склонных к текучести, на верхний участок колонны. Рассмотрим, какое давление будет передаваться на верхний участок.

Вначале за счет контракции будет уменьшаться объем системы цемент — жидкость. При этом будут заполняться жидкостью каналы, образующиеся в контактной зоне цемент — глинистая корка из неразобренных пластов. В верхней каверне давление будет p_{2h} , затем за счет заполнения жидкостью из нижних пластов давление поднимается до величины $p_{пл} = \frac{\gamma}{10} (Z - h)$, если

пласт находится ниже каверны, или $p_{пл} = \frac{\gamma (Z - h)}{10}$, если пласт находится выше каверны. Когда наступит пластическое течение соли в нижних кавернах, давление достигнет величины $\gamma_{п} Z - \gamma (Z - h)$.

В данном случае давление на колонну будет превышать расчетное давление на величину

$$\Delta p = p_{гZ} - p_{гh} - p_{ж},$$

где $p_{гZ} = \gamma_{п} Z$; $p_{гh} = \gamma_{п} h$; $p_{ж} = \gamma (Z - h)$.

Тогда

$$\Delta p = \gamma_{п} Z - \gamma_{п} h - \gamma (Z - h) = (\gamma_{п} - \gamma) (Z - h);$$

$$\Delta p = (\gamma_{п} - \gamma) (Z - h),$$

где $\gamma_{п}$ — удельный вес вышележащих пород в гс/см³; γ — удельный вес жидкости, заполняющей каналы, в гс/см³; h — глубина залегания верхней каверны в м; Z — глубина залегания нижней каверны в м.

Такой случай смятия колонны мог произойти в скв. 2 Жана-Жол. В этой скважине в интервале 2080—2107 м был вскрыт пласт глины с повышенной пластичностью. По заключению Волгоградского НИИНГП, глина в основном состоит из монтмориллонита и гидрослюды и обладает высокой влажностью. Открытые верхние юрские отложения из-за поглощения не позволяли под-

нять плотность промывочной жидкости выше 1,45—1,5 г/см³. Для перекрытия поглощающих горизонтов была спущена 299-мм колонна. После спуска колонны в течение 2 мес предпринимались попытки пройти пласт пластичной глины с использованием раствора плотностью 1,5—2,15 г/см³. Однако поведение пласта во всех случаях было одинаковым. Бурильный инструмент прихватывало, терялась циркуляция. При использовании раствора большей плотности скважина начинала поглощать. Было принято решение перейти на силикатный раствор, обладающий крепящими свойствами. После подготовительных работ через 8 мес утяжеленный раствор в колонне заменили на воду.

По истечении трех дней при очередном спуске трехшарошечное долото встало на глубине 1473 м. Печать показала смятие, которое удалось выправить с помощью оправок. Второе смятие было встречено на глубине 1967 м и третье — на глубине 2010 м. При выправлении нижнего интервала колонну вторично смяло вверху (1473 м) и прихватило инструмент. Скважина была ликвидирована по техническим причинам.

Конструкция спущенной колонны:

Глубина спуска колонны, м	Группа прочности стали труб	Толщина стенки труб, мм
2052—1468	Ем	12
1468—341	Д	9
341—0	Ем	11

В качестве тампонажной смеси вначале использовался чистый цемент, приготовленный на насыщенной минерализованной воде (было закачено 20 т сухого цемента), и далее до устья — гельцементная смесь. Гельцемент вышел на устье. Высота цемента за колонной не определялась.

Колонна не была рассчитана на смятие от горного давления. Смятие произошло в галогенной толще против интервалов соли чистой или с включением (до 30%) глин, ангидритов, гипсов.

Как видно из табл. 1, смятие верхнего интервала отмечалось при коэффициенте запаса прочности больше единицы. В данном случае можно предположить, что давление смятия на глубине 1473 м было выше расчетного за счет передачи давления пластом пластической глины с глубины 2080—2107 м по каналам затрубного пространства, т. е. давление на трубы составило 303 кгс/см², тогда и коэффициент запаса прочности равнялся: по Саркисову $\frac{202}{303} = 0,667$ и по Еременко $\frac{182}{303} = 0,6$.

В последнее время расчеты обсадных колонн на прочность в соленосных отложениях производят с учетом полной передачи вертикального горного давления. В этих случаях, когда происходит равномерное сужение ствола, а каналы в затрубном пространстве образованы выше зоны сужения, колонна, расположенная по центру скважины, должна выдержать давление и быть устойчивой против смятия. Однако число нарушений обсадных колонн, спущенных для перекрытия солей, остается большим.

Одной из причин, вызывающих пластическую деформацию солей, является снижение противодавления на стенки скважины в местах оставления бурового раствора из-за контракционных явлений, происходящих при гидратации тампонажных смесей. Характер проявления текучести солей может быть различным в зависимости от герметичности затрубного пространства.

1. При оставлении в кавернах глинистого раствора и хорошей герметизации выше- и нижележащих участков заколонного пространства, несмотря на то, что стенки скважины придут в состояние пластической деформации из-за контракции, смятия колонны не произойдет, так как через определенное время, когда становится $V_{\text{деф}} \geq V_{\text{к}}$ или $c_{\tau} \geq c_{\text{к}}$, наступит равновесие за счет жесткости системы цементное кольцо — обсадные трубы.

2. Когда каверны, сложенные породами, склонными к текучести (солями, глинами), неполностью заполнены цементным раствором и вышележащий участок не загерметизирован из-за образования каналов в затрубном пространстве, за счет контракции при гидратации тампонажных смесей величина противодавления на стенки скважины в рассматриваемом интервале падает до величины

$$p_x = \frac{\gamma(Z-h)}{10} + p_{\text{пл}}$$

В данном случае, если происходит равномерное нагружение колонны и она рассчитана на вертикальное горное давление, смятия колонны не произойдет. Из-за создавшегося противодавления за счет столба жидкости и пластового давления скорость деформации пристволевой зоны будет значительно ниже, по сравнению с той, когда в вышележащем участке не будет связи с водоносным горизонтом.

Если происходит неравномерное нагружение колонны, против рассматриваемых каверн произойдет изгиб колонны, что впоследствии приведет к ее повреждению и смятию. За счет создавшегося противодавления в данном случае время от момента цементирования до нарушения колонны увеличится в зависимости от величины противодавления.

3. Когда остаются не заполненные полностью цементным раствором каверны, образованные в породах, склонных при определенных условиях к текучести, и интервал заколонного пространства, находящийся выше этих каверн, загерметизирован хорошо, а эти каверны имеют сообщение с нижележащими пластами, то за счет пластической деформации стенок в нижележащих кавернах может произойти чистое смятие колонны в верхних кавернах. При этом расстояние между кавернами может быть значительным. Колонна для перекрытия этих интервалов должна рассчитываться на вертикальное давление, создаваемое в подошве солевых отложений. В данном случае в нижней каверне могут

произойти нарушения колонны подобно случаю, приведенному во втором пункте.

Все это свидетельствует о необходимости разработки рациональных методов, позволяющих полностью вытеснить буровой раствор из каверн и устанавливать колонну по центру скважины.

Другим методом устранения этих нарушений является применение тампонажных цементов с малой контракцией.

КОРРОЗИЯ

Как показывают исследования, обсадные колонны через определенное время приходят в негодность из-за коррозионного разрушения труб и цементного камня. Коррозия обсадных труб в основном происходит в местах отсутствия цементного камня. В зависимости от условий причины и характер коррозии обсадных колонн различные. Срок службы скважины в основном зависит от сохранения устойчивости обсадных колонн во времени. Естественно, за счет коррозионного разрушения величины критического давления на обсадные трубы по всем видам нагрузок значительно снижаются.

В практике бурения еще много скважин, бурящихся на подсолевые отложения, выходит из строя из-за нарушения обсадных колонн в соленосных отложениях. Коррозия в солях приводит к уменьшению толщины стенок обсадных труб и является причиной нарушения целостности колонн.

Примером может служить скв. 1 Щучкинская в Уральской области. Первая промежуточная колонна диаметром 299 мм была спущена в декабре 1962 г. на глубину 2004 м. Кунгурский ярус был вскрыт в интервале 946—2186 м и представлен каменной солью белой, прозрачной, местами розоватой с редкими терригенными прослойками. В дальнейшем при бурении в скважину были спущены хвостовики диаметром 219 мм (интервал 1876—3787 м) и эксплуатационная колонна диаметром 146 мм (интервал 3697—4197 м). В 1968 г., т. е. через 5,5 лет, при испытании было обнаружено повреждение --- слом 299-мм промежуточной колонны на глубине 1680 м. Здесь явно сказалось влияние коррозии труб.

За 5,5 лет, по лабораторным исследованиям, коррозия труб из стали группы прочности Д в солевой агрессии достигает в среднем глубины 5—6 мм, а отдельные язвы, питтинги составляют 8—9 мм. В резьбовом соединении толщина трубы меньше. Определенную роль в нарушении сыграл износ обсадных труб бурильным инструментом.

По данным МИНХиГП, коррозия обсадных труб в соли на контакте цемент — металл достигает 3 мм в год. Однако вопрос коррозии обсадных труб в слоях еще недостаточно изучен.

Соляные породы оказывают сильное коррозионное действие на цементный камень. Примером разрушения цементного камня

в скважине в соленосных отложениях является авария с колонной в скв. 2-П Чинаревская (Уральская обл.). В скважину была спущена 299-мм колонна, зацементированная двухступенчатым методом через заливочную муфту, установленную на глубине 1713 м, из расчета заполнения затрубного пространства в интервалах 1345—1713 мм. Дальнейшее бурение велось на растворе, насыщенном хлористым магнием, с плотностью 1,14—1,20 г/см³.

При бурении интервала 3974—3977 м произошло поглощение промывочной жидкости, уровень снизился до 500 м. При забое 3986 м, через 16,5 мес после спуска колонны, во время очередного спуска долота последнее встало на глубине 2130 м. Печать показала смятие колонны. Оправками колонну удалось выправить и продолжить бурение. Однако еще через 7 мес выше места смятия, на глубине 2105 м, при ликвидации аварии колонна была разрушена. Каверномер показал диаметр ствола скважины 650 мм. Из этого интервала коронкой был поднят цементный камень, разрушенный солевой коррозией. Нижний конец труб оказался на 14 м ниже интервала обрыва, т. е. на глубине 2119 м. Скважина ликвидирована по техническим причинам. Породы в интервале смятия представлены натриевыми солями с прослойками калийно-магние-вых.

Таким образом, обсадные трубы, спущенные для перекрытия соленосных отложений, в интервалах отсутствия цемента подвергаются солевой коррозии. Цементный камень из несолестойкой тампонажной смеси против соленосных отложений со временем разрушается.

ИСКРИВЛЕНИЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

В районах бурения на западе Казахстана большие углы напластования пород в терригенных пачках, чередование слабых солей с плотными песчаниками, глинами, гипсами, ангидритами, а также кавернозность приводят к искривлению ствола скважины в соленосных отложениях. Причем набор кривизны наблюдается в верхней части галогенных отложений, затем кривизна начинает спадать. Основной причиной, по-видимому, являются углы напластования, которые ближе к подошве кунгурских отложений уменьшаются и становятся более пологими. В некоторых скважинах угол искривления достигает 13—14° (скв. 12 Кенкияк, скв. 10-П Мортук), причем азимут меняется в пределах 360°, придавая стволу спиралеобразное направление, похожее на петли. Такие искривления в большинстве случаев приурочены к переходам из соли в терригенные пачки или наоборот, а также к кавернам.

Естественно, при таком искривлении ствола практически невозможно создать равномерное цементное кольцо за колонной, перекрывающее соленосные толщи. Спущенная колонна, принимая такое же направление, как и ствол скважины (спиралеобразное), при спуско-подъемных операциях, вращении инструмента в

местах изгиба поддается быстрому протиранию, а следовательно, уменьшается ее прочность на сжатие.

ОСЫПИ

Осыпи в основном наблюдаются в терригенных пачках с большими углами напластования пород. Так, в скв. 88 Кенкняк при бурении интервала 3020—3040 м начались мгновенные прихваты инструмента с одновременной потерей циркуляции. Освободить инструмент удавалось лишь после восстановления циркуляции при больших давлениях, интенсивной промывке и усиленном расхаживании. После промывки двумя насосами У8-4 в течение 6—12 ч затяжки исчезали и продолжалось нормальное бурение. Такие явления в указанном интервале наблюдались в течение нескольких месяцев при каждом спуске колонны, затем прекратились. По каротажным данным, в этом интервале показана терригенная пачка. По керну, поднятому из этого интервала, видно, что углы напластования доходят до 80—85°.

Аналогичное явление наблюдалось в скв. 1 Альмураткюньр на глубине 2580 м. При остановке циркуляции УБТ сразу же забивались крупнозернистой солью, смешанной с кусочками темной глины, что свидетельствовало об осыпи неустойчивых стенок скважины, сложенных неоднородной солью.

Осыпи приводят к потере циркуляции и изгибу колонны, как например, в скв. 1 Фурмановская.

Осыпавшаяся порода препятствует созданию в затрубном пространстве равномерного цементного кольца. Трубы в контакте с осыпавшейся породой остаются незацементированными, что способствует солевой коррозии.

ВЛИЯНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ НА СОХРАНЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СОЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Как показывают исследования, смятие колонн можно предотвратить при использовании труб высокой прочности из антикоррозийных материалов, увеличении толщины стенок труб и применении эффективных средств защиты от коррозии. Все это требует серьезных затрат и приводит к большому расходу металла.

Определенные результаты в упрочнении обсадных колонн и уменьшении скорости коррозии могут быть достигнуты за счет заполнения затрубного пространства цементом, обладающим определенными физико-механическими свойствами.

М. Я. Леонов и В. В. Панасюк расчетами доказали, что величины критических давлений зависят от модулей упругости материала трубы и упругой среды, коэффициентов Пуассона, отношения толщины стенки трубы к диаметру. Предполагается, что бла-

годаря наличию упругой среды труба может иметь устойчивую круговую форму равновесия и при напряжениях, превосходящих предел упругости.

К. Кетлинг в работе «Бурение и заканчивание скважин» (М., Гостоптехиздат, 1963) приводит результаты экспериментов, проведенных на промыслах Элк Сити фирмой «Тепл Ойл», по определению фактических запасов прочности обсадных труб на смятие. Испытывались трубы, расположенные в зоне цементирования, и трубы, установленные выше цементного кольца. Отмечается, что смятие труб вне зоны цементирования происходило при коэффициентах запаса прочности 0,8—0,95. В зоне цементирования смятия труб не наблюдали и при коэффициентах запаса прочности 0,50—0,85.

После проведения этих испытаний фирма «Шелл» пересмотрела расчетные коэффициенты запаса прочности для промыслов Элк Сити и установила их 0,85 и 1,0 соответственно для расчета на смятие труб в зацементированных и незацементированных интервалах. Нарушений колонн, спущенных в скважины, с такими коэффициентами запаса прочности не обнаружено.

Исследования Л. Б. Измайлова [24] показали, что трубы, сминающиеся при давлениях 284—400 кгс/см², при наличии прочного цементного кольца выдерживали нагрузку до 500 кгс/см². Если прочность цементного камня на сжатие менее 12 кгс/см², влияние цементного кольца было незначительным.

Исследования нарушений обсадных труб с цементным кольцом в соленосных отложениях, проведенные в США [11], позволили установить, что цемент, находящийся в затрубном пространстве между солью и обсадными трубами, способствует снижению сжимающего усилия, действующего на обсадные трубы.

Однако снижение давления соли на обсадные трубы диаметром 219 мм, зацементированные в скважине диаметром 325 мм, составляет менее 5%. Экспериментальным путем установлено, что давление, необходимое для смятия тонкостенных труб, ограниченных стенками скважины (цементным кольцом), примерно на 50% больше давления, необходимого для смятия труб в свободном пространстве.

В некоторых случаях за счет цементной оболочки можно значительно увеличить несущую способность труб [11]. В этой же работе теоретически рассматривается вопрос о сопротивлении на разрыв труб, зацементированных в породе. Расчеты показали, что до разрушения цементного камня напряжения в трубах уменьшаются незначительно. Но если цемент, заключенный между трубами и стенками скважины, подвергается сжимающей нагрузке, то трубы разрушаются при более высоких давлениях. Увеличение несущей способности цементной оболочки особенно важно для обсадных труб, изготовленных из низкопрочных сталей, и труб большого диаметра. Было установлено, что с увели-

чением модуля упругости цементной оболочки и породы возрастает их несущая способность для труб.

Некоторые авторы при цементировании рекомендуют использовать такие составы, прочность которых, по крайней мере, равна прочности продуктивного горизонта. Они также считают, что прочность цемента для тампонажа скважин должна быть не меньше прочности породы на растяжение.

Расчеты, произведенные Г. М. Саркисовым, показывают, что для обоснования норм прочности тампонажных цементов необходимо иметь материал, достаточный по прочности на одноосное и трехосное сжатие, а также величину модуля E .

Экспериментальные исследования на моделях обсадных труб доказали, что цементное кольцо позволяет значительно повысить расчетные сминающие нагрузки на обсадные трубы, а в промысловых условиях подтверждена возможность снижения толщин стенок труб для зацементированных участков колонн.

Из данных расчета по формуле Д. Ю. Мочернюка [28] видно, что при расчете колонн обсадных труб на смятие в зацементированной части не учитывается резерв их прочности, который теоретически (принимая затрубную среду абсолютно жесткой в основном направлении) может составить около 40%. Это упрочнение очевидно, поскольку радиальное давление дополнительно расходуется также на преодоление осевых сопротивлений деформируемой трубы, которая закреплена в горных породах в осевом направлении.

Для обсадной колонны диаметром 146 мм при толщине цементного камня 20 мм сминающее давление достигает максимальной величины.

Расчеты [29] показывают, что в зацементированной части ствола скважины потеря устойчивости овальной формы трубы практически невозможна. Упругий массив вместе с цементной оболочкой предохраняет тонкостенные трубы от изменения формы, поэтому смятие трубы может произойти только вследствие развития напряжений, достигающих предела текучести.

По мнению авторов [42], для предотвращения смятия обсадных колонн необходимо в основном создать противодействие на стенки скважины. Это приведет к тому, что вместо давления пород на часть поверхности труб будет действовать равномерное гидростатическое давление, которому трубы сопротивляются значительно лучше. Противодействие может быть создано как увеличением удельного веса бурового раствора, так и созданием устьевого давления.

В качестве меры по предупреждению смятия колонн в солевых отложениях может быть рекомендовано и цементирование. Цементирование существенно улучшит условия работы труб и сократит число повреждений обсадных колонн. При наличии цементного кольца с соответствующей прочностью завышается коэффициент запаса прочности на внутреннее давление, что созда-

ет возможность упрочнения колонн и позволяет сократить расход металла на крепление нефтяных и газовых скважин.

Из вышеизложенного вытекает, что для увеличения срока службы и предотвращения нарушения целостности обсадных колонн необходимо в каждом отдельном случае для цементирования скважин в солях подбирать тампонажные смеси с определенными физико-механическими свойствами (прочностью на сжатие и модулем упругости).

Для этой цели по формулам, приведенным в работе [24], Л. Б. Измайловым был определен коэффициент разгрузки обсадных колонн в зависимости от модуля упругости цементного камня. Для расчета была выбрана 219-мм обсадная колонна, обычно спускаемая для перекрытия солей при диаметре скважины 269 мм.

Формула имеет вид

$$K' = \frac{2}{aW_1 [(\lambda_2 - 1)\mu + \lambda_2 + 1] + \lambda_1 + 1 - (\lambda_2 - 1)\mu - \frac{4aW_1\lambda_2}{\lambda_2 + 1 + (\lambda_2 - 1)[(W_2 - 1)\mu + W_2]}}$$

где $a = \frac{\lambda_1 - 1}{\lambda_2 - 1}$; $\lambda_1 = \frac{r_H^2}{r_B^2}$; $\lambda_2 = \frac{r_C^2}{r_H^2}$; $W_1 = \frac{E_1}{E_2}$; $W_2 = \frac{E_2}{E_3}$;

$\mu = 0,3$ — коэффициент Пуассона; $E_1 = 2,1 \cdot 10^6$ — модуль упругости материала труб в кгс/см²; E_3 — модуль упругости соли в кгс/см²; $r_H = \frac{219}{2}$ — наружный радиус трубы в мм; $r_B = 100$ мм — внутренний радиус трубы; r_C — радиус скважины в мм.

Расчеты производились в случаях спуска колонн в скважины диаметрами 269, 294 мм.

Модуль упругости соли был определен ультразвуковым методом по образцам, отобраным в скв. 88 Кенкияк из различных глубин. Результаты замеров приведены в табл. 2.

Таблица 2

Интервалы глубин, м	753—760	1610—1613	1864—1865	2262—2266
Модуль упругости $E \cdot 10^5$ кгс/см ²	3,06	3,37	3,45	3,97

Учитывая, что нарушение обсадных колонн в основном происходит на глубинах ниже 2000 м, для расчета коэффициента разгрузки модуль упругости породы приняли равным

$4,0 \cdot 10^5$ кгс/см². Модуль упругости цементного камня менялся от $0,2 \cdot 10^5$ до $6 \cdot 10^5$ кгс/см².

Расчеты показывают, что увеличение модуля упругости цементного камня до величины модуля упругости породы приводит к заметному увеличению коэффициента разгрузки, т. е. к увеличению несущей способности обсадных труб. Увеличение толщины цементного камня приводит к некоторому снижению коэффициента разгрузки в области низких модулей упругости цемента.

Увеличение модуля упругости цемента больше модуля упругости соли ($4 \cdot 10^5$ кгс/см²) независимо от толщины цементного камня не приводит к дальнейшему существенному увеличению несущей способности обсадных труб.

В ы в о д ы

Скважины, заложенные на подсолевые отложения в Казахстане, в своем разрезе встречают мощные соленосные отложения, имеющие специфические особенности, которые приводят к осложнениям ствола скважины, отрицательно влияющим на качество крепления.

Низкое качество крепления соленосных отложений приводит к нарушению целостности обсадных колонн, что нередко является причиной ликвидации скважины. Установлено, что причиной нарушения целостности обсадных колонн является пластическая деформация солей под влиянием горного давления.

Обсадные трубы и цементный камень под действием коррозии в соленосных отложениях снижают свою прочность.

Необходимо исследование причин, вызывающих пластическую деформацию солей и коррозию труб в солях, и разработка рекомендаций по улучшению качества крепления скважин в соленосных отложениях.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕКОТОРЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА НАДЕЖНОСТЬ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В СОЛЯХ

Анализ результатов крепления скважин и причин осложнений с колоннами в соленосных отложениях Западного Казахстана показывает, что проявление текучести солей, заколонные газопрооявления, межпластовые перетоки флюидов, коррозия цементного камня и обсадных труб связаны с низким качеством цементирования, которое в свою очередь зависит от совершенства технологии крепления, свойств вяжущих материалов и физико-химических явлений, происходящих при гидратации тампонажных материалов.

В практике цементирования скважин пока еще не удается создать сплошное, равномерное цементное кольцо. Из-за контракционных явлений при гидратации цементов снижается противодавление на стенки скважины и создаются условия проявления пластических деформаций солей.

При использовании обычных тампонажных смесей давление на контакте снижается до атмосферного, а в некоторых случаях даже ниже. Негерметичность затрубного пространства может быть вследствие неполного удаления глинистого раствора, чрезмерной толщины глинистой корки, большой газопроницаемости самого цементного камня, нарушения контакта между цементом и колонной из-за расширения и последующего сжатия обсадных труб в результате высоких внутренних давлений или температурных напряжений, возникающих при гидратации тампонажных смесей.

Отсутствие цементного кольца и негерметичность затрубного пространства создают благоприятные условия для коррозии обсадных труб, пластической деформации солей, газопрооявлений и межпластовых перетоков.

Для обеспечения герметичности заколонного пространства в контакте цементный камень — порода должно развиваться определенное давление со стороны камня на породу. Этого можно достичь применением тампонажных смесей, способных расширяться в процессе структурообразования. При этом величина расширения должна быть больше, чем уменьшение объема системы за счет контракции, и в то же время не должна превы-

шать предельного усилия на смятие или нарушение целостности обсадных колонн.

В начальный период структурообразования цементного раствора в камне возникают сплошные поры, которые заполняются газом или пластовой жидкостью и образуют затем каналы фильтрации, являющиеся причиной газопроницаемости. Эти каналы могут быть закрыты за счет роста минералов, образующихся при гидратации расширяющегося цемента. Под действием тепла, выделяющегося при гидратации цемента, обсадные трубы расширяются. Несхватившийся цемент при этом несколько отесняется к стенкам скважины. При последующем охлаждении обсадные трубы сжимаются, возвращаясь в первоначальное положение, и между трубой и цементом остается зазор. При использовании расширяющегося цемента охлаждение должно сопровождаться увеличением объема цемента во всех направлениях, сжатием глинистой корки и образованием надежных уплотнений.

Из вышеизложенного вытекает, что применение расширяющихся цементов может служить средством предотвращения проявления пластической деформации солей, ликвидации заколонных газопроявлений и межпластовых перетоков флюидов, защиты труб от коррозии.

Для изучения условий, способствующих проявлению указанных выше осложнений, и разработки рекомендаций по улучшению качества герметизации заколонного пространства при креплении скважин были проведены экспериментальные работы в лаборатории крепления скважин Актюбинского отделения КазНИГРИ.

ПРИБОРЫ И МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНТРАКЦИИ И РАСШИРЕНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ

Линейные деформации материалов могут измеряться оптически компараторами (длиномерами); индикаторами часового типа; дилатометрами, позволяющими изучать изменения линейных размеров и объемов при повышенных и низких температурах и различной влажности образцов; тензометрическими приборами; комбинированными системами.

Оптические измерители длины в зависимости от расположения образца при измерении делятся на вертикальные (ИЗВ-1) и горизонтальные (ИЗВ-2). Эти виды измерителей деформаций позволяют измерять образцы длиной 120—250 мм с точностью до четвертого знака после запятой.

Измерения деформаций с помощью оптических длиномеров просты и достаточно точны, однако требуют специальной подготовки образцов и не позволяют производить замеры при давлении и температуре.

При помощи стрелочных индикаторов возможно практически измерять линейные деформации образцов и изделий любого размера; последний определяется лишь габаритами штатива или подобного приспособления. Эти индикаторы позволяют сравнительно просто измерять деформации усадки и набухания различных искусственных строительных материалов с момента их формирования.

Подобный прибор может применяться и для измерения деформаций в процессе твердения при повышенных температурах, но при атмосферном давлении. В этом случае во втулки формы вставляются кварцевые толкатели, которые и передают линейные деформации материала индикаторам, закрепляемым вне тепловой камеры.

Особые трудности при измерении деформаций усадки и набухания встречаются в случае проведения этих определений для материалов в процессе твердения при повышенных температурах, например при запаривании в пропарочных камерах и автоклавах. Для измерения деформаций материалов в автоклаве применяется устройство, состоящее из системы рычагов для передачи деформаций и оптической системы для взятия отсчетов.

В настоящее время приборами типа часового индикатора пользуются и при определении расширения тампонажных цементов в процессе их твердения. Как уже указывалось, эти приборы позволяют определять расширение и только при атмосферном давлении. При измерении деформаций образцов, твердеющих в условиях высоких температур и давлений, образцы извлекаются из автоклавов и после замеров длины вновь погружаются в автоклавы. Этот метод является очень трудоемким и не позволяет получить истинную деформацию, происходящую при твердении цемента в условиях высоких температур.

Определенные работы по созданию прибора для измерения контактного давления, развиваемого при расширении цемента, проведены в институте ВНИИКРнефть под руководством А. И. Булатова. Авторами совместно с В. И. Петерс и В. В. Ивановым были разработаны приборы и методика определения расширения цемента в процессе твердения в условиях высоких температур и давлений.

Прибор для определения коэффициента объемного расширения вяжущих веществ при давлениях до 1000 кгс/см² и температурах до 200°C

Общий вид и принципиальная схема прибора приведены на рис. 4. Принцип действия прибора основан на дистанционном измерении перемещения поршневого устройства 19, создаваемого цементным раствором при его объемном изменении в процессе твердения в стакане, помещенном в автоклав. Поршневое устройство через кулачок 18 производит линейное перемещение

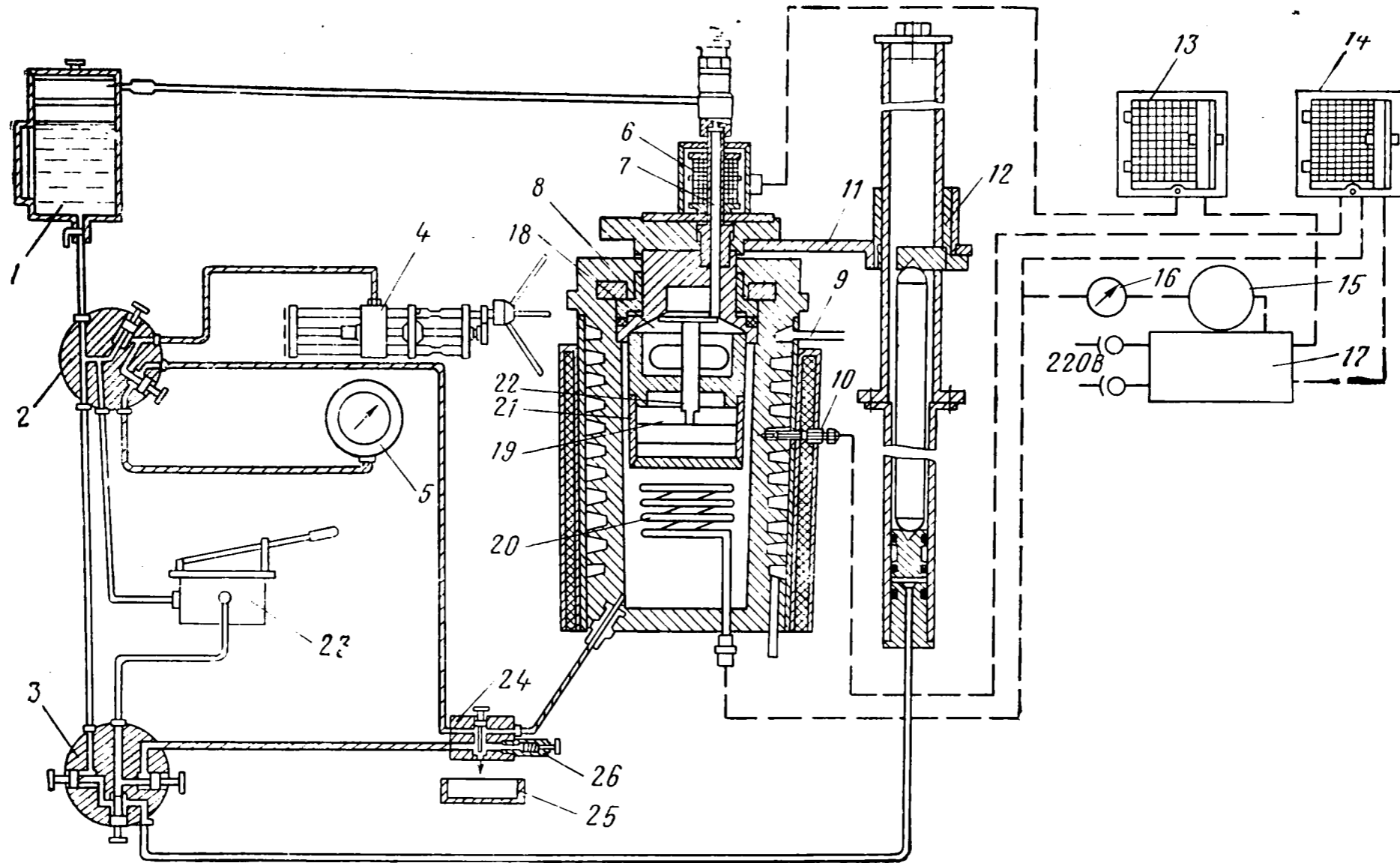


Рис. 4. Прибор для определения коэффициента объемного расширения вязущих веществ при давлениях до 1000 кгс/см^2 и температурах до 200°C :

1 — бачок; 2—3 и 24 манифолды; 4 — ручной пресс; 5 — манометр; 6 — катушка; 7 — плунжер; 8 — автоклав; 9 — водопроводная арматура; 10 — термопара; 11 — рычаг; 12 — подъемник; 13 и 14 — потенциометры ПСМР-2; 15 — ЛАТР; 16 — амперметр; 17 — блок питания; 18 — кулачок; 19 — поршень; 20 — электронагреватель; 21 — стакан; 22 — шток; 23 — ручной насос; 25 — поддон; 26 — предохранительный клапан

плунжера 7 внутри катушки 6 дифференциально-трансформаторного датчика, которое регистрируется дифференциально-трансформаторным самописцем 14.

Нагревание цементного раствора в стакане производится путем подогрева масла в автоклаве с помощью трубчатого электронагревателя типа ТЭН, помещенного внутри автоклава. Скорость нагревания регулируется изменением мощности, подаваемой на нагреватель, с помощью автотрансформатора типа ЛАТР и контролируется измерением силы тока с помощью амперметра.

Контроль, регистрация и поддержание заданной температуры производятся с помощью термопары, введенной в автоклав, и самопишущего потенциометра ПСМР-2. Последовательно с ТЭН в цепь включаются амперметр и контакт магнитного пускателя. Этот магнитный пускатель включен в цепь регулирующего устройства потенциометра ПСМР-2 и автоматически включает или отключает ТЭН в зависимости от заданной температуры. ТЭН включается в цепь пакетным выключателем типа ВК-2 и через плавкий предохранитель ПР-2 и сигнальную лампу.

Температура в автоклаве измеряется хромель-копелевой термопарой, концы которой подключены к компенсационной измерительной цепи потенциометра типа ПСМР-2. Изменение перемещения поршня в зависимости от усадки или расширения цемента производится датчиком и регистрируется вторичным прибором ДСМР-2-10.

Измерительная схема состоит из дифференциально-трансформаторной катушки, датчика и катушки вторичного прибора типа ДСМР-2-10, снабженных подвижными плунжерами, выполненными из мягкой магнитной стали. Первичные обмотки обеих катушек включены последовательно и питаются напряжением 220 в. Вторичные обмотки включены навстречу по дифференциально-трансформаторной схеме с выходом на электронный усилитель.

Прибор состоит из следующих основных узлов и деталей: автоклав 8 с помещенным внутрь стаканом 21; поршня 19, соединенного через регулируемый шток 22 с кулачком 18; трубчатого электронагревателя 20 типа ТЭН, смонтированного в автоклаве; индукционной катушки 6; двух потенциометров типа ПСМР-2 13 и 14; подъемника 12; блока питания 17; системы давления, состоящей из ручного пресса 4; ручного насоса 23; трубопроводов высокого и низкого давления; трех манифольдов 2, 3 и 24; бачка для масла 1; поддона 25 и предохранительного пружинного клапана 26, рассчитанного на давление 1000 кгс/см²; манометра, рассчитанного на давление 1600 кгс/см² 5; амперметра 16; регулятора напряжения ЛАТР-1 (220 В 9 А) 15. Водопроводная арматура автоклава 9 служит для принужденного охлаждения масла в автоклаве.

Для определения коэффициента объемного расширения це-

мента (тампоначной смеси) раствор заливают в стакан, прижимают плотно основание поршня к поверхности раствора, регулировочным штоком устанавливают перо самописца в нулевое положение, при этом происходит соответствующее перемещение плунжера в катушке. Запись расширения (усадки) на ленте самописца автоматическая. Рабочий ход плунжера внутри катушки составляет 3 мм. Шкала дифференциально-трансформаторного датчика ДСМР-2-10 имеет 100 условных единиц деления, следовательно, цена деления шкалы 0,03 мм.

Величину изменения Δh определяют по диаграммной ленте, для этого цена деления умножается на количество делений, характеризующих данный процесс. Зная величину расширения (усадки) Δh и общую длину образца h , находящегося в стакане, находим коэффициент расширения (усадки)

$$R = \frac{\Delta h}{h} 100\%.$$

Кроме того, наглядно иллюстрируется процесс расширения или усадки во времени.

Приборы для одновременного определения контракции и расширения тампоначных смесей

Как показывают исследования, контракция цемента значительно (а при определенных условиях и до нуля) снижает контактное давление в зоне труба — цемент — порода. Для того чтобы сохранить определенное давление в контактной зоне, объемное расширение цемента должно быть гораздо больше величины его контракции. В настоящее время отсутствует прибор, позволяющий в одно и то же время замерять контракцию и расширение одного и того же образца.

Авторами в лаборатории крепления скважин КазНИГРИ был разработан прибор, позволяющий одновременно замерять контракцию и расширение вяжущих веществ при атмосферном давлении и температуре до 95°C, а также при давлении до 1000 кгс/см² и температуре до 200°C.

Общий вид установки для современного определения контракции и расширения тампоначных смесей при атмосферном давлении и температуре до 90°C представлен на рис. 5. Установка состоит из цилиндрического металлического стакана 1 диаметром 89 мм, высотой 200 мм и объемом 1 л, изготовленного из нержавеющей стали. На низ стакана навинчивается глухая крышка 2, а на верх — крышка 3, с двумя гнездами. Одно гнездо 4 — под резиновую пробку 5 и бюретку 6 с термометром 7 для отсчета контракции. Второе гнездо 8 — под направляющую трубку 9, в которой движется толкатель 10, соединенный с пластмассовым сдвоенным поршнем 11, имеющим по всей поверхности сквозные отверстия. В верхней части направляющей труб-

ки с помощью стопорного винта *12* закрепляется индикатор часового типа *13* для отсчета расширения. Направляющая трубка *9* к гнезду *8* припаивается в месте *14*. Под крышки *2* и *3* кладутся резиновые прокладки *15*. Наполовину своей высоты стакан *1* помещается в термостат *16*, заполненный водой, и уста-

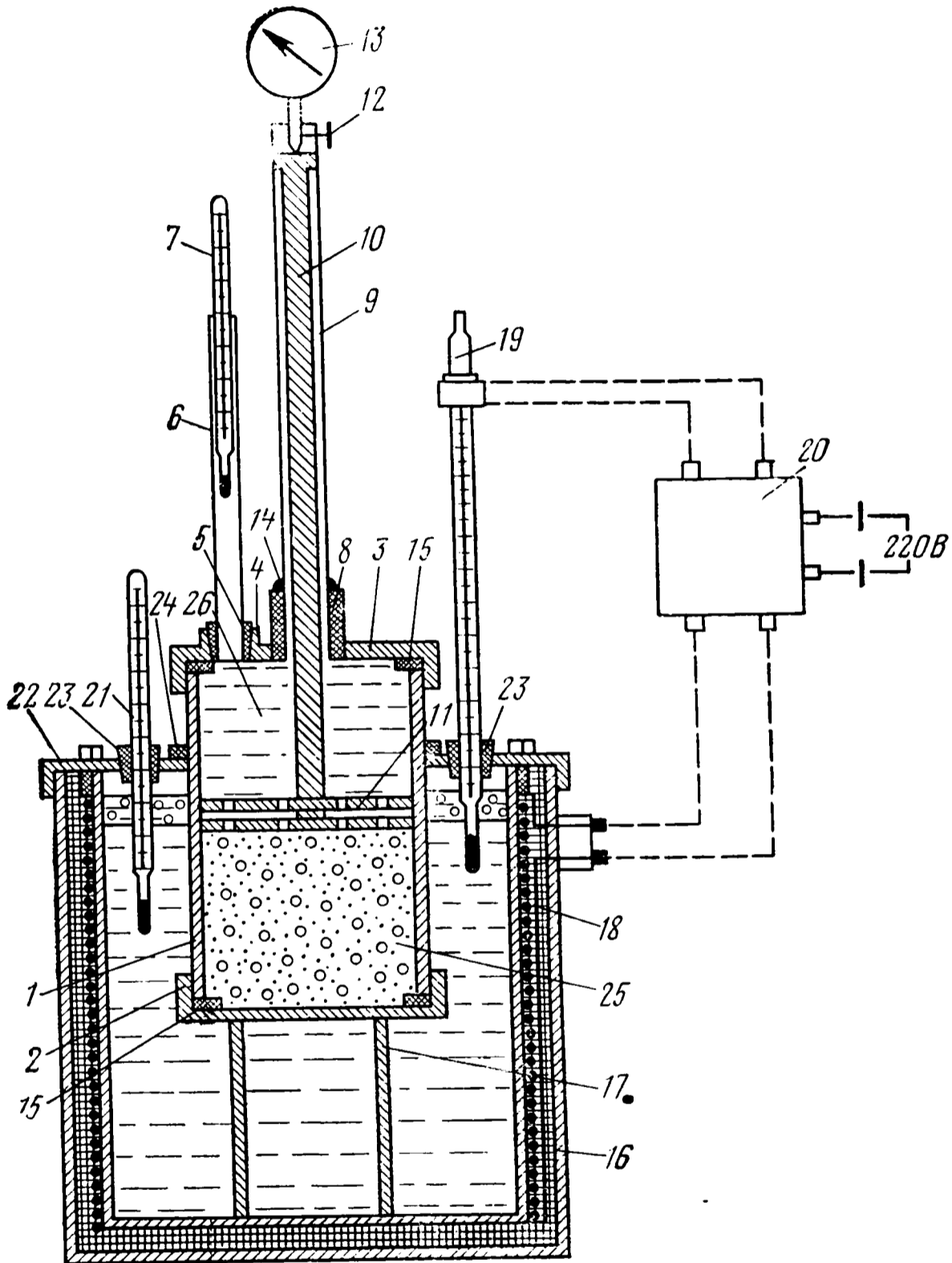


Рис. 5. Установка для одновременного определения контракции и расширения тампонажных смесей при атмосферном давлении и температуре до 90°C .

навливается на кольцо-подставку *17*. Вода в термостате нагревается спиралью термостата *18*. Температура нагрева воды регулируется автоматически через контактный термометр *19* и тепловое реле *20*. Дополнительно температура воды в термостате контролируется термометром *21*. Чтобы вода не испарялась, термостат сверху закрыт крышкой *22*. Термометры контактный

19 и контрольный 21 пропущены через резиновые пробки 23, а стакан 1 — через резиновую прокладку 24.

Порядок проведения опыта следующий. Стакан 1 с навинченной нижней крышкой 2 устанавливается наполовину своей высоты в термостат 16, заполненный водой, на кольцо-подставку 17. Затем термостат закрывается крышкой 22, на стакан надевается резиновая прокладка 24, вставляются термометры — контактный 19 и контрольный 21 через резиновые пробки 23. В стакан 1 заливается тампонажный раствор 25 в объеме 500 мл и сверху кладется пластмассовый сдвоенный поршень 11 с толкателем 10. Стакан заполняется контактирующей жидкостью 26, и сверху навинчивается крышка 3 с прокладкой 15 и направляющей трубкой 9. Затем в гнездо 4 вставляются бюретка 6 с резиновой пробкой 5. Через бюретку доливается контактирующая жидкость до определенного деления, а сверху против испарения — небольшой слой масла, и вставляется термометр 7. Показания делений бюретки регистрируют против графы контракции. На направляющую трубку 9 сверху после соприкосновения с толкателем 10 с помощью стопорного винта 12 крепится индикатор часового типа 13. Указатель делений индикатора устанавливают в нулевое положение. Включается нагревательная система — спираль 18, контактный термометр 19 и тепловое реле 20.

Отсчет показаний контракции по бюретке 6 и расширения по индикатору 13 ведется согласно описанной методике.

Отмеченные деления бюретки переводятся в объемную величину с учетом температурных колебаний, подсчитывается общая контракция, а затем выводится удельная контракция. Полученные данные линейного расширения по индикатору переводятся в объемную величину, и затем высчитывается расширение на 100 см³ тампонажного раствора — удельное расширение.

Принципиальная схема прибора для одновременного определения контракции и расширения вяжущих веществ при давлении до 1000 кгс/см² и температуре до 200°C приведена на рис. 6. Принцип действия прибора основан на дистанционном измерении перемещения поршневого устройства, регистрирующего изменение объема цементного раствора при твердении в стакане, помещенном в автоклав, и одновременном измерении величины контракции, характеризуемой изменением объема воды затворения, находящейся в верхней полости стакана, под поршнем с отверстиями для фильтрации воды в цементный раствор.

Измерение перемещения поршневого устройства 2, регистрирующего объемные изменения цементного камня, производится линейным перемещением плунжера катушки 10 дифференциально-трансформаторного датчика и регистрируется дифференциально-трансформаторным самописцем 16. Изменение объема воды затворения в процессе твердения цементного камня производится поршневым устройством 5 и также линейным перемещением через шток и толкатель плунжера второго дифференциаль-

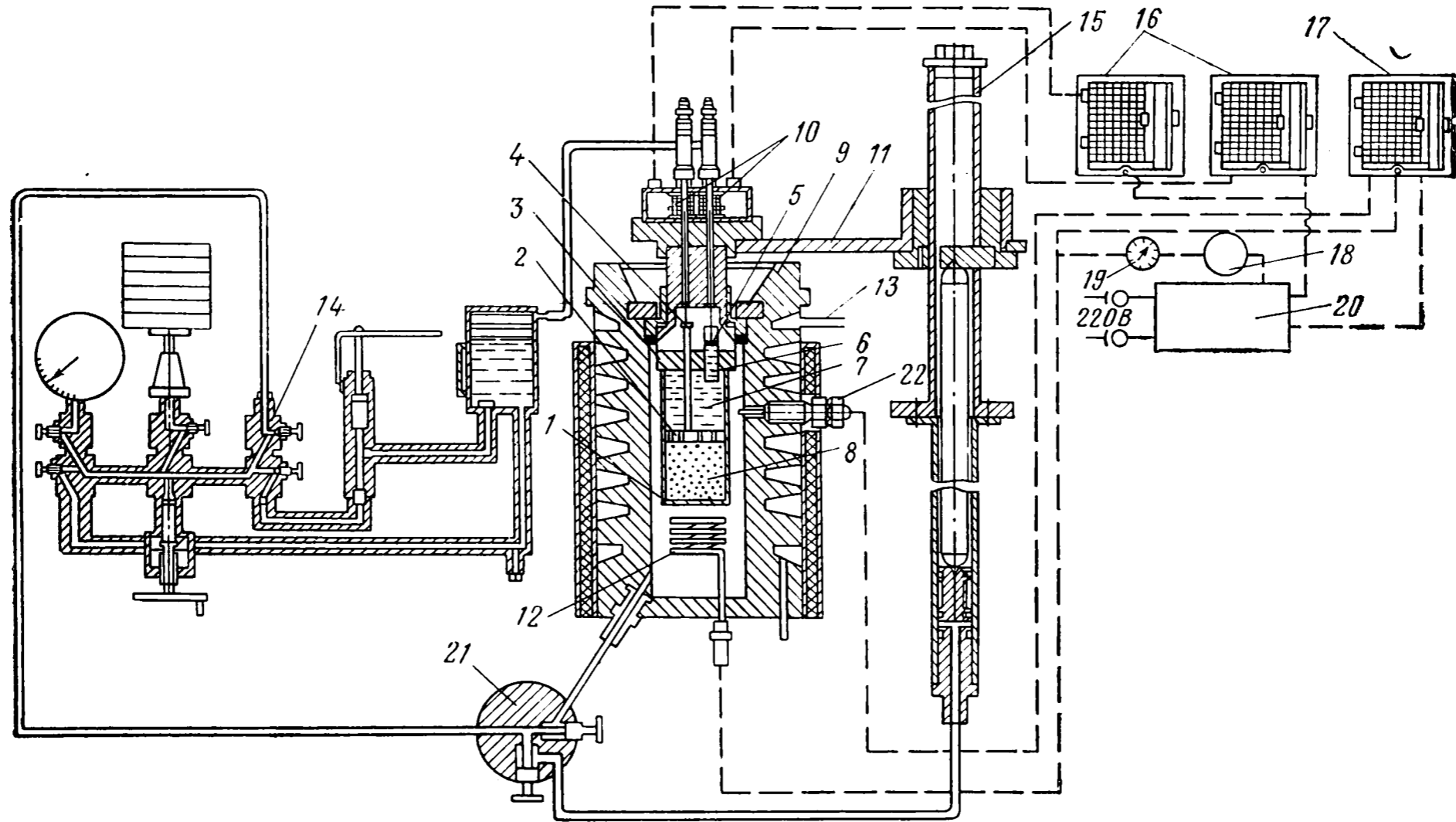


Рис. 6. Прибор для одновременного определения контракции и расширения вяжущих веществ при давлении до 1000 кгс/см^2 и температуре до 200°C :

1 — стакан; 2 — поршень; 3 — крышка стакана; 4 — регулировочный шток; 5 — поршень (контракций); 6 — цилиндр; 7 — вода затворения; 8 — цементный раствор; 9 — автоклав; 10 — катушка; 11 — рычаг; 12 — нагреватель; 13 — водопроводная арматура; 14 — гидропресс 2500; 15 — подъемник; 16 — манометр ДСМР-2-10; 17 — потенциометр ПСМР-2; 18 — регулятор напряжения; 19 — амперметр; 20 — блок питания; 21 — предохранительный клапан; 22 — хромель-копелевая термопара

но-трансформаторного датчика, регистрируется дифференциально-трансформаторным датчиком.

Нагревание цементного раствора в стакане производится путем подогрева масла в автоклаве с помощью трубчатого электронагревателя типа ТЭН, помещенного внутри автоклава. Скорость нагревания регулируется изменением мощности, подаваемой на нагреватель, с помощью автотрансформатора типа ЛАТР и контролируется изменением силы тока с помощью амперметра. Давление в автоклаве создается грузопоршневым манометром 14 типа МП-2500. Грузопоршневой манометр состоит из измерительной колонки с простым поршнем, снабженным грузопоршневым устройством для непосредственного соосного наложения на него концентрических грузов, и гидропресса (устройства для создания давления).

Контроль, регистрация и поддержание заданной температуры производятся так же, как и в приборе для определения расширения при давлении и температуре.

Для определения величины расширения и контракции цементного раствора (тампонажного) последний заливают в стакан, придавливают плотно основание поршня к поверхности раствора регулировочным штоком и устанавливают перо самописца в нулевое положение, затем заливают воду затворения, устанавливают поршневое устройство и ставят в нулевое положение перо самописца датчика, регистрирующего контракцию раствора. Шкалы дифференциально-трансформаторных датчиков тарируются: шкала датчика расширения — в мм, шкала датчика контракции — в мл. Графики, получаемые на диаграммных лентах, наглядно иллюстрируют происходящие процессы во времени.

ВЛИЯНИЕ КОНТРАКЦИИ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СТЕНОК СКВАЖИН В СОЛЯХ

Приведенные выше данные анализа аварий, связанных со смятием обсадных колонн, и изучение промыслово-геофизического материала по контролю качества цементирования скважин показывают, что смятие в основном происходит против соляных пород в размытых больших кавернах, в местах неполного заполнения заколонного пространства цементным раствором вследствие сильного снижения давления на стенки скважины из-за контракционных явлений в процессе твердения тампонажных растворов и проявления пластической деформации солей.

Контракционные явления с точки зрения некоторых процессов, происходящих при твердении цементного раствора в затрубном пространстве, изучались рядом исследователей [8, 23 и др.]. По их данным, контракционный эффект пропорционален глубине гидратации цементного камня, зависит от температуры,

давления окружающей среды, водо-цементного отношения, количества и химического состава цемента, его удельной поверхности, наличия наполнителей и добавок. Контракция тем больше, чем выше активность и тонкость помола цемента. Следует отметить, что чистые тампонажные цементы относятся именно к такой категории. Наличие же таких наполнителей, как песок, глина и т. д., должно снижать величину контракции.

В работе [17] указывается, что поровое давление в цементном камне в зоне проницаемых горизонтов равно пластовому, а против непроницаемых стенок скважины может быть ниже гидростатического.

По данным А. М. Кузнецова и Г. А. Старкова, приведенным в работе А. И. Булатова [9], силикатные цементы характеризуются величиной контракции, равной 5—6 мл на 100 г цемента (по воде). Алюминатные (глиноземистые) цементы характеризуются величиной контракции до 12—14 мл. Опыты Н. А. Мощанского показывают, что глиноземистый и расширяющиеся цементы, а также гипс обладают повышенной контракцией.

Исследования Ю. Н. Бутт и Е. М. Колотова свидетельствуют о том, что контракция является функцией минералогического состава цемента. Наибольшую величину и скорость контракции имеет алюминатный цемент. Скорость контракции у алитовых (тампонажных портландских) цементов значительно выше, чем у белитовых, однако абсолютные значения контракции их (через длительный период твердения) близки.

Минералы плави дают повышенную величину контракции, тогда как минералы силикаты гидратируются с уменьшением и сокращением объема.

Во ВНИИБТ велись работы по уточнению величин усилий, действующих на обсадную колонну в зоне цементного кольца. Эти работы показали, что при твердении тампонажных цементных растворов в условиях всестороннего сжатия (10—40 кгс/см²) давление в системе постепенно уменьшается. Эти же результаты повторились при давлениях 30—240 кгс/см².

Л. Б. Измайловым [23] проводились исследования по определению изменения давления в системе цемент — вода при действии температуры и давления. Температура оказывает существенное влияние на изменение объемов цементного раствора. При постоянном давлении с увеличением температуры с 22 до 75°С в начальный период твердения отмечается более интенсивное изменение объема. Затем темп уменьшения объема раствора снижается. С увеличением давления со 100 до 400 кгс/см² контракция через 48 ч твердения цемента возросла всего на 0,4%. Автором изучались объемные изменения цементных растворов в процессе их твердения вокруг обсадной трубы при различных давлениях и температурах. При этом не было ни одного случая усадки цементного камня в радиальном направлении. Отмечалось лишь уменьшение цементного кольца по вертикали. Габарит-

ные размеры образца цементного камня при его дальнейшем твердении не уменьшались.

В этой же работе показано, что при схватывании в первый момент после затворения цементных растворов, приготовленных из портландцемента, за счет их объемного изменения боковое давление в зацементированной зоне обсадной колонны практически не изменяется. Поэтому, очевидно, впредь до уточнения влияния других факторов на величину гидростатического давления глинистого и цементного растворов можно принимать, что распределение давлений в системе остается таким же, каким оно было к концу цементирования обсадной колонны. Л. Б. Измайлов приходит к такому заключению из расчета, что в заколонном пространстве (в интервале подъема цементного раствора) глинистый раствор полностью замещен цементным раствором.

Однако, как было сказано ранее, во многих случаях крепления не происходит полного вытеснения промывочной жидкости из заколонного пространства цементным раствором, особенно против каверн, имеющих большой диаметр и малую высоту. Именно в образовавшейся при этом системе цементный раствор — промывочная жидкость при гидратации цемента происходит уменьшение общего объема системы за счет контракции, вследствие чего снижается противодействие на стенки скважины.

С целью выяснения этих явлений были поставлены опыты в лабораторных условиях. Для проведения исследований была сконструирована и изготовлена стендовая установка (рис. 7), состоящая из трубы с внутренним диаметром 50 мм, нижняя часть которой закрыта герметично, а в средней части установлен отвод для образцового манометра. Труба заполнялась тампонажным и буровым растворами или тампонажным раствором и водой в такой последовательности, как указано на рис. 7. Были исследованы цементные, цементно-бентонитовые, цементно-песчаные, цементно-зольные, цементно-меловые и другие тампонажные смеси, приготовленные на воде или насыщенном растворе NaCl. В трубе, заполненной растворами исследуемого состава, создавалось необходимое давление, после чего производилось наблюдение за показаниями манометров в течение 24 ч, т. е. до набора прочности цементным камнем.

Как видно из рис. 8, резкое снижение давления при твердении цементного раствора, приготовленного на пресной воде, происходит в первые 5—6 ч. Затем давление снижается очень медленно и через 10—15 ч доходит до 5—2 кгс/см². Характер снижения давления в случае оставления в цементном растворе воды и в случае оставления глинистого раствора аналогичен.

При затворении цемента на 30%-ном растворе NaCl характер падения кривой становится несколько иным. Давление падает замедленнее. Через 12 ч давление снижается до 15—18 кгс/см². Дальнейшее падение давления практически прекра-

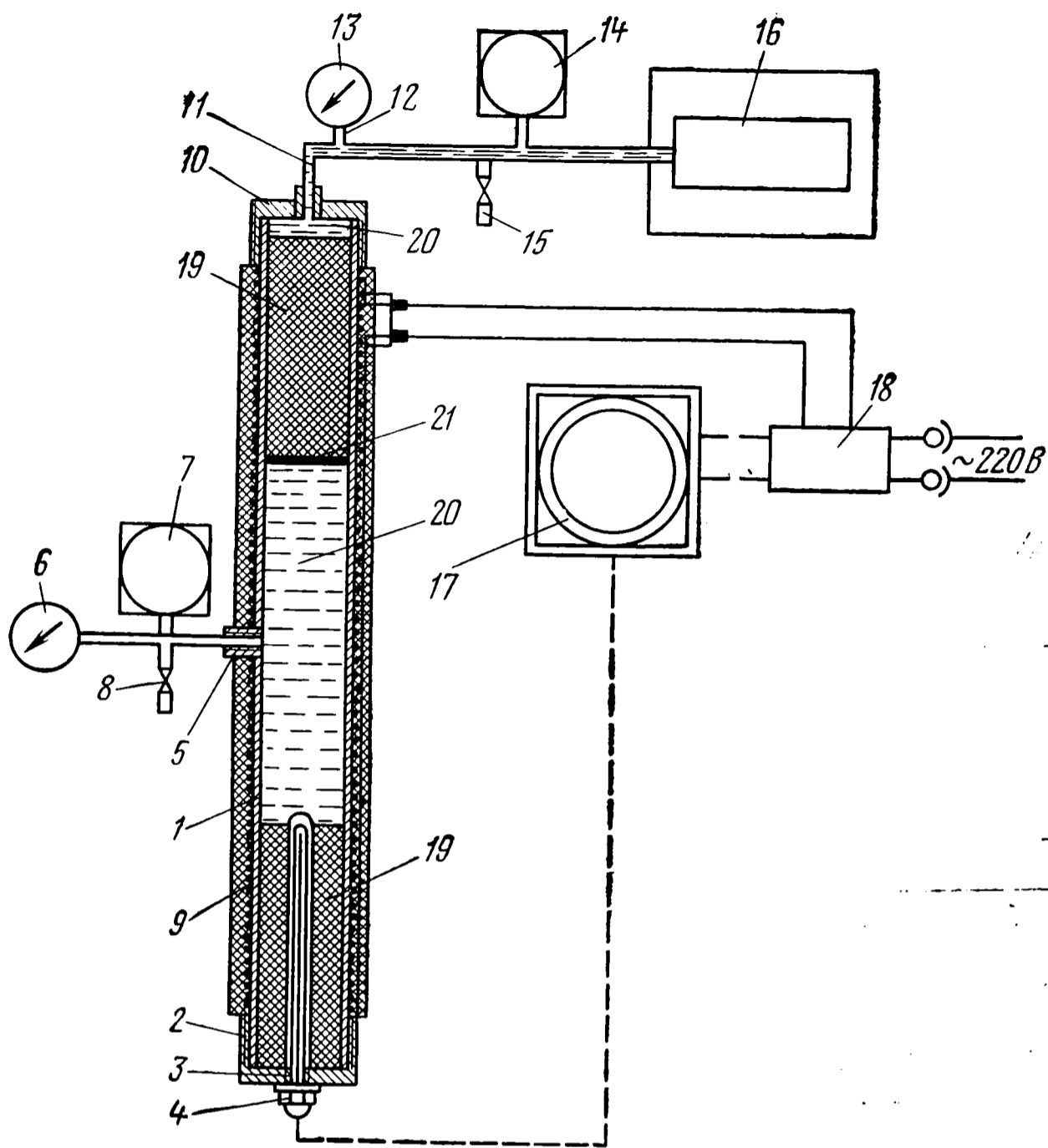


Рис. 7. Установка для определения изменения давления в системе цементный раствор — жидкость в процессе твердения тампонажного раствора в различных условиях:

1 — труба с внутренним диаметром 65 мм, длиной 1,2 м; 2 — заглушка с резьбой; 3 — гнездо под термопару; 4 — термопара; 5 — отвод под манометр; 6 — манометр высокого давления (№ 2); 7 — пишущий прибор с часовым механизмом для регистрации давления (№ 2); 8 — вентиль для стравливания избыточного давления; 9 — спиральный нагреватель мощностью 4 кВт; 10 — переводник; 11 — трубопровод высокого давления; 12 — отвод под манометр; 13 — манометр высокого давления (№ 1); 14 — пишущий прибор с часовым механизмом для регистрации давления (№ 1); 15 — вентиль для стравливания избыточного давления; 16 — ручной насос и гидропресс; 17 — потенциометр электронный дисковый КСП-3; 18 — реле электромагнитного пускателя ПМЕ-1; 19 — тампонажный раствор; 20 — контактирующая жидкость; 21 — резиновая прокладка с отверстиями и двумя слоями фильтровальной бумаги

щается. Это можно объяснить уменьшением контракции цемента за счет добавки соли и некоторым расширением цементного камня при гидратации.

Исследовалось влияние добавки золы и песка в цемент на величину падения давления при твердении цементного камня. Характер и скорость падения давления на участке тампонажно-

го раствора (с добавкой золы, песка, бентонитовой глины), заполненном водой, одинаковы с характером падения давления на участке цементного раствора, заполненном также водой. В отличие от цементного раствора, приготовленного на пресной воде, для тампонажных растворов с указанными добавками падение давления через 8—10 ч выполаживается, и при значениях 15—20 кгс/см² падение давления практически прекращается. И в данном случае это можно объяснить изменением контракции смесей в зависимости от их состава.

Изучалось, как меняется давление на участке цементно-песчаного раствора, заполненном водой, когда в процессе твердения давление при помощи пресса поднималось до определенной величины. После подъема давления сразу же начиналось его снижение, и характер снижения давления аналогичен характеру снижения давления при исследовании вышеуказанных составов.

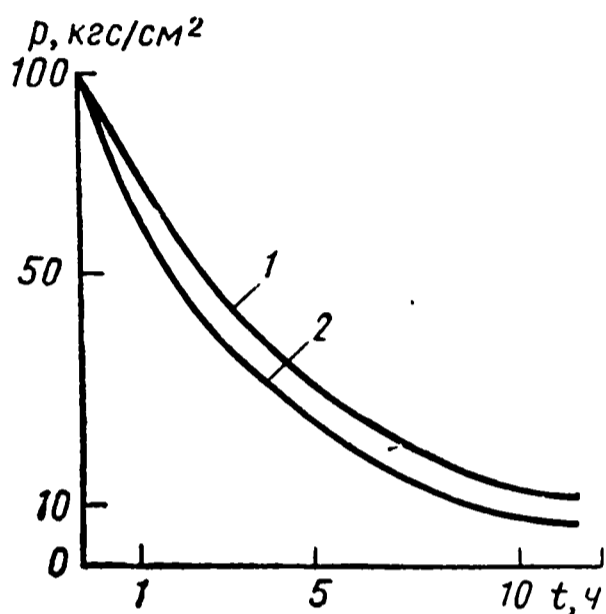


Рис. 8. График изменения давления в зависимости от времени твердения цементного раствора:

1 — показания первого манометра; 2 — показания второго манометра

Интересно отметить, что если в предыдущих опытах показания манометров отличались на 3—4 кгс/см², то после подъема давления и его последующего снижения показания манометров становятся одинаковыми. Это, видимо, объясняется влиянием дополнительного давления на процессы структурообразования цементных растворов.

Серия экспериментов, проведенных с растворами, приготовленными в лаборатории, показала, что происходит значительное снижение давления в интервале, где отсутствует цементный камень. Независимо от вида исследуемого тампонажного раствора давление снижается до 20—10 кгс/см². Такое снижение давления, по-видимому, происходит вследствие контракционных явлений, возникающих при твердении тампонажных материалов в системе цемент — буровой раствор.

Все это свидетельствует о том, что когда в заколонном пространстве остается интервал, не заполненный цементом, также происходит снижение давления стенки скважины. Такое снижение давления в солях вызывает их деформацию. Характер падения давления плавный. Видимо, в этих случаях происходит постепенное снижение давления на стенки скважины, что в свою очередь вызывает сначала упругую деформацию соли, а затем по мере снижения противодавления начинается их пластическая деформация.

Контракция многокомпонентных тампонажных смесей

Известно, что контрактационный эффект, происходящий при твердении тампонажных цементов, оказывает существенное влияние на качество разобращения продуктивных горизонтов и крепления скважин, а контракция в основном зависит от состава тампонажных смесей, поэтому нами исследовалась контракция тампонажного цемента с различными добавками.

Анализировался тампонажный портландцемент и портландцемент с добавкой топливной золы, песка, диатомита, шлаков, хромитовой руды при водо-смесевом отношении, обеспечивающем необходимую величину растекаемости, требуемую стандартом. Контракция определялась по известной в литературе методике.

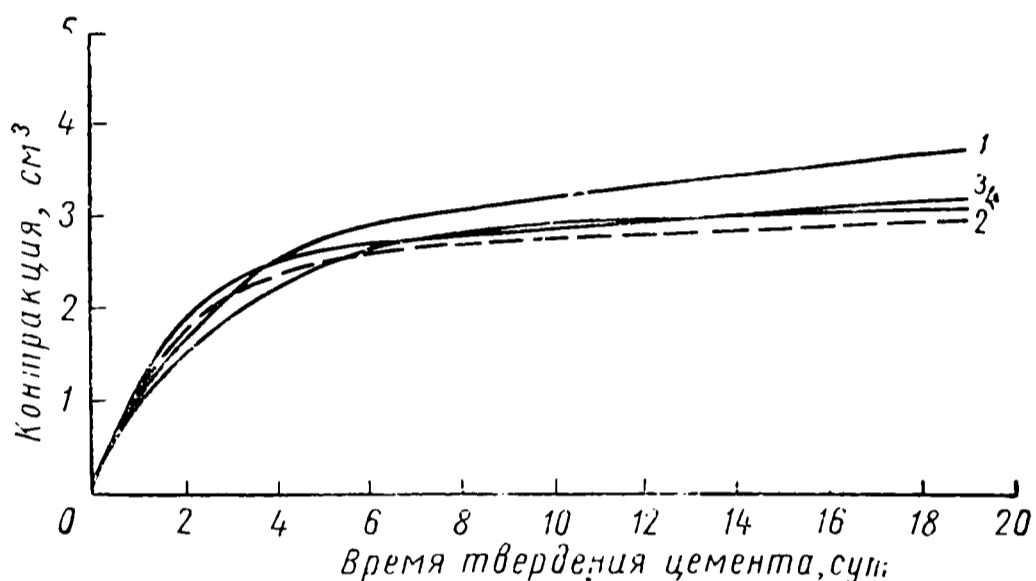


Рис. 9. Контракция цемента в зависимости от содержания соли NaCl:

1 — вода водопроводная; 2 — вода с добавкой 10% NaCl; 3 — вода с добавкой 30% NaCl; 4 — вода с добавкой 20% NaCl.

Тампонажный портландцемент. Для исследования был взят цемент Новотроицкого завода, имеющий следующий химический состав: CaO — 60%; SiO₂ — 26%; Al₂O₃ — 6,22%; Fe₂O₃ — 4%; MgO — 1,89%; SO₃ — 0,59%, K₂O + Na₂O — 0,5%; TiO₂ — 0,2%; P₂O₅ — 0,1% и MnO — 0,5%; удельная поверхность, определенная на ПСХ-4, колебалась в пределах 3000—3100 см²/г.

Результаты изучения контракции при твердении исследуемого цемента приведены на рис. 9. По оси абсцисс отложено время твердения цемента, а по оси ординат — контракция на 100 см³ цементного (тмпонажного) раствора. В дальнейшем для удобства она названа удельной контракцией.

Как видно из рис. 9, интенсивный рост контракции происходит в первые 6—7 сут твердения раствора (линия 4). Дальнейшее увеличение времени твердения приводит к замедленному росту удельной контракции. Характер кривой аналогичен характеру кривой изменения прочности цементного камня во времени.

Это свидетельствует о том, что интенсивность роста прочности цементного камня во времени прямо пропорциональна интенсивности роста удельной контракции.

Исследовалось влияние соли NaCl, растворенной в воде затворения цемента, на его контракцию. Соль бралась из расчета 10, 20, 30% на 100 мл воды. До 8 сут твердения концентрация соли не оказывает влияния на контракцию тампонажного цемента. А в последующие сутки твердения контракция цементных растворов с добавкой соли NaCl в растворенном виде несколько снижается, что составляет примерно 7—8% от контракции цемента, затворенного на пресной воде. Возможно, это объясняется некоторым снижением процессов гидратации вследствие образования кристаллов соли или некоторым расширением цементного камня за счет ввода соли.

Цемент с добавкой хроматного шлама. Средний химический состав хроматного шлама: CaO — 35,76%; SiO₂ — 4,45%; MgO — 31,29%; FeO — 7,46%; Al₂O₃ — 8,74%; Cr₂O₃ — 6,36%; Na₂CrO₄ — 0,64%; потери при прокаливании — 5,3%. При петрографическом анализе в хроматном шламе найдено большое количество аморфной фазы, встречаются отдельные гексагональные кристаллы гидрохроматоалюмината, которые являются продуктами гидролиза четырехкальциевого алюмоферрита, а также кристаллы MgO в виде периклаза, бесцветные со стекляннм блеском, с показателем преломления 1,73—1,76, изотропные, кубической или неправильной формы.

Исследовалась смесь, широко применяемая при цементировании скважин на западе Казахстана. Здесь в цемент, цементно-песчаную и цементно-зольную смесь вводился хроматный шлам в количестве 20% от веса сухой смеси.

На рис. 10 приведена зависимость удельной контракции от времени твердения цементно-хроматно-шламового раствора. Добавка хроматного шлама в тампонажный цемент значительно снижает величину удельной контракции в процессе дальнейшего твердения. Наблюдается тенденция к снижению удельной контракции и в начальные сроки твердения. В течение первых суток твердения происходит некоторое увеличение объема системы цементный раствор — вода.

Введение в систему раствора соли NaCl значительно снижает удельную контракцию цемента с добавкой хроматного шлама. Контракция в данном случае в зависимости от концентрации соли NaCl снижается до 30—40% от контракции цементно-хроматно-шлаковой смеси, затворенной на пресной воде.

Уменьшение контракции при добавке хроматного шлама, видимо, происходит за счет расширения камня в процессе твердения, так как хроматный шлам способствует расширению цементного камня. Природа расширения составов пока не выяснена. Было исследовано влияние способа приготовления и изменения удельной поверхности цементов с добавкой хроматного шлама.

Увеличение удельной поверхности с 2650 до 3780 см²/г увеличивает удельную контракцию почти в 2 раза. Рост контракции наблюдается независимо от способа измельчения. Надо отметить, что при измельчении в шаровой мельнице удельная контракция тампонажной смеси несколько меньше контракции смеси, приготовленной и измельченной в дезинтеграторе. Дополнительное измельчение компонентов смеси в дезинтеграторе также приводит к некоторому увеличению контракции.

Цементно-зольные тампонажные смеси. Исследовались смеси с добавкой соли Актюбинской ТЭЦ, имеющей следующий химический состав: SiO₂ — 56,80%; CaO — 6,30%; Al₂O₃ — 26,70%;

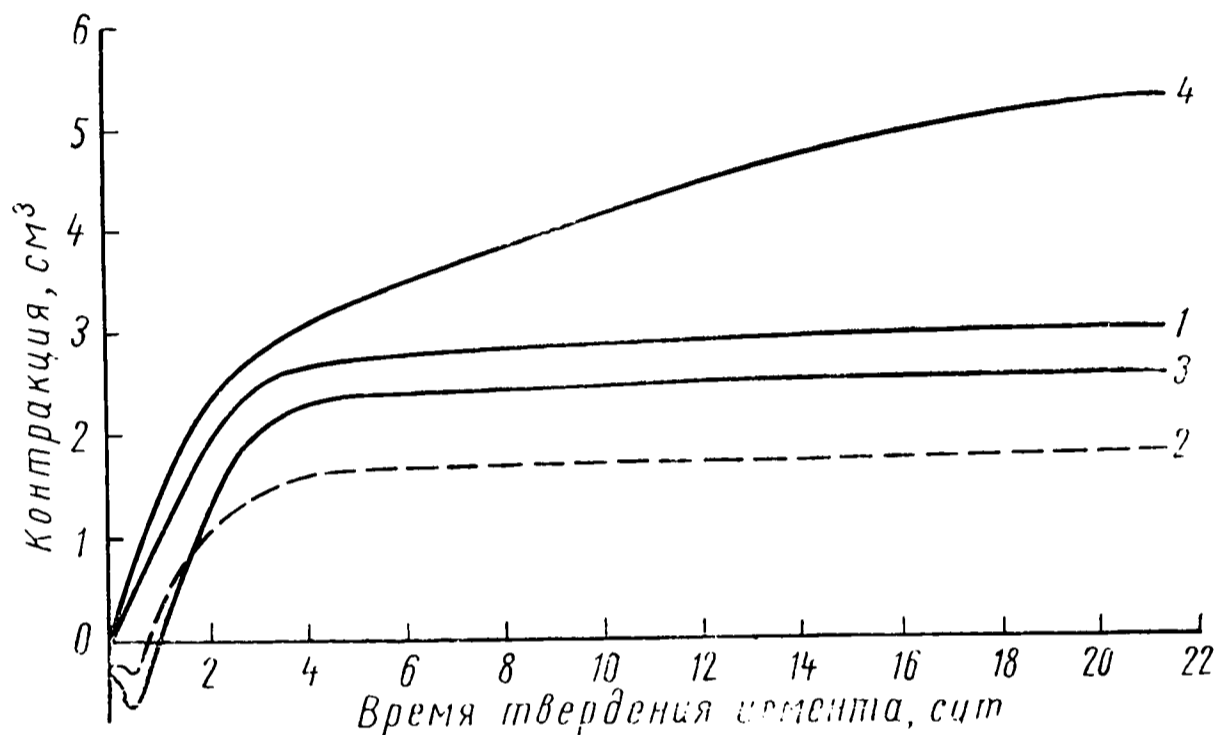


Рис. 10. Контракция цемента с добавкой хроматного шлама: 1 — хроматного шлама 20%, вода водопроводная; 2 — хроматного шлама 20%, вода с добавкой 10% NaCl; 3 — хроматного шлама 20%, вода с добавкой 30% NaCl; 4 — чистый цемент, вода водопроводная

Fe₂O₃ — 4,58%; MgO — 2,44%; SO₃ — 2,52%; потери при прокаливании — 0,66%.

Как и в предыдущих смесях, введение золы до 30% от веса сухой смеси при ручном перемешивании и измельчении по удельной поверхности 3600 см²/г снижает контракцию смеси по сравнению с контракцией чистого цемента. Дальнейшее увеличение удельной поверхности независимо от способа измельчения приводит к увеличению контракции.

Введение в состав цементно-зольной смеси раствора соли NaCl приводит к снижению контракции смеси примерно на 20—30% по сравнению с контракцией цементно-зольной смеси, приготовленной на пресной воде. За счет совместного действия соли NaCl и золы контракция смеси уменьшается в 2—2,2 раза по сравнению с контракцией чистого цемента.

В данном случае введение хроматного шлама в цементно-зольный раствор, приготовленный на водном растворе NaCl, к

замётному уменьшению контракции не приводит. Увеличение удельной поверхности смеси приводит к некоторому увеличению контракции, но она остается значительно ниже (на 30—35%) величины контракции, получаемой при твердении тампонажного цемента.

Была исследована удельная контракция цементно-золевой смеси с добавкой извести (негашеной). Сухая смесь, состоящая из 50 ч. цемента, 50 ч. золы и 10 ч. извести, приготавливалась в лабораторной шаровой мельнице. Данные исследований показывают, что введение извести в количестве 10% от состава сухой смеси в 5—6 раз уменьшает удельную контракцию по сравнению с концентрацией чистого цемента независимо от времени твердения. Несмотря на то, что удельная поверхность смеси с добавкой извести значительно выше, чем смеси без добавки, величина контракции остается очень низкой.

Исследовались также контракционные явления при твердении тампонажных растворов с различными количествами добавок песка, диатомита, титанового концентрата, хромитовой руды, керамзитовой пыли. Введение этих компонентов в тампонажные смеси во всех случаях приводит к снижению контракции при их твердении. Введение в цемент до 30% песка снижает удельную контракцию на 15—20% и до 30% диатомита — в 1,6—1,8 раза.

Характер изменения контракции приведенных составов аналогичен характеру изменения прочности камня в зависимости от времени твердения. Как и для предыдущих составов, увеличение удельной поверхности смесей приводит к некоторому увеличению контракции.

Таким образом, добавка в тампонажный цемент хроматного шлама, золы Актюбинской ТЭЦ, кварцевого песка, диатомита, кварцевого песка с хроматным шламом, золы с хроматным шламом, извести, хроматной руды, титанового концентрата и способ приготовления этих смесей значительно снижают удельную контракцию указанных смесей в процессе всего периода твердения.

Удельная контракция всех исследованных составов имеет тенденцию к увеличению с ростом времени твердения цементного камня. Интенсивное увеличение контракции для этих смесей происходит в первые 5—6 сут от начала твердения. В дальнейшем скорость роста контракции значительно снижается.

Характер кривой изменения контракции в зависимости от времени твердения цемента и других смесей аналогичен характеру изменения прочности камня во времени.

Независимо от составов смеси и способов приготовления исследованных тампонажных смесей увеличение их удельной поверхности приводит к увеличению удельной контракции тампонажных материалов. При этом характер изменения контракции для всех составов с различными удельными поверхностями одинаков.

Все это свидетельствует о том, что при определенных составах

и методах приготовления тампонажных смесей можно добиться значительного снижения их контракции.

ИССЛЕДОВАНИЯ РАСШИРЯЮЩИХСЯ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ И ИХ ВЛИЯНИЯ НА ГЕРМЕТИЗАЦИЮ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА

Как указывалось выше, герметичность заколонного пространства в большинстве случаев можно создать лишь в случае применения расширяющихся тампонажных смесей. Кроме того, применение расширяющихся смесей для цементирования скважин в соленосных отложениях позволит создать условия, в какой-то степени приостанавливающие начало пластического течения солей, слагающих стенки скважин.

Расширение тампонажных смесей при гидратации в зависимости от условий цементирования и состояния пород, колонны при бурении и эксплуатации скважин, должно иметь определенную величину, которая позволит сохранить устойчивость обсадных колонн.

Для сохранения герметичности давление в контактной зоне трубы — цемент — породы должно составлять 25—30 кгс/см². Это может быть при условии

$$\Delta u_{\text{кт}} + \Delta u_{\text{г.к.сж}} + \Delta u_{\text{кон}} + \Delta u'_{\text{г.к.сж}} + \Delta u_{\text{г.пор}} \leq \Delta u,$$

где Δu — расширение цементного камня; $\Delta u_{\text{кт}}$ — изменение диаметра колонны вследствие падения температуры после образования цементного камня; $\Delta u_{\text{г.к.сж}}$ — величина сжимаемости глинистой корки между колонной и цементом в зависимости от контактного давления; $\Delta u_{\text{кон}}$ — уменьшение системы цемент — жидкость по диаметру скважины за счет контракции; $\Delta u'_{\text{г.к.сж}}$ — величина сжимаемости глинистой корки между цементом и породой в зависимости от контактного давления; $\Delta u_{\text{г.пор}}$ — сжимаемость горных пород в пристволенной зоне в зависимости от контактного давления.

Для сохранения целостности колонны и обеспечения надежной герметизации заколонного пространства величина линейного расширения Δu не должна превышать определенной величины n .

В области разработки составов расширяющихся цементов проводятся определенные работы как в Советском Союзе, так и за рубежом. Путем применения окиси кальция в качестве расширяющей добавки была достигнута большая величина расширения тампонажного цемента. Этот цемент был получен совместным помолом портландцементного клинкера с 5% гипса, 15% свежесожженной негашеной извести (около 10% в пересчете на CaO) и 5—10% аморфного кремнезема или гранулированного шлака до удельной поверхности 2500—2800 см²/г.

Величина расширения цемента с добавкой через 30 ч с мо-

мента затворения при 20°C достигает 23%, а обычного тампонажного цемента — 0,25%.

В. С. Данюшевский и Р. И. Логинская получили расширяющийся тампонажный цемент путем введения в стандартный тампонажный цемент с ограниченным содержанием трехкальциевого алюмината (до 6%) 5—8% окиси магния в активной форме и повышения количества гипса до 6—7%, что обеспечивает содержание SO_3 в пределах 3—3,5%. Установлено, что величину линейного расширения цементов с добавкой MgO в активной форме можно изменять в широких пределах. На величину линейного расширения влияет тонкость и способ помола цемента — отдельный (с последующим смешением цемента и магнезита) или совместный. Основное расширение происходит в первые 7 сут твердения. В дальнейшем величина линейного расширения меняется незначительно. Этот состав был испытан при температурах 60—80°C.

В последующих исследованиях эти же авторы получили цементный раствор, равномерное расширение которого в процессе твердения вызывается образованием $\text{Mg}(\text{OH})_2$. Расширение такого цементного раствора достигается путем введения в обычный тампонажный цемент (при помоле или путем смешения) до 15% окиси магния в активной форме. При гидратации такого цементного раствора активная окись магния гидратируется в те же сроки, что и клинкерные материалы. Это приводит к расширению твердеющего цементного камня.

На основе изучения долголетней практики цементирования скважин американские авторы П. Н. Пакер и В. В. Вол пришли к заключению, что качественное цементирование может быть осуществлено при использовании расширяющихся цементов. Ими применялся расширяющийся цемент, состоящий из расширяющейся добавки и цементов марок А и В (по стандарту АНИ). Линейное расширение образцов является функцией концентрации расширяющейся добавки в портландцементе. Расширяющаяся добавка является продуктом кальцинации при высокой температуре смесей окиси кальция, алюминия и серы. При добавлении этого материала в портландцемент, как утверждают эти авторы, можно добиться увеличения линейных размеров образца в разгруженном состоянии (до 6%). Предлагается при использовании расширяющегося цемента отказываться от применения диспергаторов или понизителей твердения, так как некоторые из них отрицательно влияют на способность цемента расширяться; продавку производить медленно, так как расширяющийся цемент; раствор которого имеет вязкость вдвое большую, чем раствор обычного цемента, позволяет в этом случае вытеснить из скважины почти весь оставшийся глинистый раствор.

Разработано множество составов расширяющихся цементов, сочетающих способность расширяться при твердении в нормальных условиях и быстро затвердевать при пропаривании.

Напрягающий цемент (НЦ) был получен на основе портландцементного клинкера Руставского завода, природного гипса Шедовского месторождения и алуниита Загликского месторождения, обожженного при температуре 600 и 700°C.

При большом содержании MgO происходит разрушение цементного камня, т. е. его неравномерное расширение. Это приводит к отрицательным явлениям.

В связи с этим И. Роса проводил определенные исследования по разработке стабилизации магнезиального расширения. Подбором клинкера соответствующего химического состава автору удалось в известной мере уменьшить степень магнезиального расширения цемента либо предотвратить это явление, ограничив количество MgO до 6—8%. Более действенным средством достижения постоянства объема магнезиального цемента является добавка гидравлически активных веществ, в состав которых входит SiO₂. Количество добавки зависит от наличия MgO.

Анализ известных способов получения расширяющихся цементов свидетельствует о том, что большинство из них основано на образовании кристаллов высокосульфатной формы гидросульфоалюмината кальция или гидрата окиси магнезия, увеличивающихся в объеме в процессе структурообразования, что приводит к расширению твердеющего цемента.

Опытные данные, полученные Ц. Шиндлером, свидетельствуют о расширении портландцемента при большой добавке гипса.

Водонепроницаемый расширяющийся цемент, предложенный В. В. Михайловым, готовят путем совместного помола и смешения глиноземистого цемента с расширяющимся компонентом, состоящим из 2 ч. гипса и 1 ч. высокоосновного гидроалюмината кальция ($4\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 13\text{H}_2\text{O}$), получаемого в результате смешения и совместной гидратации обычного глиноземистого цемента с известью в пропорции 1 : 0,5.

Несколько отличается от предыдущих способов изготовления гипсоглиноземистого расширяющегося цемента. Расширение этого цемента основано на образовании высокосульфатной формы гидросульфоалюмината кальция ($3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{CaSO}_4 \cdot 31\text{H}_2\text{O}$) в результате взаимодействия двухводного или полуводного гипса с низкоосновными гидроалюминатами кальция, образующимися при гидратации глиноземистого цемента.

В 1946 г. П. П. Будников предложил способ получения расширяющегося цемента на основе глиноземистого цемента или глиноземистого шлака, двухводного гипса и извести-кипелки. Способ заключался в совместной варке всех компонентов с перемешиванием под давлением (1,2—1,4 кгс/см²) водяного пара, образующегося в процессе дегидратации двухводного гипса. Сушка и помол полученного продукта происходили при атмосферном давлении.

Способ приготовления расширяющегося цемента на основе глиноземистого цемента, предложенный П. П. Будниковым и

Б. Г. Скрамтаевым, отличается от предыдущих тем, что глиноземистый цемент размалывается или смешивается с эстрихгипсом или ангидритовым цементом, полученным путем совместного помола ангидрита с обожженным доломитом.

Б. Г. Скрамтаев, Э. З. Юдович предложили способ получения тампонажного расширяющегося цемента, представляющего собой смесь доменного основного гранулированного шлака (80—90%), глиноземистого цемента (3—5%) и строительного полуводного гипса. Указанный цемент нашел применение в строительстве метро и шахт.

Способ В. Э. Лейриха заключается в совместном помоле глиноземистого шлака (50 вес. ч.), доменного шлака (50 вес. ч.), извести-пушонки (10 вес. ч.) и ангидрита (12 вес. ч.). Этот цемент назван глиноземисто-ангидритово-шлаковым (ГАЗ).

П. П. Шабалдин разработал способ получения расширяющегося цемента на основе сырьевой смеси романцемента и портландцемента путем введения в ее состав гипса в количестве, соответствующем в сумме количеству полуторных окислов в смеси. Этот способ не был применен в промышленности.

Цемент, предложенный И. В. Кравченко и Ю. Ф. Соломатиной, получают совместным тонким измельчением портландцементного клинкера (60—65%), глиноземистого цемента или высокоглиноземистого шлака (5—7%), гипса (7—10%) и гидравлической добавки (20—25%).

С. Л. Литвер и В. В. Михайловым разработан напрягающий цемент, который готовится совместным помолом в шаровой мельнице смеси, состоящей из гипса (8—10%), глиноземистого цемента (15—20%) и портландцемента (70—80%). Расширение такого цемента составляет 2—5% при прочности чистого цементного теста 500—700 кгс/см².

Антикоррозийные расширяющиеся составы на основе портландцемента созданы О. П. Мчедловым-Петросяном, Б. И. Бабушкиным и Л. П. Мокрицкой. Им удалось, используя принцип компенсированного расширения, разработать различные расширяющиеся составы на базе обычного портландцемента, а также антикоррозионные, содержащие серноокислый глинозем и азотно-кислый кальций. Кроме того, они комбинируют добавки поташа и соды, алюминиевого порошка и ферросилиция, что предупреждает коррозию стальной арматуры и закладных деталей.

Таким образом, известно много различных составов расширяющихся цементов. Однако стандартно выпускаемые заводом расширяющиеся цементы имеют конкретную величину расширения и не могут удовлетворять в каждом конкретном случае требования скважинных условий. А приготовление мелких партий цементов на заводах является экономически невыгодным. Кроме того, необходимость того или иного цемента с определенными свойствами выявляется за очень короткий срок до цементирования. Это особенно характерно для разведочного бурения.

Разработка рецептур расширяющихся цементов на местах велась в двух направлениях: придание расширяющихся свойств ранее разработанным смесям за счет введения известных расширяющихся добавок и изыскание новых расширяющихся добавок к цементам из местных материалов и промышленных отходов актюбинских химических и металлургических заводов.

Расширяющиеся тампонажные смеси с добавкой извести

Известно, что расширение может быть получено за счет добавки к тампонажным смесям негашеной извести и материалов, содержащих MgO в виде периклаза.

Прежде чем начать исследование расширяющихся свойств разработанных тампонажных смесей, были изучены расширяющиеся свойства чистого портланд-цемента Новотроицкого завода, который затем использовался для приготовления смесей.

Цемент

Для исследования цементный раствор затворялся на водопроводной воде, 10%-ном растворе NaCl и насыщенном растворе NaCl. Сухую смесь цемента с известью пропускали через дезинтеграторную установку. Расширение определялось при температуре $20^{\circ} \pm 2^{\circ}\text{C}$ и атмосферном давлении. Известь вводилась в количествах 10, 15, 20 и 30% к сухому цементу.

В первоначальный момент при введении до 20% извести к весу сухого цемента увеличение солености воды затворения снижает расширение цементного камня. Если при введении 20% извести и затворении смеси на водопроводной воде цементный камень имеет расширение 3,1%, то при затворении цементного раствора на 10%-ном растворе NaCl расширение составляет 2,7%, а при затворении на насыщенном растворе NaCl цементный камень имеет расширение всего лишь 2%. При введении 30% сухой негашеной извести процесс расширения имеет обратную картину, т. е. с увеличением солености воды затворения расширение возрастает. Так, цементный камень, затворенный на водопроводной воде при добавке 30% извести, имеет расширение 6%, а камень, затворенный на 10%-ном растворе NaCl, имеет расширение 7%; при затворении на насыщенном растворе NaCl расширение составляет 8,3%.

Расширение происходит в основном в течение первых 5—8 ч, затем оно снижается и к концу первых суток прекращается.

Цементно-зольные смеси

Для разработки облегченных термосолестойких тампонажных смесей была использована зола уноса Актюбинской и Уральской

ТЭЦ, образующаяся при сгорании углей карагандинского бассейна. Пылевидная зола неоднородна и представляет собой черные или бурые непрозрачные частицы аморфизированного обжигом глинистого вещества. Такой фазовый состав золы обуславливает небольшую водопотребность и легкую прокачиваемость цементно-зольной смеси. Плотность золы колеблется в пределах 2,02—2,06 г/см³. Она состоит из следующих компонентов:

SiO_2 —56,80%; CaO —6,30%; MgO —2,44%;

Al_2O_3 —26,70%; Fe_2O_3 —4,58%; SO_3 —2,52%.

Потери при прокаливании — 0,66%. Данные анализа физических свойств, химического и минералогического составов золы уноса Актюбинской и Уральской ТЭЦ показывают, что эта зола может применяться при разработке тампонажных смесей для цементирования нефтяных и газовых скважин.

Добавка солей NaCl и KCl в концентрациях от нуля до 10 г на 100 г воды для всех рассматриваемых составов ($\text{Ц} : \text{З} = 70 : 30$; $\text{Ц} : \text{З} = 60 : 40$; $\text{Ц} : \text{З} = 50 : 50$) приводит к увеличению растекаемости раствора. Увеличение концентрации солей NaCl и KCl до 30 г на 100 г воды затворения позволяет получать цементно-зольные растворы плотностью 1,63 г/см³ для состава $\text{Ц} : \text{З} = 50 : 50$ и 1,71 г/см³ для состава $\text{Ц} : \text{З} = 70 : 30$ и $\text{В} : \text{Ц} = 0,75$.

При увеличении температуры хранения образцов в насыщенном растворе NaCl до 100°C независимо от концентрации солей и цементно-зольного отношения в смеси механическая прочность камня увеличивается.

Камни из цементно-зольных растворов указанных составов при различных концентрациях солей NaCl и KCl хранились в среде насыщенного раствора MgCl_2 в течение длительного времени при комнатной температуре. Исследования показали, что за этот период наблюдалось дальнейшее увеличение прочности образцов; наружного разрушения камня не обнаружено. Определялось расширение этого состава в зависимости от количества вводимой негашеной извести. Известь вводилась в количестве до 30% от веса сухой смеси. До этого известь подвергалась измельчению в шаровой мельнице или в дезинтеграторе до удельной поверхности 3200 см²/г по прибору ПСХ-4. Расширение определялось при температуре $20 \pm 2^\circ\text{C}$ и при 60°C и давлении 300 кгс/см².

Исследовалось также влияние соли NaCl на расширение цементно-зольных смесей при добавке негашеной извести. Концентрация соли NaCl в смеси была до 30% от веса воды затворения. Результаты исследований приведены на рис. 11. Как видно из рис. 11, увеличение количества негашеной извести до 30% от веса сухой смеси приводит к увеличению расширения твердеющего камня до 11,3%. Так как расширяющийся цемент должен развивать давление в контактных зонах труба—цемент—порода, исследовалось изменение объема системы цемент—жидкость при од-

новременном определении контракции и расширения. Для обеспечения давления в контактной зоне должно соблюдаться условие $K < P$ (K — контракция, P — расширение). Из рис. 11 видно, что расширение в 1,2 раза больше, чем контракция. Содержание извести в количестве 20% от веса сухой смеси является переходной точкой независимо от времени твердения тампонажной смеси. Увеличение количества негашеной извести более 20% приводит к значительному увеличению расширения цементного камня. При этом расширение в 1,3 раза больше, чем контракция, при твердении в течение суток и в 1,2 раза больше при твердении в течение 30 сут. Отсюда вытекает, что для получения расширяющихся облегченных тампонажных цементов на основе золы уноса ТЭЦ, обеспечивающих необходимое контактное давление в зоне труба — цемент — порода, надо добавлять в смесь негашеную известь в количестве от 20 до 30% от веса сухой смеси.

Результаты исследований расширения цементно-зольной смеси в зависимости от количества негашеной извести и соли NaCl при температуре 60°C и давлении 300 кгс/см² показаны на рис. 12.

И в данном случае максимальное расширение 8% получается при добавке негашеной извести в количестве до 30% от веса сухой смеси. Основное расширение происходит в период структурообразования цементного камня.

Добавка соли NaCl приводит к некоторому уменьшению величины расширения. Введение соли NaCl в количестве 30% от веса воды затворения снижает расширение с 8 до 6% для состава с содержанием извести 30% и с 3,2 до 2,5% для состава с содержанием извести 10% от веса сухой смеси. С уменьшением количества извести стабилизирующее влияние соли NaCl снижается.

В процессе цементирования скважин тампонажный раствор находится в движении в течение 1—2 ч. За этот период, видимо, определенное количество извести будет гаситься и первоначальное расширение будет происходить во время движения тампонажного раствора. За счет этого будет уменьшаться общая величина расширения в период твердения цементного камня. Для выяснения этого были поставлены специальные опыты. До определения величины расширения образцы раствора перемешивались в лабораторной мешалке в течение 0,5; 1,0 и 2,0 ч. Результаты влияния времени перемешивания на величину расширения цементно-зольной смеси с добавкой 20% извести приведены на рис. 13.

Увеличение времени перемешивания до 2 ч приводит к уменьшению величины расширения с 7,5 до 3,7%, полученного за 3 ч гидратации тампонажной смеси.

Такие же явления уменьшения величины расширения при твердении цементного камня в зависимости от времени перемешивания наблюдаются и для цементно-зольной смеси исследуемого состава с добавкой 10 и 30% извести.

Во всех случаях расширение резко уменьшается в первые

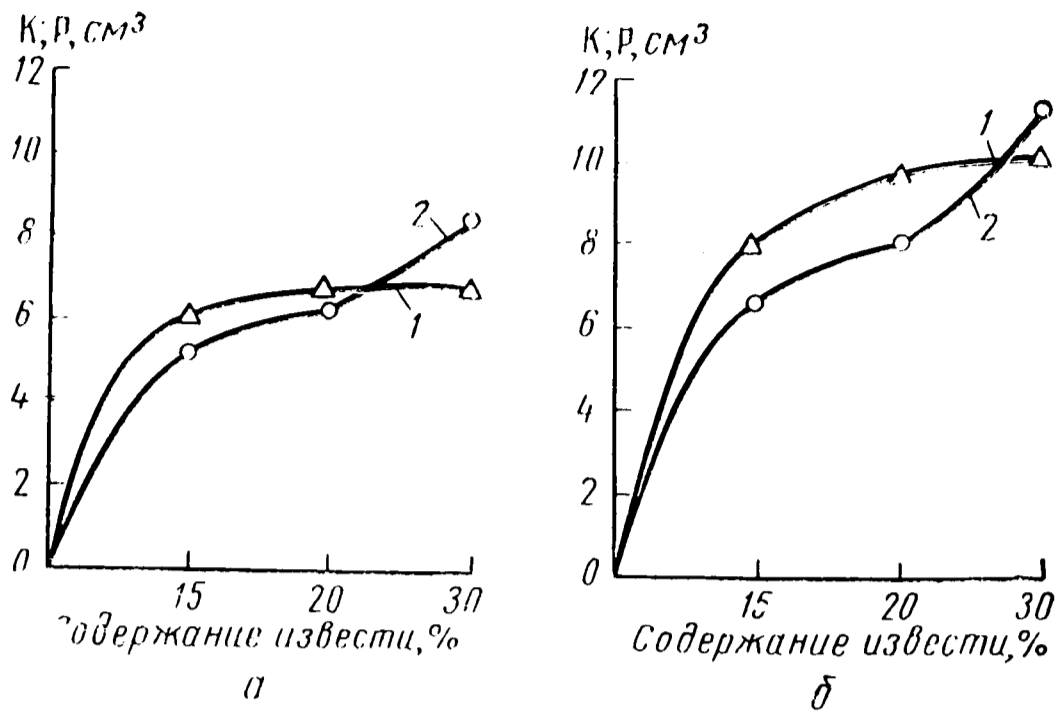


Рис. 11. Зависимость контракции 1 и расширения 2 цементно-зольной смеси от содержания извести:
а — за сутки; б — за 30 сут.

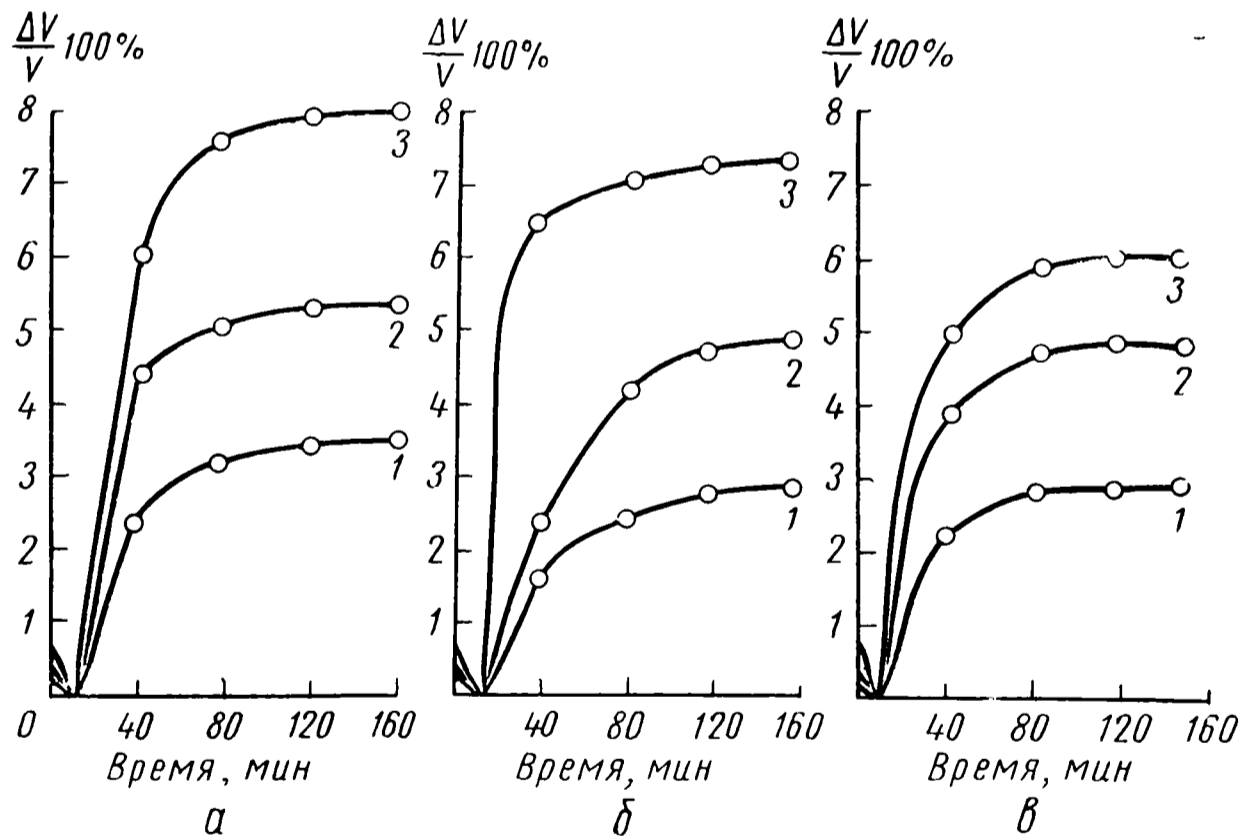


Рис. 12. Зависимость расширения цементно-зольной смеси от содержания извести и соли NaCl. $T=60^{\circ}\text{C}$; $p=300 \text{ кгс/см}^2$;

$\frac{\Delta V}{V}$ — относительное расширение:

1 — содержание извести 10%; 2 — содержание извести 20%; 3 — содержание извести 30%.

а — пресный раствор; б — раствор, содержащий 10% NaCl; в — раствор, содержащий 30% NaCl

30 мин перемешивания и составляет 2,5—3%. При дальнейшем увеличении времени перемешивания с 0,5 до 2 ч расширение уменьшается очень медленно и составляет 0,5—0,7%. Механическая прочность камня как на изгиб, так и на сжатие при добавке до 10% извести возрастает. Дальнейшее увеличение количества добавляемой извести приводит к некоторому снижению механической прочности, но величина ее находится в допустимых пределах и несколько больше, чем величина прочности камня из цементно-зольной смеси без добавки извести. Во всех случаях прочность камня как на изгиб, так и на сжатие увеличивается во времени. Камень практически газонепроницаем.

По всем показателям расширяющаяся цементно-зольная смесь с добавкой негашеной извести до 30% может применяться при цементировании скважин с температурой на забое в широких пределах как в обычных условиях, так и в условиях соленосных отложений.

Цементно-песчаная смесь

Для определения величины расширения был взят ранее разработанный состав, состоящий из 50% тампонажного цемента и 50% речного песка. Известь добавлялась в количестве 10, 15 и 20%.

Одновременно определялись расширение и контракция на приборе, описанном выше, при температуре $20 \pm 2^\circ\text{C}$ и давлении 1 кгс/см^2 . Результаты исследований приведены на рис. 14.

Из рис. 14 видно, что увеличение количества добавляемой извести от 10 до 20% приводит к одновременному росту расширения и контракции. В данном случае при содержании извести в смеси до 18% величина контракции больше, чем величина расширения, а при содержании извести выше 18% величина расширения становится больше величины контракции. При содержании 20% извести в цементно-песчаной смеси расширение в 1,15 раза больше,

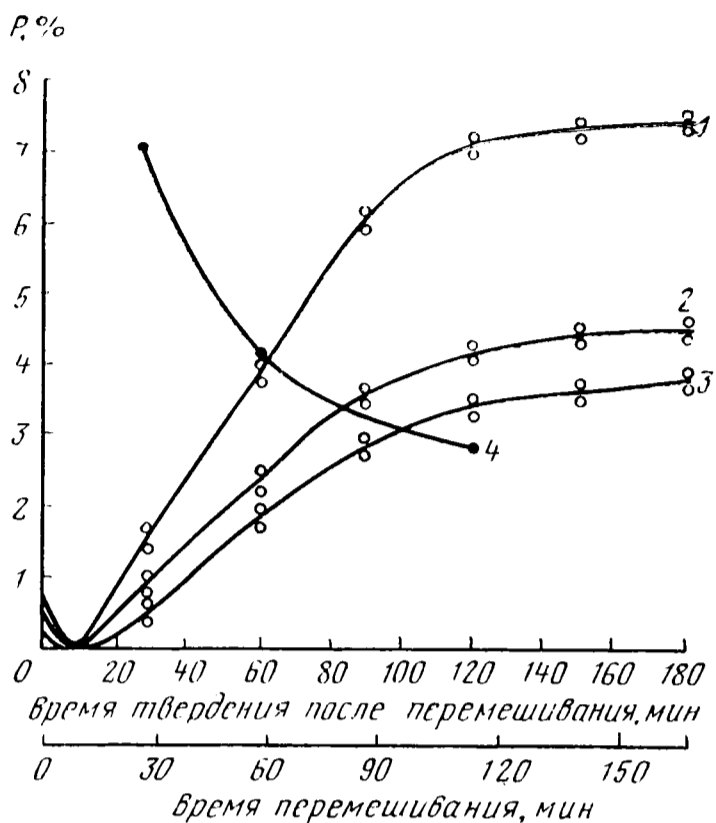


Рис. 13. Зависимость расширения цементно-зольного раствора с добавкой извести от времени перемешивания.
 $T=60^\circ\text{C}$; $p=300 \text{ кгс/см}^2$;

1 — перемешивание в течение 30 мин; 2 — перемешивание в течение 60 мин; 3 — перемешивание в течение 120 мин; 4 — процентное расширение от времени перемешивания

чем контракция, что, по нашему мнению, позволит создать определенное давление в контактной зоне.

По всем техническим параметрам указанные тампоажные смеси вполне подходят для цементирования обсадных колонн.

Установлено, что в зависимости от химического состава добавок к цементу величина расширения камня получается различной. Так, например, при добавке негашеной извести к цементу в количестве 20% величина расширения к 30 ч с момента затворения при 22°C достигает 23%, а величина расширения цементно-песчаной смеси при добавке этого же количества негашеной извести достигает 8—10%. Величина расширения цементно-зольной

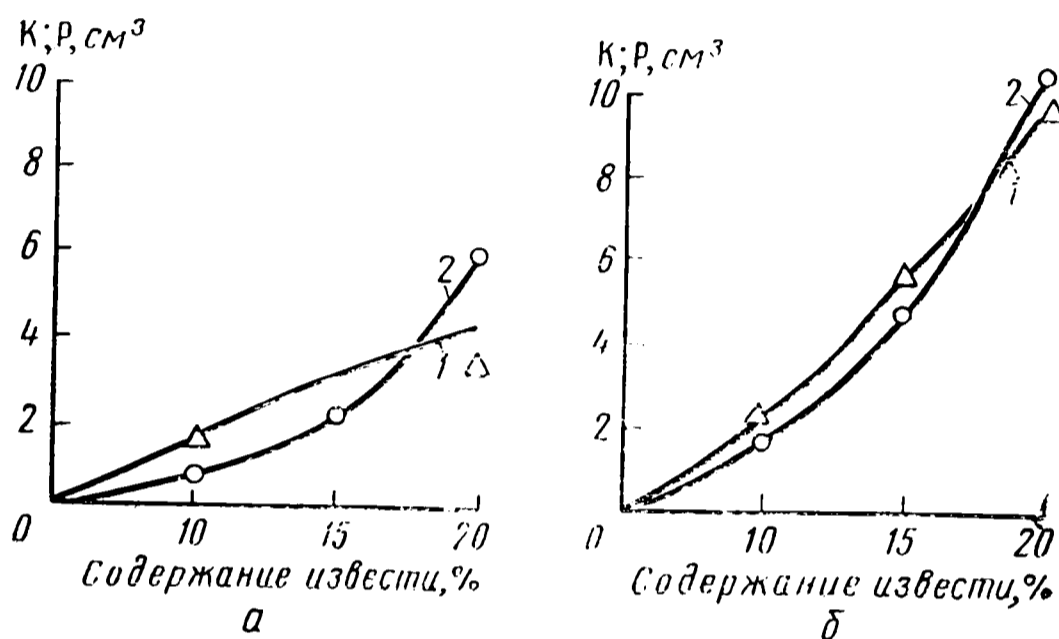


Рис. 14. Зависимость контракции 1 и расширения 2 цементно-песчаной смеси от содержания извести:
а — за сутки; б — за 30 сут.

смеси, равная 8—10%, получается лишь при введении в смесь негашеной извести в количестве 30% от веса сухой смеси. Это свидетельствует о том, что песок и зола-унос оказывают стабилизирующее действие на расширяющиеся свойства негашеной извести.

Видимо, в нашем случае, когда в цемент вводятся песок и зола, значительная часть давления релаксируется внутри структуры и заполняются крупные поры и промежутки между зернами добавок. Кроме того, стабилизирующее влияние золы можно объяснить пористостью структуры самой золы, так как зерна ее являются полыми оплавленными шариками, которые в процессе увеличения давления расширения разрушаются.

Все это свидетельствует о том, что при подборе состава расширяющихся тампоажных смесей с негашеной известью в каждом отдельном случае в зависимости от величины требуемого расширения необходимо регулировать количество облегчающих или утяжеляющих добавок.

Тампонажные смеси, приготовленные на основе местного сырья

Результаты исследований показывают, что отходы Актюбинского завода хромовых соединений — хроматный шлак в сочетании со шлаками Актюбинского завода ферросплавов (АЗФ, тампонажными цементами и местными материалами (песком, лёссом, диатомитом и мелом) — могут применяться для разработки расширяющихся тампонажных смесей. Были разработаны расширяющиеся шлако-песчаные, шлако-цементные и утяжеленные тампонажные смеси. Расширение камня происходит за счет добавки хроматного шлама.

Шлако-песчаная тампонажная смесь с добавкой хроматного шлама

Исследуемая смесь готовилась из высококальциевого саморассыпающегося шлама АЗФ и речного песка из русла р. Илек в соотношении Ш : П = 70 : 30; В : Ц = 0,5. Хроматный шлак добавлялся в количестве 10, 20, 35% от веса сухой смеси.

Определение относительного линейного расширения смеси в процессе структурообразования производилось на установке, описанной ранее. Твердение таких растворов происходило при температурах 80, 120, 160°C и давлении 300 кгс/см². Процесс расширения записывался автоматически.

При температуре 160°C и давлении 300 кгс/см² расширение смеси начинается через определенное время, и характер кривой изменения линейного относительного расширения различен в зависимости от содержания хроматного шлама в смеси. Необходимо отметить, что состав из шлама и песка без добавки хроматного шлама дает расширение камня до 10% через 700 мин с момента затворения. Для этой смеси характерно медленное расширение. Расширение начинается через 2 ч с начала затворения и продолжается медленно увеличиваться в течение всего периода твердения камня.

Введение хроматного шлама в состав шлако-песчаной смеси приводит к увеличению относительного линейного расширения, и наибольшая величина его достигается через 250—300 мин от начала затворения. Дальнейшего расширения не наблюдается. Это свидетельствует о том, что расширение в основном происходит в тот период, когда камень еще не имеет большой прочности, что очень важно при цементировании нефтяных и газовых скважин.

Увеличение количества хроматного шлама в смеси от нуля до 30% приводит к увеличению относительного расширения на 10—25%. Характер кривой относительного расширения для исследуемого состава, твердевшего при температурах 80, 120°C и давлении 300 кгс/см² такой же, что при температуре 160°C и давлении 300 кгс/см². В данном случае в зависимости от температуры и

количества хроматного шлама расширение начинается в различное время. Так, например, камень, твердеющий при температуре 120°C и давлении 300 кгс/см^2 , начинает расширяться после 2 ч 45 мин, когда в состав введено 50% хроматного шлама, и после 3 ч 30 мин, когда введено 25% хроматного шлама от веса сухой смеси.

Введение в состав до 10% хроматного шлама от веса сухой смеси приводит к уменьшению сроков схватывания и повышению прочностных свойств независимо от температуры твердения камня. Дальнейшее увеличение количества хроматного шлама приводит к некоторому снижению величины прочности как на изгиб, так и на сжатие. Начало расширения совпадает с началом схватывания и в основном расширение происходит в период схватывания раствора.

Когда наступает конец схватывания, фактически расширение прекращается. Если расширение продолжается до определенного времени, то оно по величине не превышает 0,01%. Исследовалось влияние давления и температуры на величину расширения шлако-песчаного раствора с добавкой хроматного шлама при затворении на водопроводной воде и насыщенном растворе хлористого натрия. Был взят состав: саморассыпающийся шлак 70%, песок 30%, хроматный шлак 25% (к весу сухой смеси). Водо-цементное отношение 0,5. Хроматный шлак применялся после 6 мес хранения. опыты проводились при давлениях 100, 300, 500, 700 и 1000 кгс/см^2 и температурах 100, 150 и 200°C .

Давление оказывает значительное влияние на величину расширения. С увеличением давления от 100 до 1000 кгс/см^2 величина расширения уменьшается на 44—57%, т. е. не прямо пропорционально. Так, при повышении давления от 100 до 300 кгс/см^2 общая величина расширения на каждые 100 кгс/см^2 снижается на 9,5—13,5%, а при повышении давления от 300 до 1000 кгс/см^2 интенсивность снижения величины расширения уменьшается в 2—3 раза, т. е. на каждые 100 кгс/см^2 приходится 3—5% снижения величины расширения.

Величина расширения шлако-песчано-хроматного раствора, затворенного на насыщенном растворе хлористого натрия, на 2—4% больше по сравнению с таким же раствором, затворенным на водопроводной воде. Наибольшее расширение шлако-песчаный раствор с хроматным шлаком имеет при температуре 200°C .

С ростом температуры от 100 до 200°C величина расширения возрастает на 1,5—4% при любых давлениях, причем шлако-песчано-хроматный раствор, затворенный на насыщенном растворе хлористого натрия, с ростом температуры имеет большую интенсивность увеличения величины расширения (до 3,5—4%), тогда как раствор, затворенный на водопроводной воде, с ростом температуры от 100 до 200°C увеличивает расширение от 1,5 до 2,9%. С ростом температуры расширение происходит также не прямо пропорционально. Если при повышении температуры от

100 до 150°C величина расширения возрастает на 0,7—1,2%, то при дальнейшем повышении температуры от 150 до 200°C расширение увеличивается на 2,2—2,8%, т. е. возрастает более чем в 2 раза. По-видимому, в диапазоне 150—200°C саморассыпающийся шлак и хроматный шлак имеют наибольшую активность.

Давление не оказывает влияния на начало и продолжительность расширения. Они одинаковы при давлении 100 кгс/см² и 1000 кгс/см². Не оказывает существенного влияния на начало и продолжительность расширения и введение в тампонажный раствор растворенной соли NaCl.

Температура оказывает большое влияние на начало и продолжительность расширения при любых давлениях. С ростом температуры расширение начинается значительно раньше и имеет меньшую продолжительность. Если при температуре 100°C расширение шлако-песчаного-хроматного раствора начинается через 5—6 ч и период расширения продолжается до 29—32 ч, то при температуре 150°C расширение начинается через 1 ч 10 мин. — 2 ч после заливки и продолжается в течение 2—3,5 ч, а при температуре 200°C начало расширения сокращается до 55 мин — 1 ч 30 мин после заливки и продолжается 2—2,5 ч.

Шлако-цементные расширяющиеся тампонажные смеси

Эта смесь состоит из 50% тампонажного цемента и 50% высококальциевого саморассыпающегося шлака АЗФ. Для получения расширения в смесь вводился хроматный шлак в количествах 10, 20, 35, 50, 60, 80, 100%. Исследования проводились при температуре 120, 160°C и давлении 300 кгс/см². Результаты представлены в виде графика на рис. 15 и в табл. 3.

В данном случае смесь без добавки хроматного шлака при температуре 160°C и давлении 300 кгс/см² имеет тенденцию к расширению в процессе структурообразования и дальнейшего твердения. Максимальное расширение составляет 1,8%. Расширение начинается через 4 ч от момента затворения.

Введение хроматного шлака в шлако-цементную смесь резко увеличивает расширение камня, и максимальное расширение достигается при добавке хроматного шлака в количестве 50% от веса сухой смеси. Начало расширения для всех случаев значительно уменьшается и составляет 1 ч 20 мин — 1 ч 30 мин. Основное расширение для всех исследуемых смесей происходит в процессе схватывания цемента. При дальнейшем твердении камня расширения практически не происходит.

Введение хроматного шлака до 100% от веса сухой смеси приводит к увеличению относительного расширения камня. При добавке 50% хроматного шлака относительное расширение достигает наибольшей величины (24%). Дальнейшее увеличение количества хроматного шлака практически не приводит к заметному расширению камня.

Характер изменения кривых относительного линейного расширения в зависимости от количества хроматного шлама в смеси, твердевшей при температуре 80 и 120°C и давлении 300 кгс/см²,

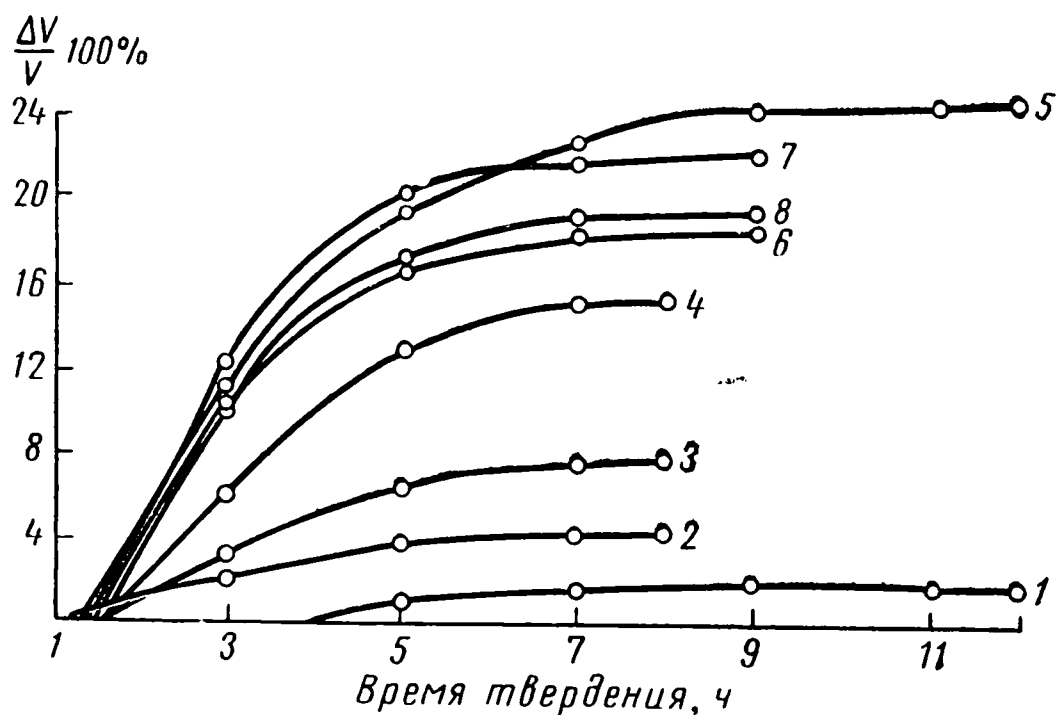


Рис. 15. Зависимость расширения от времени твердения цемента с добавкой саморассыпающегося шлака и хроматного шлама при температуре 160°C и давлении 300 кгс/см²:

1 — без хроматного шлама; с содержанием хроматного шлама: 2 — 10%; 3 — 20%; 4 — 35%; 5 — 50%; 6 — 60%; 7 — 80%; 8 — 100%

Таблица 3

Физико-механические свойства шлако-цементных смесей с добавкой хроматного шлама

Состав смеси				Плотность, г/см ³	Расстекание, см	Условия твердения		Сроки схватывания, ч—мин		Прочность через 2 сут, кгс/см ²	
шлак, г	цемент, г	хроматный шлам, г	вода, мл			t, °C	P, кгс/см ²	начало	конец	на изгиб	на сжатие
50	50	—	50	1,76	17,0	80	300	4 45	6 — 15	37,2	65,5
50	50	10	50	1,78	18,0	80	300	4—00	6 00	45,8	88,0
50	50	20	50	1,78	17,5	80	300	4—15	5—50	24,0	37,0
50	50	35	50	1,78	17,5	80	300	4—20	6—20	22,0	34,0
50	50	50	50	1,78	17,5	80	300	4—25	6—15	18,0	30,0
50	50	—	50	1,76	17,0	120	300	3—30	4—15	40,0	71,0
50	50	10	50	1,78	18,0	120	300	3—15	4—00	48,0	92,0
50	50	20	50	1,78	17,5	120	300	—	—	30,0	57,0
50	50	35	50	1,78	17,5	120	300	3—20	4—0	27,0	50,0
50	50	50	50	1,78	17,5	120	300	3—10	4—25	23,0	47,0
50	50	—	50	1,76	17,0	160	300	2—15	2—50	25,0	38,0
50	50	10	50	1,78	18,0	160	300	—	—	30,5	56,5
50	50	20	50	1,78	18,0	160	300	1—30	2—15	—	—
50	50	35	50	1,78	18,0	160	300	1—25	2—10	17,0	32,0
50	50	50	50	1,78	18,0	160	300	1—15	—	14,0	28,0

такой же, как и для тех же составов, твердевших при температуре 160°C и давлении 300 кгс/см^2 .

Как видно из табл. 3, добавка до 10% хроматного шлама в шлако-цементные смеси при всех исследованных температурах приводит к некоторому повышению механической прочности камня как на изгиб, так и на сжатие. Дальнейшее увеличение количества хроматного шлама в смеси (до 50% от веса сухой смеси) приводит к снижению механической прочности, но величина ее остается в пределах допустимых норм. Кроме того, наблюдается тенденция к снижению механической прочности камня при повышении температуры твердения шлако-цементного раствора, как с добавкой, так и без добавки хроматного шлама, выше 120°C . Это, видимо, объясняется наличием портландцемента в смеси. С увеличением времени хранения величина механической прочности увеличивается.

Исследовалось влияние соли NaCl на физико-механические свойства и расширение шлако-цементной смеси с добавкой хроматного шлама. Приготовление тампонажной смеси на насыщенном растворе NaCl при температурах выше 80°C практически не оказывает влияния ни на прочность, ни на расширяющиеся свойства цементного камня.

При температурах ниже 80°C введение соли в воду затворения в концентрации насыщения, как для ранее исследованных составов, приводит к некоторому снижению прочности цементного камня в ранние периоды гидратации цемента. Удлинение сроков твердения приводит к росту прочности. В семисуточном возрасте величина прочности становится вполне удовлетворительной.

Данные смеси как расширяющиеся могут быть использованы для цементирования обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах с высокими температурами и наличием соленосных отложений.

Тампонажные смеси с добавкой хроматного шлама

Исследованные составы с добавкой хроматного шлама удовлетворяют требованиям цементирования колонн при высоких температурах. Однако геолого-термальные условия Западного Казахстана таковы, что температуры $120\text{—}160^{\circ}\text{C}$ встречаются лишь в достаточно глубоких скважинах. В эти скважины спускаются обычно длинные обсадные колонны, верхняя часть которых находится в зоне меньших температур. В связи с этим возникает необходимость разработки составов, твердеющих при более низких температурах. Следует также установить, не вызовет ли присутствие сравнительно медленно гидратирующегося периклаза опасных внутренних напряжений в цементном камне.

Гидраты соединений, содержащихся в хроматном шламе, могут способствовать кристаллизации продуктов гидратации цемен-

та и влить на кинетику твердения и структуру цементного камня.

Исследовались смеси состава цемент — хроматный шлам в соотношениях 95 : 5; 90 : 10; 85 : 15; 75 : 25; 70 : 30; 65 : 35; 60 : 40; 50 : 50. Цементный раствор из вышеуказанных смесей готовился при водо-смесевом отношении 0,4 с использованием водопроводной воды. Определялись растекаемость по контуру АзНИИ, плотность, начало и конец схватывания при температуре 20°C и атмосферном давлении. Прочность цементного камня, твердевшего при температуре 20°C и атмосферном давлении, в водной среде определялась на приборе МИИ-100 через 2,7 и 28 сут. Параметры составов Ц : Х = 90 : 10, 80 : 20, 70 : 30, 60 : 40, 50 : 50 приведены в табл. 4.

Таблица 4

Состав смеси		Водо-смесевое отношение	Растекаемость, см	Плотность, г/см ³	Механическая прочность, кгс/см ²					
цемент, г	хроматный шлам, г				через 2 сут.		через 7 сут.		через 28 сут.	
					на изгиб	на сжатие	на изгиб	на сжатие	на изгиб	на сжатие
100	—	0,40	17,0	1,82	32,0	48,0	42,0	97,0	51,0	110
90	10	0,40	17,5	1,82	42,0	64,0	46,0	168,0	61,0	220
80	20	0,40	18,5	1,82	36,0	54,0	42,0	154,0	51,0	172
70	30	0,40	18,3	1,82	38,0	44,0	47,0	123,0	56,0	140
60	40	0,40	18,0	1,82	28,0	36,0	36,0	87,0	43,0	99
50	50	0,40	18,0	1,82	21,0	32,0	30,0	68,0	41,0	85

Как видно из табл. 4, введение в смесь хроматного шлама приводит к повышению текучести раствора. Плотность раствора практически не меняется, что объясняется одинаковостью плотностей хроматного шлама и цемента.

Увеличение количества хроматного шлама приводит к некоторому снижению механической прочности камня как на сжатие, так и на изгиб. Так, например, при увеличении количества хроматного шлама в смеси до 50% механическая плотность камня на изгиб снижается с 32 до 21 кгс/см² при твердении в течение 2 сут и с 51 до 41 кгс/см² при твердении в течение 28 сут. Наибольшую прочность имеют смеси состава Ц : Х = 90 : 10, Ц : Х = 80 : 20. Поэтому для практического применения были рекомендованы именно эти составы.

Влияние температуры на прочность камня из смеси цемента с хроматным шламом Ц : Х = 80 : 20, 90 : 10 приведено в табл. 5.

Как видно из табл. 5, при повышении температуры твердения до 100°C происходит значительное снижение прочности цементного камня по сравнению с прочностью камня, твердевшего при температуре 80°C. Следовательно, цементно-хроматные смеси ре-

Таблица 5

Состав смеси			Прочность на сжатие, в кгс/см ² , через 2 сут. при $p=300$ кгс/см ² и температуре; °С		
цемент, г	хроматный шлам, г	вода, мл	60	80	100
90	10	40	158	205	125
80	20	40	130	141	94

комендуется применять при температурах в скважине, не превышающих 80—90°C.

Составы Ц : Х = 80 : 20; 65 : 35; 50 : 50 были испытаны на долговечность. Образцы из этих составов, приготовленные на пресной воде и насыщенном растворе NaCl, твердели в растворах, насыщенных солями NaCl и MgSO₄. Определялось изменение механической прочности и газопроницаемости камня во времени. Результаты исследований приведены в табл. 6. Образцы хранились при температуре 20°C и атмосферном давлении.

Таблица 6

Состав смеси				Среда хранения	Механическая прочность на сжатие, в кгс/см ² , через, мес.		
цемент, г	хроматный шлам, г	вода, мл	насыщен- ный раст- вор NaCl, %		3	6	12
100	—	40	—	Вода	190	234	272
80	20	40	—	"	186	241	275
50	50	40	—	"	166	217	268
100	—	—	40	"	164	170	216
80	20	—	40	"	162	169	191
50	50	—	40	"	147	152	185
100	—	40	—	Насыщенный раствор NaCl	170	184	252
80	20	40	—	То же	158	177	262
50	50	40	—	"	119	125	203
100	—	—	40	"	170	152	161
80	20	—	40	"	150	166	189
50	50	—	40	"	127	144	178
100	—	40	—	30%-ый раствор MgSO ₄	—	242	311
80	20	40	—	То же	—	382	438
50	50	40	—	"	142	237	314
100	—	—	40	"	446	266	146
80	20	—	40	"	330	376	420
50	50	—	40	"	146	155	172

Из табл. 6 видно, что образцы, хранившиеся в агрессивной среде в течение 12 мес и испытанные через 3, 6, 12 мес, имеют тенденцию к увеличению механической прочности на сжатие. Образцы практически газонепроницаемы. Замеры показали, что образцы имеют линейное расширение до 0,5—1%.

Утяжеленные расширяющиеся тампонажные цементы

Для разработки утяжеленных тампонажных смесей в качестве утяжеляющей добавки была использована хроматная руда (хром-шпинелиды).

Введение хроматной руды в тампонажную смесь позволяет получить утяжеленные тампонажные растворы. Так, например, добавка хроматной руды в количестве 50% от веса смеси позволяет увеличить плотность тампонажного раствора до 2,3 г/см³. При этом водопотребность уменьшается и водо-смесевое отношение составляет 0,3. Растекаемость равна 16—17 см. Механическая прочность уменьшается от 30 до 18 кгс/см² через 2 сут. С увеличением температуры до 160°C механическая прочность тоже имеет тенденцию к росту, достигая своего максимума при температуре 120°C; при дальнейшем увеличении температуры твердения до 160°C механическая прочность немного падает, но она остается достаточно высокой и вполне удовлетворяет требованиям цементирования обсадных колонн в условиях Казахстана.

Были проведены исследования по приданию расширяющихся свойств разработанным утяжеленным цементам при различных температурах. Введение хроматного шлама до 20% приводит к незначительному расширению камня (2%). В данном случае расширение происходит в процессе всего периода твердения камня. Расширение начинается через 2 ч 30 мин. Увеличение количества хроматного шлама в смеси приводит к резкому увеличению расширения камня.

Расширение в основном происходит в период структурообразования раствора, и к концу схватывания его расширение практически прекращается. Максимальное расширение (26%) получается при введении 35% свежего хроматного шлама.

Добавка хроматного шлама не приводит к резкому изменению прочностных свойств цементного камня. Сроки схватывания почти не изменяются. При температурах выше 100°C требуются замедлители схватывания.

Утяжеленные тампонажные смеси, состоящие из 50% вес. цемента и 50% вес. хроматной руды, расширяющиеся за счет добавки хроматного шлама, по своим технологическим параметрам вполне удовлетворяют требованиям цементирования обсадных колонн.

Таким образом, хроматный шлам (отходы Актюбинского завода хромовых соединений) может быть использован в качестве расширяющей добавки к тампонажным цементам. Количество добавки в зависимости от условий цементирования может быть различным.

Облегченные расширяющиеся тампонажные смеси

Для разработки облегченных расширяющихся тампонажных смесей в качестве облегчающих и расширяющих добавок были взя-

ты зола от сжигания просяной шелухи (ПШ) Актюбинского мелькрупкомбината и саморассыпающийся шлак (СР) Актюбинского завода ферросплавов. Тампонажная смесь готовилась в сочетании с тампонажным цементом для «горячих» скважин.

Физико-механические свойства цементно-зольно-шлаковых растворов удовлетворяют требованиям цементирования скважин. Расширение смеси исследовалось при температурах 100, 150 и 200°C и давлениях 100, 300, 500, 700 и 1000 кгс/см². Для исследования был взят состав цементно-зольно-шлаковой смеси в весовом соотношении 3 : 1 : 1, приготовленный для цементирования эксплуатационной колонны в скв. СГ-2 Биикжал. Физико-механические свойства смеси приведены в табл. 7.

Таблица 7

Состав смеси (Ц: ПШ:СР), вес. ч.	Жидкость затворения	В:Ц	Плотность смеси, г/см ³	Растекание, см	Прочность через 2 сут, кгс/см ²					
					$t=22^{\circ}\text{C}$, $p=1$ кгс/см ²		$t=75^{\circ}\text{C}$, $p=1$ кгс/см ²		$t=150^{\circ}\text{C}$, $p=500$ кгс/см ²	
					на изгиб	на сжатие	на изгиб	на сжатие	на изгиб	на сжатие
3 : 2 : 1	Водопроводная вода	0,65	1,55	20,0	10	11	23	52	92	150
3 : 2 : 1	10%-ный раствор NaCl	0,60	1,67	15,5	—	—	—	—	99	161
3 : 2 : 1	30%-ный раствор NaCl	0,60	1,75	16,5	—	—	—	—	76	103
3 : 1 : 1	Водопроводная вода	0,60	1,65	22,5	14	23	26	72	83	125
3 : 1 : 1	10%-ный раствор NaCl	0,60	1,64	20,0	—	—	—	—	92	136
3 : 1 : 1	30%-ный раствор NaCl	0,60	1,75	18,0	—	—	—	—	64	95

Исследования показали, что с ростом давления величина расширения уменьшается с 4,8% при 100 кгс/см² до 2,7% при 1000 кгс/см². Снижение величины расширения происходит не в прямой линейной зависимости. Так, если при повышении давления от 100 до 300 кгс/см² величина расширения снижалась на 0,35% на каждые 100 кгс/см², то при повышении давления с 700 до 1000 кгс/см² величина расширения снижалась на 0,13% на каждые 100 кгс/см².

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАСШИРЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ НА ГЕРМЕТИЗАЦИЮ КОНТАКТА ЦЕМЕНТ — ГЛИНИСТАЯ КОРКА — ТРУБА

Исследования проводились по методике, разработанной ВНИИБТ. Твердение цементного раствора происходило при температуре $20 \pm 2^\circ\text{C}$ и атмосферном давлении в воде затворения. Через 1 сут после затворения определяли давление прорыва воды через глинистую корку в контакте цементный камень — труба.

Для исследования была взята цементно-золяная смесь (в соотношении цемент 60% вес., зола 40% вес.), широко используемая при креплении скважин в соленосных отложениях Казахстана и эта же смесь с добавкой 30% вес. негашеной извести. Глинистая корка наносилась толщиной 3, 6, 9 и 12 мм. Глинистое тесто для глинистой корки готовилось различной густоты (плотности) с соотношением глины к воде (в вес. ч.) 3:4; 1:1; 5:4.

При заливке цементно-золяного раствора без расширяющихся добавок прорыв воды происходит при незначительном давлении до $1,8 \text{ кгс/см}^2$ и менее в зависимости от толщины и плотности глинистой корки. При введении в цементно-золяную смесь 30% негашеной извести давление прорыва резко возрастает, особенно при толщине глинистой корки 3 мм до 32, 21 и 10 кгс/см^2 в зависимости от плотности глинистой корки, т. е. увеличивается в 18, 14 и 40 раз. С увеличением толщины глинистой корки и снижением ее плотности давление прорыва воды уменьшается. Однако, если считать линейной зависимость роста давления прорыва воды с увеличением длины контактной зоны с глинистой коркой, то на каждый 1 м высоты в зависимости от плотности глинистой корки, давление будет возрастать следующим образом:

Толщина глинистой корки, мм	3	6	9	12
Увеличение давления прорыва, кгс/см^2	40—128	22—64	8—38	7,2—30

Таким образом, при расширении цементного камня плотность в контактной зоне цементный камень — труба во всех случаях остается значительной по сравнению с применением нерасширяющегося цемента, что дает основание предполагать о создании герметичного затрубного пространства при применении расширяющихся тампонажных смесей.

Для определения усилий, действующих при расширении тампонажных смесей, была собрана установка, состоящая из металлического цилиндрического стакана, в который заливался тампонажный раствор. На тампонажный раствор ложился поршень, соединенный со штоком и вторым поршнем, который через жидкость в цилиндре при расширении тампонажной смеси передавал

усилие на манометр высокого давления. Рост давления регистрировался на диаграммной ленте.

Исследовались цемент, цементно-золевая, цементно-песчаная смеси с добавкой негашеной извести. При расширении на 1% усилия в среднем составляли от 1,1 до 1,7 кгс/см² в зависимости от состава тампонажного раствора. Толщина и плотность глинистой корки снижают действующие усилия на породы и трубы. Поэтому при подборе расширяющихся тампонажных смесей необходимо учитывать прочность обсадных труб, спускаемых в скважину, и наличие глинистой корки.

КОРРОЗИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ В СОЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Исследованиями, проведенными как в Советском Союзе, так и за рубежом, установлено, что в большинстве случаев эксплуатационные колонны через определенное время приходят в негодность из-за коррозионного разрушения. По этой причине во многих районах Советского Союза начались обводнения скважин, что потребовало дополнительных работ и денежных затрат на восстановительные работы. Коррозия обсадных колонн в основном происходила в местах отсутствия цементного камня.

М. М. Загиров, анализируя промышленный материал по эксплуатационным скважинам Ромашкинского нефтяного месторождения, пришел к выводу, что основной причиной потери герметичности колонн является коррозионное разрушение обсадных труб. Большинство нарушений (80%) приходится на скважины, эксплуатирующиеся 5 лет и более.

Поднятые из скважин обсадные трубы имели коррозионное разрушение как с наружной, так и с внутренней стороны. Однако преобладающую роль играет наружная коррозия. Во всех случаях в заколонном пространстве цементное кольцо отсутствовало. Скорость коррозии, рассчитанная по фактическому времени работы колонны в зависимости от глубины нахождения участка, труб и температуры, различна и колеблется от 0,61 до 0,98 мм в год. На некоторых участках имеются сквозные коррозионные отверстия. Точечная коррозия с глубиной разрушения 2—4 мм распространяется в открытом стволе скважины на всю длину от башмака предыдущей колонны до начала цементного кольца. Исходя из фактической скорости коррозии, автор считает, что срок службы колонн до первого сквозного проржавления будет составлять 10—12 лет.

Усиленной наружной коррозии подвергаются обсадные трубы против водоносных пластов, содержащих агрессивные ионы (Cl^- , HCO_3^- , SO_4^- , Mg^{2+} и др.), а также растворенные газы (CO_2 , H_2S , O_2). При этом возможна одновременная коррозия электрохимического процесса между трубой и электролитом (пластовой водой) и сульфатовосстанавливающих бактерий, для жизнедеятельности которых необходимы органические вещества.

тельности которых имеются благоприятные условия: слабоминерализованная вода, наличие глинистого раствора и сероводорода.

Американские исследователи считают, что причинами, вызывающими коррозию внешней поверхности обсадных колонн, являются: 1) действие бактерий; 2) контакт с некоторыми породами и почвенными водами; 3) электролиз, вызываемый блуждающими токами, поступающими с поверхности или из почвы; 4) гальваническое действие вследствие контактирования с различными материалами; 5) металлические дефекты в трубах.

В районах Западного Техаса (шт. Нью-Мехико) коррозия обсадных труб происходит в основном на внутренней поверхности. На месторождении Фуллертон в Западном Техасе наиболее коррозионной является свита сен-эндерс, сложенная из доломита, насыщенного водой, содержащей сероводород. Причиной течи обсадных колонн была коррозия наружной поверхности обсадных труб чаще всего от контакта с этим доломитом.

Коррозия обсадных колонн также может быть вызвана действием гальваноэлектричества; сульфатовосстанавливающими бактериями; химическим воздействием; блуждающими токами. Борьбу с такого рода коррозией предлагают вести нанесением специальных покрытий и катодной защитой.

Исследованиями в лабораторных условиях установлено, что кислород, содержащийся в промывочной жидкости, оставшейся в затрубном пространстве при закачивании скважины, при взаимодействии с кислородом, входящим в состав окалина металла на поверхности обсадной колонны, является одной из главных причин коррозии.

В округе Рукс (шт. Канзас) в течение 2 лет три скважины подвергались промысловым исследованиям. В этой части месторождения коррозия труб наиболее сильна и обсадные колонны разрушаются коррозией в течение 12—18 мес. после спуска их в скважину. Наибольшая концентрация точечной коррозии обсадной колонны в каждой скважине была приурочена к интервалу 301,75—304,8 м. Максимальная глубина каверн при точечной коррозии достигла 5,35 мм, т. е. 85% толщины стенки обсадной трубы. Следы воздействия коррозии в разных скважинах выглядели по-разному. На одних обсадных трубах области разрушения располагались вдоль тела трубы, а в других случаях — по окружности. В первом случае это объясняется задирами наружной стенки труб о стенки скважины, во втором — повреждениями поверхности обсадных труб стальным канатом или машинными ключами при свинчивании труб во время их спуска в скважину. Это свидетельствует о том, что повреждения на трубах являются одной из причин ускорения коррозии.

В нефтяных и газовых скважинах коррозия вызывается, главным образом, наличием в нефти сероводорода и других сернистых соединений, а также присутствием в пластовой воде солей и органических кислот.

При добыче нефти с поддержанием давления в пласте путем закачивания воды отмечается высокая коррозия (до 1100 г/м²) вследствие действия солей СО₂, содержащихся в нагнетательной воде, а также влияния микробов. После обработки растворами солей диамина коррозия снижается до 200—300 г/м². При повышенной концентрации ПАВ коррозия снижается до 20—50 г/м².

Исследованиями установлено, что более 50% питтингов на каждой колонне имели глубину 0,5—1,27 мм. Площадь большинства питтингов на каждой колонне была не менее 64,5 см². Минимальная площадь 11,6 см² питтингов найдена на обсадных трубах контрольной скважины.

Считают, что в соленосных разрезах часто присутствуют корродирующие сульфатные воды, поэтому цементное кольцо должно быть устойчивым по отношению к ним.

Часто поломку труб вызывает коррозионное растрескивание. Намечается тенденция к применению труб повышенной прочности. В скважинах с высоким давлением используются толстостенные трубы.

Установлено, что стали твердостью 24 по Роквеллу и менее можно использовать в коррозионных средах при напряжениях, равных 80% предела текучести. Присутствие кислорода и воды создает условия, благоприятные для возникновения коррозии. Растворы с рН > 9 очень эффективны для предотвращения или хотя бы замедления коррозии. Органические реагенты связывают кислород и тем самым препятствуют возникновению коррозии. Умышленно аэрированные растворы, рассолы и вода создают идеальные условия для коррозии. Хуже всего изучено коррозионное действие растворов, приготовленных на основе гипса.

В настоящее время в качестве ингибиторов коррозии используют амины.

Коррозия труб обуславливает частые аварии. Аварии вследствие усталости материала имеют менее серьезные последствия, чем аварии вследствие питтинговой коррозии. Растрескивание материала ускоряется, если труба, имеющая питтинговую коррозию, находится под действием сильных растягивающих сил, причем трещины образуются от основания коррозионных язв.

Опыты показали, что максимальный коррозионный эффект отмечается в насыщенных воздухом растворах NaCl концентрации 11%. При этом скорость коррозии зависит от температуры. Например, при температуре $t = 3,89^{\circ}\text{C}$ скорость коррозии 3,683 мм в год, а при температуре $48,89^{\circ}\text{C}$ скорость коррозии 11,938 мм в год. Было обнаружено, что хроматы являются очень эффективным ингибитором.

В настоящее время нет общепринятого мнения о причине высокого защитного действия цементных и бетонных покрытий в условиях подземной коррозии. Большинство считает, что причиной этого является создание щелочных условий на поверхности ме-

талла и, возможно, предупреждение доступа кислорода. При достаточно большом количестве солей в почве они могут также проникать через бетон и вызывать коррозию труб.

Необходимо отметить, что трещины в бетоне, вызванные изгибом, неравномерным термическим расширением или сотрясениями, не создают опасности коррозии, пока бетон имеет хорошее сцепление с трубой.

Проводилось исследование труб, извлеченных из скважины. Были обнаружены три сквозные перфорации, а на 15 звеньях имелся питтинг на глубину до 90% толщины стенки труб. Особенно локализованный питтинг наблюдался в области муфт и резьбы и в местах повышенных напряжений, где имелись следы ключей.

Коррозия наружной поверхности обсадных труб изучалась при помощи снятия графика потенциалов обсадных труб, а коррозия их внутренней поверхности — путем измерений нутромером. Испытания показали, что во всех случаях нарушения происходили за счет наружной коррозии обсадных труб.

Исследованиями установлено, что негерметичность заколонного пространства в газовых скважинах (особенно в подсолевых отложениях) может вызвать наружную коррозию обсадных колонн. Коррозионное действие газа также достаточно сильно. Доказано, что сероводород вызывает хрупкость или потерю эластичности сталей, имеющих твердость более 22 по Роквеллу. Это явление обычно сопровождается так называемым сероводородным раскислением под напряжением и характеризуется внезапным частым изломом стали.

Коррозия труб в значительной мере зависит от растворенного в буровом растворе кислорода. Наличие заводской окалины на трубах может также заметно ускорить коррозию. Скорость коррозии в буровом растворе, определенная на образцах, установленных на всасывании и выкидных линиях, достигла 1,27 мм за 2 мес, причем более $\frac{2}{3}$ этой глубины питтинга создавалось за первые 15 дней. В другом случае было определено, что кислородная коррозия может образовать сквозные перфорации в трубе всего за 48 ч.

Изменение рН раствора может быть средством борьбы с коррозией. Однако рН влияет на скорость коррозии, но не на природу возникающих разрушений. В качестве ингибиторов коррозии применяют хроматы натрия или калия.

Существенное влияние на ускорение коррозии металлов оказывает температура агрессивной среды. Ф. Тодт указывает, что при повышении температуры воды скорость химической (электрохимической) реакции увеличивается примерно в 2—3 раза на каждые 10° повышения температуры. Если принять среднюю температуру холодной воды равной 10°C , то с повышением температуры до 60°C скорость реакции увеличивается в 32 раза. Соляные растворы независимо от того, содержат ли они хлориды

натрия, магния или кальция, принадлежат к наиболее агрессивным водным средам.

Таким образом, все виды коррозии связаны с химическими процессами, причем степень разрушения зависит в первую очередь от значения рН среды и от концентрации кислорода. Ф. Тодт считает, что любая вода будет агрессивной по отношению к железу, если при комнатной температуре рН воды меньше 9,6.

Кроме влияния агрессивной среды, обсадные колонны постоянно подвержены различного рода напряжениям. Исследованиями установлено, что под напряжением происходит коррозионное растрескивание. Х. Л. Логан показывает, что коррозионное растрескивание под напряжением возникает обычно в результате растягивающей составляющей статического напряжения. Неизвестно ни одного случая растрескивания под действием сжимающих напряжений.

При коррозионном растрескивании под напряжением необходимо определять природу среды, под воздействием которой находится материал. Коррозионное распространение под напряжением — это отчасти электрохимический процесс, возникающий при зарождении и распространении трещин. Считается, что хлориды вызывают коррозионное распространение под напряжением многих сплавов.

Специалисты, занятые вопросами исследования коррозии, считают, что толстостенные обсадные трубы из низкопрочной стали лучше противостоят коррозии и возможность их поломки вследствие коррозии под напряжением меньше, чем труб из высокопрочной стали. Если в агрессивной среде присутствуют формальдегиды, сульфат-кислородная реакция коррозии полностью приостанавливается.

Установлено, что образцы труб, находящихся под цементным камнем, приготовленным на пресной воде, в статических условиях в различных средах (пластовых водах) в течение более трех лет коррозии практически не имели. В динамических условиях в потоке сточных вод скорость коррозии под цементными покрытиями не превышает 0,01 мм в год. Исследованиями состояния цементного камня и обсадных труб комплексным прибором СГДТ-2 в старых скважинах показано, что при наличии качественного цементного камня обсадные трубы сохраняют свою толщину без изменения в течение длительного времени (20 лет и более), хотя цементный камень со временем теряет свою прочность.

Как показали анализы литературных источников и данные исследования геологических условий, а также условий работы обсадных колонн в соленосных отложениях Западного Казахстана, обсадные колонны, спущенные для перекрытия солевой толщи, могут быть подвергнуты значительной коррозии из-за солевой агрессии и других факторов. В этих случаях одним из факторов, способствующих снижению критического давления смятия и

уменьшению сроков службы обсадных колонн, является коррозия в солях. С целью выяснения влияния солевой агрессии на коррозию обсадных колонн были поставлены определенные лабораторные исследования.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ОБРАЗЦОВ ОБСАДНЫХ ТРУБ В СОЛЯХ

Методика проведения исследований

Исследования проводились в трех направлениях:

1) определялась коррозия образцов труб и цементного камня в растворе сложного химического состава, соответствующем раствору из шлама соляных пород, отобранных при бурении скважин;

2) определялась коррозия образцов труб в рассолах химически чистых солей NaCl , KCl , MgCl_2 и Na_2SO_4 ;

3) определялась коррозия образцов труб, покрытых камнем из различных тампонажных смесей, в химически чистых кристаллических солях NaCl , KCl , MgCl_2 и CaCl_2 с влажностью, соответствующей влажности соляных пород, слагающих стенки скважины.

При проведении опытов температура поддерживалась $20 \pm 2^\circ\text{C}$ и $50 \pm 2^\circ\text{C}$. Коррозия определялась по изменению веса образцов. Кроме того, при первом исследовании коррозионные образцы подвергались определению изменения прочности на разрыв на разрывной машине типа ГСМ-20 по известной методике.

Коррозия образцов труб и цементного камня в растворе сложного химического состава

Коррозионной средой был раствор, состав которого соответствовал составу раствора из шлама соляных пород, отобранных в процессе бурения скв. 88 Кенкияк. Химический состав шламовых вытяжек: Ca^{2+} — 1362,7 мг/л в пересчете на CaO — 1907,8 мг/л; Mg^{2+} не обнаружен; Cl — 195 858 мг/л; SO_4^{2-} — 3167,2 мг/л; K^+ — 20,2 мг/л; Na^+ (по разности) — 126 973,8 мг/л.

Были взяты образцы труб из сталей нелегированной группы прочности Д и легированной группы прочности Р-110 (в большинстве случаев применяемых для перекрытия соляных отложений на западе Казахстана). Все образцы одной плавки.

Перед погружением в термостат образцы труб обработали, затем взвесили. Взвешенные образцы погрузили в термостат, заполненный приготовленным раствором, где они хранились до конца опыта при температуре $50 \pm 2^\circ\text{C}$ при ежесуточном перемешивании. По истечении 257, 312 и 381 сут образцы (по три образца каждой группы прочности стали) извлекались и подвергались всесторонним исследованиям. После соответствующей обработки

(очистки от продуктов коррозии) образцы обсадных труб, хранившиеся в агрессивной среде, имели вид, приведенный в последующем описании.

На всех образцах коррозионное разрушение происходит в виде язвы межкристаллитного поражения (рис. 16). На рис. 16 они видны как темные пятна. Продукт коррозии темно-коричневого цвета. Наибольшая площадь коррозионной поверхности приходится на наружную сторону образцов, на этой же стороне при увеличении в 20 раз видны редкие питтинги. На внутренней сто-



Рис. 16. Виды коррозии образцов труб, находившихся длительное время в солевой среде:

a — образцы из стали группы Р-110; *б* — образцы из стали группы прочности Д

роне коррозионная поверхность меньше, однако при увеличении в 20 раз почти по всей поверхности видны питтинги.

При исследовании образцов, извлеченных из агрессивной среды через 257, 312 и 381 сут, установлено, что потеря веса образцов из стали группы прочности Д при хранении их до 257 и 312 сут составляет в среднем 0,0023 г/сут на один образец, а уже через 381 сут — в среднем 0,0163 г/сут, т. е. коррозия в период между 312 и 381 сут достигала 0,079 г/сут (за 69 сут возросла в 34,3 раза). Потеря веса образцов из стали группы прочности Р-110 через 257 и 312 сут в среднем составила 0,0033 г/сут один образец, а через 381 сут средняя потеря веса составила 0,0153 г/сут, т. е. в период между 312 и 381 сут достигала 0,069 г/сут (за 69 сут возросла в 20,9 раза).

Площадь коррозионной поверхности за 257 сут составила у образцов из стали группы прочности Д в среднем 11% от общей

площади образцов, у образцов из стали группы прочности $P=110$ — 8%, т. е. отношение коррозионной поверхности образцов ко времени их хранения соответственно составляло 0,038 и 0,030 см²/сут.

После 381 сут площадь коррозионной поверхности образцов из стали группы прочности Д увеличилась в среднем до 26,2%, а образцов из стали группы прочности $P=110$ — до 21,2%. Отношение коррозионной поверхности образцов ко времени их хранения соответственно составило 0,062 и 0,053 см²/сут. А за период между 257 и 381 сут, т. е. за 124 сут, распространение коррозионной поверхности возрастало для стали группы прочности Д в

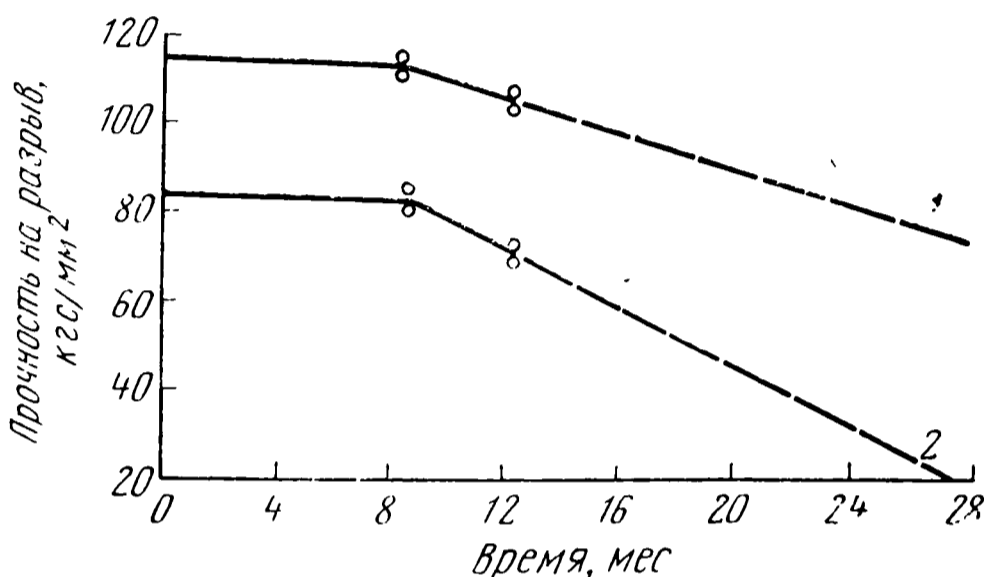


Рис. 17. Изменение прочности на разрыв образцов труб вследствие солевой коррозии:
1 — сталь группы прочности P-110; 2 — сталь группы прочности Д

2,97 раза, а для стали группы прочности $P=110$ — в 3,3 раза, т. е. составила 0,099 и 0,113 см²/сут.

После описанного выше обследования и замера площади поперечного сечения коррозионные и контрольные (не подвергавшиеся коррозии) образцы были испытаны на разрыв на разрывной машине типа ГМС-20. Результаты испытаний приведены на рис. 17.

Как видно из рис. 17, через 257 сут потеря прочности на разрыв для образцов из стали группы прочности P-110 составила 2,2 кгс/мм², или 1,9%, и для образцов из стали группы прочности Д — 2,2 кгс/мм², или 2,6%. Через 381 сут общая потеря прочности на разрыв составила у образцов из стали группы прочности P-110 10,2 кгс/мм², или 9%, а у образцов из стали группы прочности Д — 15,5 кгс/мм², или 18%.

При разбуривании цементного стакана в скв. 88 Кенкияк в колонне диаметром 219 мм, перекрывшей соленосные отложения, с глубины 3775 м был отобран керн цементного камня (цементно-песчаная смесь Вольского завода, затворенная на насыщенном NaCl рассоле).

Данный керн был распилен на образцы кубической формы размерами $20 \times 20 \times 20$ мм. Часть образцов была испытана на сжатие, часть после соответствующего описания заложена в тот же термостат вместе с образцами труб.

При испытании образцов труб в эти же сроки исследовались и образцы цементного камня. Ни на одном образце не было обнаружено следов начала разрушения или коррозии. Цементный камень сохранял свою прочность.

Коррозия образцов труб в растворах различных солей

Для исследования влияния различных солей на коррозию обсадных труб были приготовлены насыщенные растворы из солей NaCl , KCl , CaCl_2 , MgCl_2 и Na_2SO_4 . Растворы имели следующий химический состав.

NaCl : Na^+ — 126 221,7 мг/л; Ca^{2+} — 19,8 мг/л; Mg^{2+} — 10,8 мг/л; Cl^- — 194 535 мг/л; SO_4^{2-} — 31,3 мг/л;

KCl : K^+ — 136 890 мг/л; Ca^{2+} — 9,9 мг/л; Cl^- — 127 332 мг/л;

CaCl_2 : Ca^{2+} — 177 564 мг/л; Cl^- — 318 330 мг/л; SO_4^{2-} — 65,8 мг/л;

MgCl_2 : Mg^{2+} — 113 732,5 мг/л; K^+ — 70,7 мг/л; Cl^- — 336 960 мг/л; SO_4^{2-} — 42 мг/л;

Na_2SO_4 : Na^+ — 63 020 мг/л; SO_4^{2-} — 131 483,4 мг/л; Cl^- — 53,05 мг/л.

Других компонентов во всех растворах не обнаружено.

После приготовления растворы разлили в стеклянные банки из расчета не менее 10 см^3 раствора на 1 см^2 поверхности образца. В одну банку закладывали обработанные, взвешенные образцы труб из стали одной группы прочности. Банки герметически закрывали для предотвращения доступа воздуха. Образцы хранились при температуре $20 \pm 2^\circ\text{C}$ и периодическом перемешивании растворов.

Исследование образцов производили через 124, 255 и 354 сут. В эти сроки были проверены химические составы растворов и коррозионное состояние образцов. Химический состав растворов во всех банках остался почти без изменений, лишь везде появился осадок железа (ржавчины).

Все образцы имели коррозионные язвы межкристаллического поражения в основном с наружной стороны. С внутренней стороны образцов при увеличении в 20 раз видны питтинги почти по всей поверхности.

Исследования образцов, извлеченных из растворов по истечении 124 сут, показывают, что по потере веса труб образцов из сталей групп прочности Р-110 и Д наиболее агрессивной средой оказался раствор MgCl_2 , затем по агрессивности идут растворы

CaCl_2 , Na_2SO_4 , KCl и наименее агрессивным был раствор NaCl . Причем растворы MgCl_2 и CaCl_2 почти в 10 раз агрессивнее раствора NaCl . Образцы труб из стали группы прочности Д во всех случаях более подвержены коррозии, чем образцы труб из стали группы прочности Р-110.

После 255 сут для образцов труб из стали группы прочности Р-110 закономерность агрессивности сред не изменилась, хотя интенсивность потери веса в растворах MgCl_2 и CaCl_2 несколько снизилась.

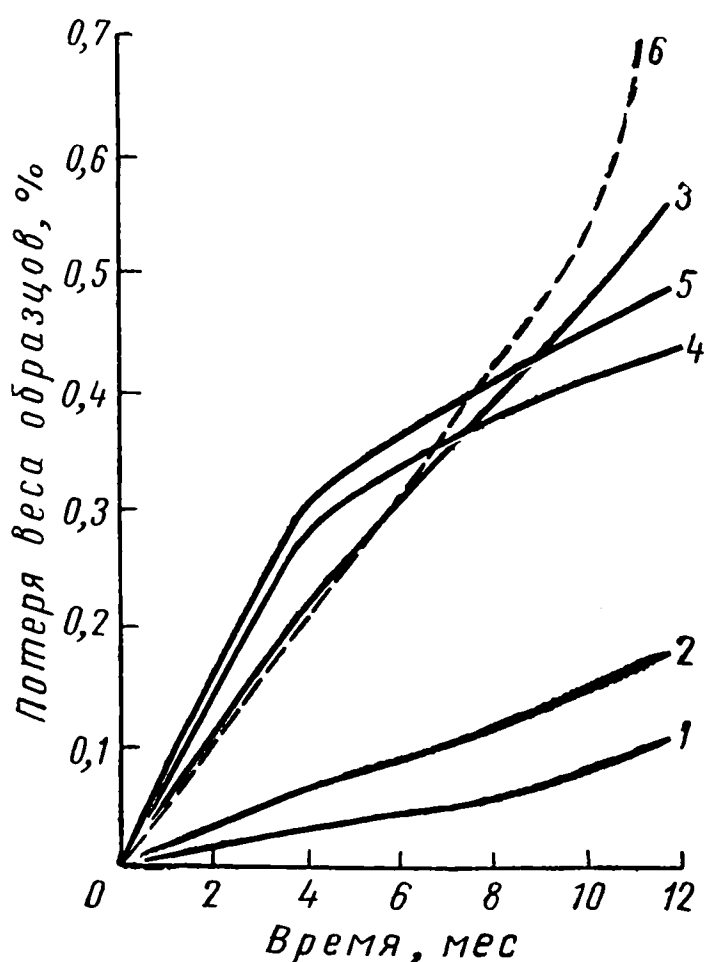


Рис. 18. Потери веса образцов труб из стали группы прочности Р=110 вследствие коррозии в насыщенных растворах солей:

1 — раствор NaCl , температура 20°C ; 2 — раствор KCl , температура 20°C ; 3 — раствор Na_2SO_4 , температура 20°C ; 4 — раствор CaCl_2 , температура 20°C ; 5 — раствор MgCl_2 , температура 20°C ; 6 — раствор сложного химического состава, температура 50°C

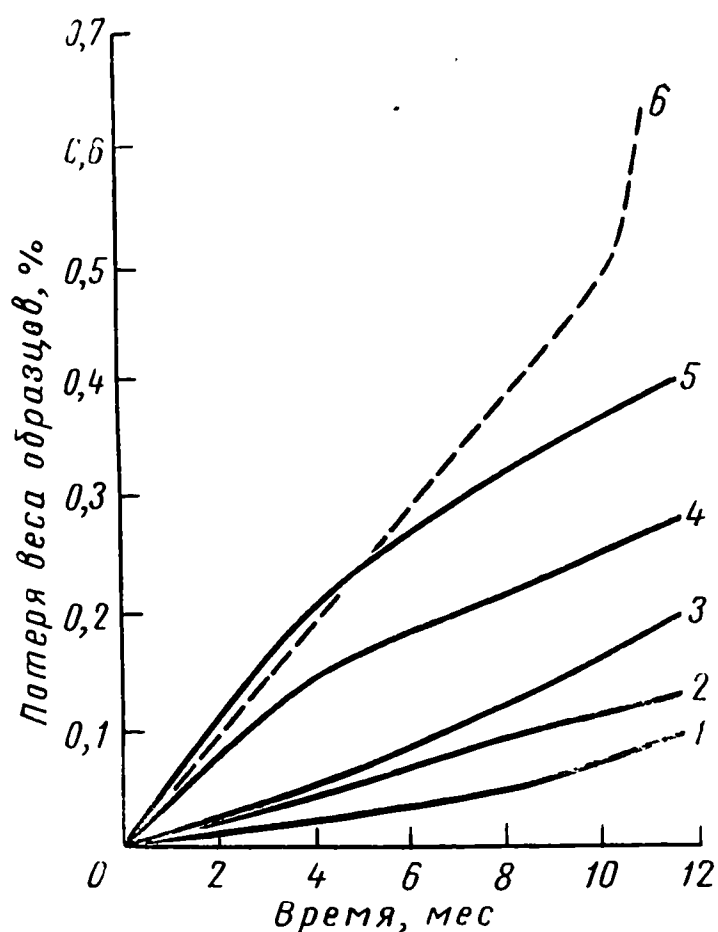


Рис. 19. Потери веса образцов труб из стали группы прочности Д вследствие коррозии в насыщенных растворах солей:

1—6 — то же, что на рис. 18

Для образцов труб из стали группы прочности Д интенсивность потери веса в растворах MgCl_2 и CaCl_2 также снизилась, в остальных же растворах осталась на прежнем уровне. В этой связи в растворе Na_2SO_4 общие потери веса образцов через 255 сут больше, чем в растворе CaCl_2 , но меньше, чем в растворе MgCl_2 .

По результатам исследований образцов, извлеченных через 354 дня, видно, что для образцов труб из стали группы прочно-

Потери веса образцов труб из сталей групп прочности Р=110 и Д

Группа прочности стали труб	Потери веса образцов, в %						
	NaCl			KCl			124
	Время хранения						
	124	255	354	124	255	354	124
Д	0,033	0,06	0,11	0,066	0,12	0,18	0,22
Р=110	0,022	0,05	0,10	0,047	0,1	0,13	0,05

сти Р-110 и в этот срок закономерность агрессивности сред не изменялась.

Потери веса образцов труб из стали группы прочности Р-110 вследствие коррозии в различных растворах солей показаны на рис. 18.

Аналогичное явление наблюдается у образцов труб из стали группы прочности Д, извлеченных через 354 дня. Агрессивность растворов $MgCl_2$ и $CaCl_2$ снизилась. Потери веса образцов в остальных рассолах — $NaCl$, KCl и Na_2SO_4 — остались такими же, поэтому к 354 сут наиболее агрессивным для образцов из стали группы прочности Д оказался раствор Na_2SO_4 , затем $MgCl_2$, $CaCl_2$, KCl , $NaCl$.

Потери веса образцов труб из стали группы прочности Д вследствие коррозии в различных рассолах показаны на рис. 19.

В табл. 9 приводятся данные потери веса образцов вследствие коррозионного разрушения в растворах различных солей при температуре $20 \pm 2^\circ C$.

На рис. 18 и 19 для сравнения скорости коррозии от температуры приводятся потери веса образцов труб из сталей групп прочности Д и Р-110, но хранившихся в растворе сложного химического состава при температуре $50 \pm 2^\circ C$ (линия б).

По своему составу этот раствор близок к раствору $NaCl$.

Из исследований видно, что до 312 сут скорость коррозии образцов труб из стали группы прочности Д, хранившихся при температуре $50^\circ C$, в 6,2 раза больше скорости коррозии таких же образцов, хранившихся в растворе $NaCl$ при температуре $20^\circ C$, т. е. в данном случае при повышении температуры скорость коррозии возрастает на каждые $10^\circ C$ в 2,1 раза. А у образцов труб из стали группы прочности Р-110 при таких же сравнительных условиях скорость коррозии при повышении температуры на каждые $10^\circ C$ возрастает в 1,7 раза.

После 312 сут, как показано на рис. 18 и 19, скорость коррозии образцов труб из сталей групп прочности Д и Р-110 в сложном растворе при температуре $50^\circ C$ резко возрастает. Через

вследствие коррозионного разрушения в растворах различных солей

в растворах солей							
Na_2SO_4		$CaCl_2$			$MgCl_2$		
образцов, сут							
255	354	124	255	354	124	255	354
0,41	0,56	0,29	0,39	0,43	0,31	0,42	0,48
0,13	0,20	0,15	0,22	0,28	0,21	0,33	0,40

354 дня у образцов труб из стали группы прочности Д коррозия в сложном растворе при температуре $50^\circ C$ протекает в 30 раз быстрее, чем у таких же образцов в рассоле $NaCl$ при температуре $20^\circ C$, т. е. на каждые $10^\circ C$ повышения температуры потери веса от коррозии возрастают в 11 раз.

Образцы труб из стали группы прочности Р-110 через 354 дня при температуре $50^\circ C$ в сложном растворе разрушаются коррозией в 26 раз быстрее, чем такие же образцы в растворе $NaCl$ при температуре $20^\circ C$, т. е. при повышении температуры на каждые $10^\circ C$ потери веса от коррозии возрастают в 8,7 раза.

Остальные растворы — KCl , Na_2SO_4 , $CaCl_2$ и $MgCl_2$ по отношению к раствору $NaCl$ являются наиболее агрессивными, однако сравнивать их со сложным раствором нельзя из-за большой разницы химических составов.

Таким образом, выводы Ф. Тогда об увеличении скорости коррозии на каждые $10^\circ C$ в 2—3 раза справедливы и для нашего случая при температурах 20 и $50^\circ C$ и времени хранения образцов до 312 сут. После 312 сут при температуре $50^\circ C$ скорость коррозии резко возрастает, а при $20^\circ C$ она остается такой же.

Поэтому вопрос коррозии труб при различных температурах в зависимости от времени хранения требует дополнительных исследований.

Таким образом, образцы трубной стали, легированной группы прочности Р-110 и нелегированной группы прочности Д подвергаются коррозии в жидкой солевой среде, по химическому составу соответствующей раствору, приготовленному из шлама-соли, отобранного при бурении скважины в соленосных отложениях Западного Казахстана. Это дает основание считать, что такая же коррозия обсадных труб происходит и в скважине.

Коррозия в указанной выше среде при температуре $50^\circ C$ и времени хранения образцов до 257—312 сут распространяется равномерно с незначительной скоростью 0,25—0,35 г/сут на $1 м^2$, коррозионная площадь при этом составляет 8—11%. Между 312 и 381 сут скорость коррозии резко возрастает до 7,4—9,1 г/сут на

1 м², а коррозионная площадь увеличивается до 21—26%, потеря веса увеличивается в 20—34 раза. Следовательно, действие коррозии неравномерное, с увеличением времени нахождения в агрессивной среде коррозия образцов прогрессирует. Причем вначале скорость коррозии больше у образцов труб из стали группы прочности Р-110, а затем у образцов труб из стали группы прочности Д, возрастая почти в 1,5 раза по сравнению со скоростью коррозии образцов труб из стали группы прочности Р-110.

Образцы труб из сталей групп прочности Д и Р-110 в растворах солей NaCl, KCl, Na₂SO₄, CaCl₂ и MgCl₂ при температуре 20°C по-разному подвергаются коррозии. Образцы труб из стали группы прочности Д во всех растворах оказались более подвержены коррозии, чем образцы труб из стали группы прочности Р-110. По истечении 355 сут по агрессивности растворы располагаются в следующем порядке: для образцов труб из стали группы прочности Д — Na₂SO₄, MgCl₂, CaCl₂, KCl и NaCl; для образцов труб из стали группы прочности Р-110 — MgCl₂, CaCl₂, Na₂SO₄, KCl и NaCl.

Основной вид коррозии у всех образцов — межкристаллитное поражение и редко транскристаллитная и точечная коррозия. С внутренней стороны большое распространение имеют питтинги.

Наиболее стойкими к действию коррозии в растворах солей являются образцы труб из стали группы прочности Р-110.

Коррозия образцов обсадных труб и цементного камня в кристаллических солях

Для исследования были взяты образцы труб из сталей групп прочности Д, К, Е, и Л. В качестве агрессивных сред взяли соли NaCl, KCl, CaCl₂ и MgCl₂. Для каждой соли все образцы были разделены на три равные партии.

В первой партии образцы труб из сталей всех групп прочности были очищены от краски и окалины.

Во второй партии все образцы труб были очищены лишь от краски, окалина оставлена.

В третьей партии все образцы остались такими, как были вырезаны из труб, — с окалиной и краской.

В каждой партии образцы разделили на три части. В первой части все образцы полностью покрывались тампонажными растворами — чистым цементным, цементно-зольным (60 : 40), цементно-песчаным (70 : 30), цементно-хроматным (80 : 20), затворенными на насыщенном растворе NaCl, с целью исследования влияния солевой коррозии на образцы труб, покрытых цементной оболочкой, и на цементный камень из различных тампонажных смесей. Во второй части такие же образцы труб были покрыты оболочками из этих же тампонажных смесей, но наполовину своей длины с целью исследования солевой коррозии на границе цементного камня с металлом. В третьей части все образцы труб

были открытыми с целью исследования солевой коррозии на стали различных групп прочности.

В четыре емкости из нержавеющей стали засыпали кристаллические соли: в одну NaCl, во вторую KCl, в третью CaCl₂ и в четвертую MgCl₂. Параллельно закладывались образцы труб различных марок первой, второй и третьей партий с таким расчетом, чтобы образцы не соприкасались друг с другом.

После укладки одного ряда образцов соль увлажнялась с помощью дистиллированной воды. Затем засыпалась опять соль, укладывались образцы и опять увлажнялись дистиллированной водой и так далее до полной укладки всех образцов.

Затем емкости с солью и образцами герметически закрывались и помещались в емкости с водой, где поддерживалась постоянная температура $50 \pm 2^\circ\text{C}$. Периодически в емкости с солью доливалась дистиллированная вода и добавлялась соответствующая соль.

По истечении 63 сут образцы труб и цементного камня извлекались из агрессивной среды и подвергались исследованию. Установлено, что все образцы цементного камня, находившиеся в соли NaCl, сохранили свою прочность.

На образцах из чистого цемента, хранившихся в соли KCl, появилось множество микротрещин. Образцы стали хрупкими, рассыпаются от нажатия руки. Остальные образцы (цементно-золевые, цементно-песчаные, цементно-хроматные) сохранили свою целостность и прочность. В соли CaCl₂ часть образцов из чистого цемента разрушилась, на остальных появилось множество трещин. На образцах из цементно-хроматной смеси появились язвочки. Образцы из цементно-песчаной и цементно-золевой смеси сохранили свою целостность и прочность. В соли MgCl₂ образцы из чистого цемента рыхлые, разрушены коррозией. На образцах из цементно-хроматной смеси заметны микротрещины и налет. Образцы из цементно-песчаной и цементно-золевой смеси прочные, повреждений не имеют.

Таким образом, после 63 сут нахождения в кристаллических солях при температуре 50°C образцы из чистого цемента сохранили свою прочность лишь в солях NaCl, в остальных солях (KCl, CaCl₂ и MgCl₂) образцы разрушились; образцы из цементно-хроматной смеси в солях CaCl₂ и MgCl₂ имеют начальные признаки коррозии, в остальных солях (NaCl и KCl) образцы сохранили свою прочность; образцы из цементно-золевой и цементно-песчаной смеси во всех солях сохранили свою прочность; наиболее агрессивной оказалась соль MgCl₂: в ней наиболее сильно разрушен чистый цемент и цементно-хроматный; далее идет соль CaCl₂, где также разрушен чистый цемент и видно начало коррозии у цементно-хроматного; затем соль KCl, где разрушился чистый цемент по микротрещинам, остальные образцы целые; соль NaCl оказалась наименее агрессивной, все образцы цементного камня сохранились.

Исследовалась коррозия обсадных труб, покрытых цементной оболочкой. Установлено, что в солях $MgCl_2$ и $CaCl_2$ оболочки из чистого цемента начали разрушаться — появились трещины, глубина некоторых доходит до образца труб. Наибольшее количество трещин и трещины большой глубины отмечаются в контактной зоне, в этом месте трещины как бы берут свое начало.

На оболочках из цементно-хроматной и цементно-песчаной смесей также в контактной зоне появились незначительные трещины, в остальных местах камень целый.

Оболочки из цементно-зольной смеси сохранили свою прочность и форму.

На всех образцах труб имеются признаки начала коррозии в виде налета ржавчины в основном в местах отсутствия окалины. Наибольшая площадь ржавчины у образцов труб из стали группы прочности Д, затем Е, К и наименьшая площадь у Л. Ржавчина с наружной стороны образца и лишь у некоторых образцов — на боковых ребрах и торцах.

В соли KCl на оболочках из чистого цемента появились трещины, большинство — в контактной зоне. Остальные смеси сохранились.

На образцах труб появились пятна ржавчины, наибольшая площадь их в контактной зоне.

В соли $NaCl$ все цементные оболочки сохранились. На образцах появились редкие признаки ржавчины.

Таким образом, по истечении 2 мес нахождения в кристаллических солях $MgCl_2$ и $CaCl_2$ цементные оболочки из чистого цемента начинают разрушаться, а на образцах труб появляются признаки коррозии.

В соли KCl в контактной зоне появляются трещины в чистом цементе, а на образцах — признаки коррозии.

В соли $NaCl$ оболочки из всех смесей сохраняются, на образцах появляются редкие признаки ржавчины.

Признаки коррозии — ржавчина появляется в местах отсутствия окалины, с наружной стороны образцов.

Наибольшая площадь коррозии отмечается для образцов из сталей групп прочности Л, затем Е, К и Д, т. е. площадь коррозии уменьшается по мере снижения прочности стали.

Наибольшая коррозия образцов труб наблюдается в солях $MgCl_2$ и $CaCl_2$, затем в солях KCl и наименьшая — в солях $NaCl$.

ВЛИЯНИЕ КОРРОЗИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА КРИТИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ СМЯТИЯ

Срок службы скважины в основном зависит от сохранения устойчивости обсадных колонн во времени. Естественно, за счет коррозионного разрушения величина критического давления значительно снижается, и через определенное время обсадные трубы

выходят из строя. Как показывает практика, почти 60% скважин, бурящихся на подсолевые отложения, выходят из строя из-за смятия обсадных колонн в соленосных отложениях.

В этом случае, в снижении величины критического давления обсадных колонн на смятие оказывает влияние коррозия труб вследствие солевой агрессии, которая в свою очередь приводит к значительному уменьшению толщины стенки труб.

Снижение критического давления на смятие труб из стали исследуемых групп прочности (Д и Р-110) определялось расчетным путем.

Для стали группы прочности Д при расчете обсадных колонн на смятие применялась формула Г. М. Саркисова.

Для стали группы прочности Р-110 применялась формула

$$p_c = 0,75\sigma(2,985K - 0,081),$$

где σ — средний предел текучести материала труб в кгс/см²;

$K = \frac{\delta_{н}}{D_{н}}$; $\delta_{н}$ — толщина стенки труб в мм; $D_{н}$ — наружный диаметр труб в мм.

Уменьшение толщины стенки труб $\Delta\delta_r$ за счет коррозии определялось на основе приведенных выше лабораторных данных, т. е. по потере веса V_k за расчетный период, деленной на удельный вес металла γ_m и общую площадь, подвергаемую коррозии S_k

$$\Delta\delta_r = \frac{V_k}{\gamma_m S_k}.$$

Расчетные данные уменьшения толщины стенок обсадных труб из стали исследуемых групп прочности приведены в табл. 10.

Как видно из табл. 10, увеличение времени действия солевой среды приводит к уменьшению толщины стенок обсадных труб из-за усиления коррозии. В такой же последовательности идет и изменение скорости коррозии. Так, например, при температуре 50°C в первые 12 мес скорости коррозии труб увеличилась с 0,022 до 0,043 мм/год и в последующие 24 мес до 0,086 мм/год, а через 36 мес до 0,129 мм/год для стали группы прочности Р-110 и до 0,159 мм/год для стали группы прочности Д.

Увеличение температуры солевой среды независимо от группы прочности стали приводит к значительному увеличению скорости коррозии и снижению прочности труб.

Так, например, увеличение температуры с 50 до 90°C по истечении 36 мес приводит к увеличению скорости коррозии с 0,129 до 2,052 мм/год для труб из стали группы прочности Р-110 и с 0,159 до 2,529 мм/год для труб из стали группы прочности Д.

Исследовалась зависимость критического давления на смятие от времени воздействия коррозии для обсадных труб диаметром 219 мм из сталей групп прочности Р-110 и Д.

Уменьшение толщины стенок обсадных труб в зависимости от времени коррозии

Группа проч-ности стали труб	Время пребывания в скважине, мес.	Уменьшение толщины стенки, мм	Скорость коррозии, мм/год	Температура, °С	Группа проч-ности стали труб	Время пребывания в скважине, мес.	Уменьше-ние толщи-ны стенки, мм	Скорость коррозии, мм/год	Температура, °С		
Р=110	6	0,043	0,022	50	Д	6	0,053	0,0265	50		
	9	0,065	0,032			9	0,079	0,0395			
	12	0,086	0,043			12	0,106	0,053			
	18	0,129	0,064			18	0,159	0,0795			
	24	0,172	0,086			24	0,212	0,106			
	30	0,215	0,108			30	0,265	0,132			
	36	0,258	0,129			36	0,318	0,159			
	6	0,086	0,043			6	0,106	0,053			
	9	0,129	0,065			9	0,159	0,079			
	12	0,172	0,086			12	0,212	0,106			
	18	0,258	0,129			60	18	0,318		0,159	60
	24	0,344	0,172				24	0,424		0,212	
	30	0,430	0,215	30	0,530		0,265				
	36	0,516	0,258	36	0,636		0,318				
	6	0,171	0,086	6	0,211		0,106				
	9	0,256	0,129	9	0,317		0,159				
	12	0,342	0,172	12	0,420		0,212				
	18	0,513	0,258	70	18	0,633	0,318	70			
24	0,684	0,344	24		0,844	0,424					
30	0,855	0,430	30		1,055	0,530					
36	1,026	0,516	36		1,266	0,636					
6	0,342	0,171	6		0,441	0,220					
9	0,513	0,256	9		0,661	0,330					
12	0,684	0,342	12		0,882	0,441					
18	1,026	0,513	80	18	1,323	0,662	80				
24	1,368	0,684		24	1,764	0,882					
30	1,710	0,855		30	2,205	1,102					
36	2,052	1,026		36	2,646	1,323					
6	0,685	0,342		6	0,843	0,422					
9	1,027	0,513		9	1,265	0,632					
12	1,370	0,684		12	1,686	0,843					
18	2,055	1,026	90	18	2,529	1,264	90				
24	2,740	1,368		24	3,372	1,686					
30	3,425	1,710		30	4,215	2,108					
36	4,110	2,052		36	5,058	2,529					

Установлено, что увеличение времени воздействия коррозии независимо от толщины стенок труб приводит к снижению критического давления на смятие для сталей исследуемых групп прочности. Скорость падения критического давления на смятие в первые месяцы значительно меньше, чем в поздние сроки, и она сильно увеличивается с увеличением температуры среды.

С увеличением толщины стенок обсадных труб скорость падения критического давления на смятие в некоторой степени снижается и во времени, и при повышении температуры. Например, для труб из стали группы прочности Р-110 с толщиной стенок 11,43 мм при температуре 50°C через 36 мес критическое давление уменьшилось на 4,9% от первоначальной величины, а при температуре 90°C — на 72,5%, а для труб с толщиной стенок 14,15 мм оно снизилось при температуре среды 50°C на 3% и при 90°C — на 47,8%.

Такой же характер снижения величины критического давления на смятие имеют и трубы из стали группы прочности Д, но при этом темп снижения критического давления более интенсивен.

Из вышеизложенного вытекает, что обсадные трубы, спущенные для перекрытия соленосных отложений, в интервалах отсутствия цемента подвергаются сильной солевой коррозии, причем со временем коррозия прогрессирует.

В зависимости от времени действия коррозии происходит значительное снижение критического давления на смятие обсадных труб.

Повышение температуры солевой среды еще более увеличивает скорость коррозии и на значительную величину уменьшает сроки службы обсадных колонн, перекрывающих соль. Наиболее агрессивными являются магниевые и калиевые соли.

Легированные трубы из стали группы прочности Р-110 более коррозионностойкие по сравнению с нелегированными из стали группы прочности Д.

Создание равномерного цементного кольца в затрубном пространстве является наиболее эффективным мероприятием по предохранению обсадных труб от солевой коррозии.

ПРИМЕНЕНИЕ РАСШИРЯЮЩИХСЯ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

ТЕХНОЛОГИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ РАСШИРЯЮЩИХСЯ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ

Все разработанные расширяющиеся тампонажные смеси являются многокомпонентными. Приготовление специальных тампонажных смесей может быть произведено путем смешения компонентов в сухом виде в различных смесителях либо смешения водных суспензий цемента и добавок или затворения портландцемента или шлака на водной суспензии минеральных добавок в процессе цементирования скважин в специальных гидравлических смесителях и напорных коллекторах или непосредственно в цементировочной головке.

Из анализа существующей технологии приготовления тампонажных смесей с применением различных местных материалов для сложных геологических условий выявлено, что при всех применяемых способах приготовления тампонажных смесей невозможно добиться необходимой равномерности перемешивания всего состава. А это часто является причиной сильного снижения механической прочности цементного камня в зонах повышенного содержания минеральных добавок, межпластовых перетоков и преждевременного загустевания тампонажных растворов в процессе цементирования скважин; нарушения целостности обсадных колонн из-за неравнопрочности цементного камня в колонном пространстве.

Кроме того, даже при хорошей гомогенизации смеси при низких температурах введение в раствор минеральных добавок в большинстве случаев сильно снижает механическую прочность цементного камня.

Следовательно, при приготовлении расширяющихся тампонажных смесей с использованием различных добавок необходимо выполнять следующие условия: должна обеспечиваться точная регулируемая дозировка цемента и других компонентов смеси; смесительный механизм должен обеспечивать максимальную однородность всей массы тампонажной смеси; в процессе смешения компонентов должна происходить активация вяжущего, за счет чего прочность камня из тампонажной смеси получается равной или выше механической прочности камня и чистого цемента.

Эта задача может быть решена в случае приготовления многокомпонентных тампонажных смесей непосредственно на цемент-

ных заводах. Как показывают расчеты и практика применения специальных цементов, приготовление их на цементных заводах экономически не оправдывается. Стоимость цементов увеличивается в 2—3 раза. Учитывая вышеизложенное, на основе существующих дезинтеграторов был разработан и изготовлен передвижной помольно-смесительный агрегат на шасси автомашины КрАЗ, основным помольно-смесительным органом которого является дезинтегратор.

Исследования показали, что при дезинтеграторном способе приготовления значительно улучшаются технологические параметры шлако-песчаных, шлако-цементных смесей и цемента с хромитовой рудой с добавками хроматного шлама. Необходимо отметить, что дезинтеграторный способ приготовления практически не оказывает влияния на величину расширения исследованных тампонажных смесей.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРИМЕНЕНИЯ РАСШИРЯЮЩИХСЯ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ

Тампонажными смесями с добавкой хроматного шлама, приготовленными на дезинтеграторной установке Д-6911, в Казнефтегазразведке зацементировано 10 скважин в различных геологических условиях, пробуренных до глубины 4500 м. Технологические параметры тампонажных растворов с добавкой хроматного шлама приведены в табл. 11.

Как показывает анализ геофизических материалов, результатов цементирования и дальнейшего бурения, качество крепления скважин значительно улучшилось по сравнению с качеством крепления скважин, зацементированных тампонажными смесями, приготовленными обычным способом. Использование агрегата Д-6911 в комплексе с контейнерами КЦМ-5 конструкции СКБ Министерства геологии СССР позволяет механизировать приготовление тампонажных смесей, облегчить их доставку и хранение.

На предприятиях Казнефтегазразведки внедрение расширяющихся тампонажных смесей с добавкой хроматного шлама производится по плану внедрения новой техники. Всего этими смесями зацементировано 10 скважин, на что затрачено 1380 т тампонажных смесей с добавкой хроматного шлама, приготовленных в дезинтеграторе Д-6911.

Данные анализа геофизических материалов, результатов цементирования обсадных колонн и дальнейшего бурения и испытания скважин показали, что качество цементирования предложенными смесями вполне удовлетворительное. Ни в одной из скважин не обнаружено случаев заколонных газопроявлений, межпластовых перетоков и нарушения целостности обсадных колонн в солях. Условная годовая экономия от применения разработанных тампонажных смесей по Казахстану составляет 500 тыс. руб.

Площадь	№ скважины	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска колонны, м	Перекрываемые породы	Температура на забое, °С	Характеристика тампонажных смесей								Расход смеси, т	Результаты цементирования
						Состав смеси, ч.	В/Ц	плотность, г/см ³	растекаемость, см	сроки схватывания, ч-мин		прочность, через 2 сут. кгс/см ²			
										начало	конец	на изгиб	на сжатие		
Западно-Тепловская	2	219	2958	Соль	50	Ц: X = 80:20	0,45	1,84	20,0	3-45	5-10	29,5	86,0	100	Получена надежная герметизация заколонного пространства и предотвращено нарушение обсадных колонн
Подгорненская	4	146	1258	Газовые горизонты	40	Ц: X = 80:20	0,45	1,84	22,0	4-10	6-15	28,6	80,7	60	Предотвращены заколонные газопроявления
Подгорненская	2	219	2400	Газовые горизонты	70	Ц: X = 80:20	0,45	1,84	22,0	4-30	7-30	35,0	86,0	150	Надежная герметизация заколонного пространства
Остан-сук	38	219	2600 — 3468	Соль и газовый горизонт	80	Ц: X 80:20	0,45	1,84	20,0	4-30	6-45	31,0	81,0	250	Надежная герметизация заколонного пространства, упрочнения колонны
Подгорненская	6	146	1400	Газовый горизонт	50	Ц: X = 80:20	0,45	1,84	20,0	5-40	8-30	29,0	72,0	100	Надежная герметизация заколонного пространства
Западно-Тепловская	2	—	—	То же	90	Ц: З: X 60:40:20	0,60	1,56	21,0	—	—	44,5	92,0	100	То же
То же	2	114	1100	—	120	Ш: П: X 50:50:15	0,45	1,78	19,0	—	—	57,0	117,0	100	Надежная герметизация заколонного пространства и упрочнение колонны
Подгорненская	2	—	—	—	80	Ц: X = 80:20	0,45	1,84	20,0	1-45	2-15	31,0	80,0	200	Установка моста в интервале 2450—2520 м
Кара-тюбе	25	219	4250	Соль	90	Ц: X = 80:20	0,45	1,84	19,0	1-40	1-55	48,0	105	220	Упрочнение обсадной колонны в солях и надежная герметизация заколонного пространства
Западно-Тепловая	5,4	—	—	"	70 90	Ц: X = 80:20	0,45	1,84	21,0	2-30	3-45	49,0	112,0	2,0	Надежная герметизация заколонного пространства
Шу-бар-Кудук	1	273	0— 2800	"	50	Ц: З = 60:40 Ц: X = 80:20	0,6 0,4	1,52 1,83	20 22	4-15 5-30	7-20 8-40	18,0 28,0	36,0 81,0	80	Подъем на большую высоту, надежная герметизация заколонного пространства

Примечание. Ц — цемент; X — хроматный шлам; З — зола; Ш — шлак; П — песок.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аварии с обсадными колоннами, перекрывающими соленосные отложения. В кн.: «Бурение глубоких скважин в Нижнем Поволжье». Волгоград, 1967 (Труды ВНИИНГП», вып. 2).
2. Байдюк Б. В., Яремейчук Р. С. Вопросы устойчивости стенок скважины в интервалах соленосных отложений. В кн.: «Материалы Всесоюзного научно-технического семинара во ВНИИБТ». М., ВНИИОЭНГ, 1968.
3. Барановский Ю. В. Основные пути преодоления трудностей при бурении в хемогенных отложениях. В кн.: «Бурение и крепление скважин в соленосных отложениях». М., ВНИИОЭНГ, 1969.
4. Березуцкий В. И., Титов Н. И. Цементирование скважин в соленосных отложениях Западного Казахстана.— «Бурение», 1965, № 9.
5. Березуцкий В. И. Цементирование обсадных колонн в интервалах соленосных отложений большой мощности при температурах до 75° С. В кн.: «Материалы Всесоюзного научно-технического семинара во ВНИИБТ». М., ВНИИОЭНГ, 1969.
6. Бережной А. И., Сельващук А. П. Тампонажные растворы для цементирования газовых скважин в условиях соленосных отложений. В кн.: «Труды I украинской научно-технической конференции». Ч. 2. Киев, «Наукова думка», 1970.
7. Бринцев А. И. Некоторые особенности цементирования скважин в условиях высоких температур и давлений при наличии мощных соляных отложений.— «Бурение», 1963, № 3.
8. Булатов А. И. Цементирование глубоких скважин. М., «Недра», 1964, 186 с.
9. Булатов А. И., Сидоров Н. А. Осложнения при креплении глубоких скважин. М., «Недра», 1965, 204 с.
10. Булатов А. И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. М., «Недра», 1971, 328 с.
11. Гайворонский А. А. Расчет и технология крепления нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1969, 333 с.
12. Гайдуков Д. Т. Цементные растворы для крепления скважин в солевых отложениях. В кн.: «Вопросы бурения и крепления скважин в соленосных отложениях». Саратов, Саратовское книжное изд-во, 1970.
13. Гайдуков Д. Г. Опыт цементирования колонн в соленосных отложениях.— «Бурение», 1966, № 4.
14. Гребенников Н. П., Веденин В. И., Блейх Б. А. Опыт проводки скважин в соленосных отложениях прикаспийской впадины.— «Бурение», 1963, 1.
15. Гребенников Н. П., Майоров И. К., Гриценко И. А. Методы предупреждения нарушения обсадных колонн в соленосных отложениях, включающих пласты калийно-магниевых солей. В кн.: «Вопросы бурения и крепления скважин в соленосных отложениях». Саратов, Саратовское книжное изд-во, 1970.
16. Дробышевская Н. И., Муравьева Н. Б. Влияние химическо-

го состава солей, слагающих разрез скважины, на качество промывочной жидкости.— «Бурение», 1964, № 6.

17. Еремеев Ю. А., Стрелец Г. А., Лубан В. З. Предупреждение смятия обсадных колонн в соленосных отложениях. В кн.: «Вопросы бурения и крепления в соленосных отложениях». Саратов, Саратовское книжное из-во, 1970.

18. Замаренов А. К. Средний и верхний палеозой восточного и юго-восточного обрамления Прикаспийской впадины. Л., «Недра», 1970.

19. Золотарева А. И., Фоменко З. Ф. Промывочные жидкости, применяемые при бурении в соленосных отложениях на площадях западных областей Украины. В кн.: «Бурение и крепление скважин в соленосных отложениях». М., ВНИИОЭНГ, 1969.

20. Золотов В. Н., Казанский В. В. Вопросы цементирования колонн в соленосных отложениях Восточной Сибири.— «Бурение», 1963, № 2.

21. Золотов В. Н., Казанский В. В. Вопросы цементирования колонн в соленосных отложениях Восточной Сибири.— «Бурение», 1963, № 11.

22. Злотник Д. Е. Промывочные растворы для бурения скважин в соленосных отложениях и основные пути их улучшения. В кн.: Бурение и крепление скважин в соленосных отложениях». М., ВНИИОЭНГ, 1969.

23. Измайлов Л. Б. Влияние температурных изменений, происходящих в скважине, на внешнее давление на обсадную колонну.— «Нефтяное хозяйство», 1965, № 8.

24. Измайлов Л. Б. Исследование и расчет зацементированной части обсадных колонн. М., «Недра», 1966, 174 с.

25. Левченко А. Т., Титаренко Н. Х. Технология бурения в солевых отложениях на Украине. В кн.: «Материалы Всесоюзного научно-исследовательского семинара во ВНИИБТ». М., ВНИИОЭНГ, 1969.

26. Лыков Е. А., Рахимбаев Ш. М. Опыт цементирования скважин в соленосных отложениях в Юго-Западном Узбекистане. В кн.: «Бурение и крепление скважин в соленосных отложениях». М., ВНИИОЭНГ, 1969.

27. Майоров И. К. Повреждение обсадных колонн, перекрывающих соли. В кн.: «Бурение и крепление скважин в соленосных отложениях». М., ВНИИОЭНГ, 1969.

28. Мочернюк Д. Ю. О расчете обсадных труб на смятие в зацементированной части ствола скважины.— «Нефтяное хозяйство», 1966, № 8.

29. Мочернюк Д. Ю. Расчет обсадных труб на сопротивление наружному равномерному давлению со стороны упругого массива горных пород в зацементированной части ствола скважины.— «Нефтяное хозяйство», 1969, № 10.

30. Новиков Ю. М., Запорожец Л. С., Балицкая Э. Я. Цементирование скважин в соленосных отложениях Восточной Украины. В кн.: «Вопросы бурения и крепления скважин в соленосных отложениях». Саратов, Саратовское книжное изд-во, 1970.

31. Пустовалов В. И., Вязальщиков В. М. Оценка плотности контакта цементного камня с солевыми породами. В кн.: «Бурение и крепление скважин в соленосных отложениях». М., ВНИИОЭНГ, 1969.

32. Пытель С. П., Гаевая М. В. Промывочные жидкости при проводке скважин в соленосных отложениях на площадях треста Львовнефтегазразведка. В кн.: «Бурение и крепление скважин в соленосных отложениях». М., ВНИИОЭНГ, 1969.

33. Применение модифицированного крахмала при бурении в соленосных отложениях Восточной Туркмении.— «Бурение», 1964, № 7.

34. Разбуривание солей без перекрытия песчано-глинистой толщи пермо-триаса.— Бурение, 1966, № 6.

35. Сенкевич Э. С. Промывочные жидкости, применяемые при бурении солевых отложений на площадях Белоруссии. В кн.: «Вопросы бурения и крепления скважин в соленосных отложениях». Саратов, Саратовское книжное изд-во, 1970.

36. Справочник по растворимости солевых систем. Т. 2, Л., Госхимиздат, 1954.

37. Стрелец Г. А., Лубан В. З., Еремеев Ю. А. Устойчивость стенок скважин в отложениях бишофита. В кн.: «Бурение и крепление скважин в соленосных отложениях». М., ВНИИОЭНГ, 1969.

38. Стрелец Г. А., Филатов Б. С., Лубан В. З. Нарушение обсадных колонн в соленосных отложениях.— «Нефтяное хозяйство», 1970, № 2.

39. Тампонажные смеси для цементирования обсадных колонн в соленосных отложениях Западного Казахстана. В кн.: «Вопросы бурения и крепления скважин в соленосных отложениях». Саратов, Саратовское книжное изд-во, 1970.

40. Титков Н. И. Задачи научно-исследовательских организаций в области бурения скважин в соленосных отложениях. В кн.: «Бурение и крепление скважин в соленосных отложениях». М., ВНИИОЭНГ, 1969.

41. Титков Н. И., Дон Н. С., Каримов Н. Х. Облегченные термосолестойкие материалы для цементирования глубоких скважин.— «Нефтяное хозяйство», 1971, № 2.

42. Узумов И. Г., Узумов Э. И. О сопротивляемости обсадных труб смятию при наружном давлении пород.— «Нефтяное хозяйство», 1971, № 4.

43. Хомичук А. С. Осложнения при бурении в галогенных (соленосных) отложениях. В кн.: «Бурение и крепление скважин в соленосных отложениях». М., ВНИИОЭНГ, 1969.

44. Хангильдин Г. Н. Соленосность цементных растворов и пути ее повышения.— «Бурение», 1963, № 8.

45. Чебан В. К., Гамзатов С. М., Лыков Е. А. Смятие обсадных колонн в соленосных отложениях и возможные пути его предупреждения.— «Бурение», 1968, № 7.

46. Яремейчук Р. С., Байдюк Б. В., Герасимов В. П. Эффективное влияние температурных напряжений на устойчивость стенок скважины.— «Нефтяная и газовая промышленность», 1970, № 6.

СОДЕРЖАНИЕ

Состояние изученности процессов крепления скважин в соленосных отложениях	3
Геологическое строение и состав соленосных отложений	3
Крепление скважин в соленосных отложениях	9
Основные факторы, определяющие успешность крепления скважин в соленосных отложениях	17
Кавернообразование	17
Сужение	28
Коррозия	44
Искривление ствола скважины	45
Осыпи	46
Влияние механических свойств цементного камня на сохранение устойчивости обсадных колонн в соленосных отложениях	46
Экспериментальные исследования некоторых физико-химических явлений, влияющих на надежность крепления скважин в солях	51
Приборы и методика определения контракции и расширения тампонажных смесей в различных условиях	52
Влияние контракции тампонажных смесей на устойчивость стенок скважин в солях	60
Исследования расширяющихся тампонажных смесей и их влияния на герметизацию заколонного пространства	69
Исследование влияния расширения цементного камня на герметизацию контакта цемент — глинистая корка — труба	88
Коррозия обсадных труб в соленосных отложениях	90
Исследование коррозионного разрушения образцов обсадных труб в солях	95
Влияние коррозии обсадных колонн на критическое давление смятия	104
Применение расширяющихся тампонажных смесей для цементирования скважин	108
Технология приготовления расширяющихся тампонажных смесей	108
Технологические и экономические показатели применения расширяющихся тампонажных смесей	109
Список литературы	112

Назиф Ханипович Каримов, Николай Андреевич Губкин

**ОСОБЕННОСТИ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН
В СОЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ**

Редактор издательства *Т. А. Ершова.*
Технический редактор *Л. В. Дунаева.*
Корректор *Г. Г. Большова.*

Сдано в набор 22/II 1974 г. Подписано в печать 16/VII 1974 г. Т-12156. Формат 60×90¹/₁₆.
Бумага № 2. Печ. л. 7,25. Уч.-изд. л. 7,03. Тираж 800 экз. Заказ № 467/11655-5. Цена 35 коп.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19.
Производственное объединение «Полиграфист»,
Саратов, пр. Кирова, 27.

35 коп.

- 8 1 0 4 3

04

38783

НЕДРА 1974