

## Секция 5

### БУРЕНИЕ СКВАЖИН

#### Подсекция 1 - Бурение нефтяных и газовых скважин

#### ДЕНЬ НАЦИОНАЛЬНОЙ ГОРДОСТИ

**В.Д. Евсеев**

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Наш научный симпозиум посвящен 60-летию победы нашего народа над фашистской Германией. С большим удовольствием отмечу, что на кафедре бурения скважин до сих пор успешно работают два участника ВОВ: профессор С.С. Сулакшин, доцент Ю.Л. Боярко.

Томичам не нужно рассказывать о том, что праздник великой Победы является большим событием в жизни города: каждый год 9 мая тысячи томичей приходят к Лагерному саду, на кладбища, расположенные в южной части города, в районе 2-го Томска, где похоронены бойцы Красной Армии. Круглые даты, такие как эта (60 лет), собирают еще большее число людей. Это происходит во всей нашей стране. С чем связано подобное?

Некоторые народы стран Европы, давно уже не отмечают этот праздник, считая, что война ушла в прошлое. Мы их понять можем, им нас понять труднее. И дело тут вот в чем. Во-первых, разной была война на Западном театре военных действий и на Восточном. Об этом А.Гитлер сразу сказал, начиная поход на Восток и готовя своих солдат. Об этом же свидетельствует начальник генерального штаба Ф. Гальдер: «Речь идет о борьбе на уничтожение. Война будет резко отличаться от войны на Западе. На Востоке жестокость является благом на будущее».

Цель войны на Востоке – уничтожение народа, а не его освобождение от существовавшего тогда общественного строя. В живых планировалось оставить только тех, кто будет рабами у нации господ, какими являются германцы (по мысли Гитлера и его коллег). Это и сегодня нужно хорошо помнить, так как в последнее время стали появляться высказывания некоторых ветеранов немецкой армии о том, что они в 1941 г. не считали себя завоевателями, т.к. шли лишь освобождать народы СССР от большевизма. Это – ложь! Скорее другое: подобные немецкие ветераны войны только сегодня стали понимать содеянное ими тогда! Их командиры – военные преступники, которых судили в 1946 г. в Нюрнберге, осознали это перед виселицей значительно скорее. Хотя, конечно, можно допустить, что некоторые из завоевателей имели и такие планы, но центральной, главенствующей идеей плана «Барбаросса», являлось порабощение и уничтожение народов СССР.

О различном характере ведения войны на Востоке и Западе свидетельствует многое. Вот, например, такое интересное цитирование. Перед началом войны в Норвегии немецкие войска получили указание: «Норвежцы любят свободу и немецким войскам следует считаться с этим чувством, норвежцев не следует обижать». Совершенно по другому звучат инструкции по поводу ведения войны на Востоке. Вот, к примеру, следующее заявление Гитлера от 7 сентября 1941 г.: «Капитуляция Ленинграда и Москвы не должна быть принята даже в том случае, если она была бы предложена противником».

Еще перед войной с СССР, а точнее 12 мая 1941 г., немецким военным руководством был разработан документ «Об обращении с русскими политическими и военными работниками». В этом документе говорится следующее «... устрашающее воздействие возможно лишь путем применения необычайной жестокости как искупление за жизнь немецких солдат. ... необходимо установить смертную казнь для 50-100 человек (за одного немецкого солдата). Способ казни должен увеличить степень устрашающего воздействия». Там же: «Войска имеют право и обязаны применять в этой борьбе любые средства без ограничения также против женщин и детей, если это необходимо». Из приказа генерал-фельдмаршала фон Рейхенау о поведении войск на Восточном фронте: «Снабжение питанием местных жителей и военнопленных является ненужной гуманностью». И все это активно проводилось в жизнь на Восточном фронте.

Особая жестокость войны на Восточном фронте неизбежно влекла за собой огромные жертвы. Ведь только в Белоруссии было сожжено 628 деревень вместе с жителями. Фашистскими лидерами Германии планировалось уже после победоносной войны с СССР уничтожить 35 млн жителей восточной части СССР, полностью истребить евреев и цыган.

Наш народ осознал угрозу своего физического уничтожения и яростно воспротивился этому. Для французов, бельгийцев и других народов Европы так вопрос и не ставился! Именно поэтому день Победы для нашего народа – святой день, праздник, день национальной гордости!

Это важно нам и сегодня помнить. Более того – сегодня, как никогда! Ведь, как ни кощунственно, но сегодня слышны и такие слова: «Нам бы сейчас лучше жилось, если бы Гитлер нас завоевал». Не пришлось бы таким мечтателям жить лучше по простой причине: их бы просто не было!

Во-вторых, вклад в победу над фашистской Германией любой страны, участвовавшей в борьбе с ней, несоизмерим с вкладом народов нашей страны. Потери Франции, например, в войне составляют около 600000 человек. Это очень много. Но наши потери не просто большие, они – огромные. Общие потери нашей страны составили 26,6 млн. человек!

Каждый раз, вспоминая войну, мы задаем себе вопрос: «Почему наши потери столь велики?». Немцы ведь, воюя на Западе и Востоке, потеряли менее 10 млн. человек, т.е. значительно меньше. Чтобы правильно ответить на этот вопрос, необходимо знать поставленную перед немецкой армией цель войны на Восточном фронте: уничтожение русского народа! И они это активно делали не только на фронте!

Нужно хорошо понимать, что наша армия, народ победили в войне самую лучшую армию мира того времени. Немецкую армию отличала высокая организованность всех родов войск, координация действий всех воинских соединений, участвующих в войсковых операциях, хорошая обученность солдат, моряков, летчиков. Эта армия имела хорошее вооружение и в достаточном количестве. И эта армия шла уничтожать нас.

Следует признать и то, что Красная Армия в начале войны существенно уступала врагу. Война с Финляндией в 1939-1940 г.г. выявила много недостатков в Красной Армии: неверное представление высшего командного состава о характере будущей войны, отсутствие дисциплины в войсках, неумение военных руководителей проводить операции с совместным участием различных родов войск. Победа над Польшей и Финляндией была явно переоценена. Не все в руководстве армии, страны понимали это.

Только на полях сражений Великой отечественной войны полегло почти 9 миллионов наших соотечественников! А ведь были и пропавшие без вести, попавшие в плен. А сколько было уничтожено гражданского населения пришедшими из «цивилизованной» Европы варварами!? В кровавом водовороте отечественной войны невозможно точно оценить эти слагаемые.

В Великой отечественной войне СССР одержал военную победу над фашистской Германией! Около 80 % немецких вооруженных сил было уничтожено на Восточном фронте! Было уничтожено 8,7 млн. врагов, взято в плен только немцев около 4,5 млн. Были взяты в плен еще венгры – более 500 тысяч, румыны – более 187 тысяч, австрийцы – более 150 тысяч и т.д. И еще о потерях в войне: в немецком плену погибло около 2,5 млн. бойцов Красной Армии. Смертность в немецком плену составила 55 %, а вот смертность немцев в советском плену – всего 15 %. Это к вопросу человечности отношений народов. Это тоже полезно знать. Немецкие пленные удивлялись тому, что их кормят, как бойцов Красной Армии. Советские дети у них иной раз просили покушать. Об этом потом, удивляясь, вспоминали бывшие немецкие пленные.

Самым трагичным для страны из военных годов, безусловно, является 1941. Летом и осенью 1941 г. произошла военная катастрофа: все пошло совсем не так, как полагало руководство нашей страны. В 1941 г. практически на протяжении всей государственной границы наша армия начала отступать. Это не есть катастрофа, т.к. отступление есть одна из форм ведения боевых действий. Катастрофа заключалась в другом: огромное число кадровых бойцов регулярной Красной Армии в 1941 г. попало в плен. В немецкий плен наши воины попадали не только в результате окружения крупных войсковых соединений (Минск, Киев, Вязьма), но и в результате сдачи без окружения. Летние и осенние месяцы 1941 года – время тяжелых неудач и потерь.

Чтобы остановить сдачу в плен бойцов РККА, 16 августа 1941 г. был издан приказ Ставки № 270, в котором говорилось, что «... командиров и политработников, во время боя срывающих с себя знаки различия и дезертирующих в тыл или сдающихся в плен врагу, считать злостными дезертирами, семьи которых подлежат аресту; красноармейцев, сдающихся в плен – уничтожать всеми средствами, а семьи сдавшихся в плен – лишать государственного пособия и помощи». Приказ, безусловно, жестокий. Но шла война и врага необходимо было останавливать.

Невероятным напряжением сил на фронте и в тылу (вспомним хотя бы только одно: эвакуацию заводов на восток и организацию выпуска военной продукции на новых местах!) советскому народу удалось выдержать натиск врага, остановить его, нанести ему крупные поражения (Москва, Сталинград, Курская дуга и далее) и обратить его вспять. Талант российского народа, его ум, храбрость и стойкость, способность работать и воевать в тяжелых условиях за освобождение родной земли – неполные слагаемые Великой Победы. Вот почему этот праздник является днем национальной гордости нашего народа!

К сожалению, в литературе, посвященной войне, мало говорится о ликвидации врагов и о массовой сдаче их в плен в результате окружения крупных войсковых соединений немецких войск нашими войсками. А ведь «котлов» было много после Сталинградской битвы! Больше бы об этом писали – меньше было бы разговоров о наших победах «любой ценой». Ведь превосходство советских военачальников над немецкими отмечали и враги (Й.Гейбельс, Ф.Паулос).

Осознание совершенной ошибки начало приходить к немецким генералам и солдатам уже в 1941 г. Если в июле 1941 г. начальник немецкого генерального штаба Ф.Гальдер в своем дневнике написал, что «...не будет преувеличением сказать, что кампания против России была выиграна за 14 дней», то уже 10 октября 1941 г., когда большое количество танков Т-34 вступило в бой под Москвой, Г. Гудериан отметил, что «...завершилось превосходство немецких танковых сил, исчезли перспективы на быстрый и непрерывный успех». Более эмоциональные откровения у офицеров и рядовых немецкой армии. «Русские все больше удивляют своим упорством. Бьются до последнего патрона. Невиданное, неслыханное, дьявольское упорство. Похоронные команды делают кладбище за кладбищем для наших солдат и офицеров» (из письма немецкого офицера Г.Эльмана). Рядовой Фольтгеймер: «Здесь ад. Русские не хотят уходить из Москвы. Они начали наступать. Каждый час приносит страшные для нас вести. Умоляю, перестань писать мне о шелке и резиновых ботинках, которые я обещал привезти тебе из Москвы. Пойми – я погибаю, я умру, я это чувствую».

Генерал Йодль (7.02.1944 г.): «Сегодня, после всех наших повторных неудач 1943 г., перед нами все время встает вопрос: не сделали ли мы крупной ошибки в оценке силы большевиков? Если рассматривать детали военных операций, то ответ должен быть, по-видимому, положительный: да, ошиблись. Если же брать поход на Россию в целом, то не остается сомнений в нашей ошибке».

В Великой Победе выдающаяся роль принадлежит, безусловно, И.В.Сталину, сумевшему жестко координировать и действия военных фронтов, и работу трудового фронта. Трагизм ситуации для страны заключался в том, что И.В.Сталин являлся и организатором создания внутреннего врага, проводящего террор среди своего народа.

Прошедшие десятилетия показали, что победа советского народа была неполной: уничтожив врага внешнего, народ не освободился от врага внутреннего. После войны власть, оправившись от последствий войны, вновь позвала народ напрягать силы для достижения светлого будущего всего человечества – коммунизма. В этой гонке, на стадии «развитого» социализма, СССР прекратил свое существование.

Наши вчерашние враги – немцы, проиграв войну и не имея внутреннего врага, смогли наладить жизнь и их государство мы причисляем сегодня вновь к разряду цивилизованных, а в нашей стране поколения, сменяя друг друга, все надеются на улучшение жизни, которое постоянно не наступает.

С каждым годом число ветеранов, приходящих на празднование дня Победы, уменьшается. Хочется, чтобы ветераны ВОВ ощущали заботу государства не только в дни национального праздника.

## **НОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ТЕХНОЛОГИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН**

## А. С. Бубнов, М. П. Пьявко, Я. С. Гаврилов, А. Б. Скочеляс

ЗАО «Нефтепромбурсервис», г. Томск, Россия;  
ЗАО «НИИКБ бурового инструмента», г. Киев, Украина

Перетоки пластовых флюидов, возникающие при освоении и эксплуатации нефтегазовых скважин из-за некачественного тампонирувания заколонного пространства обсадных колонн, существенно снижают достоверность получаемой информации, приводят к невосполнимым потерям нефти и газа, загрязнению недр, создают угрозу пожаров и др.

Наиболее перспективным решением проблемы предотвращения заколонных межпластовых перетоков является применение расширяющихся тампонажных материалов (РТМ).

Такие материалы, в частности, разработаны в ЗАО «НИИКБ бурового инструмента». Основу их составляют расширяющие добавки (ДР-20, ДР-50, ДР-100 и ДР-150) к тампонажным цементам, используемым при температурах от 20 до 150 °С.

В ЗАО «НИИКБ бурового инструмента» организовано производство расширяющих добавок и тампонажных цементов, а также разработана технология их применения в различных температурных условиях.

В Томской области указанные материалы и технологии были внедрены в практику работ бурового предприятия ЗАО «Нефтепромбурсервис» в 2003 году при бурении поисковых и разведочных скважин на нефть и газ.

Несмотря на значительную географическую удаленность разведочных скважин друг от друга, их объединяет наличие близко расположенных продуктивных и водоносных пластов с различным пластовым давлением.

Приготовление РТМ осуществлялось на производственной базе ЗАО «Нефтепромбурсервис» в г. Томске путем перемешивания стандартного тампонажного портландцемента (ПЦТ) и расширяющей добавки (ДР).

Оптимальное соотношение компонентов в смеси зависит от вида применяемой расширяющей добавки, ожидаемой температуры при забое скважины, качества стандартного тампонажного портландцемента и колеблется в пределах от 7–8 % (для ДР-50) до 25–30 % (для ДР-100).

Таблица 1

### Основные свойства РТМ

РТМ	Температура, °С	Линейное расширение через 24 часа твердения, %	Физико-механические свойства камня через 48 часов твердения	
			предел прочности при изгибе (сжатии), МПа	прочность контакта с ограничивающей поверхностью, МПа
ПЦТ 1–50	20	–	4,85 (6,1)	0,76
РТМ 1–20	20	10,2	4,91 (6,4)	2,53
ПЦТ 1–50	40	–	6,03 (14,9)	0,91
РТМ 1–50	40	11,8	6,82 (14,9)	2,92
ПЦТ 1–100	75	–	5,68 (10,7)	1,27
РТМ 1–100	75	19,0	5,82 (9,9)	1,81

Основными критериями при выборе соотношения компонентов в РТМ и разработке рецептуры расширяющегося тампонажного раствора являются прочность контакта тампонажного камня с ограничивающей поверхностью, линейное расширение тампонажного раствора и предел прочности тампонажного камня (табл. 1).

Прочность контакта расширяющегося тампонажного раствора с ограничивающей поверхностью определялась сцеплением затвердевшего камня с внутренней поверхностью формы-цилиндра и оценивалась величиной касательного напряжения при выдавливании образца из формы.

Для измерения расширения тампонажного раствора и камня в процессе твердения применяли специальную цилиндрическую форму с перемещающимся поршнем. При этом для исключения влияния на показатели расширения седиментационных процессов и связанного с ними водоотделения тампонажный раствор заливали в специальное кольцо-вкладыш, препятствующее движению поршня вниз.

РТМ был применен при тампонирувании девяти скважин. Толщина перемычек между разобщаемыми пластами составляла от 4 м до 15 м. При освоении этих скважин возникновения заколонных перетоков не отмечено.

В частности, применение РТМ в скважине № 145 на Кулагинской площади позволило не только исключить заколонные межпластовые перетоки, но и поглощение тампонажного раствора. Данная площадь характеризуется многопластовостью залежей, наличием в разрезе пластов, склонных к поглощениям, и чередованием близкорасположенных пластов с различными коэффициентами аномальности пластовых давлений. Применение существующих методов и средств ликвидации поглощений при тампонирувании скважин на данной площади положительных результатов не давало. Тампонирувание скважины в интервале 2453 – 3200 м РТМ в комплексе с устройством ступенчатого цементирования УСЦ-168 (глубина установки 2453 м) прошло без поглощения тампонажного раствора, весь объем которого (17 м<sup>3</sup>) был приготовлен в осреднительной емкости.

Разведочная скважина № 11 на Казанском газоконденсатном месторождении была пробурена в соответствии с Программой геологоразведочных работ 2004 года. Основной задачей скважины являлась разведка нефтяной оторочки пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Для избежания возникновения возможных перетоков пластовых флюидов было принято решение о применении для тампонирувания заколонного пространства в зоне продуктивного горизонта РТМ.

В процессе испытания скважины заколонных перетоков отмечено не было. По данным акустического контроля цементирования (АКЦ) РТМ обеспечил жесткое сцепление тампонажного камня с горной породой на 98 % затампонированного интервала, а с обсадной колонной – на 94 % (табл. 2).

Таблица 2

Результаты АКЦ скважины № 11 Казанского месторождения

Интервал, м		Сцепление цементного камня с колонной	Сцепление цементного камня с горной породой	
от	до			
2082,96	2443,57	жесткое	Жесткое	
2443,57	2445,57	частичное		
2445,57	2482,57	жесткое		
2482,57	2483,37	частичное		
2483,37	2491,77	жесткое		
2491,77	2498,77	частичное		
2498,77	2517,77	жесткое		
2517,77	2518,37	частичное		
2518,37	2522,77	жесткое		
2522,77	2524,96	частичное		
2524,96	2525,77	жесткое		
2525,77	2533,77	частичное		частичное
2533,77	2534,17	не ясно		не ясно
2534,17	2537,77	частичное		жесткое
2537,77	2539,37	не ясно	не ясно	
2539,37	2540,57	частичное	жесткое	
2540,57	2558,37	жесткое	жесткое	

Таким образом, результаты внедрения на скважинах ЗАО «Нефтепромбурсервис» РТМ, разработанных ЗАО «НИИКБ бурового инструмента», убедительно показали их высокую эффективность для надежного разобщения близко расположенных разнонапорных пластов в скважинах с самыми сложными горно-геологическими условиями.

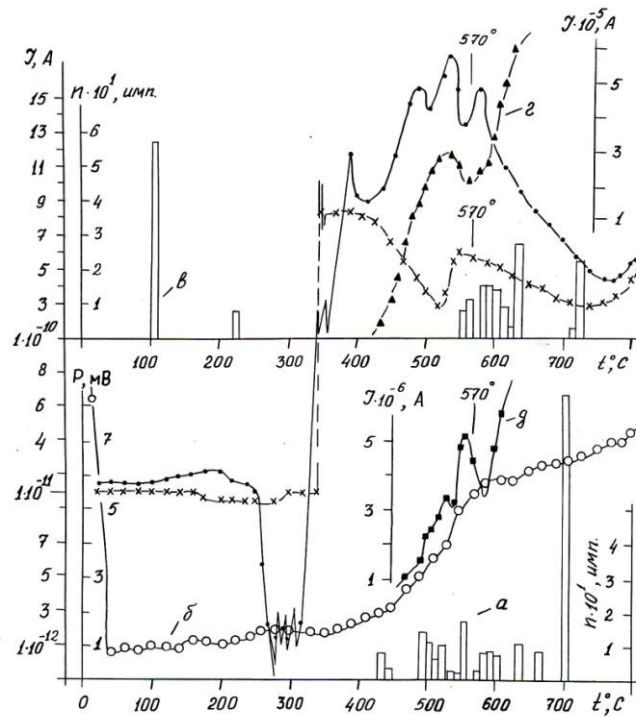
## ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТЬ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ ЭМИССИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА

**А.С. Ведерникова**

Научный руководитель профессор В.Н. Сальников  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С развитием цивилизации разрушение горных пород ведётся различными способами: разрушение взрывом, разрушение механическими способами, термическое разрушение, комбинированное термомеханическое разрушение, разрушение электрофизическими методами (Поляков, 1972). Накоплен обширный материал о физических процессах в горных породах, что позволило создать теорию электрических явлений в гетерогенных средах (Тонконогов, 1975; Сальников, 1999).

Исследования показывают, что интенсивное разрушение горной породы забоя скважины может происходить вследствие локального изменения линейных параметров кристаллов кварца, полевого шпата, роговой обманки и других минералов в результате пьезоэффекта, фазовых переходов или при вскрытии газово-жидких включений. Например, изменение объёма кристаллов кварца, испытавших фазовый переход в массе горной породы, сопровождается отслаиванием его граней от окружающей среды. Быстрое отслоение граней кристалла от более электропроводящей матрицы или растрескивание породы в результате увеличения линейных размеров некоторых граней кристаллов кварца при фазовых переходах сопровождается образованием локальных электрических полей высокой напряжённости, электронной эмиссией, возникновением разрядов, электромагнитным излучением (ЭМИ) и появлением термополюсов от  $10^{-12}$  до  $10^{-7}$  А без приложенного на образец напряжения (рис. 1).



**Рис. 1. Температурная зависимость термостимулированного тока (ТСТ) при нагревании и охлаждении образца кварца. Примечание: -o-o- – изменение ТСТ при нагревании образца; -x-x- – изменение ТСТ при охлаждении; а – ЭМИ при нагревании; б – интенсивность газоотделения при нагревании; в – ЭМИ при охлаждении; z – изменение тока проводимости при нагревании образца кварца в области  $\alpha$ - $\beta$ -перехода; д – изменения тока проводимости при охлаждении. Месторождение Сора (Хакасия)**

Допустим, что при изменении электропроводности имели модель горной породы, состоящей из полевошпатовой матрицы размером  $20 \times 20 \times 4,3$ , 20 % которой составляют кристаллики кварца размером  $0,2 \times 0,2 \times 0,2$ , ориентированных так, что ось XI располагается перпендикулярно электродам, сжимающим образец. Зёрна кварца разделены более проводящей средой (рис. 2).

Пользуясь известными формулами и значениями констант, вычислим разность потенциалов, наводимую на поверхность кристалла кварца при деформации его в приложенном поле.

Определим, на какую величину  $S_x$ , изменится размер пьезоэлектрика во внешнем электрическом поле, равном  $E = f/r$ , где  $f = 20$  В – подаваемое электрическое напряжение на образец;  $r = 0,0043$  м – толщина образца;  $E = 4,65 \cdot 10^3$  В/см;  $S_x = 1,05 \cdot 10^{-8}$  м/м.

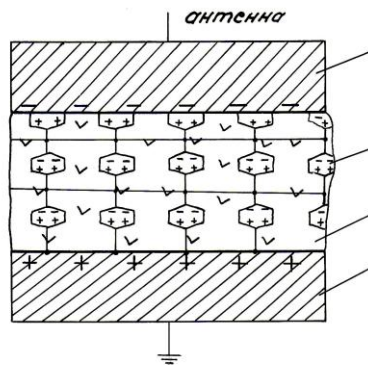
Рассчитаем ёмкость конденсатора, образованного гранью кристаллика кварца и такой же плоскостью в массе породы, в которой он находится:

$$c = \frac{\epsilon_0 \epsilon S}{d},$$

где  $\epsilon_0$  – электрическая постоянная;  $\epsilon = 1$  – относительная диэлектрическая проницаемость воздуха, заполняющего зазор;  $S = 4 \cdot 10^{-8}$  м<sup>2</sup> – площадь обкладки конденсаторов;  $d$  – величина зазора между образцами а) если грани кристаллов кварца плотно прилегают к веществу матрицы, то  $d \rightarrow 0$ , тогда  $c \rightarrow \infty$  и  $f \rightarrow 0$ ; б) если при пьезоэффекте  $d \cong S_x$ , то  $c = 3,38 \cdot 10^{-11}$  Кл/В;  $f = q/c = 4,02 \cdot 10^{-1}$  В.

Если возникают более существенные промежутки (например, зазор в 1 мк) при растрескивании по межзерновым плоскостям в результате  $\alpha$ - $\beta$ -перехода или в результате взрыва пузырьков с жидкостью (декрепитация), то получим:  $C = 3,55 \cdot 10^{-13}$  Кл/В;  $f = 38,4$  В.

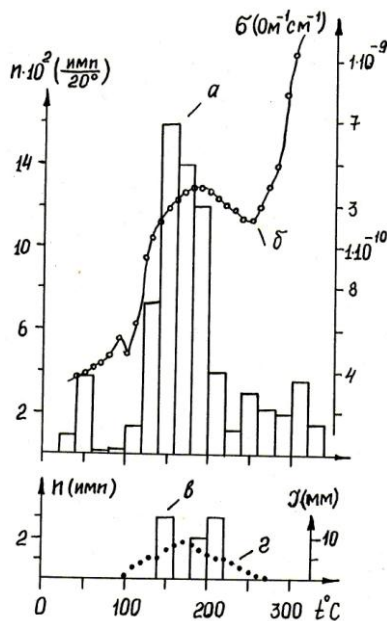
Подсчитаем, какой заряд возникает на обкладках конденсатора, состоящего из двух электродов, разделённых горной породой, при приложенном напряжении 20 В или возникновении термо-ЭДС в горной породе при нагревании в результате физико-химических процессов. Диэлектрическая проницаемость  $\epsilon$  пегматита равна 14,9. Площадь электродов  $3,14 \cdot 10^{-2}$  м<sup>2</sup>. Ёмкость такого конденсатора  $C = 9,63 \cdot 10^{-10}$  Кл/В;  $q = 1,966 \cdot 10^{-8}$  Кл.



**Рис. 2. Модель горной породы, содержащей кварц**

Если изменение параметров кристалла происходит в очень короткий промежуток времени, то заряды не успевают стекать с плоскостей кристаллов с большим удельным сопротивлением. При увеличении зазора между зёрнами и уменьшении ёмкости потенциал увеличивается до величины, при которой наступает пробой:  $f = 5,55 \cdot 10^{-4}$  В, а напряжённость электрического поля  $E = f/d = 5,55 \cdot 10^8$  В/см, что вполне достаточно для электронной эмиссии в вакууме. Расчёты согласуются с экспериментальными результатами по регистрации электромагнитных импульсов в образцах горных пород при их нагревании с приложенным и без приложенного электрического поля.

С помощью специально сконструированной установки, позволяющей одновременно регистрировать электромагнитные и акустические (АИ) импульсы, экспериментально установлено, что максимальное число ЭМИ и АИ при нагревании в вакууме образцов природного и искусственного кварца наблюдается в интервалах температур декрепитации газовой-жидких включений и  $\alpha$ - $\beta$ -инверсии. Процессы  $\alpha$ - $\beta$ -инверсии, термолуминесценции, окисление пирита происходят в результате теплового воздействия на образцы горных пород с различным содержанием  $\text{SiO}_2$ . В температурном интервале  $\alpha$ - $\beta$ -превращения при нагревании образцов силикатного стекла фиксировались ЭМИ и АИ, причиной возникновения которых, по нашему мнению, являются микротрещины, образующиеся за счёт различия коэффициентов теплового расширения аморфной матрицы и имеющихся микрокристалликов  $\alpha$ -кварца (рис. 3).



**Рис. 3. Взаимосвязь интенсивности электромагнитных импульсов при нагревании (а) с температурной зависимостью электропроводности (б), декрептоактивностью (в) и термолуминесценцией (г). Обр.339-б, аплит, Бельский массив, восточный склон Кузнецкого Алатау**

Ввиду сложного состава образцов горных пород исследование амплитудно-частотных характеристик электромагнитного излучения в диапазоне радиоволн проводилось на образцах силикатного стекла – аналога эффузивной горной породы. В результате теплового воздействия в интервале температур 20 – 700 °C образцы стекла генерируют электромагнитное излучение, характеризующееся линейчатым спектром. Величина амплитуды сигналов, регистрируемых на частотах 13,7; 15,3; 17,8 МГц, варьирует в пределах 50 – 350 мВ. При последующем охлаждении образцов ЭМИ возрастает и наблюдается на частоте 17,8 МГц с амплитудой сигналов до 350 мВ. При вторичном нагревании при температурах 140, 190, 240 °C наблюдается сплошной спектр излучения. Сигналы с максимальной амплитудой 1,8–2,1 В наблюдались в диапазоне 19–21 МГц. Интенсивность ЭМИ и амплитуда регистрируемых сигналов была значительно выше при вторичном нагревании. Появление сплошного спектра радиоизлучения связывается с различными явлениями, имеющими место при микротрещинообразовании или при пробое газовых включений, пор и агрегатов вакансий.

Предложено по температурной зависимости электропроводности и интенсивности электромагнитной эмиссии оценивать энергию, запасённую в минералах вследствие природного термического и радиационного воздействия на них. Методика позволяет контролировать процесс оптимального термомеханического и электроискрового разрушения горных пород и определять оптимальные условия термического бурения.

#### Литература

1. Поляков Н.С. Направления и итоги работ Института геотехнической механики АН УССР в области разрушения горных пород // Термомеханические методы разрушения горных пород: Труды II Всесоюзной научно-технической конф. – Киев, 1972. – Часть 3. – С. 6 – 18.
2. Сальников В.Н. Электрические и электромагнитные явления при нагревании минералов и горных пород: Автореф. дисс. ... докт. геол.-минер. наук. – М, 1999. – 48 с.
3. Тонконогов М.П. Диелектрическая релаксация, электрический пробой и разрушение горных пород. – М.: Наука, 1975. – 175 с.

## ПРЕИМУЩЕСТВА СИСТЕМ СИЛИКАТНЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

**Г. А. Дашковский**

Научный руководитель старший преподаватель Л. Н. Нечаева

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Нефтяная компания, осуществляющая разработку, может понести серьезные финансовые потери как при строительстве скважины, так и при ее дальнейшей эксплуатации, подводя к вопросу выбора промывочной жидкости при бурении нефтяных и газовых скважин с недостаточной долей внимания. В настоящее время большие объемы бурения на территории России и стран СНГ ведутся с применением полимерглинистых буровых растворов, к основному достоинству которых относится их низкая стоимость и сравнительно высокие технологические показатели. Зачастую не принимается во внимание или просто игнорируется негативное влияние этого бурового раствора на продуктивный пласт, что ведет к резкому снижению нефтеотдачи. Как следствие, возникает необходимость производить гидроразрыв пласта – дорогостоящую операцию, повышающую себестоимость добываемой нефти. Но возможен и другой подход – это выбор оптимальной промывочной жидкости.

При строительстве скважин к оптимальному буровому раствору можно отнести высокосиликатную промывочную жидкость, поскольку она позволяет осуществлять бурение всего интервала на одном растворе. Высокосиликатные буровые растворы обладают высокой ингибирующей способностью и не загрязняют пласт при бурении продуктивных горизонтов. Происходит это из-за наличия в них циклических молекул силикатов натрия и калия. При прохождении продуктивного пласта на стенках скважины образуется фильтрационная корка, благодаря которой не происходит соприкосновения пластового флюида с промывочной жидкостью. Время образования такой корки составляет несколько секунд. Корка легко разрушается при кислотной обработке, при этом проницаемость пласта практически полностью восстанавливается.

Как известно, стоимость промывочной жидкости, а также затраты на ее утилизацию при строительстве скважин на территории Западной Сибири, составляют порядка 10 % от стоимости всех материалов и производимых работ и зависят от компонентов, входящих в состав бурового раствора. Это послужило основной причиной для детального рассмотрения целесообразности применения буровых промывочных жидкостей, содержащих силикаты с высоким силикатным числом, с экологической точки зрения, так как следствием непродуманного использования этих растворов могут явиться крупные финансовые затраты, связанные с невозможностью их безопасной утилизации после отработки. Кроме того, до сих пор экологическую оценку токсичности буровых растворов проводят, основываясь на комплексной оценке токсичности отдельных компонентов, не принимая во внимание то, что между компонентами происходят физико-химические взаимодействия, в результате которых наступает нейтрализация или усиление вредных свойств (хемотаксис). Нами была осуществлена комплексная оценка токсичности буровых растворов.

В ходе исследования был изучен силикатный и полимерглинистый буровой раствор на приборе Биотестер-2. Работа прибора основана на фиксировании двигательной активности тест-объекта. В зависимости от процентного показателя падения двигательной активности в соответствии с инструкцией, прилагаемой к прибору, вещество можно отнести к классу условно токсичных (0 – 40 %), умеренно токсичных (41 – 70 %) и токсичных (71 – 100 %). Такой подход позволяет оценивать воздействие на экосистемы буровых растворов и позволяет сделать вывод об их токсичности.

На первом этапе производилось исследование фильтрата силикатной промывочной жидкости, содержащей силикатную добавку НКсил-А. Силикатная добавка НКсил-А, разработанная предприятием «Буртехнологии», относится к 3-му классу опасности и может нанести серьезный урон окружающей среде. На данной стадии исследования основной задачей стало выявление воздействия силикатной добавки НКсил-А, вносимой в буровой раствор, на двигательную активность микроорганизмов.

После проведения стандартных измерений падение двигательной активности тест-объекта составило 65 %. Полученные данные позволяют отнести высокосиликатный буровой раствор к классу веществ умеренно токсичных, так как падение двигательной активности лежит в интервале от 41 до 70 %.

Второй этап работы предусматривал исследование полимер-глинистого бурового раствора без силикатной добавки, содержащего аналогичные компоненты. Целью этого исследования являлось получение данных об изменении двигательной активности инфузорий-туфелек для дальнейшего сравнения с данными, полученными в ходе первого опыта. В результате проведенных экспериментов было выявлено падение двигательной активности микроорганизмов на 92 %. По приведенной выше классификации такой показатель падения двигательной активности говорит о том, что исследуемое вещество относится к классу токсичных, следовательно его утилизация требует особого контроля.

На основании опытных данных и произведенных наблюдений возможно заключить следующее:

- класс опасности и токсичность исследуемого вещества следует определять, рассматривая совокупность компонентов, входящих в него, а не по классам опасности и токсичности отдельных компонентов;
- буровые промывочные жидкости на основе высоких силикатов с экологической точки зрения воздействуют на окружающую среду значительно менее пагубно, чем обычные полимер-глинистые растворы.
- раствор на основе высоких силикатов более предпочтителен.

## **ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПОРОШКА БРУСИТОВОГО КАУСТИЧЕСКОГО ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В ОТЛОЖЕНИЯХ ЛЕГКОРАСТВОРИМЫХ СОЛЕЙ**

**А. С. Козлов**

**Руководитель профессор Г. М. Толкачев**

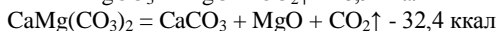
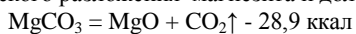
***Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия***

В настоящее время в качестве вяжущей основы магниезиальных тампонажных материалов используется побочный продукт основного производства ОАО «Комбинат «Магнезит» – порошок магниезиальный каустический (ПМК-75 и ПМК-83 по ГОСТ 1216-87), – пылеунос вращающихся печей. Основная масса этого порошка представлена частицами оксида магния разной дисперсности и степени обжига. В зависимости от соотношения в товарном ПМК частиц оксида магния низкой и высокой температуры обжига в широком диапазоне изменяется его химическая активность и вяжущие свойства (Бугт и др., 1980). Поэтому, при использовании ПМК в качестве вяжущей основы тампонажных растворов для цементирования обсадных колонн в скважинах чрезвычайно важно это учитывать. Отсутствие в арсенале специальных цементов магниезиальных вяжущих, характеризующихся стабильной в объеме химической активностью, ведет к тому, что для производства цементировочных работ в скважинах приходится использовать ПМК, химическая активность которого изменяется от партии к партии в достаточно широком диапазоне. Это требует дополнительных затрат времени и средств на выполнение работ по корректировке и оптимизации компонентного состава тампонажных материалов на основе ПМК с учетом конкретных термобарических и горно-геологических условий их использования. В ряде случаев по причине низкой химической активности отдельных партий ПМК, содержащих в основном порошок высокой степени обжига, не представляется возможным оптимизировать тампонажные составы для получения тампонажных материалов с необходимыми для производной работ технологическими свойствами (Технологический регламент..., 2002<sub>1</sub>; Технологический регламент ..., 2002<sub>2</sub>). Тампонажный материал на основе ПМК таких партий обычно характеризуется неудовлетворительной седиментационной стабильностью, запредельными значениями времени загустевания и схватывания тампонажного раствора, низкими значениями прочностных характеристик цементного камня, а также потенциально слабой коррозиестойчивостью в условиях контакта с пресными водами.

В последние годы при практически неизменном объеме буровых работ, проводимых на территории Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей (ВКМКС), количество партий ПМК, не пригодных для приготовления тампонажных составов, увеличилось. Из-за ожидания поставки ПМК необходимого качества буровые работы приостанавливаются, что влечет за собой нарушение непрерывности процесса и снижение качества строительства скважин.

В связи с этим в ПермГТУ были выполнены работы по оценке возможности получения магниезиальных цементов, характеризующихся технологически необходимой и стабильной в объеме химической активностью, использование которых в качестве вяжущей основы для приготовления тампонажных материалов позволит существенно повысить качество, надежность и безопасность производства цементировочных работ в скважинах.

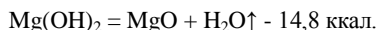
Известно, что основным сырьем для производства магниезиальных вяжущих являются карбонаты – магнезит  $MgCO_3$  и доломит  $CaMg(CO_3)_2$  (Вайвад, 1971; Кузнецов, 1963; Пашенко и др, 1975). Образование химически активного оксида магния достигается за счет термического разложения магнезита и доломита:



Температура диссоциации магнезита при парциальном давлении  $CO_2$  в 1 атм равна 640 °С. Термическое разложение доломита с освобождением  $CO_2$  и образованием  $MgO + CaCO_3$  происходит при температуре 735 °С. Однако с целью увеличения скорости процесса в производственных условиях магнезит обжигают при температурах 700–800 °С, а доломит – при температуре 800 – 850 °С (Виноградов, 1971).

Следует отметить, что полученный таким образом каустический доломит содержит примесь оксида кальция, обусловленную частичным разложением кальцита. Продуктами взаимодействия этой примеси с растворами магниезиальных солей являются хлорид или сульфат кальция, резко снижающие долговечность затвердевшего цементного камня (Виноградов, 1971). По этой причине использование каустического доломита в качестве основы тампонажных материалов нецелесообразно.

Помимо магнезита, исходным сырьем для получения оксида магния может служить природный минерал брусит  $Mg(OH)_2$ :



Дегидратация его происходит при более низкой температуре (420 – 505 °С) с образованием исключительно активного оксида магния. Полученный продукт называют каустическим бруситом (Виноградов, 1971).

Возможность получения оксида магния из брусита в качестве вяжущего материала общеизвестна. Что же касается применения этого химически активного вяжущего для приготовления тампонажных материалов, то в литературе отсутствуют какие-либо сведения о подобных исследованиях и использовании этих тампонажных материалов при производстве цементировочных работ, в том числе в скважинах различного назначения.

По нашему мнению, предпосылками к получению положительного результата при использовании порошка бруситового каустического (ПБК) в качестве основы тампонажного материала являются:



- возможность получения ПБК заданной химической активности;  
- отсутствие в ПБК продуктов высокотемпературного обжига – оксидов магния (периклаза) и кальция, оказывающих негативное влияние на технологические свойства тампонажных растворов и долговечность формирующегося цементного камня;

- возможность обеспечения требуемой степени дисперсности порошка.

С целью получения ответа на вопрос о возможности использования магнезиального вяжущего, полученного обжигом природного брусита, для приготовления тампонажных материалов, предназначенных для цементирования обсадных колонн в нефтяных скважинах, в лабораторных условиях обжигом природного брусита при температурах 600, 700, 800 °С и последующим помолом обожженного продукта были приготовлены опытные пробы ПБК.

Анализом результатов лабораторных исследований свойств тампонажных материалов, приготовленных на основе полученных порошков, а также результатов инструментальных исследований (вещественного и элементного состава цементного камня) установлена принципиальная возможность применения ПБК для приготовления расширяющихся магнезиальных тампонажных материалов и сделан предварительный вывод о том, что с наибольшей вероятностью использованием ПБК, полученного обжигом природного брусита при температуре, близкой к 670 °С, возможно получение составов тампонажных материалов, удовлетворяющих вышеуказанным требованиям. Результаты обжига природного брусита при изготовлении опытной партии ПБК в производственных условиях показали, что при промышленном производстве температура обжига должна быть 720 – 730 °С.

При выполнении работ по разработке состава тампонажного материала на основе ПБК особое внимание уделялось тому, что для скважин, пробуренных на территории ВКМКС, стойкость цементного камня должна быть обеспечена на весь срок службы скважины. Коррозионное разрушение цементного камня в составе крепи может привести не только к быстрой коррозии металла обсадных труб, но и к сообщению продуктивной соляной толщи с водами надсолевого и подсолевого водоносных комплексов.

Коррозионную стойкость образцов цементного камня оценивали по изменению прочности образцов и фазового состава цементного камня. Испытание образцов на сжатие и изгиб производилось через 2, 7, 30 суток, 3, 6 и 9 месяцев, а изменение фазового состава продуктов твердения изучалось методом РФА через 3, 6 и 9 месяцев их хранения в наиболее коррозионно-активных по отношению к цементному камню средах (пресная вода, насыщенные водные растворы солей хлористого натрия и хлористого магния).

Коррозионная стойкость оценивалась также путем сравнения характера изменений, происходящих в цементном камне на основе ПМК, высокая коррозионная стойкость которого в условиях разреза скважины доказана многолетним использованием этих тампонажных материалов в промышленных условиях, и характера изменений, происходящих в цементном камне тампонажных материалов на основе ПБК.

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о высокой коррозионной стойкости цементного камня на основе ПБК в исследованных условиях, а тот факт, что при формировании цементного камня на основе ПБК исходный оксид магния, являющийся вяжущей основой тампонажного материала, практически полностью связывается в оксихлориды (цементирующую фазу), может служить основанием для прогноза более высокой долговечности в контакте с пресными водами цементного камня на основе ПБК по сравнению с долговечностью цементного камня на основе ПМК, в котором, как правило, содержание непрореагировавшего оксида магния составляет 8 – 10 % и более.

К настоящему времени с использованием ПБК зацементированы технические колонны в 14 скважинах на территории ВКМКС. Результаты проведенных работ свидетельствуют о достижении высокого уровня восстановления сплошности горного массива, нарушенной при бурении скважин под техническую колонну, хорошей защите соляного массива и крепи скважины от воздействия негативных факторов вскрытого ими разреза – доля сплошного контакта цементного камня с колонной и породой в интервале от башмака технической колонны до башмака кондуктора составляет 85–100 %.

## Литература

1. Вайвад А. Я. Магнезиальные вяжущие вещества. – Рига: Зинатне, 1971. – 332 с.
2. Виноградов Б. Н. Сырьевая база промышленности вяжущих веществ СССР. – М.: Недра, 1971. – 324 с.
3. Кузнецов А. М. Технология вяжущих веществ и изделия из них. – М.: Высшая школа, 1963. – 224 с.
4. Пашенко А. А., Сербин В. П., Старчевская Е. А. Вяжущие материалы. – Киев: Вища школа, 1975. – 444 с.
5. Справочник по химии цемента / Бутт Ю.М., Волконский Б.В, Егоров Г.Б. и др.; / Под ред. Б.В. Волконского и Л.Г. Судакаса. – Л.: Стройиздат, 1980. – 224 с.
6. Технологический регламент приготовления и использования расширяющегося магнезиально-фосфатного тампонажного материала для цементирования обсадных колонн в глубоких скважинах на территории ВКМКС. – Пермь: ПермГТУ, 2002.
7. Технологический регламент приготовления и использования расширяющегося известняково-магнезиального тампонажного материала для цементирования кондукторов и технических колонн в глубоких скважинах на территории ВКМКС. – Пермь: ПермГТУ, 2002.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ФРИКЦИОННЫХ СВОЙСТВ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ КОРОК БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

**О.Г. Мамаева, А.Я. Соловьев**

Научный руководитель профессор Г.В. Конесев

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*

Наиболее распространенным и тяжелым видом аварий в бурении является прихват бурильного инструмента. Причины, вызывающие прихваты труб в скважине, могут быть различные. Одной из таких причин является результат взаимодействия двух видов сил между контактирующими поверхностями (бурильного инструмента и фильтрационной

корки): сил трения, направленных по касательной к поверхности раздела, и сил адгезии, действующих по нормали к поверхности раздела. Большое внимание этому вопросу уделено в работе (Шерстнев и др., 1979), в которой показано, что адгезия вносит значительный вклад в суммарную силу сопротивления движению. Выполненные исследования показывают, что адгезионная составляющая сил прихвата включает в себя непосредственно силы прилипания, силы когезии и прочность структуры фильтрационных корок.

В данной работе приводятся некоторые результаты выполненных нами исследований антифрикционных свойств фильтрационных корок полимерглинистых растворов, для облагораживания которых использованы технические полигликоли (ПГ). Благодаря наличию в структуре молекул ПГ гидроксильных групп, они способны образовывать на глинах сольватные слои на основе прочной водородной связи, усиливать межчастичные взаимодействия в коагуляционных структурах. При этом полимерглинистые растворы в состоянии гидрофильной коагуляции сохраняют достаточно хорошие показатели реологических свойств, обеспечивающие нормальный режим промывки скважин. Переход раствора из жидкообразного состояния в скважине в твердообразное в фильтрационной корке сопровождается резким изменением его реологических, структурно-механических свойств. В данном случае дисперсная система из вязко-пластичного состояния (бингамовское тело) переходит в состояние пластического дилатантного тела. Для буровой технологии очень важно, чтобы в результате этого перехода создавалась тонкая, плотная и прочная, непроницаемая фильтрационная корка с высокими антифрикционными свойствами.

В табл.1 приведены параметры исследуемых рецептур полимерглинистого раствора.

Таблица 1

*Параметры полимерглинистого раствора с добавками полигликоля*

№ п.п.	Содержание полигликоля, %	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	$\eta$ , мПа·с	УВ <sub>100</sub> , с	$\tau_0$ , дПа	ПФ <sub>30</sub> , см <sup>3</sup> /30мин	СНС, дПа	
							1 мин	10 мин
1.	0	1,22	11,12	10	44,87	10	26,08	40,75
2.	5	1,22	12,09	12	74,78	10	73,35	63,57
3.	15	1,21	16,18	11,2	35,89	9,5	22,82	22,82
4.	30	1,20	17,76	11	11,96	9	9,78	11,41

Как видно из табл. 1, с ростом содержания ПГ в растворе показатели прочности его структуры достигают максимальных значений при 5 % ПГ, что может быть связано с образованием сопряженных структур, а при большем содержании ПГ в растворе начинают проявляться пластифицирующие свойства спиртов, значения  $\tau_0$  и СНС снижаются.

О влиянии полигликоля на фрикционные свойства фильтрационных корок можно судить по данным табл.2, составленной по результатам экспериментов.

Удельная сила адгезии определялась с помощью устройства, позволяющего измерять силу отрыва стального диска от корки, полученной на ВМ-6. Суммарная сила сдвига определялась на приборе КТК-2.

Данные табл. 2 показывают, что независимо от продолжительности неподвижного контакта “металл-фильтрационная корка” рост адгезионных сил наблюдается при 5 % добавке полигликоля к исходному раствору, силы трения при этом убывают. Дальнейшее же увеличение концентрации полигликоля до 15 % приводит к обратному эффекту – снижению сил адгезии и росту сил трения. Необходимо отметить, что по мере увеличения концентрации реагента перераспределение соотношения сил трения и адгезии характеризуется выравниванием их долей при доминировании сил адгезии. Отсюда следует, что дальнейшие исследования по улучшению качества буровых растворов для снижения прихватопасности в скважинах должны быть направлены на поиски путей улучшения адгезионно-когезионной и структурно-механической составляющих силы прихвата. Представляет интерес использования для этих целей полимерсодержащих реагентов с соответственно управляемой жесткостью цепей полимера и способностью его к гидрофобным взаимодействиям.

Таблица 2

*Фрикционные свойства фильтрационных корок буровых растворов с различным содержанием полигликоля*

№ п.п.	Концентрация полигликоля, %	Продолжительность неподвижного контакта, мин							
		Удельная сила трения, Н/м <sup>2</sup>				Удельная сила адгезии, Н/м <sup>2</sup>			
		5	10	15	20	5	10	15	20
1	0	143	223	268	340	450	563	574	728
2	5	52	83	104	139	636	678	732	935
3	15	97	143	183	268	324	332	381	355
4	30	73	104	125	168	474	390	324	355
5	100	268	242	261	261	264	313	305	362

#### Литература

1. Шерстнев Н.М., Расизаде Я.М., Ширинзаде С.А. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении. – М.: Недра, 1979. – 304 с.

**АНАЛИЗ СВОЙСТВ РЕЗЬБОВЫХ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СМАЗОК**  
**Е.Б. Малюшев, П.С. Поскряков, Ф.Н. Янгиров**

**Научный руководитель профессор Г.В. Конесев**  
**Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия**

При постоянном наращивании темпов строительства скважины большое внимание уделяется повышению работоспособности бурильной колонны. При этом наиболее слабым элементом бурильных колонн остается резьбовое соединение. Исследования показывают, что до 85 % всех аварий с бурильной колонной связано с нарушением работоспособности резьбовых соединений труб. Такое неудовлетворительное состояние вопроса с замковыми резьбовыми соединениями обязывает искать пути повышения их долговечности.

Одним из наиболее перспективных методов улучшения технико-экономических показателей строительства скважины является подбор и применение эффективных смазочных материалов для резьбовых соединений бурильной колонны. К смазкам, используемым при свинчивании резьбовых соединений труб, предъявляют следующие требования:

- а) хорошая смазочная способность;
- б) стабильность смазочных свойств во времени и при действии перепада температур;
- в) определенная консистенция, чтобы давление жидкости или газа не смогло выдавить смазку из зазоров резьбы;
- г) предупреждение заеданий при свинчивании резьбовых соединений.

Герметизирующие смазки делятся на две группы. К первой относятся смазки на жировой основе. Такие смазки состоят из жировой основы и наполнителя. Ко второй - герметизирующие составы на полимеризующейся основе. Длительное время при свинчивании резьбовых соединений нефтяного сортамента применяли графитовую смазку УСсА (ГОСТ 3333-80), состоящую из 65 % солидола и 35 % серебристого графита, который выполняет роль антифрикционного материала. Очень ценные свойства графита – высокая стойкость и неизменяемость свойств при высоких температурах. Недостаток графита заключается в том, что допустимое удельное давление для него не должно превышать 3 – 4 МПа, а характерные для эксплуатации повышенные давления являются причиной заеданий при свинчивании–развинчивании. В связи с этим в настоящее время графитную смазку УСсА практически не используют.

Резьбовая смазка Р-2 представляет собой смесь индустриального масла и антифрикционных, герметизирующих добавок, в частности, порошков свинца, меди, цинка, графита. Смазка сохраняет эксплуатационные свойства при температуре от  $-31^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ .

Резьбовая смазка Р-402 имеет более сложный состав литиево-алюминиевых мыл стеариновой кислоты и полисилоксановой жидкости с индустриальным маслом И-50А. Содержащиеся в ней добавки аналогичны используемым в смазке Р-2. Резьбовая смазка Р-402 значительно лучше смазки Р-2, так как ее можно использовать при низких температурах. Недостатком является ее дороговизна и недостаточная надежность уплотнения при перепадах давления свыше 25 МПа из-за малых размеров частиц твердых добавок.

Общим недостатком рассмотренных смазок является их низкая морозостойкость, низкая адгезионная способность. В полевых условиях смазки плохо удерживаются на мокрой или обледенелой резьбе.

Резьбовая смазка Р-113 отличается от смазки Р-402 другим составом антифрикционных добавок, она содержит свинцовую пыль, окись и сульфид свинца, которые улучшают ее свойства. Ее можно использовать в соединениях с крупной резьбой, при этом герметичность сохраняется при давлениях до 30 МПа. Она работоспособна в интервале температур от  $-30^{\circ}\text{C}$  до  $+200^{\circ}\text{C}$ . Однако она также не лишена недостатков: токсична, имеет невысокую водостойкость, легко выдавливается из резьбы, особенно в искривленных участках скважины, имеет высокую стоимость.

Резьбовая смазка Р-416 состоит из литиево-цинкового мыла стеариновой кислоты и веретенного масла АУ. В смазку введены такие добавки, как порошок свинца, окись свинца, сернистый свинец, присадка триэтиленгликоль и монтан-воск, которые улучшают ее противоизносные и герметизирующие свойства. Она аналогична смазке Р-113, предназначенной для предотвращения задира, облегчения свинчивания и развинчивания соединений с крупной резьбой (резьбы замков бурильных труб, долот, переводников, забойных двигателей и пр.), но уступает ей по максимальной температуре применения (употребляется при температуре до  $+100^{\circ}\text{C}$ ) и имеет более высокую стоимость.

В последнее время появились новые смазочные материалы импортного производства. Компания Shell выпускает смазки различных композиций на силиконовой основе с присутствием мягких металлических наполнителей и высокоэффективных ингибиторов сероводородной коррозии. Эти смазки легко наносятся на поверхность и защищают ее от задира и фрикционного изнашивания. Герметичность соединения сохраняется при давлении до 50 МПа. Недостатками данных смазок являются дороговизна и токсичность (в процессе трения выделяются экологически вредные вещества).

Общим недостатком резьбовых смазок Р-402, Р-416 является использование в их составе дефицитных и дорогостоящих компонентов.

Промысловые и экспериментальные данные показывают, что использование вышеперечисленных смазок не всегда гарантирует требуемую герметичность резьбовых соединений. В подавляющем большинстве случаев пропуски жидкости или газа через резьбовые соединения объясняются наличием конструктивных и технологических зазоров, в которых смазки не удерживаются при нагружении соединений избыточным давлением. Для того, чтобы смазка не выдавливалась избыточным давлением, она должна обладать соответствующими реологическими свойствами:

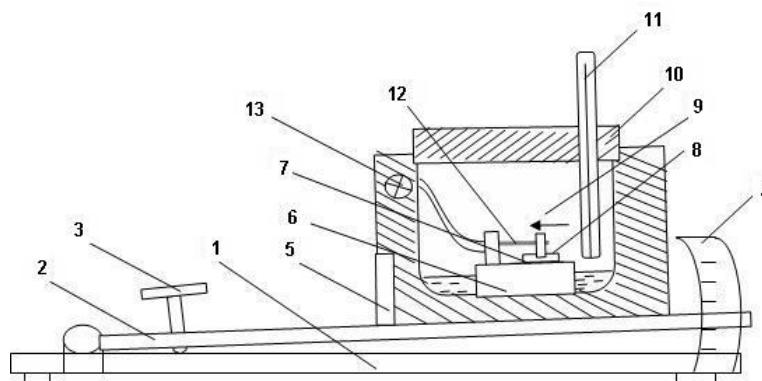
- а) максимальная подвижность (малая вязкость) в момент свинчивания для надежного заполнения смазкой всех зазоров;
- б) минимальная подвижность при нагружении резьбового соединения избыточным давлением.

В настоящее время все более возрастает интерес к смазочным материалам и способам оценки их свойств и качества в условиях существенного перепада температур в процессе бурения скважины, высоких удельных давлениях на контактирующих поверхностях резьбы.

Так как эксплуатация резьбовых соединений бурильных труб в зимнее время зачастую происходит в районах с преобладанием достаточно низких температур, то к смазочным материалам предъявляется требование сохранения и в этих условиях своих эксплуатационных свойств. Основное требование к таким смазкам – низкая температура замерзания (существенно ниже рабочей температуры). Исследования показали, что применение смазок целесообразно до вполне определенной температуры, зависящей от температуры затвердевания смазки, ниже которой коэффициент трения со смазкой превышает коэффициент трения без смазки (Анисимов и др., 1999). Единой стандартизованной

методики определения низкотемпературных свойств пластичных смазок не существует. Некоторые авторы (Товарные нефтепродукты, свойства..., 1978) используют в качестве показателя низкотемпературных свойств наносимость смазки с помощью кисти или шпателя, а также (Синицын, 1976) при определении температуры застывания смазки ориентируются на температуру застывания базового компонента смазки - маловязкого масла. По нашему мнению, эта величина может значительно отличаться от температуры застывания смазки из-за влияния на нее содержащихся в смазке компонентов. Например, включение полиэтилена в состав смазки значительно ухудшает ее низкотемпературные свойства. В связи с этим необходимо определять температуру застывания пластичной смазки.

Нами разработана методика определения температуры застывания пластичных смазок. Принципиальная схема прибора для определения температуры застывания пластичных смазок представлена на рисунке.



**Рис. Прибор для определения температуры застывания пластичной смазки:**

**1 – столик-основание; 2 – подвижная плита; 3 – подъемный винт; 4 – шкала; 5 – аккумулятор; 6 – корпус; 7 – пластинка со смазкой; 8 – пластина с магнитом; 9 – холодильная камера; 10 – герметичная крышка; 11 – термометр; 12 – геркон; 13 – лампочка**

Перед проведением опытов подвижную плиту прибора 2, установленную на основании 1, приводят в горизонтальное положение с помощью винта 3. На нижнюю металлическую пластину 7 наносится исследуемая пластичная смазка слоем 1 – 2 мм, которую устанавливают в гнездо корпуса 6. В камеру 9 подается жидкий азот и камера закрывается герметичной крышкой 10. По термометру 11 ведутся наблюдения за понижением температуры внутри камеры. Когда пластичная смазка в камере охлаждается до определенной температуры, подвижную плиту 2 наклоняют при помощи винта 3 под углом 45° и выдерживают в таком положении 1 минуту. При этом наблюдают за сигнальной лампой 13. Если смазка не застыла, пластинка с магнитом проскальзывает по ней к замыкающему электрическую цепь геркону 12 и лампа загорается. Повторяется этот опыт по мере понижения температуры через каждые 5 °С. И если на определенном этапе при поднятии плиты на угол 45° лампа не загорелась, то это означает, что смазка застыла. Зафиксированная температура и будет температурой застывания пластичной смазки.

На основе проведенных исследований, а также вышеприведенных требований к смазочным материалам для резьбовых соединений и анализа состава существующих смазок, мы считаем, что целесообразно искать новые пути совершенствования старых смазок. Нами разработана резьбовая смазка УГС, существенно превосходящая базовые смазки по противозадирным, противозадирным и герметизирующим свойствам (патент РФ на изобретение № 2136722), отличающаяся технологичностью, экологической безопасностью, недефицитностью и невысокой стоимостью компонентов.

#### Литература

1. Синицын В.В. Подбор и применение пластичных смазок. – М.: Химия, 1976. – 416 с.
2. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение: Справочник /А.М. Анисимов, В.М. Бадышова, С.А.Биатов С.А. и др.; Под ред. В.М. Школьников. Изд. 2-е перераб. и доп. – М.:Техинформ, 1999. – 596 с.
3. Товарные нефтепродукты, свойства и применение. Справочник. Изд. 2-е, пер. и доп./ Под ред. В.М. Школьников. – М.: Химия, 1978. – 472 с.

## ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКА НОВЫХ ПОЛИМЕРСОДЕРЖАЩИХ КОМПОЗИЦИЙ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

**Мванса Питер Левисон**

Научный руководитель д.т.н., профессор Н. И. Николаев  
**Санкт –Петербургский государственный горный институт им. Плеханова  
 (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия**

В практике бурения скважин в осложненных условиях одними из наиболее трудноразрешимых и распространенных осложнений являются поглощения промывочной жидкости и связанные с ними нарушения целостности скважин. Эти факторы становятся особенно значимыми с увеличением глубины скважины.

Постоянные поиски эффективных способов изоляции поглощающих и неустойчивых горных пород в различных геолого-технических условиях бурения скважин привели к разработке довольно большого числа тампонажных смесей и технологий их применения. Однако, в условиях полного или катастрофического поглощения промывочной жидкости самым важным фактором успешной проводки скважины в осложненном интервале является оперативность проведения изоляционных работ.

В связи с этим разработка новых методов и составов для оперативной ликвидации таких осложнений в скважинах является важной и актуальной задачей, решение которой обеспечит значительное повышение эффективности буровых работ.

Автором проведены исследования по созданию тампонажных отверждаемых полимер-глинистых композиций путем введения в рабочий глинистый раствор нового отечественного суперабсорбента «Петросорб» непосредственно в процессе бурения скважины при возникновении поглощений промывочной жидкости. Суперабсорбент "Петросорб" – водонабухающий сополимер карбоновых кислот акрилового ряда, их эфиров и солей. Он представляет собой белый или слабоокрашенный порошок с дисперсностью до 3 мм. При соприкосновении с водой "Петросорб" интенсивно поглощает ее, превращаясь в плотную гелеобразную массу с образованием отдельных гранул диаметром до 5 – 8 мм.

Индекс поглощения воды зависит от содержания в ней солей и достигает 400 кг воды на 1 кг "Петросорба".

Экспресс-исследования полимерного суперабсорбента «Петросорб», проведенные в СПГИ и «ТюменьНИИГаз», показали следующее:

– «Петросорб» в смеси с глинопорошком (1:2) позволяет увеличить объем набухания в течении первых пяти часов в 5 раз (с 7,5 до 36 усл. ед. объема);

– степень минерализации воды отрицательно сказывается на индексе набухания суперабсорбента, однако его водопоглощающая способность продолжает оставаться достаточной для использования в тампонажных смесях (индекс набухания в дистиллированной воде равен 225, в 10 % растворе NaCl – 24 );

– «Петросорб» в составе глинистой суспензии проявляет закупоривающие свойства. При перепаде давлений 50 МПа через фильтрующие перегородки 0,4 % полимера повышает закупоривающие свойства малоглинистой суспензии (1060 кг/м<sup>3</sup>) в 1,6 – 2,0 раза;

– установлена возможность использования «Петросорб» в составе соляро-бentonитовой смеси при ликвидации поглощений. Произведены визуальные наблюдения за процессом поглощения воды соляро-бentonитовой смесью с различными добавками «Петросорб». Установлено, что концентрация 2,5 % «Петросорба» в смеси обеспечивает двукратное увеличение поглощения воды (в сравнении с контролем без полимера) с образованием полимер - глинистых конгломератов.

В таблице 1 приведено влияние «Петросорб» на технологические параметры глинистой суспензии из глинопорошка с выходом 6,2 м<sup>3</sup>/т. «Петросорб» не растворяется, а набухает в растворе и за счет вывода из системы воды увеличивает вязкость, медленно снижает фильтрацию, уменьшает проницаемость глинистой корки. При добавке 1,0 % реагента раствор превращается в массу, состоящую из частиц геля. Этот состав термостабилен при температуре 100 °С в течении двух часов (время проведения опыта). Эксперименты показали, что «Петросорб» совместим с КМЦ и в концентрации до 0,1 % его можно использовать для оперативного загущения системы.

Полученные предварительные результаты позволили рекомендовать указанный реагент для проведения опытно-производственных работ на плановых скважинах ОАО «Тюменьбургаз».

Таблица 1

Влияние "Петросорба" на технологические параметры глинистой суспензии

Состав раствора	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	T, c	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	$\Phi$ , см <sup>3</sup> /30 мин	K, мм	$\Phi_{тр}$	$\eta_{пз}$ , мПа·с	$\tau_0$ , дПа	n	pH	K <sup>1</sup> , Дарси
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
K <sub>2</sub> – зырян. г/п с вых. раствора 6,2 м <sup>3</sup> /т	1,060	17	23/36	16,9	2,0	0,69	5	14	0,7	10,2	9,70·10 <sup>-6</sup>
K <sub>2</sub> + 0,01 % "Петросорб"	1,060	17	47,9/71,8	16,6	2,0	0,68	4	28,7	0,48	9,52	-
K <sub>2</sub> + 0,03 % "Петросорб"	1,065	18	47,9/71,8	16,4	2,0	0,65	4	33,5	0,45	9,50	-
K <sub>2</sub> + 0,1 % "Петросорб"	1,065	18	71,8/110	14,5	2,0	0,62	4	47,9	0,36	9,31	-
K <sub>2</sub> + 0,2 % "Петросорб"	1,070	21	76,6/95,9	14,2	2,0	0,62	5	52,7	0,39	9,34	7,86·10 <sup>-6</sup>
K <sub>2</sub> + 0,2 % "Петросорб", термостатированн. 2 часа, t = + 100 °С	1,070	27	110/153	9,6	1,7	0,27	6	76,6	0,35	8,84	-
K <sub>2</sub> + 0,3 % "Петросорб"	1,075	36	115/144	11,8	2,0	0,60	7	81,4	0,37	9,38	-
K <sub>2</sub> + 0,4 % "Петросорб"	1,080	79	187/220	9,6	2,0	0,60	4	181,9	0,13	9,44	7,51·10 <sup>-6</sup>
K <sub>2</sub> + 0,4 % "Петросорб", термостатированн. 2 часа, t = + 100 °С	1,080	к/п	182/220	8,6	1,4	0,28	6	230	0,15	8,90	-
K <sub>2</sub> + 0,5 %	1,080	н/т	263/278	7,8	2,0	0,50	1	421	0,016	9,31	-

"Петросорб"												
K <sub>2</sub> + 1 % "Петросорб"	"Петросорб" поглотил всю воду. Состав превратился в массу, состоящую из гелеобразных частиц, хорошо сохраняющих свою форму. Состав термостатировался 2 часа при температуре +100 °С, после чего состав не изменился, гелеобразные частички сохранили свою упругость и способность удерживать воду.											
K <sub>2</sub> + 0,25 % КМЦ – 600 + 0,01 % "Петросорб"	1,060	360	172/335	6,0	1,0	0,30	14	158	0,38	9,96	-	
K <sub>2</sub> + 0,15 % КМЦ – 600	1,060	26	110/196	8,5	1,2	0,30	6	62,3	0,39	9,37	-	
K <sub>2</sub> + 0,15 % КМЦ-600 + 0,01 % "Петросорб"	1,060	26	95,8/153	8,2	1,2	0,25	6	62	0,39	9,41	-	
K <sub>2</sub> + 0,15 % КМЦ-600 + 0,05 % "Петросорб"	1,060	32	86,2/230	8,2	1,2	0,23	7	81,4	0,38	9,37	-	
K <sub>2</sub> + 0,15 % КМЦ-600 + 0,1 % "Петросорб"	1,065	86	153/187	7,6	1,2	0,25	9	115	0,35	9,38	-	

При бурении скважины № 31Р под кондуктор на Южно-Юбилейном газовом месторождении в интервале 471 – 473 м при производительности насоса 21 дм<sup>3</sup>/с произошло катастрофическое поглощение бурового раствора с интенсивностью 144 м<sup>3</sup>/ч. Для ликвидации этого осложнения была закачана на забой соляро-бентонитовая смесь с добавкой полимерного суперабсорбента «Петросорб». Для приготовления и закачки смеси использовались следующие материалы и техника: дизельное топливо – 15 м<sup>3</sup>; бентонит – 10 т.; «Петросорб» – 20 кг; ЦА-320 – 2 ед.; ЦМ-20 – 1 ед. Перед приготовлением смеси «Петросорб» был предварительно перемешан с бентонитом. Дальнейшее бурение до проектной глубины спуска кондуктора осуществлялось при производительности насоса – 21 дм<sup>3</sup>/с без потери бурового раствора. Затраты времени на проведение изоляционных работ сократились в 2 раза по сравнению с традиционными технологиями, применяемыми на данном месторождении для ликвидации поглощений бурового раствора.

Можно сделать заключение о перспективности дальнейших исследований по созданию эффективных вязко-упругих закупоривающих составов на основе набухающих полимеров акрилового ряда для изоляции осложненных интервалов скважин.

## **ИМПУЛЬСНЫЕ ТОКИ С ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ – ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ О РАЗРУШАЕМЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ**

**М.В. Петухов**

Научные руководители д.т.н., профессор В.Д. Евсеев, доцент М.А.Самохвалов  
*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Разработка методов контроля процессов разрушения горных пород в условиях естественного залегания является важнейшей научной и практической задачей. Увеличение числа информационных каналов, позволяющих контролировать тип горной породы и процессы её разрушения при проведении различных горных работ, включая бурение скважин, следует приветствовать.

Значительный научный и практический интерес вызывает разработка бесконтактного способа контроля процесса разрушения горных пород, основанного на регистрации электромагнитной эмиссии (ЭМЭ). Виновником возникновения ЭМЭ является электрический заряд  $q_0$ , появляющийся на поверхности твердой компоненты горной породы при ее деформировании и развитии в ней микро- и макротрещин адгезионного и когезионного происхождения.

Исследование электризации, происходящей при разрушении диэлектрических минералов и горных пород, началось не так давно. К настоящему времени установлено, что развитие трещин нормального отрыва при разрушении неорганических диэлектриков, какими являются основные породообразующие минералы, сопровождается пространственным разделением противоположных по знаку электрических зарядов. На свежобразованной поверхности возникает электрический заряд плотностью  $q_0$  и наблюдаются следующие электрофизические явления:

а) эмиссия электронов высоких энергий (ЭВЭ) или, по-другому, эмиссия быстрых электронов, механоэмиссия;

б) электромагнитная эмиссия.

Эмиссия быстрых электронов происходит как в самом процессе разрушения при появлении свежей поверхности, так и с уже возникшей поверхности под влиянием поля остаточных электрических зарядов, появившихся на поверхности при ее возникновении и находящихся на ней в последующее время (постэмиссия). В работе (Головин и др.) показано, что величина остаточной плотности электрических зарядов, измеряемая на свежобразованной поверхности, спустя 10–20 с после разрушения, пропорциональна плотности зарядов, возникающей во время скола, но на порядок меньше. Исследования эмиссии быстрых электронов, возникающих при раскалывании кристаллов в высоком вакууме, показали, что величина этого эффекта связана со строением кристаллов (Кротова и др., 1973; Воллбрандт и др., 1975; Кротова и др., 1953).

Проведенное в (Закревский и др., 1979) одноосное сжатие ионных кристаллов LiF, NaCl, MgO в вакууме  $10^{-7}$  тор обнаружило, что быстрые электроны появляются задолго до появления в кристаллических образцах крупных трещин или отколов.

Мециком М.С. (Мецик, 1967) экспериментально показано, что работа расщепления кристалла слюды в различных внешних условиях определяется, в основном, электрическими силами взаимодействия разделяемых поверхностей трещины нормального отрыва.

На наличие тесной связи между прочностью диэлектрика и величиной электрического заряда  $q_0$ , возникающего на свежей диэлектрической поверхности, указывается в (Евсеев, 1978; Евсеев, 1985): осуществлено модифицирование

модели эффекта Ребиндера П.А. с учетом явления «электризация при разрушении». Появление разноименных электрических зарядов на сторонах растущей трещины нормального отрыва приводит к возникновению дополнительного силового дальнодействующего взаимодействия противоположных сторон трещины, росту энергии образования единицы площади свежей поверхности до величины  $\gamma_{эф} = \gamma_0 + \gamma_{п}$ , где  $\gamma_0$  – удельная свободная поверхностная энергия разрушаемого тела,  $\gamma_{п}$  – механические потери энергии электростатической природы, величина которых зависит от  $q_0$ . Модифицированное выражение Гриффита А.А. для оценки трещиностойкости неорганического диэлектрика, имеющего в (на) себе трещину длиной L, с учетом механических потерь энергии электростатической природы принимает вид:

$$\sigma = \{4E [\Gamma + q_0^2 \exp(-2t/\tau) h / \epsilon \epsilon_0] \}^{0.5} / (\pi L)^{0.5},$$

где E – модуль Юнга,  $2\Gamma$  – работа квазиравновесного разрушения, t – время действия нагрузки,  $\tau$  – время релаксации электрических зарядов в полости трещины.

Из последнего выражения следует, что трещиностойкость нагружаемого диэлектрика зависит не только от длины первичного дефекта L (как отмечается в модели Гриффита А.А.), но и пропорциональна величине заряда  $q_0$ . При разрушении диэлектриков в одинаковых условиях и при одинаковой величине первичного дефекта трещиностойкость диэлектриков будет возрастать с увеличением  $q_0$ .

В силу того, что прочность диэлектрика при его механическом нагружении  $\sigma$  и интенсивность эмиссии J с его ювенильной поверхности зависят от одной величины – плотности электрических зарядов  $q_0$ , то должна наблюдаться симбатность изменения  $\sigma$  и J при одинаковой подготовке образцов к испытанию.

Такая зависимость экспериментально была зафиксирована Кузнецовым В.А. (Кузнецов, 1977): обнаружено, что между величиной начальной интенсивности эмиссии электронов высокой энергии  $J_0$ , измеряемой в вакууме со свежей поверхности поликристалла LiF, и прочностью этого диэлектрика  $\sigma$  при одноосном сжатии существует связь:  $J_0$  и  $\sigma$  изменяются симбатно при изменении температуры предварительной термовакuumной обработки образцов.

Симбатность изменения величин  $J_0$  и  $\sigma$  означает, что по интенсивности эмиссии электронов высокой энергии со свежесформированной поверхности можно судить о трещиностойкости диэлектрических образцов.

Выше отмечалось, что эмиссией электронов высоких энергий не ограничивается комплекс электрокогезионных явлений: появление свежих поверхностей при механическом нагружении неорганических диэлектриков сопровождается и электромагнитной эмиссией.

Еще при разработке электронной теории адгезии появление электромагнитных сигналов связывалось с развитием электрогазоразрядного процесса в полости развивающейся трещины нормального отрыва. В настоящее время возникновение электромагнитных сигналов связывается не только с развитием электрических разрядов, но и с изменением дипольного момента заряженной трещины, колебательным движением зарядов при развитии разрушения и с релаксацией этих зарядов. При любом механизме появления электромагнитной эмиссии виновником этого процесса является электрический заряд  $q_0$ , возникающий на свежей поверхности разрушаемых диэлектрических порообразующих минералов, на свежесформированной адгезионной поверхности.

Электромагнитная эмиссия, так же как и эмиссия электронов высокой энергии, несет информацию о величине механических потерь энергии электростатической природы, сопровождающих разрушение порообразующих диэлектрических минералов и контактов между зёрнами различных минералов, слагающих горные породы. Носителями информации о трещиностойкости твердого тела являются электромагнитные сигналы, принимаемые приемным устройством.

На связь между прочностью нагружаемых тел и количеством зафиксированных импульсов электромагнитной эмиссии впервые было обращено внимание в работе Томских исследователей (Гольд и др., 1975) В этой работе образцы минералов и горных пород подвергались одноосному сжатию. Отмечается, что зарегистрированное с помощью емкостного датчика суммарное количество импульсов электромагнитного излучения при одноосном сжатии образцов минералов убывает в ряду кварц – плагиоклаз – ортоклаз и соответствует уменьшению энергии кристаллической решетки этих минералов. В работе было замечено также, что при разрушении гранитов и песчаников, обладающих различной зернистостью, наблюдается уменьшение числа регистрируемых импульсов при переходе от крупнозернистых к мелкозернистым структурам.

О связи между механическими свойствами горных пород и их способностью генерировать электромагнитные сигналы при механическом нагружении свидетельствуют результаты, полученные в (Егоров и др., 1976). В этом исследовании образцы горных пород подвергались одноосному сжатию с одновременной регистрацией возникающей электромагнитной эмиссии. Показано, что между суммарным числом электромагнитных импульсов N и коэффициентом крепости используемых образцов горных пород имеются квадратичная корреляционная зависимость. Отмечается, что способность к генерированию электромагнитных сигналов зависит от упругопластических свойств горных пород и от величины испытываемых ими механических напряжений. Больше число импульсов излучают более прочные горные породы. В порядке возрастания N используемые образцы горных пород составляют следующий ряд: сланец < песчаник < гранит < перидотит < диабаз.

На наличие связи между прочностными свойствами разрушаемых тел и параметрами ЭМЭ было обращено внимание и в работе (Воробьев и др., 1977). В этом исследовании в качестве датчика для регистрации ЭМЭ служила магнитная антенна. При царапании алмазной пирамидкой образцов неорганического стекла, фтористого лития, хлористого натрия, кварца, полевого шпата, флюорита было обнаружено возрастание суммарного числа импульсов и их амплитуд с увеличением твердости испытываемых тел и возрастанием нагрузки на пирамидку. Причем, упомянутые параметры электромагнитной эмиссии при царапании кварца в 2 - 3 раза превышали аналогичные параметры при царапании других тел. При царапании же минералов малой твердости (кальцит, тальк) электромагнитная эмиссия не была зафиксирована вовсе.

Проведенное в (Потураев и др., 1989) исследование, в котором производилось одноосное сжатие кубических образцов горных пород (уголь, аргиллит, песчаник, гранит, мрамор, известняк) на гидравлическом прессе при постоянной скорости деформирования с регистрацией параметров акустической и электромагнитной эмиссий, показало, что

а) горные породы, имеющие различную прочность, обладают различной способностью к электромагнитной эмиссии;

б) импульсы ЭМЭ появляются до начала разрушения образцов и достигают максимальных значений на запредельном участке деформационной кривой;

д) чем прочнее образец горной породы, тем раньше появляются импульсы электромагнитной эмиссии.

На наличие тесной связи между возникающей при механическом нагружении электромагнитной эмиссией и прочностью испытываемых диэлектрических образцов было обращено внимание в работах Томских исследователей (Малышков и др., 1984). Обнаружено, что у большинства исследуемых материалов (неорганическое стекло, полимеры, стеклопластики, бетоны, керамика, горные породы) импульсный электромагнитный сигнал появляется задолго до макроскопического разрушения образцов. Многие материалы начинают генерировать электромагнитные импульсы лишь при достижении механическими напряжениями некоторых пороговых значений. Величина пороговых напряжений увеличивается при возрастании прочности образцов. Установлено, что для всех исследованных материалов более прочным образцам свойственна меньшая интенсивность электромагнитной эмиссии на ранних стадиях нагружения. В работе делается вывод о том, что зависимости «число импульсов – нагрузка», «число импульсов – деформация» могут быть использованы для разработки неразрушающего метода контроля прочности изделий из диэлектрических материалов.

Уже в ранних исследованиях было замечено сильное влияние на интенсивность ЭМЭ горных пород влажности испытываемых образцов, что связывали как со снижением их механической прочности при увлажнении, так и с быстрой релаксацией зарядов двойного электрического слоя токами проводимости, а также экранировкой электромагнитных полей высокопроводящими растворами. Насыщение образцов водой и особенно соевыми растворами образцов горных пород, имеющих невысокую способность к генерированию ЭМЭ, приводило к значительному уменьшению амплитуды импульсов, изменению их частотных характеристик и даже полному исчезновению регистрируемого сигнала. Электрические токи, возникающие при разрушении, как бы остаются в «изоляции», находясь внутри влажного электропроводящего образца горной породы, а его экранирующее действие не даёт возможности зафиксировать внешнее электромагнитное поле. Поэтому первая попытка регистрации ЭМЭ при бурении образца горной породы с промывкой оказалась неудачной (Кривошеев и др., 1998): ЭМЭ удалось зарегистрировать только при сухом и кратковременном бурении алмазной бурголовкой.

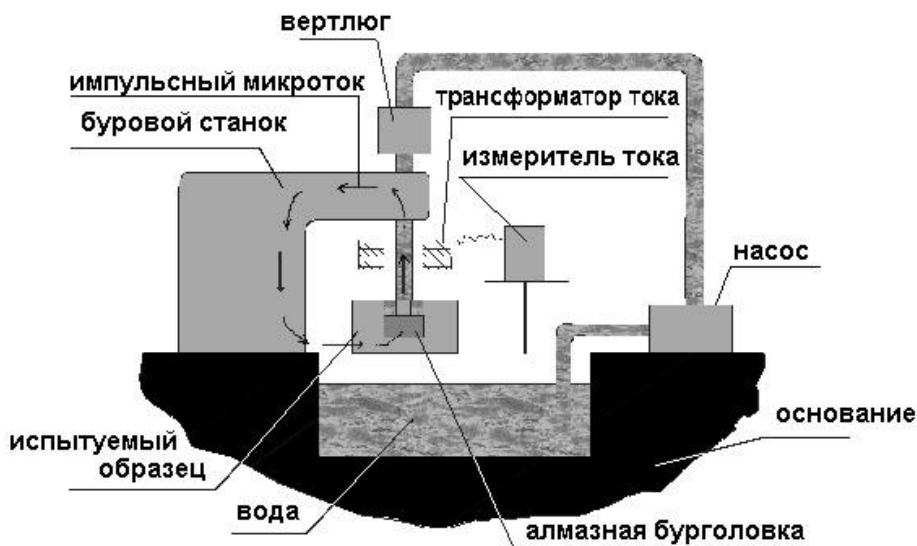


Рис. 1. Схема установки для регистрации импульсных токов при бурении с промывкой

Проблема регистрации внутренних токов, возникающих при разрушении горных пород бурением и резанием с промывкой, была решена нами с использованием внешнего замкнутого электрического контура «образец горной породы – режущий инструмент – буровой станок – образец горной породы». Импульсный электрический ток, который возникает на границе раздела «горная порода – режущий инструмент» при бурении и резании образца горной породы, замыкается на этот контур.

Методика была реализована на буровом станке СКБ-5 с алмазной бурголовкой по схеме, изображенной на рисунке 1.

Разбуривался образец гранита, который, в соответствии с предыдущими исследованиями, обладает высокой способностью к генерированию ЭМЭ. Регистрацию токов проводили в диапазоне частот от 150 кГц до 1,5 МГц. Было показано, что с ростом осевой нагрузки на бурголовку эффективное значение импульсного тока сначала возрастает, а затем практически стабилизируется, что соответствует изменению эффективности разрушения горной породы. В дальнейшем мы перешли на проведение исследования импульсных токов и при резании образцов горных пород.

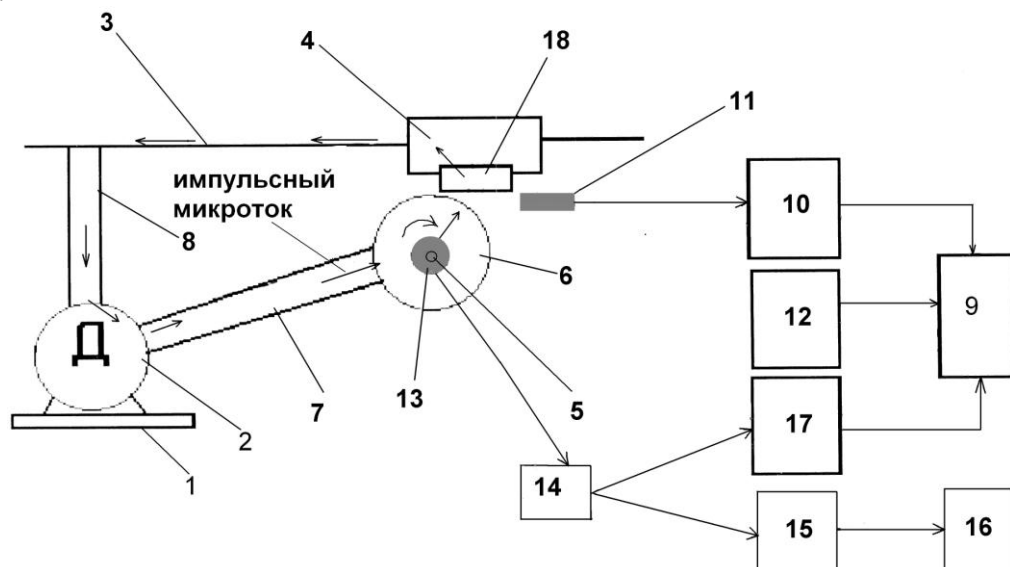
Регистрацию импульсных токов при резании образцов горных пород проводили на специальной установке, схема которой представлена на рисунке 2.

Установка состоит из нагружающего блока и компьютеризированной измерительной системы. Нагружающий блок прибора включает основание 1, электродвигатель 2, направляющую 3, подвижную каретку 4 с захватом для закрепления образца горной породы, шпиндель 5, служащий для передачи вращения алмазному кругу 6, передаточные механизмы шпинделя 7 и подвижной каретки 8. Охлаждение алмазного круга и удаление шлама осуществляется промывочной жидкостью в процессе резания образца (в данном исследовании использовалась техническая вода).

Измерительная система прибора состоит из персонального компьютера 9, усилителя 10 и датчиков (микрофона 11 и преобразователя активной мощности 12). Акустический сигнал принимается микрофоном 11, усиливается и



подается на вход платы акустического цифрового преобразователя, установленного в компьютере. Реализуемая активная мощность в процессе разрушения горной породы измеряется преобразователем активной мощности трехфазного тока Е848/6-М1.



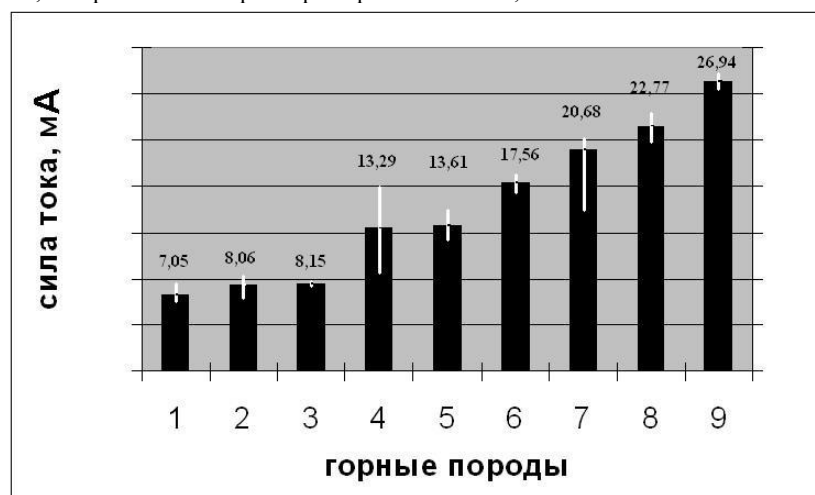
**Рис. 2. Схема установки для регистрации акустических сигналов и импульсного тока при резании образцов горной породы**

1 – основание; 2 – приводной двигатель; 3 – направляющая; 4 – подвижная каретка; 5 – шпиндель; 6 – алмазный круг; 7 – передаточный механизм шпинделя; 8 – передаточный механизм подвижной каретки; 9 – компьютер; 10 – усилитель; 11 – микрофон; 12 – измерительный преобразователь активной мощности; 13 – индукционный датчик; 14 – усилитель; 15 – милливольтметр; 16 – самописец; 17 – осциллограф; 18 – образец горной породы.

Для регистрации импульсного тока на шпинделе 5, изготовленного из немагнитного металла, установлен индукционный датчик 13 (трансформатор тока на ферритовом кольце). Напряжение на выходе индукционного датчика, наведенное импульсными токами, подается на усилитель 14, который имеет режекторный фильтр, отсекающий помехи промышленной частоты.

Применяются два канала обработки сигнала с выхода усилителя:

- сигнал подается на широкополосный милливольтметр 15 с диапазоном частот 20 Гц – 5 МГц. Милливольтметр усиливает и интегрирует сигнал и выдает на выходе медленно меняющееся постоянное напряжение, пропорциональное эффективному значению поступающего на его вход сигнала. Это напряжение записывается с помощью самописца 16, который имеет скорость развертки 5400 мм/ч;



**Рис. 3. Гистограмма эффективной силы импульсного тока при резании различных горных пород:**  
 1 – переслаивание алевролита и гидрослюд; 2 – крупнозернистый алевролит; 3 – глина; 4 – среднезернистый песчаник с высоким содержанием крупнозернистого материала, глинисто-гидрослюдистый цемент; 5 – крупно-среднезернистый песчаник с кальцитовым цементом; 6 – крупно-среднезернистый песчаник с кальцитовым и кварцевым цементом; 7 – гранит; 8 – мелкозернистый песчаник с кальцитовым цементом; 9 – гранит с кальцитом в трещинах

- сигнал фиксируется осциллографом «Tektronix» 17 и далее подается на компьютер 9, где производится спектрально-частотная обработка сигнала.

Были исследованы 9 различных горных пород. Для оценки ЭМЭ каждой горной породы готовили не менее 3 образцов. Часть образцов высотой 35 мм изготовили из кернов диаметром 30 мм, другие образцы готовили в виде

параллелепипедов размером от 35x30x20 до 35x40x35. При регистрации импульсного тока образцы резали алмазным кругом диаметром 100 мм на глубину 5 мм; скорость подачи составляла 2,1 мм/с, частота вращения равна 22,7 с<sup>-1</sup>.

На рисунке 3 приведены результаты обработки записей импульсных токов, возникающих при резании горных пород.

Исходя из проведенного микроскопического описания исследуемых образцов горных пород, можно отметить, что возникающий во внешнем контуре импульсный электрический ток зависит от состава горных пород.

#### *Выводы*

1. Зарегистрированы электрические импульсные токи при бурении и резании горных пород в присутствии промывочной жидкости.

2. Величина импульсного тока зависит от типа исследуемой горной породы.

3. Предложенный метод регистрации ЭМЭ путём измерения импульсного тока через режущий инструмент может найти применение для контроля геологического разреза и контроля процессов разрушения горных пород при бурении скважин.

#### Литература

1. Воллбрандт И., Хрусталеv Ю.А., Линке Э. Генерирование электронов высоких энергий при разрушении твердых тел // Докл.АН СССР. – 1975. – Т.225, № 2. – С. 313 – 316.
2. Воробьев А.А., Чаусов В.М., Гордеев В.Ф. Импульсное радиоизлучение при царапании некоторых диэлектрических материалов // Изв. высш. учеб. заведений. Физика. – 1977. – №10. – С. 126 – 128.
3. Гольд Р.М., Марков Г.П., Самохвалов М.А Импульсное электромагнитное излучение минералов и горных пород, подвергнутых механическому нагружению // Изв. АН СССР. Физика Земли. – 1975, № 7. С. 109 – 111.
4. Головин Ю.И., Дьячек Т.П., Орлов В. И. Нестационарное электрическое поле быстрой трещины скола в монокристаллах LiF // Физика твердого тела. – 1985. – Т.27, в. 4. – С. 1110 – 1115.
5. Гордеев В.Ф., Малышков Ю.П., Чахлов В.П. Электромагнитный эмиссионный контроль прочности бетонов // Дефектоскопия. – 1992. – № 7. – С. 76 – 80.
6. Евсеев В. Д. Электрические потери энергии при разрушении диэлектриков // Тез. докл. Всесоюз. конф. «Физика диэлектриков», г. Караганда, 8 -10 июня 1978 г. – С.87 – 88.
7. Евсеев В. Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков и электро-когезионные явления // Изв. высш. учеб. заведений. Сер. Физика. – 1985. – № 2. – С.29 – 35.
8. Егоров П. В., Корнейчиков В. П., Корнейчикова Н.М. К прогнозу удароопасности горных пород методом счета импульсного электромагнитного излучения // Измерение напряжений в массиве горных пород. – Новосибирск: Изд-во ИГД СО АН СССР, 1976, ч.2.– С. 112 – 114.
9. Закревский В, А., Пахотин В. А., Вайткевич С. К. Электронная эмиссия при одноосном сжимающем нагружении ионных кристаллов // Физика твердого тела. – 1979. – Т. 21, в.3. – С. 723 – 729.
10. Кривошеев В.В., Нейштетер И.А., Ларин А.А. Изучение электромагнитной эмиссии при бурении анизотропных пород. // Тез. докл. IV Международного симпозиума «Бурение скважин в осложненных условиях», С-Пб.: Санкт-Петербургский государственный горный институт. – 1998. – 48 с.
11. Кротова Н.А., Линке Э., Хрусталеv Ю.А. Эмиссия быстрых электронов при разрушении ионных кристаллов // Докл.АН СССР. 1973. – Т.208, № 1. – С. 138 –141.
12. Кротова Н.А., Карасев В. В. Исследование электронной эмиссии при раскалывании твердых тел в вакууме // Докл. АН СССР. – 1953. – Т.92, № 3. – С. 607 – 610.
13. Кузнецов В. А. Исследования в области механической прививки полимеров на поверхности твердых минеральных тел при их разрушении: Дис. канд. хим. наук.– М., 1977. – 112 с.
14. Мецк М.С. Физика расщепления слюды. – Иркутск: Вост-Сиб. кн. изд., 1967. – 280 с.
15. Малышков Ю.П., Гордеев В.Ф., Дмитриев В.П. Закономерности генерирования электромагнитного сигнала твердыми телами при механическом воздействии // ЖТФ. – 1984. – Т. 54, в.2. – С.336 – 341.
16. Потураев В.Н., Булат А.Ф., Хохолев В. К. Об особенностях комплексной регистрации электромагнитного и акустического излучения при разрушении горных пород // ДАН СССР. – 1989. – Т. 308. – № 6. – С.1351 – 1354.

## **МЕТОДИКА РАСЧЕТА РАЗЛИЧНЫХ ДИНАМИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ И ЦЕМЕНТНОЕ КОЛЬЦО КРЕПИ СКВАЖИН**

**А.В. Самсыкин, А.С. Шерекин, А.В. Самсыкина**

**Научный руководитель профессор Ф.А. Агзамов**

***Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия***

Между окончанием работ по креплению скважин и возникновением негерметичности крепи скважины проходит достаточно длительное время (месяцы, годы). За этот период времени внутри скважины проводится много работ, вызывающих различные динамические нагрузки, воздействующие на крепь. К таким работам можно отнести вторичное вскрытие пластов (перфорация), вызов притока, спуск скважинного оборудования, обработка призабойной зоны пласта, интенсификация притока и т.д. Кроме того, крепь скважины подвергается воздействию агрессивных пластовых флюидов, термобарическому и другим видам воздействий. Все они ухудшают качество крепи и снижают ресурс цементного камня.

Изучению причин разрушения цементного камня в условиях скважины и выработке рекомендаций по сохранению герметичности и целостности цементной оболочки посвящены работы А.И. Булатова, А.А. Гайворонского, В.С. Данюшевского, Л.Б. Измайлова, Е.К. Мачинского, Д.Ю. Мочернюка, Г.М. Саркисова, Г.Н. Хальгиндина и многих других авторов.

Характер нагрузок на крепь может быть разнообразный: как вибрационно-усталостный, так и ударный, их сочетание. Анализ литературных и промысловых данных показал, что нагрузки на крепь при данных технологических операциях могут достигать значительных величин.

Одним из видов динамических нагрузок на цементный камень являются гидроудары в колонне, возникающие в результате нестационарного движения жидкости: при быстрой остановке потока в скважине, при промывке, цементировании и других видах работ. Возникающие перепады давления (от 2,5 до 20 МПа) зависят от скорости расщаживания, вязкости раствора.

Некоторыми авторами считается, что одним из наиболее существенных видов динамических нагрузок выступают нагрузки, возникающие при перфорационных работах (ПВР), в результате которых в обсадной колонне и цементном камне появляются дополнительные механические напряжения. При ПВР развивается давление удара, равное 8 – 278 МПа в зоне взрыва и около 30 ГПа на поверхности обсадной колонны. Скорость удара 8000–10000 м/с. При взрыве давление возрастает до 10 ГПа. Скорость ударной волны достигает 3000 – 5000 м/с.

При простреливании обсадных колонн и цементного кольца в последнем возникают механические напряжения как за счет взрывной волны, так и за счет прохождения пули или кумулятивной струи. Эффективность перфорации в цементном кольце зависит от многих факторов. При прочих равных условиях глубина канала зависит от плотности преграды, степени насыщения водой и ее механических свойств (предела прочности, пластичности, сопротивляемости кратковременным нагрузкам, сжимаемости и пр.). Однако значения прочности, определенные при статическом приложении нагрузки, не могут полностью характеризовать сопротивляемость породы разрушению, так как при взрыве большую роль играют динамические нагрузки.

Так, к примеру, по данным ПО «Ноябрьскнефтегеофизика», при использовании перфораторов ПКС–80 давление, замеренное на расстоянии 1 м от нижнего заряда, составляет 78–102 МПа, а на расстоянии 0,8 м от верхнего заряда составляет 82–102 МПа. При использовании перфораторов ПК–105 скачок давления составляет 59,5 МПа, а ПКО–73 – 53,5 МПа.

Таким образом, работы, ведущиеся внутри обсадных колонн, приводят к нарушению контакта цементного камня с обсадной колонной, образованию микрозазоров, приводящих к снижению качества крепи.

В этой связи необходимо оценить нагрузки, действующие на крепь скважины при различных технологических операциях и определить механические напряжения, возникающие в цементном камне. Необходимо сравнить полученные напряжения с прочностными характеристиками цементного камня и сделать выводы о целесообразности проведения тех или иных работ.

Нами была разработана и предложена методика теоретического расчета механических напряжений, возникающих в обсадных трубах и цементном кольце при различных динамических нагрузках. Были рассмотрены такие динамические нагрузки: перфорация и нагнетание жидкости в скважину (гидроразрыв пласта).

При необходимости возможен расчет и других подобных динамических нагрузок, если в наличии будет достаточно полная информация о проводимом процессе.

Для определения напряжения  $\sigma$ , возникающего в обсадной колонне в результате воздействия на нее ударной волны при взрыве, воспользуемся следующей формулой:

$$\sigma = \frac{P \cdot r}{t},$$

где  $P$  – давление, создающее напряжение в обсадной колонне;

$r$  – радиус обсадной колонны;

$t$  – толщина стенки обсадной колонны (усредненная величина).

Давление  $P$ , создающее напряжение в обсадной колонне, определяется из следующих соображений:

$$P = p_{\text{пер.}} - P_{\text{нар.изб.}},$$

где  $p_{\text{пер.}} = 1066 \left( \sqrt[3]{\frac{M}{R}} \right)^{1,13}$  – давление перфорации, давление на фронте ударной волны на расстоянии  $R$  от центра

сферического заряда тротила массой  $M$ ;

$P_{\text{нар.изб.}} = \left[ (P_{\text{гст.ц.р.}} + P_{\text{гст.пр.ж.}}) - P_{\text{гст.нефт.}} \right] \cdot (1 - K)$  – наружное избыточное давление.

Здесь  $P_{\text{гст.ц.р.}} = \rho_{\text{ц.р.}} g H$  – гидростатическое давление цементного раствора за обсадной колонной,

$H$  – высота столба цементного раствора,

$P_{\text{гст.пр.ж.}} = \rho_{\text{ц.р.}} g (H - z)$  – гидростатическое давление промывочной жидкости за обсадной колонной,

$P_{\text{гст.нефт.}} = \rho_{\text{нефт.}} g z$  – гидростатическое давление нефтяного пласта,

$z$  – высота нефтяного пласта,

$K$  – коэффициент разгрузки цементного кольца для колонн различного диаметра: для колонн диаметром 114 – 178 мм  $K = 0,25$ ; 194 – 245 мм  $K = 0,30$ ; 273 – 324 мм  $K = 0,35$ ; 340 мм и более  $K = 0,40$ .

Следующий рассмотренный вид динамической нагрузки – гидроразрыв пласта (ГРП). Напряжение  $\sigma$ , возникающее в обсадной колонне при ГРП, можно определить по той же формуле, что и напряжение при перфорации, с учетом особенностей вычисления величины давления, присутствующей в формуле.

Давление  $P$ , создающее напряжение в обсадной колонне, определяется по формуле:

$$P = p_{\text{пл.}} + P_{\text{нар.изб.}},$$

где  $p_{\text{пл.}} = P_{\text{пл.}} + \Delta P$  – внутреннее давление гидроразрыва,

$P_{\text{пл.}} = K_a \cdot P_{\text{гст.}} - P_{\text{платовое}}$  – пластовое давление,

$K_a = 1,3$  – коэффициент аномальности,

$\Delta P$  – дополнительное давление, необходимое для обеспечения выхода жидкости из колонны при ее закачке в пласт (определяется опытным путем или выдается геологической службой). В данном случае:

$$\Delta P = \rho_{\text{ж}} g \frac{H}{2},$$

$\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости, закачиваемой в пласт;

Расчеты проводились для скважин диаметром 124 мм и 216 мм, где применялись обсадные трубы диаметром 102, 114 и 102 – 168 мм, соответственно. Результаты, полученные при расчетах, позволяют определить оптимальную область наименьших воздействий на обсадные трубы и цементное кольцо при проведении вышеуказанных технологических операций.

Предложенная методика может помочь при подборе того или иного типа перфоратора или выбора режима проведения гидроразрыва пласта и, тем самым, будет способствовать увеличению срока службы цементного камня в заколонном пространстве скважины.

Дальнейшие шаги в работе над данной проблемой заключаются в разработке рецептуры тампонажных материалов, обладающих повышенной сопротивляемостью всем вышеперечисленным динамическим нагрузкам.

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

**А.А. Сотниченко, В.С. Дудиков**

Научный руководитель ассистент О.А. Нечаева

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия*

На сегодняшний день смазочные добавки становятся одним из основных элементов систем буровых растворов, от которых во многом зависит успешность бурения любых видов скважин. Несмотря на кажущееся разнообразие смазок, которые предлагаются к использованию отечественными и зарубежными производителями, они незначительно отличаются по своим эксплуатационным характеристикам друг от друга и близки по своей природе.

Смазочная добавка – один из важнейших компонентов современной системы бурового раствора. Особый интерес среди них вызывают продукты на основе эфиров жирных кислот, обладающие высокой технологической эффективностью и, вместе с тем, высокой степенью безопасности применения в различных геолого-технических и географических условиях бурения.

При использовании смазочных добавок снижаются усилия осевого перемещения и момент сопротивления вращательному движению буровой колонны, уменьшается опасность возникновения замятий и прихватов бурового инструмента. Применение смазочной добавки позволяет избежать многих осложнений бурового процесса, связанных с контактным взаимодействием буровой колонны со стенками как открытого, так и обсаженного ствола скважин (Шиц, 2002).

Длительное время для уменьшения вращающего момента и степени зависания колонны на стенках при бурении с забойными двигателями широко применялись добавки 0,8 – 1,5 % графита и 8 – 15 % нефти. При введении 10 % нефти снижаются коэффициент трения между трубами и толщина фильтрационной корки (Рязанов, 1979).

Однако применение нефти в качестве смазочной добавки приводит к загрязнению окружающей среды. Экологический фактор и выявленные в ходе промысловых работ недостатки нефти (противоизносные свойства нефти невелики) явились причиной отказа от дальнейшего её широкого практического применения.

Долгое время использовались смазочные композиции «СМАД-1», «ИКБ-4В», «ДСБ-4ТМ», «K-Lube». Их недостатками являются высокий коэффициент трения, недостаточно низкая температура застывания, высокая вспенивающая способность, чрезмерное загущение систем с высокой концентрацией глины.

Роль смазочной функции бурового раствора возрастает в связи с широким распространением наклонно-направленного и горизонтального бурения. По мере усложнения геолого-технических условий бурения всё острее становится необходимость регулярного использования в составе буровых растворов высокоэффективных и экономичных реагентов-смазок. Ниже представлено описание некоторых из них.

Смазочная добавка «Сонбур», разработанная в БашНИПИнефть и ИНХП, обеспечивает безаварийное бурение наклонно-направленных скважин, пологих и горизонтальных участков скважин; снижает коэффициент трения на границе пары «металл-металл» (в 4 – 5 раз); снижает затраты при СПО до 30 %; снижает крутящий момент при роторном способе бурения до 35 %; сохраняет первоначальные свойства продуктивного пласта; не требует применения пеногасителей; не оказывает отрицательного влияния на основные технологические параметры буровых растворов; не создает проблем утилизации (Четвертнева, 2002). «Сонбур» - смазочная добавка нового поколения, как показали исследования, превосходит по уровню смазочных, ингибирующих, гидрофобных свойств известные смазочные добавки и один из лучших зарубежных аналогов K-Lube.

Смазочная добавка «Bit Lube Export» высокоэффективна в пресных глинистых буровых растворах. Значительно улучшает их технические, противоизносные и антиприхватные свойства. Недостатки этой добавки: значительные транспортные расходы; недостаточно низкая температура застывания (выше  $-12^{\circ}\text{C}$ ).

К достоинствам бифункциональной добавки «ФК-2000 Плюс» можно отнести значительную смазочную способность при объемной концентрации более 0,3 – 0,5 %; высокую степень ингибирования разбухаемых минералов; способность улучшать вязкостно-структурно-реологические и фильтрационные свойства промывочных жидкостей и снижать отрицательное влияние фильтрата на коллекторские свойства залежей. Ей свойственны и недостатки: высокая вспенивающая способность; чрезмерное загущение систем с высокой концентрацией глинистой фазы; высокая температура застывания; ограниченная по применению в полимерных средах.

Эффективность смазочного действия исследуемых добавок оценивается по липкости фильтрационной корки, характеризующей статическим коэффициентом трения скольжения (таблица 1).

*Таблица 1*

*Зависимость коэффициента трения  $K_{\text{тр}}$  от применения различных реагентов-смазок*

<b>Состав раствора:</b> H <sub>2</sub> O + 0,1 % NaOH + 7 % ПБМВ + 0,3 % КМЦ + 0,5 % КССБ + 0,1 % CaCl <sub>2</sub>		
<b>Название смазочной добавки</b>	<b>Концентрация в растворе</b>	<b>K<sub>тр</sub></b>
Сонбур–1101	0,5 %	0,07
ФК–2000 Плюс	0,5 %	0,10
Bit Lube Export	0,5 %	0,09

Экспериментальные исследования по оценке влияния смазочных композиций показали, что добавки 0,5 – 1,0 % «Сонбур–1101» способствуют снижению коэффициента трения K<sub>тр</sub> на 25 – 35 %; смазочные свойства «Bit-Lube Export» и «ФК–2000» снижают K<sub>тр</sub> лишь на 10 – 25 %.

Разработанные добавки по смазочной способности и универсальности не уступают, а в некоторых системах буровых растворов превосходят высокоэффективные отечественные и импортные материалы. Новые российские смазочные добавки экологически безопасные, практически все они проходят экологическую экспертизу. Ни одна из них не требует утилизации.

По сравнению с зарубежными образцами отечественные смазочные композиции экономически выгоднее в применении. Так, «Сонбур–1101» в 2 – 3 раза дешевле зарубежных аналогов, а вот применение «Bit Lube Export» обходится в 3 – 4 раза дороже отечественных продуктов аналогичного уровня.

#### Литература

1. Рязанов А. Справочник по буровым растворам. М.: – Недра, 1979.
2. Четвертнева И. А. Смазочная добавка Сонбур-1101 для бурения скважин // Материалы Республиканской научно-практической конференции Минерально-сырьевая база Республики Башкортостан: реальность и перспективы., Уфа, 5 – 6 апр., 2002 г. – Уфа, 2002
3. Шиц Л. А., Тимошук Ю. Д. Новые смазочные добавки к буровым растворам // Бурение и нефть. – 2002. – Окт. – С. 22 – 24.

## **О МЕТОДАХ МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ БЕЗГЛИНИСТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

**А.Я. Соловьев, О.Г. Мамаева**

**Научный руководитель профессор Г.В. Конесев**

**Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия**

В настоящее время наблюдается сокращение объемов бурения скважин с применением глинистых буровых растворов, что связано с изменением представлений о фильтрации технологических жидкостей в пласте. Так, если прежде приоритетным механизмом блокировки призабойной зоны скважины в интервалах залегания проницаемых пород признавалось образование перемычек частицами твердой фазы в порах пласта, то в последнее время все большее внимание уделяется вязко-упругим эффектам (Enright, Dye, 1991). Последние проявляются в полимерных и наполненных полимерных дисперсных системах при нестационарном течении, что выражается в возникновении у них свойств, присущих твердым телам, в частности, модуля упругости. Наличие у бурового раствора вязко-упругих свойств определяет следующие его достоинства: 1) потенциально высокую блокирующую способность, выраженную в быстром затухании фильтрации в пласте; 2) отсутствие на стенках скважины толстой фильтрационной корки ввиду образования кольматационного экрана исключительно внутри пор. Средством обеспечения вязко-упругих свойств бурового раствора является введение в его состав высокомолекулярных веществ с полярными или поляризуемыми функциональными группами (полимеров), вследствие чего в сравнении с глинистыми системами увеличивается скорость бурения в среде данного бурового раствора из-за его высокой мгновенной фильтрации в трещины предразрушения породы, а также снижаются потери давления при высоких скоростях промывки. Тем самым обнаруживается значительный потенциал применения данного типа буровых растворов, который, тем не менее, не полностью реализуется в практике бурения по причине трудности прогнозирования технологических свойств безглинистых полимерных систем (Швецов, 1977).

Главную проблему представляет оценка фильтрации полимерного раствора в пласте, что связано с недостатками экспериментальной и методической базы данного вида исследований. При этом теоретическая база исследований фильтрации вязко-упругих полимерных систем в настоящее время разработана достаточно хорошо. В качестве физико-химической основы упругости и затухания фильтрации полимерных систем при движении в пласте выделяют два основных явления. Первое – образование гелеобразных адсорбционных слоев полимера на стенках каналов фильтрации (Кондрашев, 2002), второе – образование механически переплетенных полимерных структур в местах сужений каналов фильтрации (Кондрашев, 2002; Бернардиер, 1975). Согласно данным (Кондрашев, 2002), общую картину фильтрации в большей степени определяет физическая или химическая адсорбция полимера на горной породе, нежели образование его механически связанных ассоциатов. Таким образом, для правильной оценки фильтрации бурового раствора необходимо, как минимум, иметь информацию о толщине адсорбционных слоев содержащегося в нем полимера на породе, слагающей стенки каналов фильтрации.

Толщина адсорбционных слоев полимера определяется механическими, оптическими и электрофизическими методами, из которых практическую применимость для оперативного управления свойствами бурового раствора на промыслах имеет лишь первая группа методов. Из числа механических методов можно выделить динамические методы, в частности, микрогеологические исследования жидкости на приборе Вейлера-Рейндера. Последние позволяют одновременно получать информацию как о прочности, так и о размерах граничных слоев жидкости, причем, в диапазоне условий, перекрывающем реальные условия в пласте (Кондрашев, 2002). Прибор Вейлера-Рейндера имеет принципиальный недостаток, состоящий в практической невозможности использовать в опытах горную породу, фактически формирующую стенки каналов фильтрации. Это вытекает из высоких требований к прочности и чистоте поверхности применяемых в приборе пластин, изготовленных из породообразующего минерала, что допускает их

изготовление из достаточно качественных материалов, например, кварца. Однако кварц не может применяться для моделирования всех горных пород, которые практически встречаются в разрезе скважин.

Более перспективной нам представляется другая разновидность динамических методов, а именно, метод макрореологических исследований, основанный на отслеживании изменения реологических свойств жидкости при введении в нее наполнителя. Данный метод обладает тем преимуществом, что в опытах может использоваться наполнитель, представленный горной породой фактически слагающей интересующий пласт. Образцы породы могут быть получены сразу в процессе бурения в виде шлама, что позволяет дать рекомендации по составу бурового раствора, например, для изоляции зоны поглощения, открывшейся в разведочной скважине, т.е. когда помимо шлама нет иной информации относительно состава разбуриваемых пород.

Теоретической основой метода является известное уравнение, связывающее фактическую  $\varphi$  и кажущуюся  $\varphi_e$  объемную концентрацию наполнителя с толщиной адсорбционного слоя  $\Delta r$  полимера на поверхности этого наполнителя (Липатов, 1977)

$$\Delta r : \frac{\varphi_e}{\varphi} = \left(1 + \frac{\Delta r}{r}\right)^3. \quad (1)$$

Фигурирующие в (1) объемные концентрации наполнителя должны определяться для одной и той же относительной вязкости  $\eta_{om}$ , которая, в свою очередь, зависит от объемной концентрации наполнителя. Таким образом, имеет место проблема определения  $\eta_{om}$ , при которой проводится расчет  $\Delta r$ . Принимая  $\Delta r$  постоянной, мы получаем, что отношение  $\varphi_e / \varphi = \text{const}$ , т.е. оно не должно зависеть от выбора  $\eta_{om}$ . Тогда проблема расчета переходит в плоскость выбора модели, устанавливающей взаимосвязь  $\eta_{om}$  от  $\varphi$ . Известно большое количество подобных моделей, включая уравнения Эйнштейна, Гута, Муни (Липатов, 1977), однако применение какой-либо конкретной модели требует тщательного обоснования. Из вышеизложенного очевидно, что формальным основанием для выбора модели является выполнение условия  $\varphi_e / \varphi = \text{const}$ . Проблема в том, что фактическая зависимость  $\eta_{om}$  от  $\varphi$  может не описываться ни одним из известных уравнений. Это тем более вероятно, что известные уравнения апробированы на ньютоновских жидкостях и инертных наполнителях, не образующих собственных структур, тогда как в бурении применяются полимерные системы с неньютоновской реологией и наполнители, образующие собственную структуру.

С целью оценки применимости макрореологического метода определения толщины адсорбционного слоя полимера на породе, нами проведена реометрия 0,25 % водного раствора полиакриламида марки Praestrol с добавками измельченного шлама, отобранного при бурении продуктивного пласта D<sub>2</sub> Ташлиярской площади. Подготовка шлама включала промывку спирто-бензольной смесью, высушивание при температуре 160 °С, измельчение на дезинтеграторе и просеивание на калиброванных ситах. В опытах использовалась фракция породы со средним размером зерен 0,1 мм. Реологические кривые снимались на ротационном вискозиметре Rheotest RV-2. Обработка реологических кривых показала неньютоновское поведение всех исследуемых дисперсий, течение которых лучше всего описывается степенной моделью Оствальда. Таким образом, встала проблема дальнейших расчетов, связанная с неопределенностью выбора вязкости ввиду зависимости последней от скорости сдвига.

Для преодоления указанной трудности мы предлагаем следующее решение. Поскольку отклонения фактической зависимости  $\eta_{om} = f(\varphi)$  от известных моделей вызваны образованием сопряженных структур, образуемых как полимером, так и наполнителем, то для расчета  $\eta_{om}$  следует использовать эффективную вязкость  $\eta_{эф}$ , определяемую при такой скорости сдвига, при которой указанные структуры разрушены. Критическую скорость сдвига  $\dot{\gamma}_{кр}$ , соответствующую предельному разрушению структур полимера и наполнителя, мы предлагаем определять по началу стабилизации  $\eta_{эф}$ , когда реологическая кривая выходит на ньютоновскую прямую. При этом могут иметь место два случая. Первый случай, когда  $\dot{\gamma}_{кр}$  находится в области ламинарного течения, и второй – когда  $\dot{\gamma}_{кр}$  находится в области турбулентного течения. В первом случае при расчетах  $\eta_{om}$  используется экспериментальное значение  $\eta_{эф}$  при  $\dot{\gamma}_{кр}$ , тогда как во втором используется  $\eta_{эф}$ , рассчитываемая путем экстраполяции модели  $\eta_{эф} = f(\dot{\gamma})$ , построенной по точкам из области ламинарного течения до  $\dot{\gamma}_{кр}$ . Таким образом исключается погрешность экспериментальных данных, обусловленная турбулентными вихрями, и обеспечивается применимость формул Эйнштейна или Муни. Вместе с тем, данные формулы, очевидно, неприменимы в своем общепринятом виде, так как неизвестна форма частиц наполнителя. Поэтому соответствующие коэффициенты в формулах мы предлагаем определять численными методами, минимизируя среднеквадратическое отклонение  $\varphi_e / \varphi$  при различных  $\eta_{om}$  от константы.

Результаты обработки данных реометрии по предложенной методике представлены на рис.1, на котором показаны: 1) экспериментальная зависимость  $\eta_{om} = f(\varphi)$ ; 2) результаты расчета по формуле Муни с использованием действительных значений концентрации наполнителя; 3) результаты расчета по формуле Муни с использованием кажущихся значений концентрации наполнителя при  $\Delta r = 3,3$  мкм.

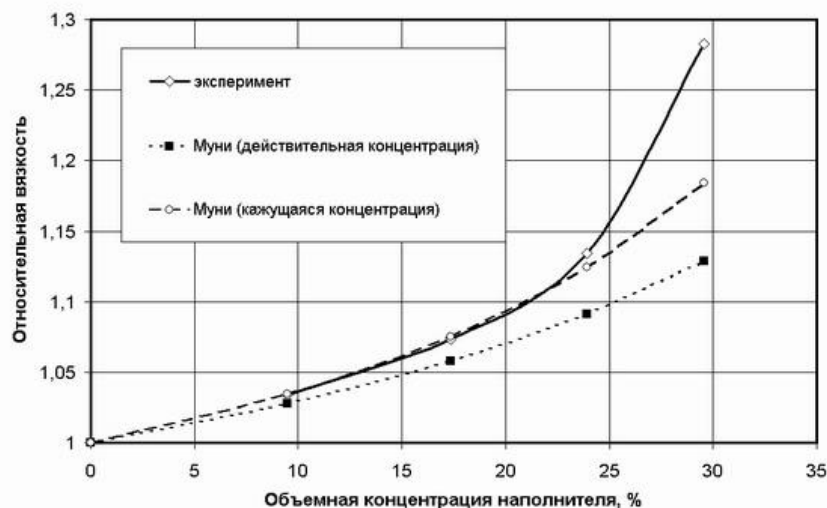


Рис. Влияние наполнителя на относительную вязкость 0,25% водного раствора Praestrol

Выполненный нами анализ применимости различных моделей  $\eta_{om} = f(\varphi)$  показал, что для расчета  $\Delta\tau$  может использоваться формула Муни:

$$\ln(\eta_{om}) = k \cdot \varphi / (1 - \varphi / \varphi_m) \quad (2)$$

Значения констант в формуле (2) вычислены нами по вышеописанной методике и составили 0,25 для коэффициента  $k$  формы частиц и 0,76 для предельной концентрации наполнителя  $\varphi_m$ . Как видно на рис., формула Муни с рассчитанными нами значениями коэффициентов хорошо аппроксимирует экспериментальную зависимость в интервале действительных концентраций наполнителя от 9 до 22 % при толщине адсорбционного слоя полимера 3,3 мкм. Полученное значение  $\Delta\tau$  хорошо согласуется с данными (Кондрашев и др., 2002), полученными с использованием усовершенствованной модификации прибора Вейлера-Рейбиндера, что доказывает применимость предлагаемой методики для моделирования фильтрации безглинистых полимерных буровых растворов.

#### Литература

1. Бернадьер Н. Г., Ентов В.М. Гидродинамическая теория фильтрации аномальной жидкости. – М.: Недра, 1975. – 200 с.
2. Кондрашев О. Ф., Шарипов А. У. Исследование микрореологических свойств полимерных буровых растворов // Известия вузов серия "Нефть и газ". – М., 2002. - № 2. – С. 30 – 37.
3. Липатов Ю. С. Физическая химия наполненных полимеров. – М.: Химия, 1977. – 304 с.
4. Швецов И. А. Исследование реологических свойств растворов полимеров при их фильтрации в пористой среде // Реология (полимеры и нефть). – 1977. – С.163 –181.
5. Enright D. P., Dye W. M. and Smith P. M. An environmentally safe water-based alternative to oil muds: SPE/IADC, paper 21937, presented at the SPE/IADC Drilling Conference. - Amsterdam, March 11 – 14, 1991.

## ПОВЫШЕНИЕ СОПРОТИВЛЯЕМОСТИ ТАМПОНАЖНОГО КАМНЯ КРЕПИ СКВАЖИН ДИНАМИЧЕСКИМ НАГРУЗКАМ

А.С. Шерекин, А. В.Самсыкин, А.В. Самсыкина

Научный руководитель профессор Ф.А. Агзамов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия

Проблема заколонных перетоков (ЗП) актуальна для многих месторождений на территории России, а также ближнего и дальнего зарубежья. В той или иной степени в фонде скважин всех месторождений имеются скважины с ЗП. Как правило, ремонт ЗП требует постановки бригады КРС на скважину для проведения дорогостоящего цементирования через спецотверстия. Не всегда данный вид ремонтов успешен. Причинами ЗП являются некачественная крепь при цементировании и разрушение цементного камня в процессе эксплуатации и различных работ по ремонту и освоению скважины.

Изучению причин разрушения цементного камня в условиях скважины, выявлению наиболее существенных факторов, влияющих на этот процесс, выработке рекомендаций и мер, обеспечивающих сохранение герметичности и целостности цементной оболочки в условиях скважины, посвящены многие теоретические и экспериментальные работы А. И. Булатова, А. А. Гайворонского, В. С. Данюшевского, Л. Б. Измайлова, Е. К. Мачинского, Д. Ю. Мочернюка, Г. М. Саркисова, Г. Н. Хальгиндина и многих других авторов. Некоторые из них считают, что статическая прочность цементного камня должна быть от 0,84 до 7,8 МПа на изгиб и от 0,2 до 8,5 МПа на сжатие, что обеспечит его целостность в условиях скважины или, в целом, повысит качество крепления.

Таблица 1

Оценка нагрузок, действующих на крепь скважины при различных технологических операциях

Виды МУН (работ в скважине)	Рвн, МПа	T, °C	F, кГ	Деформация обсадной кол.	Вид напряжений в ЦК	Термические напряжения	Примечания
ГРП	30-40	< T <sub>пл</sub>	-	+	Растяж.	-	
СКО	20-30	< T <sub>пл</sub>	-	+	Растяж.	-	
ГКО	20-30	< T <sub>пл</sub>	-	+	Растяж.	-	
Кумулятивная перфорация	100-300	До 3000	-	+	Растяж.	-	
Торпедная перфорация	40-50	-	+	+	Растяж.	-	
Сверление обсадных колонн	-	-	600	-	-	-	
Щелевая перфорация							
Термогазохим. обработка	20-30	100 – 300	-	-	Растяж.	+	
Внутрипластовое горение	-	500 – 700	-	-	-	+	
ПВД	10-20	< T <sub>пл</sub>	-	+	Растяж., сжатие	-	коррозия ЦК
Тепловая обработка ПЗП	10-20	50 – 100	-	+	Растяж.	+	
Гидроимпульсная обработка ПЗП	+	< T <sub>пл</sub>		+		-	
Забуривание боковых стволов	+	< T <sub>пл</sub>	+	+		-	
ПРС	-	< T <sub>пл</sub>	+	+		-	

Решение краевых задач с учетом экспериментальных данных позволило получить ряд результатов и выводов. В частности, многие из упомянутых авторов считают, что необходимо сосредоточить внимание исследователей на изучении и повышении упруго-пластических и деформационных свойств цементного камня, особенно при воздействии динамических нагрузок, как наименее изученных, наиболее сильных и более пагубных с точки зрения разрушающего воздействия на цементную оболочку в условиях скважины.

Для оценки величины динамических нагрузок, действующих на цементный камень (ЦК), находящийся в заколонном пространстве скважины, был проведен анализ литературных и промысловых данных. Выявлено, что наиболее существенные нагрузки на ЦК возникают при проведении операций по повышению нефтеотдачи и освоении скважин. Оценка нагрузок в ЦК, возникающих при ремонте скважин, является крайне трудновыполнимой задачей ввиду различных условий, в которых находятся скважины, а также оборудования и методов, используемых при их ремонте. Результаты анализа приведены в таблице 1.

Если суммировать приведенные выше результаты анализа, то можно составить таблицу, отражающую необходимые требования, предъявляемые к цементному камню при различных технологических операциях (табл. 2) Проведенный краткий обзор позволяет сформулировать требования к цементному камню с целью обеспечения максимальной работоспособности крепи.

Цементный камень за обсадной колонной должен быть достаточно прочным и непроницаемым, иметь хорошее сцепление (адгезию) с поверхностью обсадных труб и со стенками ствола скважины. Высокие требования к цементному камню обуславливаются многообразием его функций: плотное заполнение пространства между обсадной колонной и стенками ствола скважины; изоляция и разобщение продуктивных нефтегазоносных горизонтов и проницаемых пластов; предупреждение распространения нефти или газа в затрубном пространстве под влиянием высокого пластового давления; закоривание обсадной колонны в массиве горных пород; защита обсадной колонны от коррозионного воздействия пластовых вод и некоторая разгрузка от внешнего давления и т.д.

Как известно, цемент является хорошим тампонажным материалом, дешевым и технологичным, но он имеет ряд недостатков. Одним из них является хрупкость цементного камня. Обладая высокой прочностью на сжатие, тампонажный камень слабо сопротивляется растяжению и изгибу. В настоящее время по величине прочности на сжатие оценивается качество тампонажного раствора в лабораторных условиях. Мы считаем, что с точки зрения оценки ударостойкости цементного камня такой подход некорректен.

На данном этапе работы ведется разработка критериев оценки пластичности тампонажных материалов и соответствующих им методов испытания в лабораторных условиях. Дальнейшим шагом работы планируется разработка оптимального состава тампонажных материалов, обладающих повышенной сопротивляемостью к динамическим нагрузкам. Предполагается, что одним из направлений для решения данной проблемы могут выступать различные армирующие волокнистые добавки.

Таблица 2

Требования к цементному камню при различных технологических операциях

Виды	Требуемые свойства цементного камня
------	-------------------------------------



МУН	Прочность	Непроницаемость	Коррозионная стойкость	Термостойкость	упругость	расширение
ГРП	+	+	-	-	+	+
СКО	+	+	+	-	+	+
ГКО	+	+	+	-	+	+
Кумул. перфор.	-	+	-	-	+	-
Торп. перфор.	-	+	-	-	+	-
Сверление	-	+	-	-	-	-
Термогазохим. обр.	-	+	-	+	+	-
Внутриплат. горение	-	+	-	+	+	-
ППД	-	+	+	-	+	+
Тепловая обраб.	-	+	-	+	+	+
Виброобработка	+	+	-	-	+	+
Разбуривание цем. Стакана	-	-	-	-	+	+
Зарезка бокового ствола	-	+	-	-	+	+
Спуск насоса	-	-	-	-	+	+

## Подсекция 2 – Техника и технология разведки месторождений полезных ископаемых

### ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ПОМОЩЬЮ РЕОМЕТРА ROTO VISCO 1

**И.И. Арефьев**

Научный руководитель к.т.н. В.Ю. Артамонов

*Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия*

Основные технологические функции буровых растворов определяются их реологическими свойствами. Регулирование реологических свойств растворов и поддержание их в соответствии с требованиями технологии бурения является одной из наиболее важных задач. Достигается это путем обработки раствора различными химическими реагентами. Реологические характеристики бурового раствора измеряют на специальных приборах – реометрах. Полученные результаты описываются математическими моделями. В настоящее время с точки зрения бурения представляют интерес 3 основных математических модели: ньютоновская, Шведова-Бингама и степенная. Принадлежность конкретного бурового раствора к той или иной модели можно выявить по графической зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига (Булатов и др., 1999; Грей и др., 1985).

Существующие реометры серии FANN, OFITE, ВСН-3, как правило, способны регистрировать напряжение сдвига при ограниченном числе скоростей: 100, 200, 300, 600 об/мин. Эти приборы предназначены для оценки реологических свойств бурового раствора в производственной лаборатории или непосредственно на буровой. Для изучения влияния на буровой раствор различных реагентов, поиска их оптимальных концентраций, а также для разработки новых химических реагентов, влияющих на структурно-механические свойства растворов, возможности этих приборов ограничены. У них имеется ряд недостатков: во-первых, в роли упругого элемента используется пружина, которая даёт большие погрешности в предельных режимах; во-вторых, конструктивная особенность приборов не позволяет исследовать реологию при низких и высоких скоростях сдвига; в-третьих, регистрация значений, показываемых прибором, производится вручную.

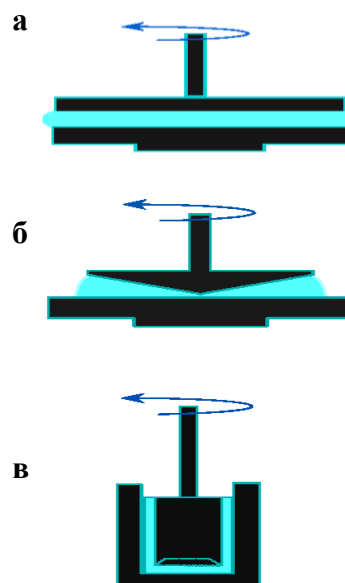
В лаборатории буровых растворов Югорского государственного университета (ЮГУ) реологические характеристики буровых растворов исследуются с помощью прибора RotoVisco 1 фирмы Thermo Haake (рис. 1). Особенность реометра RotoVisco 1 заключается в том, что измерение производится с использованием различных измерительных модулей, таких как «плоскость – плоскость», «конус – плоскость» и коаксиальные цилиндры (рис.2). Быстро устанавливаемая измерительная система обеспечивает высокую точность измерений. Сервопривод реометра обеспечивает возможность с точностью до сотой доли миллиметра устанавливать зазор между половинами измерительного модуля. Система термостатирования позволяет изучать реологию свойств бурового раствора при высокой температуре – до 250°C. Данный реометр позволяет изучать реологические свойства в различных режимах:

- контролировать напряжения сдвига при линейном или ступенчатом изменении скорости вращения в диапазоне от 0,0125 до 1000 об/мин; при необходимости снимать обратную кривую с уменьшением скорости для определения эффекта тиксотропии;
- измерять напряжения сдвига во времени при постоянной скорости сдвига;
- определять значения предела текучести за счет воздействия на образец малых деформаций при чрезвычайно низких скоростях вращения ротора.

Крутящий момент реометра достигает 50 мНм, что позволяет исследовать достаточно вязкие растворы.



*Рис. 1. Реометр RotoVisco 1*

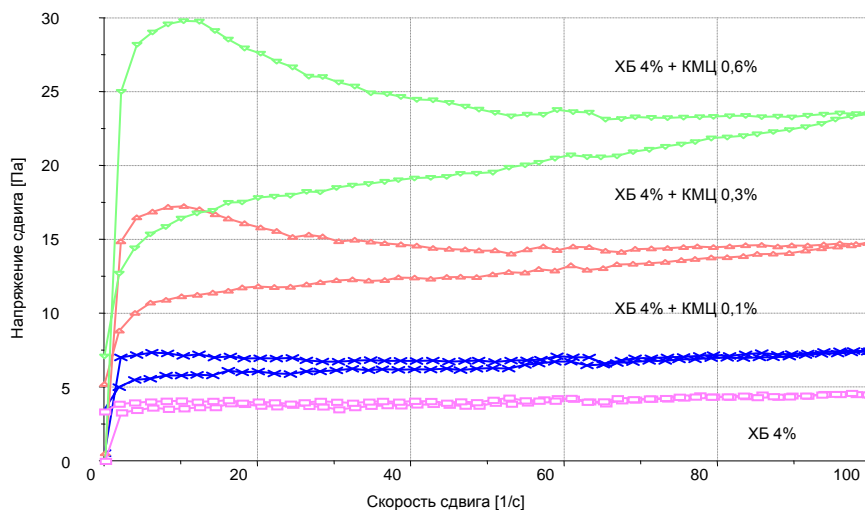


*Рис. 2. Измерительные модули реометра:  
а – плоскость – плоскость; б – плоскость-конус;  
в – коаксиальные цилиндры*

Достоинства прибора RotoVisco 1: широкий диапазон измерений (0,0125-1000 об/мин); низкая погрешность; автоматическая регистрация результатов измерений в виде реологической кривой и массива данных. Программное обеспечение прибора позволяет анализировать полученные кривые, сравнивать полученные реологические кривые с различными математическими моделями.

В лаборатории буровых растворов ЮГУ были проведены многочисленные исследования реологических свойств модельных буровых растворов, приготовленных из хакасского бентонита, обработанного различными реагентами. Были получены результаты, позволяющие оценить влияние различных полимеров и смазочных добавок на структурно-механические свойства растворов. В качестве примера на рис. 3 представлены реологические кривые, полученные при исследовании 4% хакасского бентонита, обработанного реагентом КМЦ.

Эти реологические кривые позволяют наглядно оценить влияние различных концентраций реагента КМЦ на реологические свойства глинистого раствора хакасского бентонита. Реологические кривые, отображаемые на дисплее компьютера позволяют точно интерпретировать поведение бурового раствора, что позволяет эффективно проводить реологические исследования, упрощая интерпретацию полученных данных реологических свойств растворов. Это необходимо для быстрого и качественного исследования свойств реагентов и разработки рецептов буровых растворов.



*Рис. 3. Реологические кривые 4% глинистого раствора хакасского бентонита, обработанного КМЦ*

В результате проведенных экспериментов прибор RotoVisco 1 показал высокую эффективность и перспективность его использования при изучении реологических свойств буровых растворов.

## Литература

1. Булатов В.Ф., Макаренко П.П., Проселков Ю.Н. Буровые промывочные и тампонажные растворы. – М.:Недра, 1999. – 258 с.
2. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов. – М.: Недра, 1985. – 310 с.

## РАЗРАБОТКА РЕГУЛИРУЕМОГО ОГРАНИЧИТЕЛЯ КРУТЯЩИХ МОМЕНТОВ К МЕХАНИЗМУ ДЛЯ СВИНЧИВАНИЯ И РАЗВИНЧИВАНИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ РТ-1200М

Д.И. Благовещенский

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одним из методов повышения эффективности процесса геологоразведочного бурения является усовершенствование бурового оборудования. При бурении разведочных скважин наиболее трудоемким и менее механизированным процессом до последнего времени является проведение спуско-подъемных операций (СПО). Свинчивание и развинчивание свечей бурильных труб занимает 15 – 20% от времени СПО. Время на проведение СПО возрастает пропорционально глубине скважины.

Для облегчения и ускорения процесса свинчивания и развинчивания бурильных труб в настоящее время разработан ряд механизмов. Одним из таких механизмов является трубооборот РТ-1200М. К его существенным недостаткам относится отсутствие ограничителя крутящего момента. При нерегулируемой затяжке замкового соединения происходит деформация витков резьбы, следствием чего является преждевременный выход из строя резьбового соединения, что часто приводит к возникновению аварийных ситуаций. Детали трубооборота также испытывают знакопеременные нагрузки, что сокращает ресурс его работы.

Для предотвращения преждевременного износа резьбовых соединений бурильных труб и деталей трубооборота необходимо создать регулируемый ограничитель крутящего момента. При разработке ограничителя к трубообороту РТ-1200М были поставлены следующие технические условия:

- принцип работы - механический или гидравлический;
- диапазон регулирования крутящего момента – от 150 до 350 кгс·м;
- привод трубооборота должен остаться неизменным;

В качестве ограничителей крутящего момента выступают различного типа предохранительные муфты, многие из которых имеют высокую стоимость, сложны в ремонте и при проведении профилактических работ.

В результате анализа существующих конструкций предохранительных муфт был сделан вывод, что наиболее рациональную конструкцию имеют предохранительные муфты механического действия, а именно, дисковые фрикционные муфты. Данный тип муфт применяется при частых кратковременных перегрузках, главным образом, при нагрузках ударного характера и значительных угловых скоростях. Но существующие дисковые фрикционные муфты по своим техническим или геометрическим параметрам не удовлетворяют поставленным требованиям, и в неизменном виде не могут быть использованы в механизме трубооборота РТ-1200М.

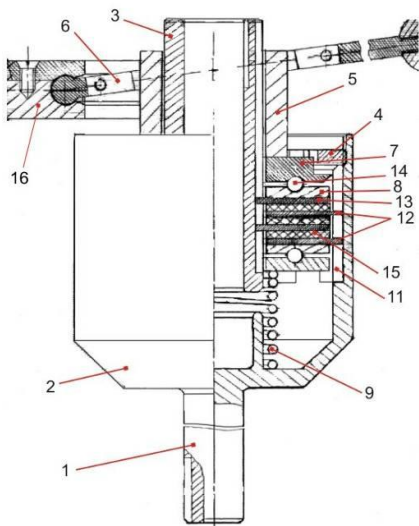


Рис. 1. Регулируемый ограничитель крутящего момента

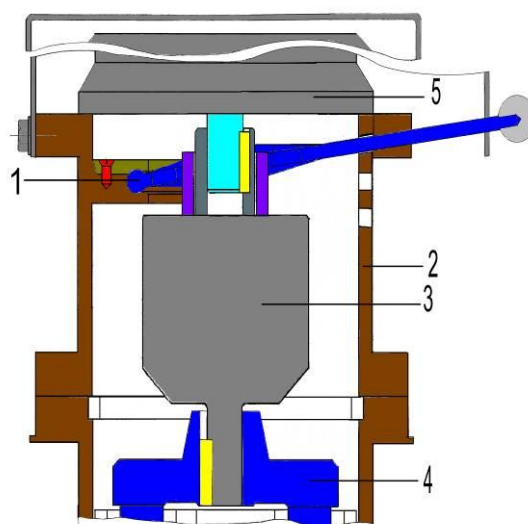


Рис. 2. Схема включения ограничителя:  
1 – рычаг; 2 – корпус ограничителя;  
3 – предохранительная муфта; 4 – муфта трубооборота; 5 – электродвигатель

За основу при разработке новой муфты была взята предохранительная муфта конструкции СКБ-3 (Поляков и др., 1974; Поляков и др. 1973). Разработанная нами конструкция приведена на рис. 1.

Ограничитель крутящих моментов состоит из фрикционной муфты, корпуса и устройства для включения и регулирования механизма. В данной конструкции полумуфта 3 соединена при помощи шпонки с валом

электродвигателя труборазворота, а шлицами - с ведущими дисками 13. Полумуфта 2 шлицами соединена с ведомыми дисками 12. Через вал 1 полумуфта 2 передает вращение втулочно-пальцевой муфте труборазворота.

Усилие сжатия пружины 9 (и, следовательно, величина крутящего момента) регулируется рычагом 6, соединенным с нажимным стаканом 5, воздействующим на нажимную шайбу 7. Гайка 4 исключает возможность выхода шайбы 7 из полумуфты 2. Подшипники качения 14 служат для уменьшения сил трения между шайбой 7 и нажимным диском 8. Обкладки 15 выполнены из фрикционного материала. Рычаг 6 имеет пять положений. Верхнее положение соответствует минимальному значению крутящего момента, передаваемого муфтой, нижнее – максимальному значению.

Схема подключения ограничителя крутящих моментов к труборазвороту приведена на рис. 2.

При использовании регулируемого ограничителя данной конструкции появится возможность регулирования величины крутящего момента в заданных пределах, что позволит избежать воздействия нагрузок, негативно влияющих на резьбовые соединения бурильных труб и детали механизма труборазворота.

#### Литература

1. Поляков В.С., Барбаш И.Д. и др. Справочник по муфтам. – Л.: Машиностроение, 1974. – 345 с.
2. Поляков В.С., Барбаш И.Д. Муфты. Конструкция и расчет. – Л.: Машиностроение, 1973. – 314 с.

## ЗАБОЙНЫЙ ИНДИКАТОР МАКСИМАЛЬНОЙ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

**А.В. Викторов**

Научный руководитель доцент В.Г. Храменков  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Значимость разработки забойного измерителя осевой нагрузки (ЗИН) определяется тем, что значения осевой нагрузки, задаваемой на устье скважины, могут существенно отличаться от фактической.

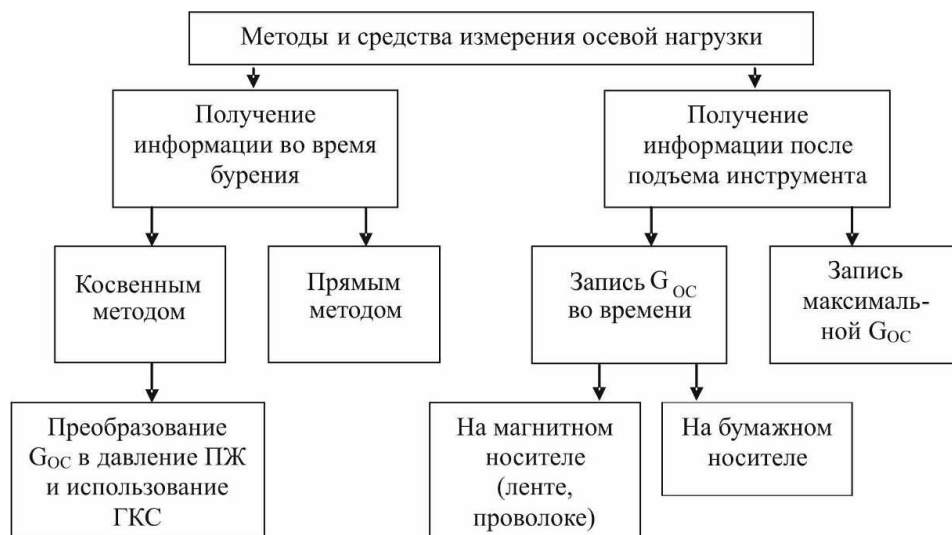
По конструктивному признаку возможны следующие варианты забойных измерителей осевой нагрузки:

– измерители нагрузки, действие которых основано на сжатии или растяжении пружин (т.е. прямое определение нагрузки) под усилием осевой нагрузки и фиксировании хода пружин, например, нанесением метки на свинцовую пластинку;

– измерители нагрузки, действие которых основано на перекрытии гидравлического канала с использованием той же пружины и измерении поверхностным манометром изменения давления в гидравлической сети (косвенное определение);

– измерители комбинированного типа. Сюда относятся измерители, реализующие первые два варианта.

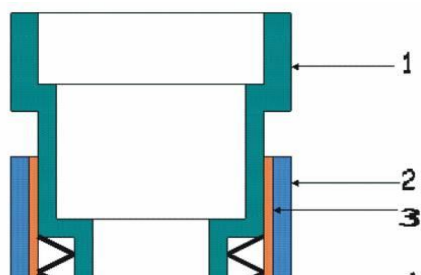
Измерители по второму варианту дают информацию об осевой нагрузке в процессе бурения, но эта информация может быть непредсказуемой. На рис.1 приводится классификация ЗИН.



**Рис.1. Классификация измерителей осевой нагрузки с забойным датчиком**  
(ПЖ – промывочная жидкость; ГКС – гидравлический канал связи)

Рассмотрим возможную конструкцию ЗИН по первому варианту. Тарельчатые пружины и шлицевое соединение являются главными деталями его конструкции. Использование пружин тарельчатого типа связано с их удовлетворительной силовой характеристикой при малых габаритах.

Принцип работы измерителя заключается в следующем (рис. 2).



#### Техническая характеристика ЗИН

Наружный диаметр, мм	89
Внутренний диаметр, мм	26
Максимальные значения расчетной осевой нагрузки, кГс	2100
Число тарельчатых пружин	51
<b>Расчетная погрешность измерений, кГс</b>	<b>±50</b>

ЗИН позволяет прямым методом определять осевую нагрузку, включает стандартные детали, отличается простотой обработки полученных результатов.

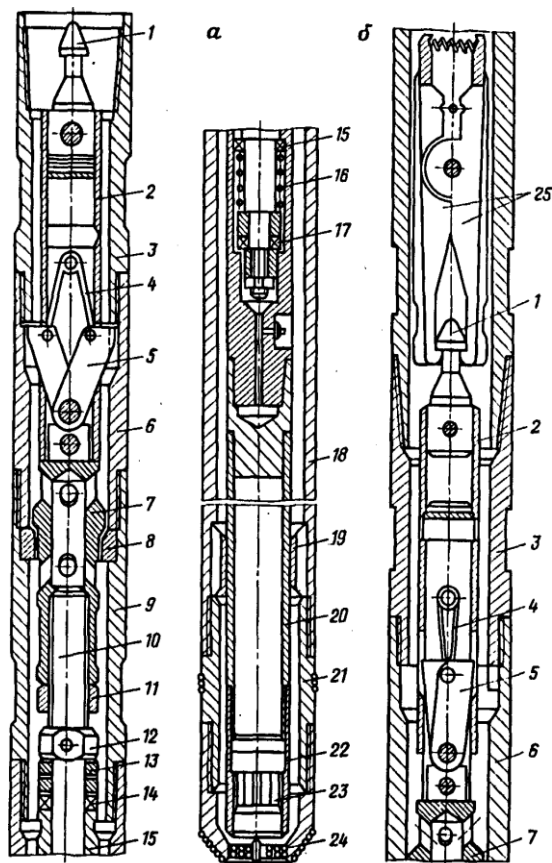
## РАЗРАБОТКА БУРОВОГО СНАРЯДА С ВЫНОСОМ КЕРНОПРИЁМНИКА ПОТОКОМ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

А.А. Романов

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

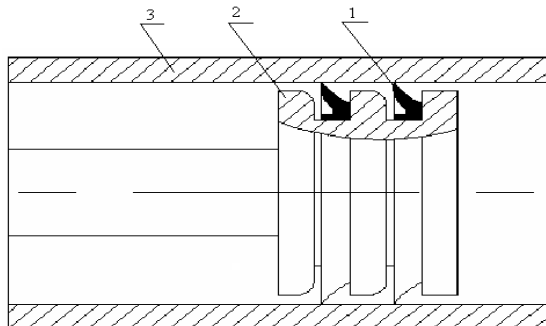
Анализ современных отечественных и зарубежных снарядов со съёмными керноприёмниками показал, что, как правило, подъём керноприёмника осуществляется при помощи овершота и лебёдки. В настоящее время отечественная промышленность выпускает три типа-размера таких снарядов: ССК-46, ССК-59, КССК-76. Подобные снаряды выпускают за рубежом фирмы Longyear (США), Acker Drill (США), Diamant Board Craelius (Швеция), Koken Boring (Япония), Tone Boring (Япония) и др. Технология бурения данными буровыми снарядами, не смотря на свою прогрессивность, имеет ряд недостатков: необходимость использования специальной лебёдки, недостаточная скорость подъёма и опускания керноприёмной трубы, высокая аварийность, связанная с обрывом каната и др.

Для исключения указанных выше недостатков нами был разработан снаряд с выносом керноприёмника потоком промывочной жидкости. За основу при разработке данного снаряда был взят снаряд КССК-76, разработанный ВИТР, конструкция которого приведена рис. 1.



*Рис.1. Колонковый снаряд со съёмным  
керноприёмником конструкции СКБ НПО  
"Геотехника":*

*1 – грибок; 2 – гильза; 3 – центратор;  
4, 16 – пружины; 5 – защёлки; 6, 9 – переходники;  
7 – корпус; 8 – опора; 10 – шпindelь; 11 –  
регулирующая гайка; 12 – буртик; 13 –  
резиновые манжеты; 14,15,17 – подшпindelьники; 18 –  
колонковая труба; 19 – центратор; 20 –  
керноприёмная труба; 21 – расширитель; 2, 23 –  
кернорвательное устройство; 24 – алмазная  
коронка; 25 – лапы*



**Рис.2. Схема верхней части модернизированного бурового снаряда с выносом керноприёмника потоком промывочной жидкости:**  
**1 – уплотнительная манжета; 2 – поршень;**  
**3 – центратор**

Применение бурового снаряда, в котором для выноса керноприёмника используется поток промывочной жидкости, может существенно повысить производительность при бурении скважин и дать заметный экономический эффект, отказаться от дополнительной лебедки. При бурении скважин с использованием разработанного снаряда необходимо использовать две схемы промывки: при бурении – прямая схема промывки, а при подъёме керноприёмника – обратная схема промывки.

При подъёме керноприёмника рабочая жидкость будет закачиваться в скважину по затрубному пространству, доходить до забоя и через колонковый набор и бурильные трубы возвращаться на поверхность, поднимая керноприёмник. Подъём керноприёмника осуществляется за счёт воздействия жидкости на дополнительные уплотнительные манжеты, показанные на рис. 2. Этот способ транспортировки керноприёмника привлекает своей простотой и тем, что снаряд КССК-76 подвергается незначительной переработке. В процессе работы уплотнительные манжеты будут изнашиваться, однако простота их устройства и малая стоимость не представляют серьёзной проблемы для их замены.

Для герметизации устья скважины (при подъёме керноприёмной трубы) предусмотрен превентор, устанавливаемый на верхний конец направляющей трубы и рассчитанный на максимальное давление промывочной жидкости при подъёме керноприёмника.

Расчёты показали, что для подъёма керноприёмника не требуется большой производительности и давления насоса. Например, для бурения скважины глубиной 400 м данным снарядом можно использовать насос НБ4-160/63, который позволяет создать давление достаточное для подъёма керноприёмника на поверхность. Время доставки керноприёмника на поверхность с глубины 400 м не будет превышать 5 - 6 минут при скорости перемещения керноприёмника равной 1,22 м/с.

#### Литература

1. Технические средства для алмазного бурения / А. В. Марамзин, Г. А. Блинов, А. А. Галиопа. –: Недра, 1982. – 332 с.
2. Автоматизация и механизация производственных процессов: Учебное пособие / Ф. А. Шамшев, И. Г. Шелковников. – М.: Недра, 1982. – 238 с.

## ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ КОРОК БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

**И.С. Чухин**

Научный руководитель к.т.н. В.Ю. Артамонов

*Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия*

Фильтрационные процессы играют очень важную роль в природе и используются человеком для решения многих технических задач. Понимание механизмов фильтрационных процессов во многом помогает решить различные проблемы, в том числе, связанные с добычей нефти. Процессы фильтрации в скважине очень сложны и происходят под действием многих факторов, которые трудно учесть. Поэтому моделирование фильтрационных процессов в лабораторных условиях является актуальной задачей.

Под фильтрацией понимают движение (просачивание) жидкости или газа через твердое тело, имеющее пустоты, одни из которых называют порами, другие трещинами. В результате движения дисперсной системы через пористую среду в порах и на поверхности пористого тела задерживаются частицы дисперсной фазы, образуя фильтрационную корку.

При бурении скважин проявляются два вида фильтрации: статическая, протекающая при отсутствии циркуляции, когда течение бурового раствора не мешает росту фильтрационной корки, и динамическая, происходящая в условиях, когда буровой раствор циркулирует, а рост фильтрационной корки бурового раствора ограничен из-за эрозионного действия потока бурового раствора. Когда скорость роста фильтрационной корки бурового раствора становится равной скорости ее разрушения, толщина корки и скорость фильтрации сохраняются практически неизменными.

Для образования фильтрационной корки необходимо, чтобы буровой раствор содержал частицы, размер которых чуть меньше размера поровых отверстий в пласте. Частицы, называемые мостообразующими, перекрывают наружные поры, после того как некоторое число меньших частиц проникнет в поровое пространство пласта. Мостовая

перемычка у наружных пор продолжает расти за счет отложения мелких частичек, и через несколько секунд в пласт будет поступать только жидкая фаза раствора (Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г., 1985).

В большинстве случаев фильтрационные исследования проводятся в статических условиях, так как исследования в динамических условиях занимают много времени и требуют использования сложного оборудования. Основными показателями фильтрационных свойств буровых растворов являются: объем фильтрата за 30 минут, который измеряется с помощью прибора ВМ-6 или фильтр-пресса фирм OFI и FANN (по стандарту API), и толщина фильтрационной корки, которая измеряется с помощью металлической линейки.

Регулирование фильтрационных свойств бурового раствора необходимо для успешного заканчивания скважины и в значительной мере зависит от природы разбухаемых пластов.

Многие глинистые сланцы чувствительны к действию воды, так как при контакте с водой в них развивается давление набухания, которое вызывает обвалование таких пород и кавернообразование. Поэтому на практике буровой раствор приходится обрабатывать с целью обеспечения как можно меньшей проницаемости глинистой корки, чтобы снизить до минимума внедрение фильтрата бурового раствора в потенциально продуктивные горизонты или неустойчивые отложения.

Толщина фильтрационной корки является определяющим фактором при возникновении осложнений, связанных с уменьшением диаметра ствола в интервале залегания проницаемых пород. Считается, что толщина глинистой корки пропорциональна фильтрационным потерям. Однако так бывает не всегда. Поэтому важно сопоставлять толщину корки и объем фильтрата. Кроме этого, необходимо измерять содержание твердой фазы в растворе и содержание твердой фазы в корке.

Измерения содержания твердой фазы в растворе и в корке в лаборатории буровых растворов Югорского государственного университета (ЮГУ) производятся с применением галогенного анализатора влажности Mettler Toledo HR73. Измерение объема фильтрата производится многократно в течение 30 минут, что позволяет построить зависимость “ $t - Q$ ”.

Проницаемость есть свойство пористой среды пропускать через себя жидкость, газ или газожидкостную смесь под действием приложенного перепада давления. Более надежным критерием по сравнению с водоотдачей является проницаемость фильтрационной корки бурового раствора: именно проницаемость является важнейшим показателем свойств фильтрационной корки, определяющим как статическую, так и динамическую фильтрацию.

Проницаемость фильтрационной корки бурового раствора зависит от гранулометрического состава и содержания твердой фазы в растворе, а также от содержания твердой фазы в корке.

Проницаемость рассчитывается с помощью формулы Дарси:

$$k = \frac{\mu Q \Delta L}{F \Delta p}, \quad (1)$$

где  $Q$  – скорость фильтрации,  $10^{-6} \cdot \text{м}^3 \cdot \text{с}^{-1}$ ;  $F$  – площадь фильтрации,  $10^{-4} \text{м}^2$ ;  $\Delta p$  – перепад давления,  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ;  $\mu$  – вязкость,  $\text{Н} \cdot \text{с} \cdot \text{м}^{-2}$ ;  $\Delta L$  – толщина фильтрационной корки, мм.

Для слабопроницаемых горных пород берут в качестве единицы проницаемости тысячную долю Дарси–миллидарси. Формула (1) позволяет определять величину коэффициента проницаемости по данным лабораторных исследований образца породы или фильтрационной корки.

При проведении исследований отложения фильтрационной корки в статических условиях ее проницаемость рассчитывается с помощью уравнения:

$$k = Q_w Q_c \mu / (2tpA^2), \quad (2)$$

где  $Q_w$  – объем фильтрата,  $\text{см}^3$ ;  $Q_c$  – объем корки,  $\text{см}^3$ ;  $\mu$  – вязкость,  $\text{Н} \cdot \text{с} \cdot \text{м}^{-2}$ ;  $t$  – время, с;  $p$  – перепад давления, в  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ;  $A$  – площадь фильтрационной корки,  $\text{см}^2$ .

В лаборатории буровых растворов ЮГУ имеется возможность проводить исследования формирования фильтрационной корки, как в статических условиях, так и в динамических условиях с помощью системы динамической фильтрации по модели FANN 90 (17.5 МПа, 250 °С). Дополнительная информация позволяет более полно (по сравнению со стандартной методикой) характеризовать процесс фильтрации.

#### Литература

1. Грей, Дарли. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): Пер. с англ. — М.: Недра, 1985. – 509 с.