

Секция 9

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В.Д. Евсеев, профессор

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В двадцатом веке кроме механического способа бурения скважин (традиционный способ бурения), появились и нетрадиционные способы, с которыми связывались вполне определенные надежды в достижении больших глубин для поиска нефти и газа и для исследования строения Земли. К нетрадиционным способам бурения относят такие, как термический (воздействие на горную породу высокотемпературной газовой струей, вызывающей появление термических напряжений в поверхностном слое горной породы и разрушение ее, когда эти напряжения достигают предельных для данной породы значений), электроимпульсный (воздействие на горную породу электрическим разрядом, проходящим либо через промывочную жидкость и в этом случае горная порода подвергается ударной нагрузке-разгрузке при прохождении через нее фронта ударной волны, либо непосредственно через горную породу забоя скважины и в этом случае от забоя откалываются крупные куски породы), электротермические (разогрев горной породы электромагнитными волнами инфракрасного, оптического диапазонов до достижения термическими напряжениями разрушающих значений), магнитные (разогрев породы высокочастотным магнитным полем). Несмотря на заметные успехи (на полигоне в Томске электроимпульсным способом пробурена скважина диаметром 0,127 м и глубиной 300 м; термический способ бурения показал себя эффективным при разбуривании прочных горных пород и пр.), тем не менее мы полагаем, что основным способом бурения нефтяных скважин в течение первых десятилетий нового века останется механический способ: возможности механического способа бурения скважин в настоящее время далеко не исчерпаны.

Повышение эффективности разрушения горных пород при бурении скважин шарошечными долотами мы связываем с совершенствованием породоразрушающего инструмента. Причем под совершенствованием породоразрушающего инструмента мы понимаем не только изготовление его из новых твердых сплавов, обладающих повышенными прочностными и противозносными свойствами. Породоразрушающие элементы вооружения шарошечных долот должны усиливать естественное развитие остаточной деформации в горной породе под вдавливаемым в нее элементом вооружения (активное поведение элементов вооружения). Только в этом случае разрушение горной породы будет эффективным. В настоящее время основой для определения необходимого осевого усилия для эффективного разрушения горной породы является твердость горной породы, которая определяется в соответствии с методикой Л.А. Шрейнера при пассивном поведении вдавливаемого индентора.

Методика определения механических свойств горных пород, предложенная Л.А. Шрейнером, базируется на представлении о развитии пластической деформации и деформационного упрочнения горной породы ядра сжатия, формирующегося под торцевой поверхностью вдавливаемого индентора. Это означает, что относительная объемная деформация горной породы ядра сжатия на нелинейном участке деформационной кривой равна нулю. Необходимым условием разрушения горной породы вдавливанием индентора и образования лунки является непрерывный рост осевого усилия. Между тем горная порода ядра сжатия под внедряющимся индентором находится в состоянии неравнокомпонентного трехосного сжатия. Это означает, что объемная деформация горной породы ядра сжатия за пределом упругости не равна нулю.

Особенностью остаточной деформации в ядре сжатия, связанной с множественным развитием в нём трещин нормального отрыва и элементов сухого трения Сен-Венана, является зависимость её от соотношения действующих в ядре изотропной и девиаторной частей напряженного состояния, и происходит это в виде дилатансионного уплотнения раздробленной породы в верхней части ядра и дилатансионного разрыхления породы в нижней части ядра. Вылом консоли как заключительный акт разрушения породы вдавливанием происходит в результате потери ядром сжатия состояния сдвиговой устойчивости.

Множественное развитие трещин нормального отрыва в горной породе ядра сжатия приводит к появлению электростатической составляющей в энергетическом балансе протекающих в ядре сжатия процессов. Ядро сжатия является очагом разрушения, в котором происходят механоэлектрические преобразования и протекают релаксационные процессы.

Новое понимание природы остаточной деформации, возникающей в горной породе при вдавливании индентора, позволяет расширить представления о природе воздействия жидкости на развитие разрушения породы: поверхностно-активное (эффект П.А. Ребиндера); снижение сопротивления сдвигу вследствие роста порового давления в ядре сжатия; изменение величины зернограничного трения при трансляционно-ротационном движении разрушающихся зерен минералов в ядре.

Появление остаточной деформации в горной породе в результате развития дилатансионного разрушения горной породы ядра сжатия означает, что развитие разрушения под пятном контакта при вдавливании индентора можно ускорить искусственным стимулированием девиаторной нагрузки и обеспечить разрушение поверхности горной породы при меньших осевых усилиях. Искусственная стимуляция разрушения горной породы тем эффективней, чем больше ее твердость. Если вспомнить, что вес процесса вдавливания индентора в разрушение горной породы при бурении скважины возрастает с увеличением твердости разбуриваемой породы, то очевидно, что активное поведение породоразрушающих элементов вооружения будет увеличивать механическую скорость бурения твердых горных пород.

Создание активно действующих инденторов требует совершенствования методики Л.А. Шрейнера. Уместно в этой связи напомнить, что создатель методики определения механических свойств горных пород вовсе не считал предложенную им методику законченной, т.к. хорошо понимал различие между поведением горных пород и металлов при их нагружении.

Повышение эффективности бурения скважин механическим способом немисливо без совершенствования промывки забоя. При современной технологии бурения скважин шарошечными долотами скорость бурения в значительной степени ограничена начальным этапом очистки забоя от шлама – отделением частиц разрушенной породы от поверхности забоя. Решение этой задачи должен обеспечивать буровой раствор, растекающийся в пространстве между забоем скважины и долотом. В настоящее время отсутствует ясное представление об особенностях течения бурового раствора в окрестности долота после его выхода из насадок. Это вызывает большие затруднения в реализации совершенной очистки забоя скважины. Экспериментальные же данные однозначно указывают на то, что изменение гидродинамических особенностей течения промывочной жидкости в призабойной области обеспечивает значительный прирост скорости бурения, при этом показатели отработки долот улучшаются в несколько раз. Повышение эффективности использования энергии высоконапорных затопленных струй для очистки забоя с помощью вихревых насадок при использовании долот режуще-скалывающего действия, например, и создание пульсаций давления в буровом растворе при промывке скважины содействует не только разупрочнению горной породы в зоне предразрушения, но за счет выравнивания скорости поперечного потока содействует более полному удалению шлама из призабойной области.

Повышение длительности безаварийного бурения скважин является важнейшей научно-технической проблемой, решение которой обеспечит рост эффективности бурения. При бурении наклонно-направленных скважин бурильная колонна испытывает сложное нагружение: подвергается кручению, в ней возникают напряжения растяжения, сжатия, большие градиенты напряжений. Все это происходит в присутствии бурового раствора различного химического состава и при значительной температуре. При работе в таких условиях слабым элементом бурильной колонны являются резьбовые соединения: свыше 85 % всех аварий, связанных с работой бурильной колонны, вызваны нарушением работы резьбовых соединений. В такой ситуации повышение эффективности механического способа бурения необходимо связывать и с повышением долговечности работы замковых резьбовых соединений. В настоящее время перспективным способом улучшения показателей бурения является разработка и применение таких смазочных материалов, которые не вымываются из резьбовых соединений, обеспечивают значительную адгезионную прочность смазочных пленок с поверхностью труб, обладают большим сопротивлением сжатию и малым-сдвигу. Если к сказанному добавить, что смазочное действие бурового раствора обеспечивает работоспособность породоразрушающего инструмента (долговечность опор шарошечных долот, снижение скорости изнашивания долот, например), то несомненно, что разработка рецептур смазок, вводимых в буровой раствор, является одним из актуальных направлений, способным обеспечить повышение эффективности механического способа бурения.

Повышение эффективности механического способа бурения следует связывать и с повышением качества заканчивания скважины: сохранением с помощью бурового раствора первоначальных фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Это достигается созданием защитного экрана на стенке (или в стенке) скважины в призабойной зоне продуктивного пласта. Основная цель создания экрана заключается в разобщении скважины и пласта для исключения нежелательного гидродинамического взаимодействия между ними. Такая цель достигается с помощью управляемой эффективной кольматации. Кольматация – сложный процесс, эффективность которого зависит от многих факторов: пористости горной породы и геометрии перового пространства, дисперсности дисперсной фазы и ее концентрации в суспензии, прочности адгезионного контакта и пр. Формирование защитного экрана, обладающего необходимыми прочностными, фильтрационными и пр. свойствами, обеспечивается стимулированием физико-химических, химических процессов между дисперсной фазой суспензии и компонентами горной породы, слагающими стенку скважины, при целенаправленном волновом, струйном, вихревом воздействиях.

Заметим, что управляемая кольматация проницаемых горных пород обеспечивает и увеличение механической скорости бурения, т.к. дает возможность поддерживать в скважине давление промывочной жидкости ниже пластового.

Совершенствование механического способа бурения скважин сдерживается и несовершенством математической модели процесса бурения. В предложенных различными исследователями механическая скорость бурения связывается исключительно с такими показателями режима бурения, как частота вращения породоразрушающего инструмента и величина действующего на него осевого усилия. Но, как известно (и мы выше это уже отметили), правильно организованная промывка забоя скважины обеспечивает кратное увеличение показателей бурения. Это означает, что в искомую зависимость средней механической скорости от режимных параметров обязана входить интенсивность промывки забоя скважины. Это позволит устанавливаемые на практике параметры режима бурения приблизить к оптимальным и обеспечит повышение эффективности бурения нефтяных скважин.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДОЛОТ ТИПА PDC НА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.А. Бебешко

Научный руководитель доцент В.И. Рязанов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Историю развития бурения скважин в целом можно представить, как развитие техники и технологий в этой отрасли, которые позволяют найти новые решения в цикле строительства и сооружения скважин. Совершенствованию подвергаются все технологические элементы, предназначенные для бурения и обеспечения процесса бурения, в том числе и буровые долота.

К технологически новому поколению долот относят долота типа PDC (Polycrystalline Diamond Compact), режущие лопасти которых усилены поликристаллическими алмазными вставками и которые приспособлены для всевозможных условий применения – от вращательных управляемых систем бурения до систем бурения на обсадной колонне.

Высоко эргономичные долота, благодаря физическим возможностям синтетических алмазных вставок переносить высокие нагрузки много дольше, показывают очень высокий уровень экономичности, позволяя сократить затраты в процессе бурения, а следовательно и уменьшить затраты в полном цикле строительства и сооружения скважины. В настоящее время сокращение затрат является приоритетным направлением любой нефтедобывающей компании.

В работе рассмотрены новейшие долота, предлагаемые иностранными и отечественными компаниями, и оценены результаты эффективности их применения на Игольско-Таловом месторождении. В ходе проведенного анализа обработок долот оценивалась эффективность применения долот БИТ 215,9 МС производства «Буринтех» и долот PDS 516M LPX – производства «Smith Bits», так как они имеют схожие технические характеристики.

Оба типа долот предназначены для бурения скважин как при роторном бурении, так и при бурении с помощью гидравлических забойных двигателей. На Игольско-Таловом месторождении Томской области скважины бурятся с применением гидравлических забойных двигателей при наклонно-направленном бурении.

Как подсказывает опыт проведения буровых работ, наиболее эффективно применение лопастных долот, армированных твердосплавным вооружением, на нижних интервалах бурения (1200–3500 метров).

Долото производства «Буринтех» при обработке показывает более высокую механическую скорость бурения, чем долото производства компании «Smith Bits», что, возможно, вызвано более агрессивной режущей структурой долота с увеличенным количеством промывочных насадок. Следует отметить, что показываемые долотами PDC механические скорости бурения порядка 20–23 м/ч выше, чем механические скорости бурения шарошечными долотами, которые принимают значения при обработках на данном месторождении в диапазоне 15–19 м/ч. Высокие скорости проходки означают сокращение времени бурения, и в данном случае позволяют сократить затраты на бурение скважины.

Таблица

Результаты обработок долот PDC при рекомендуемых параметрах режима бурения

Долото и технические характеристики	Затраты на метр бурения, руб/м	Механическая скорость бурения, м/ч	Параметры режима бурения		
			Частота вращения, об/мин	Осевая нагрузка, т	Расход промывочной жидкости, л/с
БИТ 215,9 МС	400-450	16-21	60-200	2-10	30-36
PDS 516M LPX	700-800	16-23	50-250	3-14	30-36

Переходя к экономической составляющей эффективности применения долот PDC, следует отметить, что при подсчетах стоимости метра бурения учитывалась только стоимость долота. Как показала практика, затраты на метр бурения долотом PDS 516M LPX выше, чем при применении долота производства «Буринтех» и составляют примерно 700–800 руб/м затраты на метр бурения долотом БИТ 215,9 МС составляют 400–450 руб/м. Экономический эффект кажется очевидным. Однако, необходимо в данном случае учесть такую технологическую характеристику долота, как гарантированная заводом производителем проходка на долото. Для долота производства «Smith Bits» она выше в 1,6 раза, чем для долота БИТ 215,9 МС, и составляет в среднем 6000–7000 м. Таким образом, при больших объемах бурения компании экономически более целесообразно использовать долота с большим ресурсом работы.

Выводы:

Применение новейших долот, показывающих более высокую механическую скорость бурения по сравнению с шарошечными долотами, позволяет сократить временные затраты на бурение на Игольско-Таловом месторождении, таким образом, позволяя снизить затраты на метр бурения.

**ВЛИЯНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ pH БУРОВОГО РАСТВОРА НА КАЧЕСТВО
ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА****Г.А. Дашковский**Научный руководитель старший преподаватель Л.Н. Нечаева
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе проводки ствола скважины в интервале продуктивного пласта на него оказывает воздействие множество факторов, увеличивающих или снижающих естественную проницаемость коллектора. К числу первых следует отнести гидроразрыв пласта, увеличивающий приток углеводородного сырья в скважину. Факторы снижающих проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта представлены загрязнением эффективного порового пространства различного рода промывочными и тампонажными растворами и их фильтрациями. Следует различать два рода загрязнения: загрязнение твердой и жидкой фазой. Загрязнение твердой фазой происходит в результате закупорки пор пласта коллектора мелкодисперсными частицами, входящими в состав промывочной жидкости. В практике бурения образование глинистой корки (результат загрязнения околоствольной части пласта твердой фазой) встречается повсеместно и не может быть исключено при бурении на репрессии. Загрязнение жидкой фазой – это результат набухания глинистых частиц, входящих в состав пласта коллектора. Необходимо отметить, что на данном этапе работы рассматривается наиболее характерный для Западной Сибири тип коллектора – гранулярный песчано-глинистый. Механизм набухания представлен адсорбцией молекул щелочи и воды на поверхности глинистых частиц, приводящий к их кратному увеличению, а, как следствие, к сокращению сечения поровых каналов, через которые осуществляется фильтрация пластового флюида в скважину. Адсорбция, в свою очередь, происходит из-за специфики строения глинистой частицы, ядро которой слагается на 75–90 % алюмосиликатами, имеющими избыток отрицательного заряда.

Решение проблемы набухания глинистых частиц было найдено в области ингибированных растворов, но промывочные системы такого типа имеют ряд существенных недостатков. Ингибированные растворы имеют третий класс опасности, а следовательно нарушают экосистему района проведения работ, затрудняется осуществление геофизических исследований в скважине из-за низкого удельного сопротивления (менее 0,2 Ом·м). Под влиянием этих факторов ингибированные растворы постепенно вытесняются более дорогостоящими промывочными системами. В результате актуальным становится вопрос качественного вскрытия продуктивного пласта промывочной жидкостью, имеющей низкую себестоимость и экологическую безопасность. В этой связи и с учетом особенностей химического строения глинистых частиц предлагается использование полимерглинистых буровых растворов с водородным показателем менее 7, поскольку молекулы фильтра такого бурового раствора не будут адсорбироваться на поверхности глинистых частиц, предотвращая их набухание.

При определении рисков, связанных с использованием буровых промывочных жидкостей с водородным показателем ниже 7, следует учитывать особенности применяемого бурового оборудования и принципиальную возможность создания промывочной жидкости с pH ниже 7. В соответствии с этим необходимо выделить следующие риски:

- интенсивная коррозия стальных элементов буровой колонны;
- разрушение коллоидной структуры бурового раствора при низких значениях pH;
- неудовлетворительные реологические и фильтрационно-коркообразующие свойства как следствие плохой работы полимеров, входящих в состав бурового раствора;
- значительные финансовые затраты при смене промывочной жидкости.

Коррозия стальных элементов буровой колонны неизбежна на протяжении всего процесса бурения, ее степень повышается с уменьшением pH бурового раствора. С другой стороны, при вскрытии продуктивного пласта промывочная жидкость контактирует с пластовым флюидом, содержащим сероводород, угольную и органические кислоты. Итогом становится то, что стальные элементы подвергаются химической коррозии с большей интенсивностью при прохождении интервала продуктивного пласта. На этом основании предлагается использовать буровой раствор с pH меньше 7 исключительно при проводке участка ствола скважины в продуктивном пласте.

Стабильность бурового раствора – первичный критерий его качества. Разрушение коллоидной системы действительно происходит при значительном снижении pH. В зависимости от компонентного состава граница разрушения раствора варьируется от 2,5 до 4 pH [1]. Проведенные в лаборатории буровых растворов эксперименты подтверждают приведенные данные. Следовательно, для возможности использования промывочных жидкостей с pH ниже 7 необходимо установить значение pH кислых растворов в пределах 5–6,5, что обеспечит их устойчивость.

Реология раствора с pH менее 7 является важным аргументом для принятия или отказа от использования данного типа раствора, поскольку промывочная жидкость прежде всего должна обеспечивать качественную очистку забоя скважины от выбуренной породы, транспорт шлама на поверхность и охлаждение породоразрушающего инструмента. Оценка качества бурового раствора с точки зрения реологии производится на основании трех параметров: коэффициента пластичности, динамического напряжения сдвига и пластической вязкости. Данный метод разработан П.С. Чубиком [2] и предоставляет комплексную характеристику реологических свойств промывочной жидкости. В лаборатории буровых растворов была проведена серия опытов, позволяющих оценить изменение реологических и фильтрационно-коркообразующих свойств бурового раствора в зависимости от водородного показателя pH. Суть опыта: готовится промывочная жидкость расчетного объема с pH = 7, параметры которой приводятся в соответствии рекомендуемыми для вскрытия продуктивного пласта. Для проявления раствором щелочных свойств вводится 5 %-ный раствор щелочи NaOH,

для проявления кислотных – 10 %-ный раствор нитрилотриметилфосфоновой кислоты. Производится замер реологических и фильтрационно-коркообразующих параметров, результаты сравниваются, по таблице производится оценка качества промывочных жидкостей.

Таблица

Оценка качества	ПВ, мПа · с	ДНС, дПа	КП, с ⁻¹
отлично	3-6	15-30	>500
хорошо	6-10	20-50	350-500
удовлетворительно	10-15	20-50	200-350

В ходе проведения серии опытов для растворов с различным компонентным составом и процентным содержанием химических реагентов установлено, что лишь часть полимеров, к числу которых относится габроил, начинают работать хуже в кислой среде. Полученные при использовании таких полимеров результаты, говорят лишь о незначительном снижении качества промывочной жидкости с рН менее 7 по сравнению с щелочными растворами. Другими словами, хороший буровой раствор при снижении рН остается хорошим. Часть полимеров (FLO-VIS, POLYPAC ELV) наоборот, работают в кислой среде лучше, чем в щелочной. Растворы с рН менее 7, приготовленные с использованием этих реагентов, проявляют лучшие реологические свойства, чем щелочные.

Экспериментальные данные по фильтрационно-коркообразующим свойствам кислых растворов, полученные с помощью прибора ВМ-6, указывают на увеличение показателя фильтрации при понижении водородного показателя промывочной жидкости. Максимальное увеличение (на 3 мл/30 мин) отмечено при использовании габроила. Толщина фильтрационной корки при использовании такого раствора 1 мм. Следует отметить, что, несмотря на увеличение в буровом растворе объема свободной воды, фильтрующейся в пласт, характер этой воды с точки зрения кислотности позволяет очистить от нее пласт при создании депрессии и вызове притока, поскольку не происходит сужения каналов фильтрации пластового флюида, фильтрующаяся вода не связывается на поверхности глинистых частиц.

Вопрос замены промывочной жидкости при вскрытии продуктивного пласта может быть решен при изменении рН бурового раствора в активной емкости путем добавления раствора НТФ. Эксперимент по смене водородного показателя от щелочного к кислотному был осуществлен в лаборатории буровых растворов. Результатом явилась промывочная жидкость, которая по своим свойствам превосходит раствор, полученный из нейтрального путем понижения рН.

Решение вопросов реологии и характера фильтрата бурового раствора с рН менее 7 говорит лишь о возможности применения его как качественного промывочного агента. Но необходимо помнить, что основной задачей внедрения данной промывочной системы является качественное вскрытие продуктивного пласта с коэффициентом восстановления проницаемости, близким к единице. Для практического подтверждения выдвигаемой теории об отсутствии (или значительно меньшем) набухании глинистых частиц, входящих в состав пласта-коллектора, была проведена серия опытов с использованием универсального прибора для оценки ингибирующей и консолидирующей способности бурового раствора. Суть опыта: приготавливается глинистый образец породы, который помещается в жидкость с исследуемым значением рН. Образец нагружается, производится замер времени его разрушения. Чем длительнее время разрушения образца, тем лучшими ингибирующими способностями обладает раствор, а следовательно вызывает набухание глинистых частиц в меньшей степени. Данные эксперимента говорят о том, что глинистый образец, помещенный в кислую среду, проявляет устойчивость на 25–30 % выше, чем образец, помещенный в щелочную среду.

Полученные результаты на данном этапе работы говорят о целесообразности применения буровых растворов с показателем рН менее 7 для качественного вскрытия продуктивного пласта, поскольку растворы этого типа отвечают критериям качественной промывочной жидкости и имеют существенное преимущество перед щелочными полимерглинистыми растворами. Дальнейшую работу в изучении влияния водородного показателя бурового раствора на изменение проницаемости призабойной зоны пласта планируется проводить в сотрудничестве с «ТомскНИПИНефть» в направлении исследования изменения проницаемости образца керна, насыщаемого буровым раствором и его фильтратом.

Использование буровых растворов такого типа имеет несомненное экономическое преимущество перед использованием ингибированных и щелочных полимерглинистых растворов. Для внедрения раствора в производство не требуется приобретения предприятием-заказчиком дополнительных химических реагентов, поскольку регуляторы щелочности присутствуют на буровых площадках повсеместно. Не требуется также обеспечения высококвалифицированным инженерным персоналом: раствор представляет собой относительно простую систему. Отсутствует необходимость переоборудования блоков приготовления и очистки бурового раствора. Поскольку зарубежные компании в значительной степени используют разработанные промывочные системы (Drillplex, Vogemax), то в перспективе появляется возможность задания требуемых реологических и фильтрационно-коркообразующих свойств промывочной системе изменением водородного показателя в соответствии с картой свойств, построенной на основании лабораторных исследований. Кроме того, для внедрения раствора в производство не требуется приобретения предприятием-заказчиком дополнительных химических реагентов, поскольку регуляторы щелочности присутствуют на буровых площадках повсеместно. Широкое применение промывочных жидкостей с водородным показателем менее 7 возможно осуществить лишь после всесторонней оценки свойств жидкостей данного типа, в том числе и на производстве.

Результатом проведенных исследований стал новый способ качественного вскрытия продуктивного пласта, базирующийся на изменении рН промывочной жидкости перед входением в пласт-коллектор.

Литература

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник. – М.: Недра, 1997.
2. Чубик П.С. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей. – Томск: Изд-во НТЛ, 1999. – 300 с.: ил.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ДИСПЕРСНОГО СОСТАВА БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ И ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

А.С. Дергунов

Научный руководитель профессор Н.Г. Квеско
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Увеличение объемов глубокого бурения в нашей стране и в мире связано со многими факторами. Один из них – существенная модернизация буровых, промывочных и тампонажных растворов, представляющих собой сложные полидисперсные гетерогенные системы.

Физико-химическое состояние буровых промывочных и тампонажных растворов определяет их основные свойства. Для каждого конкретного случая бурения необходим правильный выбор раствора и рациональное регулирование его свойств в процессе проводки скважины. Изучение физико-химических процессов, протекающих в буровых и промывочных жидкостях, позволит разработать способы создания растворов и управления ими с целью получения системы с оптимально заданными свойствами.

При этом возникает неслучайный вопрос о дисперсном составе компонентов буровых промывочных и тампонажных жидкостей, т.к. он оказывает, естественно, большое влияние на их седиментационную (кинетическую) устойчивость – способность дисперсных частиц удерживаться во взвешенном состоянии, а также и на агрегативную. Однако в настоящее время, дисперсный состав твердой фазы растворов на промыслах практически не контролируется.

В настоящее время существует несколько методов исследования физических свойств материалов [1]. Все они имеют какие-либо недостатки.

Ситовой анализ (СИТА) позволяет при достаточном наборе сеток построить кривую гранулометрического состава. Однако просев через сита с отверстием менее 60 мкм (как раз требуемые размеры глинистых частиц в растворе) требует большого количества времени и искажает результат за счет истирания зерен порошка при встряхивании.

Сепарационный анализ (СЕПА) основан на способности воздушной струи выносить частицы определенного размера и плотности в зависимости от ее скорости. Однако это достаточно дорогой способ и длительный (полный сепарационный анализ занимает 2 ч).

Для подготовки качественного бурового раствора, отвечающего требованиям производства работ на конкретной скважине, необходимо осуществлять контроль гранулометрического состава исходного сырья, доставляемого поставщиком. Поэтому разработка экспресс-методов для определения гранулометрического состава актуальна.

С этой целью, используя еще один вид анализа, седиментационный, в НИИ прикладной математики и механики при Томском государственном университете был изобретен весовой седиментометр ВС-3 [2].

ВС-3 предназначен для автоматического анализа размера частиц порошков. В нем реализован принцип седиментации из стартового поля под действием силы тяжести, что позволяет анализировать материалы в широком диапазоне плотностей, размеров, формы частиц при высокой точности результатов. В Институте геологии и нефтегазового дела ТПУ данный прибор используется для решения проблемы определения дисперсного состава компонентов буровых и тампонажных растворов.

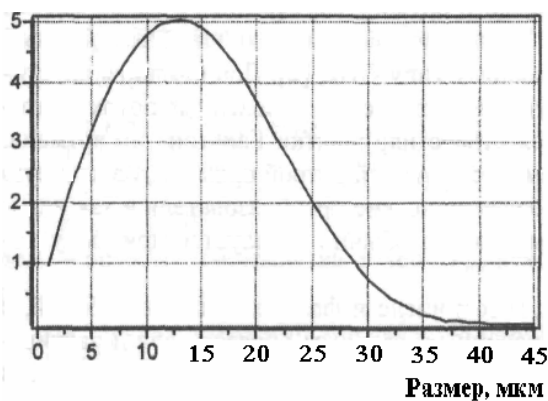


Рис. 1. Дифференциальное распределение по размерам состава глины № 1

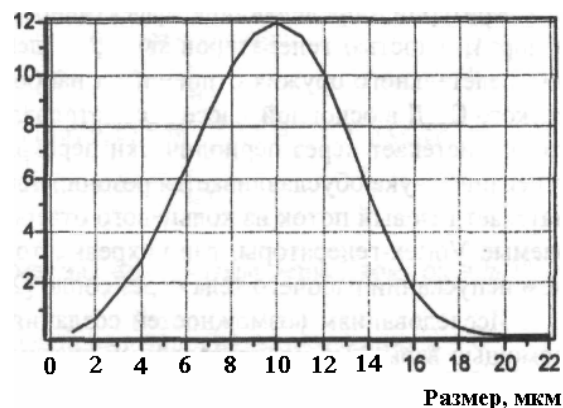


Рис. 2. Дифференциальное распределение по размерам состава глины № 2

Главная составляющая бурового раствора – глина. И именно ее дисперсный состав оказывает существенное влияние на весь буровой раствор. Эксперимент проводился с двумя составами утяжеленных глин плотностью 3,5 г/см³. Дисперсный состав каждого материала определялся методом весовой седиментации из объема с применением аналитической аппроксимации кривой накопления логарифмически-нормальным законом. Объем исследуемой пробы составлял 1 мл спиртового раствора с содержанием твердых частиц от 20 до 40 мг. Дезагрегация пробы проводилась на ультразвуковой установке непосредственно перед вводом пробы в седиментометр. Время осаждения – 25 мин. Расчет процентного содержания фракции каждого размера производился компьютером. В результате проведенного эксперимента получили следующие данные: в составе глины № 1 содержание частиц диаметром менее 1 мкм оказалось 87 %, в составе глины №2 – 52 %. При этом средние диаметры соответственно равнялись 14,1 и 9,7 мм.

При этом известно, что оптимальный размер частиц дисперсной фазы находится в диапазоне 5–10 мкм. Таким образом, наиболее приемлемым для решения проблемы устойчивости буровых растворов является глина № 2, т. к. средний размер ее частиц находится в указанном диапазоне.

Таким образом, благодаря прибору ВС-3, удалось решить проблему определения дисперсного состава двух составов глин и выбрать из них наиболее приемлемый для бурения. Благодаря небольшому времени анализа (25 мин), а также простоте конструкции, ВС-3 можно использовать не только для исследовательских целей, но и для практических, в т.ч. и на производстве.

Литература

1. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
2. Пат. 2000563 РФ, МКИ³ G 01 N 15/04. Седиментометр./ Н. Г. Квеско, А. А. Колесников (Россия). – № 04817846/25; Заявлено 23.04.90. Опубликовано 07.09.93, Бюллетень № 33-36, Приоритет 23.04.90 (Россия). – 4 с.: ил.
3. Квеско П.Г. Закономерности процесса слоевой седиментации частиц в жидкой среде применительно к практической гранулометрии: Дис.... докт. техн. наук. – Томск, 2002. – 255 с.

СОСТАВ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ БРАКА В БУРЕНИИ И ТЕХНОЛОГИЯ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ

В.Р. Самигуллин¹, А.В. Филин²

Научный руководитель доцент В.В. Филин

¹Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Нефтеюганск, Россия

²ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Нефтеюганск, Россия

Поглощение бурового раствора в процессе бурения скважин и тампонажного (цементного) раствора при их цементировании, а также поглощение изоляционных составов в процессе ремонтных работ в скважинах обусловлено многочисленными факторами. К этим факторам относятся проницаемость, пористость, прочность коллектора, объемы прокачиваемых в единицу времени буровых и тампонажных растворов, прочность заколонного тампонажного камня, пластовое давление и температура.

Разработанный и успешно испытанный состав способен долговременно закупоривать поры и трещины поглощающего пласта, трещины в заколонном цементном камне при достаточно глубоком и полном проникновении в них. После твердения этот состав обладает необходимой механической прочностью, успешно противостоящей эксплуатационным нагрузкам, обусловленных температурными изменениями в скважине и работами в ней со знакопеременными давлениями.

Технический результат достигается тем, что состав содержит, в зависимости от пластовой температуры и от поглотительной способности скважины, тампонажный портландцемент и водный раствор структурообразующей композиции. Композиция двух вариантна. В первом варианте (состав № 1) структурообразующая композиция (СК) содержит компоненты (мас. д.): простой эфир целлюлозы 1 – 2, карбамид 5 – 20, тиомочевина 5 – 20, аммоний раданистый 5 – 20, вода – остальное. Во втором варианте (состав № 2) СК содержит компоненты (мас. д.): хлористый алюминий 2 – 8, карбамид 8 – 30, вода – остальное. Составы выпускаются промышленностью в готовом к употреблению виде, в мешках или в мягких контейнерах. Составы экологически безопасны, что подтверждено санитарно – эпидемиологическими заключениями и сертификатами соответствия системы ГОСТу.

Полученные по первому или второму варианту составы, разбавляют водой до концентрации, указанной в таблице 1, в зависимости от пластовой температуры и от поглотительной способности скважины. Разбавленный до нужной концентрации раствор используют в качестве жидкости затворения тампонажного цемента по общепринятой технологии, с использованием цементировочных агрегатов (например, ЦА–320М) и цементосмесительных машин 2СМН–20.

В ходе изучения физических свойств получаемого тампонирующего материала производилось затворение портландцемента ПЦТ–Д20–50 и ПЦТ–Д20–100 ГОСТ 1581–85 («Сухоложскцемент») на водных растворах композиций при соотношении «СК» / «Цемент» равным 0,5 в количестве от 5 до 30 %. Результаты сопоставлялись с данными о тампонажных растворах и цементного камня, получаемых из тех же партий цемента, но без добавок композиций. Затворение тампонажных растворов осуществлялось как на заранее приготовленных растворах указанных композиций, так и путём ввода растворов соответствующих концентраций в приготовленный тампонажный раствор. Разница в физических характеристиках получаемого тампонирующего материала тем или другим способом затворения не выявлена.

Анализ свойств приготовленных тампонажных растворов и полученных из них балочек цементного камня осуществлялся на стандартном оборудовании по стандартной методике. Сроки начала загустевания и

схватывания тампонажных растворов определялись на консисометре «Чендлер» при температуре 75 °С. Все цементы затворялись при соотношении «Водный раствор СК»/«Цемент» равном 0,5. Свойства получаемых тампонажных растворов и их камня приведены в таблице 2.

Таблица 1

Рекомендуемые концентрации структурообразующей композиции

Пластовая температура, °С	Приёмистость скважины по воде, м ³ /час	Водная концентрация (%) структурообразующей композиции (СК) для затворения цементного раствора				
		5–10	15	20	25	30
20 – 40	42					
	54					
	66					
60	30					
	42					
	54					
90	18					
	30					
	42					

Промысловые испытания и внедрение данного состава и технологии его применения осуществлялись как в скважинах с допущенным браком при их строительстве (в т.ч. – с негерметичностью эксплуатационных колонн), так и в скважинах с возникшими заколонными перетоками в ходе их эксплуатации. Причём, неоднократные попытки ликвидировать поглощения или нарастить цементный камень за эксплуатационной колонной обычным методом цементирования (прототип) не приводили к положительным результатам. Проведение же работ по описываемой технологии показало его 100 %-ную результативность, т.е. положительный эффект работ проявлялся с первой же попытки. Экономическая эффективность описываемой технологии, по сравнению с традиционными методами, оценивается в 220–280 тыс. руб. на одну скважино-операцию (в ценах 1999 – 2003 г.).

Таблица 2

Свойства тампонажных растворов и их цементного камня

Марка цемента	Структурообразующий состав, %	Плотность цементного раствора, кг/м ³	Растекаемость, см	Сроки (час, мин)		Прочность на изгиб, МПа	Газопроницаемость, мД
				Начало загустевания	Начало схватывания		
ПЦТ-Д20-50	-	1830	24	2 ч 02 м	2 ч 18 м	6,88	3,8
ПЦТ-Д20-100	-	1850	23	1 ч 56 м	2 ч 05 м	6,50	4,6
ПЦТ-Д20-50	Состав № 1						
	5	1830	25	1 ч 30 м	1 ч 43 м	6,58	0,98- 2,80
	15	1750	23	1 ч 45 м	2 ч 08 м	5,59	
	30	1630	20	1 ч 40 м	2 ч 10 м	5,26	
ПЦТ-Д20-100	Состав №1						
	5	1850	24	1 ч 38 м	1 ч 55 м	6,55	1,02- 2,78
	15	1760	23	1 ч 45 м	2 ч 08 м	5,47	
	30	1680	19	1 ч 55 м	2 ч 29 м	2,27	
ПЦТ-Д20-50	Состав №2						
	5	1840	24	2 ч 12 м	2 ч 24 м	6,83	0,93- 1,17
	10	1850	25	2 ч 02 м	2 ч 20 м	6,81	
	15	1840	24	1 ч 15 м	1 ч 36 м	6,04	
	30	1850	25	0 ч 40 м	0 ч 55 м	5,47	
ПЦТ-Д20-100	Состав №2						
	5	1840	23	1 ч 53 м	2 ч 00 м	6,52	0,96- 1,89
	10	1840	23	1 ч 48 м	1 ч 55 м	6,42	
	15	1820	24	1 ч 10 м	1 ч 25 м	6,07	
	30	1830	24	0 ч 36 м	0 ч 56 м	5,17	

Ликвидации заколонных перетоков и негерметичностей эксплуатационных колонн, а также наращивания цементного камня за эксплуатационными колоннами проводились на 14 скважинах Усть-Балыкского, Южно-Сургутского, Лас-Еганского и других нефтяных месторождений Тюменской области, а также

на скважине Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения Томской области. Данный состав и технология его применения запатентована.


Технология применения состава заключается в следующем. При отсутствии дефекта в эксплуатационной колонне (негерметичность) в интервале отсутствия цементного камня создавались технологические отверстия обычным способом перфорации (2 скважины). Ликвидации заколонных перетоков осуществлялись через перфорационные отверстия интервала продуктивного пласта.

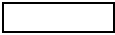
Нормальная эксплуатация скважин с ликвидированными заколонными перетоками прослеживалась в течении времени от 4,0 – 6,5 месяцев до 2-х лет (Мыльджинское месторождение). Из приводимых в таблице 3 данных видно, что при использовании прототипа поглощение начиналось при давлении опрессовки 4,0 – 8,0 МПа, в то время как при применении предлагаемой новой технологии со структурообразующими композициями поглощение отсутствует при давлениях нагнетания до 15 МПа включительно.

Таблица 3

Сравнительные результаты изоляционных работ по ликвидации поглощений

Скважины	Технология изоляционных работ	Давление опрессовки, МПа					
		4,0	6,0	8,0	10,0	12,0	15,0
Без дефекта эксплуатационной колонны	Предлагаемая						
	Прототип						
С дефектом эксплуатационной колонны	Предлагаемая						
	Прототип						

 – скважина не поглощающая жидкость при опрессовке;

 – поглощение жидкости при опрессовке.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОТРАБОТКИ ДОЛОТ ТИПА PDC НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.О. Чворо, Е.О. Поминова

Научный руководитель доцент В.И. Рязанов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На протяжении многих лет осуществления буровыми предприятиями работ по строительству скважин на месторождениях с различными геологическими условиями всегда возникал вопрос о достижении максимальной рейсовой скорости бурения. Наибольшего прогресса в этом направлении отечественные и зарубежные компании добились в конце двадцатого – начале двадцать первого века.

Широкое применение долот с алмазным покрытием за рубежом и получение положительных результатов привело к тому, что отечественные буровые компании при постоянно растущих ценах на углеводородное сырьё вовлечены в процесс внедрения и испытания новых образцов породоразрушающего инструмента как отечественного, так и импортного производства.

Для проведения данной работы (оценки работоспособности и износостойкости вооружения долота) были использованы долота типа PDC в сравнении с долотом 215,9 С-ГВ. Механика разрушения долотами PDC – это срезание слоя породы. Породы обычно легче разрушаются при боковой нагрузке. В это же время более экономичный расход энергии.

Долота PDC обладают самозатачивающимися свойствами, так как твердосплавная подкладка изнашивается быстрее алмазного стола, формируя острую кромку.

Анализ отработки долота 8 ½ PDC S516 LPX проведен по скважине № 501 Чкаловского месторождения.

Это долото предназначено для бурения средне-мягких, средних горных пород. Режущая структура долота представлена пятью лопастями с 30 режущими: d=16 мм (10 шт.), d=19 мм (20 шт.). Было произведено 4 рейса.

При визуальном осмотре отработки долота после первого рейса (интервал 1200 – 1710 м) было обнаружено отсутствие износа вооружения. При осмотре долота после подъема (второй рейс, интервал 1710 – 2150 м) было обнаружено выкрашивание алмазного слоя на четырех зубках и эрозия корпуса лопастей, глубиной до 3 мм. После третьего и четвертого рейса (интервал 2150–2540 м) новых повреждений вооружения инструмента не было обнаружено и износ остался прежним.

На основе данного анализа можно сделать выводы. Долото 8 ½ PDC S516 LPX показало высокую скорость в верхнем интервале 1200 – 710 м – 29,7 м/ч с ВЗД Д2-195, не уступая, а даже превышая по механической скорости бурения и стойкости долота показатели долот типа 215,9 С-ГВ R-192 в компоновке с двигателем ДЗ-195, которые показывают в интервале 430–1200 м механическую скорость от 8,5 м/ч до 20,3 м/ч.

Полученные результаты исследования долот 8 ½ PDC S516 LPX с ВЗД Д2-195 могут быть использованы в верхних интервалах, сразу из под кондуктора, с целью достижения более высокой механической скорости.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН С УСЛОВНО ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ НА ТЕРРИТОРИИ ВЕРХНЕКАМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ

С.Е. Чернышов

Научные руководители доцент Л.Н. Долгих, доцент В.П. Болотов
Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

В статье освещены вопросы, связанные с особенностями технологии бурения наклонно-направленных скважин с условно горизонтальным участком на территории Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС). Проблема бурения нефтяных скважин с условно горизонтальным участком на территории ВКМКС является актуальной, так как под кондиционной частью продуктивной толщи калийных солей находятся нефтяные месторождения с прогнозируемыми извлекаемыми запасами нефти 70 млн тонн.

Особенности технологии бурения нефтяных скважин на территории ВКМКС обусловлены наличием в разрезе горных пород калийных соляных толщ, бурение скважин на территории залегания которых имеет ряд ограничений, а бурение скважин на территории залегания кондиционной части продуктивной толщи калийных солей запрещено.

Основной задачей скважины с условно горизонтальным участком является попадание в нефтенасыщенные пласты, находящиеся под кондиционной частью продуктивной толщи калийных солей, а так же увеличение поверхности фильтрации флюида и повышение коэффициента извлечения нефти. Кроме того, применение скважин с условно горизонтальным участком помогает преодолеть финансовые проблемы, путем сокращения числа скважин требуемых для дренирования коллектора и сводя к минимуму поверхностный ущерб, с точки зрения экологии.

В соответствии с правилами промышленной безопасности при освоении месторождений нефти на площадях залегания калийных солей [1], пространственное положение стволов скважин при проходке надсолевых и соляных отложений должно обеспечивать минимальные потери калийных руд в природоохранных целиках, формирование герметичной крепи и недопустимость пересечения стволов скважин в кустах:

- ширина охранной зоны определяется в соответствии с размерами радиуса предохранительного целика вокруг глубоких скважин (кустов скважин), и должна составлять не менее 500 метров до границы горного отвода;

- глубина охранной зоны простирается на 300 метров ниже подошвы подстилающей каменной соли, но не менее 800 метров ниже калийной залежи.

Зенитный угол ствола скважины должен иметь следующие значения:

- от устья скважины до глубины 100 метров – не более 3°;
- с глубины 100 метров до глубины на 120 метров ниже кровли подстилающей каменной соли – не более 7°;
- от глубины 120 метров ниже кровли подстилающей каменной соли до башмака технической колонны – не более 15°;
- от башмака технической колонны до забоя – без ограничения, по расчету профиля ствола скважины.

Таблица

Результаты расчета проектного профиля ствола наклонно-направленной скважины с условно горизонтальным участком

№	Наименование участка	Длина по стволу, м.			Н, м	А, м	θ, °	R, м
		от	до	Интервала				
1	Вертикальный	0	250	250	250	0	0	-
2	Набор зенитного угла	250	290	40	39,97	1,4	4	572,96
3	Наклонно-прямолинейный	290	400	110	109,73	7,67	4	-
4	Добор зенитного угла	400	460	60	59,72	5,75	7	1145,9
5	Снижение зенитного угла	460	734	274	273,68	13,81	4,26	5729,6
6	Добор зенитного угла	734	944	210	194,85	70,95	35,76	381,97
7	Снижение зенитного угла	944	1774	830	812,29	155,83	19,16	2864,79
8	Добор зенитного угла	1774	2029	255	141,66	193,76	88,5	210,97
9	Горизонтальный	2029	2529	500	13,1	499,83	88,5	-
10	Забой	2529					88,5	
Σ					1895	949		

Для соблюдения всех этих особенностей, а так же вскрытия нефтенасыщенного пласта, находящегося под кондиционной частью продуктивной толщи калийных солей, был выбран 9-ти интервальный проектный профиль ствола наклонно-направленной скважины с условно горизонтальным участком.

Расчет проектного профиля ствола скважины производился с использованием методики представленной в [2].

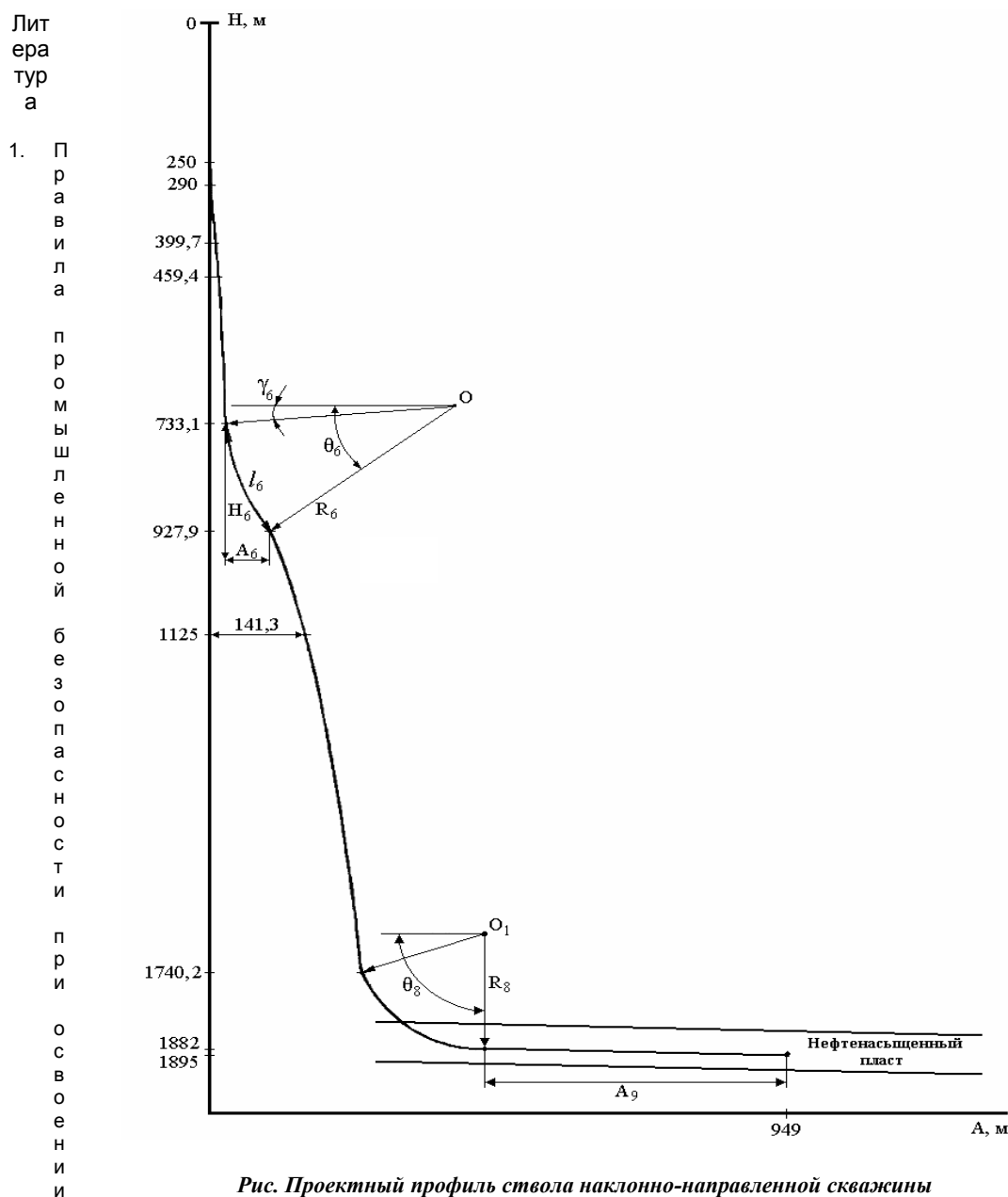
Полученные результаты представлены в таблице.

По результатам расчета построен проектный профиль ствола скважины (рисунок).

Условные обозначения: H – глубина интервала, м; l – длина интервала, м; A – проложение интервала, м; R – радиус кривизны интервала, м; θ – конечный зенитный угол интервала, °; γ – конечный зенитный угол предыдущего интервала, °.

Исходные данные: 1. Проектная глубина скважины 1895 м; 2. Проектное проложение 949 м; 3. Глубина залегания подошвы соляной толщи, 596 м; 4. Глубина спуска технической колонны, 710 м; 5. Глубина залегания кровли подстилающей каменной соли, 325 м.

Бурение наклонно-направленных скважин с условно горизонтальным участком ствола на территории ВКМКС позволит вести разработку нефтяных месторождений находящихся под кондиционной частью калийной залежи.



месторождений нефти на площадях залегания калийных солей.

2. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник. – М.: Недр, 1997 .

ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТЫ ЗАБОЙНОГО ГЕНЕРАТОРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ТОКОВ**К.В. Шахматов**Научные руководители профессор В.Д. Евсеев, доцент М.А. Самохвалов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**Методика измерения токов при бурении скважин**

Лабораторными экспериментами установлено [1], что рабочая пара «горная порода – породоразрушающий инструмент» является генератором электрического тока. Это дает основание надеяться на возможность регистрации импульсных токов и с забоя бурящейся скважины. В этом случае ток протекает во внешнем электрическом контуре, сформированном колонной бурильных труб, буровым станком и вмещающей скважину горной породой.

Для регистрации импульсных токов можно было, как при лабораторных экспериментах, применить трансформатор тока, охватывающий бурильную колонну. В этом случае трансформатор тока должен охватывать проводник, по которому течёт ток. В нашем случае таким проводником являлось устьевое оборудование кондуктора: колонная головка и сливная воронка. Диаметр сливной воронки был слишком велик для использования существующих типоразмеров кольцевого магнитопровода. Трудности в использовании в качестве датчика трансформатора тока заставили перейти на контроль токов, протекающих через бурильную колонну, по падению напряжения в сливной воронке, которая на скважине №25- 2204 являлась элементом внешнего электрического контура для токов с забоя. С использованием такого датчика тока удалось обнаружить не только импульсные токи, но и постоянную составляющую тока, протекающие через бурильную колонну. Был значительно снижен уровень периодических импульсных помех. Аналогичное схемное решение датчика напряжения было использовано и при полевых наблюдениях 2006 года на скважинах № 54-2203 и № 54-2005. Однако в этом случае на кондукторе было установлено противовыбросовое оборудование и падение напряжения снимали на нём от колонной головки до низа сливной воронки.

Резюмируя методику измерений на скважинах № 54-2203 и № 54-2005, можно дать её следующее краткое описание. На забое бурящейся скважины в процессе разрушения горных пород начинает работать генератор, который замыкается на внешний электрический контур. Ток течет, прежде всего, через бурильную колонну, так как она имеет весьма малое удельное электрическое сопротивление, в сравнении с горной породой и промывочной жидкостью. Удельное электрическое сопротивление стали $\rho_{ст} = 0,12 \cdot 10^{-4}$ Ом·м, сплава Д16Т $\rho_{Д16Т} \approx 10^{-7}$ Ом·м, а самой электропроводящей промывочной жидкости не менее 10^{-1} Ом·м. Максимальное расчётное сопротивление части колонны из бурильных труб АБТ составило 0,053 Ома, а части колонны из труб ТБПВ 1,62 Ома. Полимерглинистые буровые растворы, которые использовали при бурении скважин № 54-2203 и № 54-2005, имеют удельное электросопротивление не ниже 1 Ом·м. Поэтому только небольшая, неучтённая часть тока замыкается через буровой раствор и прилегающую к стволу скважины толщу горной породы на противоположный полюс забойного «генератора».

Анализ помех и методы помехозащиты

Уже во время рекогносцировочных наблюдений за токами, протекающими через бурильную колонну на скважине № 25- 2204, было установлено, что основной помехой для таких наблюдений являются токи промышленной частоты 50 Герц. Они возникают в результате утечек через изоляцию электрооборудования буровой установки и за счёт существования индукционных токов, возникающих в стальных металлоконструкциях под действием мощных электромагнитных полей вокруг электродвигателей главного привода буровой установки.

Для подавления помех промышленной частоты и высокочастотной составляющей токов в измерительный комплекс был введён предварительный усилитель-фильтр, который представлял собой активный фильтр нижних частот с частотой среза 40 Герц и полюсом глубокого затухания на частоте промышленной сети 50 Герц.

Также были обнаружены периодические помехи «веретёнообразной» формы, которые обычно возникают при сложении двух периодических сигналов близкой частоты имеющих отличия в фазе. В электротехнике такие колебания называют биениями. Их возникновение также связано с характером электроснабжения буровой, так как при работе нескольких дизельэлектростанций на одну нагрузку трудно обеспечить точную синфазность работы генераторов.

Для борьбы с такими помехами, на стадии анализа выполненных записей токов, была применена дополнительная программная цифровая фильтрация сигналов, которая подавляла все помехи с частотой выше 40 Герц. Отфильтрованные аппаратно и расчётными методами медленно меняющиеся токи мы назвали медленными.

Результаты сравнительного анализа записей токов с технологическими параметрами процесса бурения и данными скважинной геофизики

Основным технологическим параметром, который влияет на процессы разрушения горной породы, является осевая нагрузка на буровой инструмент. Этот параметр отслеживается компьютеризированной системой технологического контроля КУБ-01, как часть веса бурильной колонны с породоразрушающим инструментом, разгружаемых на скважину. Большая часть этой нагрузки при бурении приходится на забой скважины. Для анализа связи записей токов, подвергнутых цифровой фильтрации, с осевой нагрузкой на долото были выбраны и сопоставлены интервалы этих записей, приходящиеся как на бурение скважины, так и на спускоподъёмные операции (СПО). Для интервалов бурения выбирали участки с заметным изменением осевой нагрузки, но при отсутствии заметных изменений разреза по диаграммам геофизического каротажа.

Была установлена связь изменений осевой нагрузки и регистрируемых медленных токов через бурильную колонну по данным наблюдений на скважинах № 54-2203 и № 54-2005. Эта связь наиболее заметна

во время СПО, так как при спуске колонны колебания осевой нагрузки доходят до 80 % от веса колонны. Рисунок 1 иллюстрирует обнаруженную связь осевой нагрузки фиксируемой системой КУБ-01 во время спуска бурильной колонны и тока, протекающего в этот период через колонну. Значительный рост отрицательных значений тока в этом случае наблюдается при спуске колонны после наращивания очередной свечи.

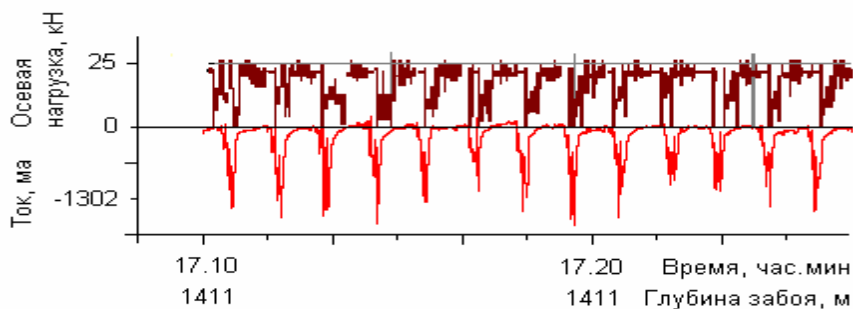


Рис. 1. Связь тока и осевой нагрузки при спуске колонны во время СПО

При бурении колебания осевой нагрузки, выявленные на записях системы КУБ-01, незначительны, но связь между этим параметром и медленным током всё же заметна в моменты сильных колебаний нагрузки (рис. 2).

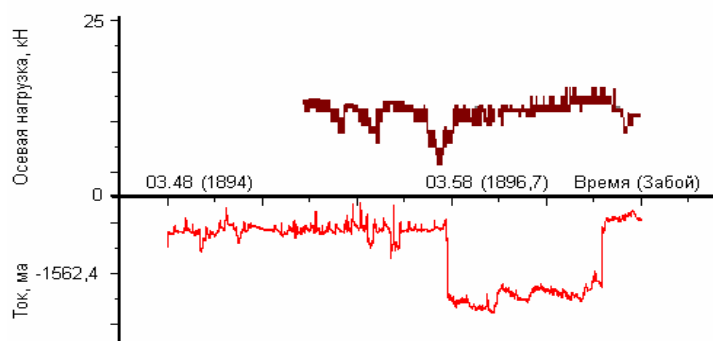


Рис. 2. Связь осевой нагрузки и тока при бурении скважины

В связи с малыми колебаниями осевой нагрузки на долото, для анализа связи фиксируемых токов с процессами разрушения породы на забое лучше использовать текущую механическую скорость бурения. Система КУБ-01 рассчитывает диаграмму детального механического каротажа (ДМК), которая представляет собой график изменения времени бурения интервала длиной 0,4 метра с глубиной. Нами были сопоставлены кривые изменения текущей механической скорости, рассчитанной по данным ДМК и медленных токов через бурильную колонну. Была установлена значимая корреляция этих параметров, которая иллюстрируется рисунком 3.

Расчитанные для десяти различных интервалов бурения коэффициенты корреляции между текущей механической скоростью бурения и величиной медленного тока варьировали от 0,89 до 0,96, что указывает на статистически значимую связь между этими параметрами.

ДМК пытаются применять для расчленения разреза в процессе бурения скважины [2]. Однако на кривой механической скорости бурения момент входа в продуктивный пласт не фиксируется, тогда как на кривой медленного тока наблюдается резкий рост отрицательных значений тока при входе в продуктивный пласт на скважине № 54-2203, который мы видим на рисунке 15 и в более мелких деталях на рисунке 4.

Аналогичные резкие изменения тока наблюдаются и при прохождении нефтенасыщенных пропластков в скважине № 54-2005. Во время рекогносцировочных наблюдений 2005 года на скважине № 25-2204 была обнаружена смена полярности медленного тока при входе в продуктивный пласт.

Причиной роста медленного тока при бурении нефтенасыщенных горных пород может быть влияние электроизолирующих свойств нефти, усиливающих электрические явления на забое. Такое объяснение находит подтверждение в опубликованных результатах лабораторных экспериментов по изучению влияния электропроводности промывочной жидкости на величину регистрируемых токов [1].

Отмечаются также изменения медленного тока при разбуривании контактов горных пород, резко отличающихся по физико-механическим свойствам. Во время бурения скважины при переходе от глинисто-куломзинской свиты к аргиллитам баженовской свиты, наблюдался резкий рост отрицательных значений медленного тока (рис. 5). Увеличение тока в этом случае, при практически постоянной осевой нагрузке на

долото, мы связываем с ростом механической прочности породы, что соответствует результатам лабораторных экспериментов по изучению влияния механической прочности породы на величину токов, текущих из зоны разрушения.

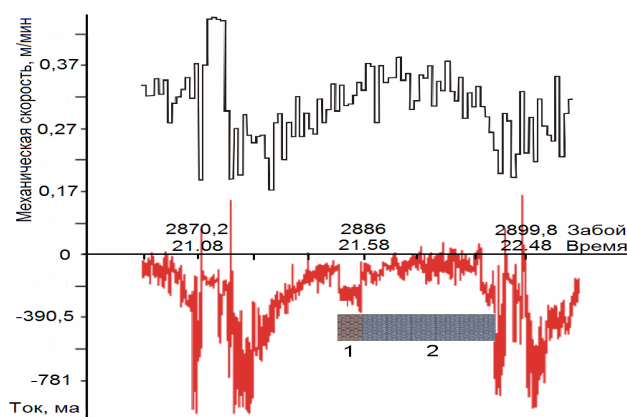


Рис. 3. Кривые механической скорости и медленного тока при бурении скважины № 54-2203
1 – нефтенасыщенный участок коллектора; 2 – водонасыщенный участок коллектора

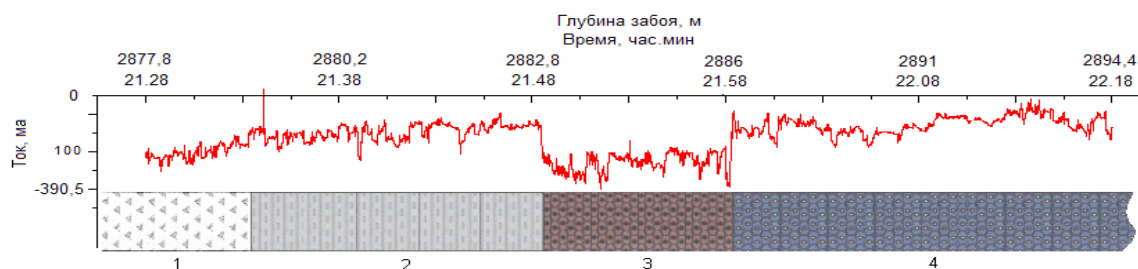


Рис. 4. Изменения медленного тока в период вскрытия продуктивного пласта
1 – аргиллиты, 2 – глина, 3 – нефтенасыщенный участок коллектора, 4 – водонасыщенный участок коллектора

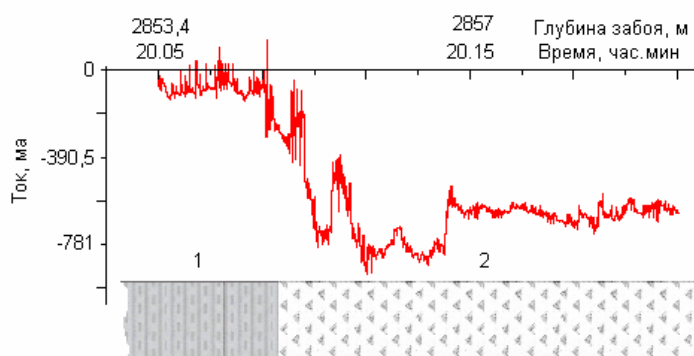


Рис. 5. Изменения медленного тока при вскрытии контакта глин и аргиллитов
1 – глина, 2 – аргиллит

Дистанционное получение информации о работе долота на забое скважины

Непосредственная связь токов через бурильную колонну с процессами разрушения горных пород на забое скважины была выявлена при расчёте спектров записанных сигналов в периоды бурения с использованием различных забойных двигателей – турбобура ЗТСШ-195 и винтового двигателя ДЗ-195. Эти двигатели обеспечивают разные частоты вращения породоразрушающего инструмента в определённом и достаточно узком интервале. Поэтому в спектрах наших записей мы искали периодические колебания токов, характерные для

работы породоразрушающего инструмента. Были действительно обнаружены периодические колебания медленных токов, отвечающие частотам вращения использованных двигателей при работе на забое породоразрушающего инструмента, а при использовании шарошечного долота обнаружены также периодические колебания, отвечающие более высоким частотам вращения шарошек. Для сравнения были рассчитаны также спектры колебаний медленных токов в условиях, когда шла промывка забоя с проработкой ствола. В этом случае наблюдались малоинтенсивные периодические колебания, отвечающие частоте вращения забойных двигателей с малонагруженным породоразрушающим инструментом.

На рисунке 6 приведены спектры колебаний медленного тока при бурении винтовым забойным двигателем (ВЗД) ДЗ-195 с долотом PDC и после отрыва долота от забоя в период промывки скважины с проработкой пробуренного интервала.

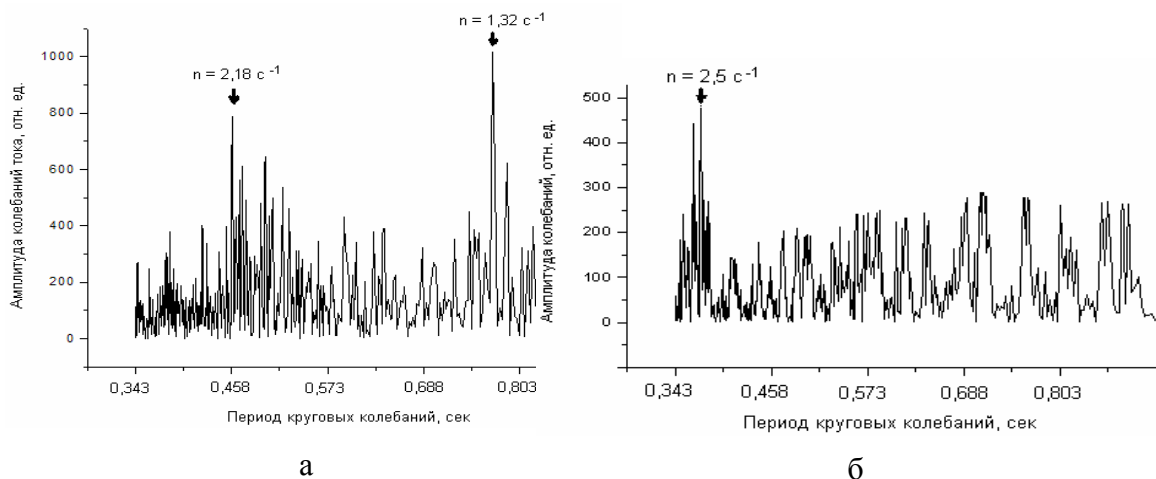


Рис. 6. Спектры медленных токов при работе ВЗД:
а – при бурении долотом PDC 24.07.06 с 12.40 по 13.20;
б – после отрыва долота от забоя 24.07.06 с 14.10 по 16.50

Рисунок 7 иллюстрирует работу шарошечного долота 215,9 МЗГВУ с турбобуром ЗТСШ-195.

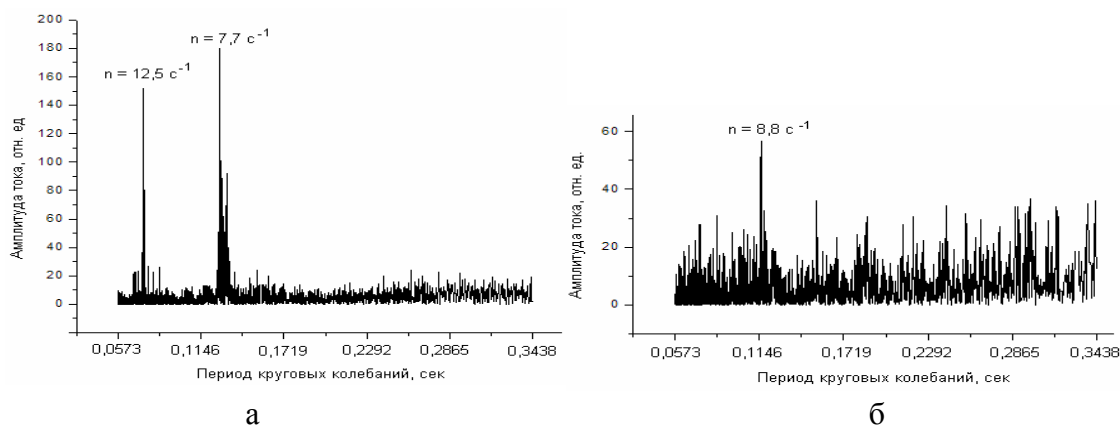


Рис. 7. Спектры медленных токов при работе турбобура ЗТСШ-195
а – при бурении долотом 215,9 МЗГВУ 22.07.06 с 10.00 по 11.00;
б – после отрыва долота от забоя 22.07.06 с 11.20 по 11.50

В случае работы турбобура при промывке пробуренного интервала, в спектре колебаний токов частоты, соответствующие частоте вращения шарошек, не фиксируются, а частота, соответствующая частоте вращения ненагруженного долота, увеличивается. Это подтверждает связь медленных токов с процессами разрушения горной породы на забое скважины.

Подводя итог результатам анализа наблюдений токов при бурении скважин № 54-2203, № 54-2005 и № 25- 2204, можно сделать следующие выводы:

Подтверждена установленная в лабораторных экспериментах связь величины медленно меняющихся (медленных) токов через бурильную колонну и осевой нагрузки на долото.

Для интервалов бурения со стабильной осевой нагрузкой, как и в лабораторных условиях, выявлено влияние типа разбуриваемых пород на величину медленных токов.

Величина медленного тока коррелирует с данными детального механического каротажа.

В спектрах медленных токов установлены частоты колебаний соответствующие частотам вращения породоразрушающего инструмента

Абсолютные значения медленных токов доходят до 1 ампера.

Не выявлено связи высокочастотной составляющей токов с процессами бурения, что объяснено потерями этих сигналов в окружающих скважину горных породах.

Литература

1. Петухов М.В., Шахматов К.В. Импульсные токи с забоя скважины – источник информации о свойствах горных пород //Проблемы геологии и освоения недр. Труды X Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М. А. Усова 2006 г.». – Томск, 2007. – т. 2. – С. 137–142.
2. Лукьянов Э.Е. Исследование скважин в процессе бурения. – М.: Недра. – 1979. – 250с.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ В БУРЕНИИ

А.Ю. Широков

Научный руководитель доцент М.А. Самохвалов
Томского политехнического университета, г. Томск, Россия

Для получения геолого-технологической информации применяются программно-аппаратные комплексы обеспечения бурения, состоящие из набора датчиков, концентрирующей аппаратуры и компьютера с регистрирующим и обрабатывающим программным обеспечением.

В рамках данной статьи был проведен анализ четырех отечественных и одного иностранного комплексов. Анализ проводился на основе информации, предоставленной производителями.

По программному обеспечению автоматизированных рабочих мест оператора системы можно разделить на две группы (ГЕОТЕСТ-5 и система ООО НПП Промгеосервис в первой, АМТ-121 и КУБ-01 во второй).

У комплексов первой группы программное обеспечение предназначено преимущественно для регистрации и просмотра параметров поступающих с датчиков. У комплексов второй группы кроме программного обеспечения сбора информации с датчиков, существует и программное обеспечение для решения задач технологического и геологического характера, есть возможность программного управления исполнительными механизмами, реализовано комплексование с данными систем инклинометрии.

Комплекс RIGSITE фирмы Sperry-Sun содержит все необходимые датчики (по заявлению фирмы), более 600 регистрируемых и расчётных параметров, более чем достаточные показатели по другим параметрам. Основными минусами этого комплекса являются: отсутствие управления исполнительными механизмами, отсутствие сервисных услуг и очень высокая стоимость самой системы, ее установки и эксплуатации.

К основным недостаткам рассмотренных комплексов можно отнести отсутствие методик прогнозирования аварийных ситуаций, автоматизированной проверки выполнения проектных решений, а также подсистемы подготовки и оформления отчетных материалов в печатной и электронной форме.

Нами предлагаются алгоритмы подсистем определения возникновения прихватов и газонефтеводопроявлений, которые можно внедрить в существующие системы.

Для определения возможности возникновения прихвата предполагается использовать следующий алгоритм. При спуске для каждого номера свечи формируется база данных значения веса на крюке ($P_{вн.}$). При каждом движении блока вниз сравниваются веса предыдущего ($P_{вн.}^i$) и последующего ($P_{вн.}$) веса на крюке. Если $P_{вн.}^i < P_{вн.}$, то выдается предупреждение «Долото стоит».

При нахождении долота ниже башмака предыдущей спущенной колонны фиксируется продолжительность времени стояния долота без движения. В качестве допустимого времени принимается $T_{доп.} = 5$ минут. Если время стояния $T_{стоп} \Rightarrow T_{доп.}$ выводится сообщение «Возможен прихват».

Для определения возможности возникновения газонефтеводопроявления предполагается использовать следующий алгоритм. При бурении сравниваются показания датчиков «датчик выхода раствора» и датчика производительности насоса. Если «датчик выхода раствора» показывает уменьшение выхода – это поглощение, если увеличение – это проявление.

При СПО:

- если идет подъем, то «датчик выхода раствора» должен показывать нуль, если он начинает показывать значение, то выдается предупреждение «Газонефтеводопроявление»;

- если идет спуск, то между показаниями «датчика выхода раствора» должен быть перерыв, т.е. нуль не менее 5 – 10 секунд, если перерыва нет, то выдается предупреждение «Газонефтеводопроявление».

Внедрение подсистем прогнозирования аварийных ситуаций позволит улучшить качество и снизить стоимость проведения буровых работ. Разработка подсистем не требует больших капиталовложений и разработки новых датчиков.

К сожалению, существующие на данное время программно-аппаратные комплексы достаточно обособлены друг от друга, что создает целый ряд проблем, связанных с совместимостью форматов данных и взаимной увязкой результатов обработки. Поэтому предлагаемые алгоритмы требуют адаптации к каждой из существующих систем.

Литература

1. Хорьков А.К., Шендеров В.И., Шендеров Ю.В. Основные принципы создания программно-технического комплекса контроля разведки и разработки месторождений нефти и газа// Автоматизация и информационное

- обеспечение технологических процессов в нефтяной промышленности: Сб. трудов ОАО НПФ "Геофит" ВНК. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2000. С. 39 – 54 .
2. Майоров В.Е., Хорьков А.К., Субботин Е.А., Терехин И.В. Комплекс средств наземного контроля технологических параметров и управления процессом бурения КУБ-1// Автоматизация и информационное обеспечение технологических процессов в нефтяной промышленности: Сб. трудов ОАО НПФ "Геофит" ВНК. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2000. С. 55 – 60 .

ГИПСО-МАГНЕЗИАЛЬНЫЙ ТАМПОНАЖНЫЙ СОСТАВ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Ю.С. Угольников, В.А. Мяслицин

Научный руководитель профессор Г. М. Толкачев

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Поглощение технологических жидкостей (буровых и тампонажных растворов) при строительстве скважин является одним из основных видов осложнений. Более половины всех временных и материальных затрат на ликвидацию осложнений при бурении нефтяных и газовых скважин приходится на борьбу с поглощениями технологических жидкостей. Однако эти затраты существенно больше, если учесть, что такого рода осложнения могут привести к недоподъему цементного раствора и низкому качеству крепи скважины (формирование за обсадной колонной канала для межпластовых перетоков и грифообразований – загрязнение пресных вод и нарушение экологической обстановки в районе работ). Нередко поглощение технологической жидкости может привести к другим осложнениям (нефтегазоводопроявление, обвалы, осыпи стенок скважины, прихваты) и, даже, к аварии (фонтанирование скважины – экологическая катастрофа). Поэтому выбор методов и средств предупреждения и ликвидации поглощений технологических жидкостей должен основываться на современных разработках.

Известно, что успешность проведения работ по изоляции зон поглощения технологических жидкостей во многом зависит от правильности выбора состава тампонажного материала для ликвидации поглощений.

Разработанный состав (Патент РФ № 2273724 от 10 апреля 2006 г) включает гипсовое вяжущее, порошок магнетитовый каустический, хлористый магний и воду. Технический результат заключается в том, что гипсо-магнезиальный тампонажный раствор, который может иметь неограниченную по времени подвижность, в течение короткого времени (15...40 минут) при смешивании с пластовыми водами в зоне поглощения формирует цементный камень, тогда как протекающий в тех же условиях процесс формирования цементного камня традиционно используемых портландцементных тампонажных растворов разбавленных пластовой водой, длится несколько суток. Обычно это приводит к размыву его в зоне поглощения движущимися водами. Увеличенные значения времени загустевания и сроков схватывания раствора разработанного тампонажного состава обусловлено низкой активностью воды в жидкости затворения (водном растворе хлористого магния), недостаточной для вступления ее в химическую реакцию с гипсовым вяжущим. Такой тампонажный раствор в течение технологически необходимого времени может быть безопасно доставлен по трубам к зоне поглощения. В процессе продавки тампонажного раствора в каналы поглощающего пласта и смешивания его с пресной или минерализованной пластовой водой вследствие резкого повышения активности воды в реакционной массе образуется быстрохватывающаяся смесь (БСС). В течение короткого времени в каналах поглощающего пласта формируется цементный камень. Часть тампонажного материала, оставшегося в стволе скважины и не смешанного с пластовыми водами, сохраняет подвижность в течение продолжительного времени, что позволяет исключить прихват им бурильного инструмента и повысить надежность и безопасность производства изоляционных работ.

В особых случаях при ликвидации поглощений высокой интенсивности, с целью повышения кольматирующей способности раствора гипсо-магнезиального тампонажного материала (ГМТМ) в его состав могут быть дополнительно введены различного рода наполнители (поролоновая крошка, эковата и т.п.).

Свойства раствора-камня ГМТМ приведены в таблице.

Преимуществами разработанного состава ГМТМ перед применяемыми в настоящее время тампонажными материалами на основе портландцемента (ПЦТ) является следующее:

- насыщенность системы по хлористому магнию и формирование цементного камня за счет образования оксихлоридов позволяют эффективно применять состав для ликвидации поглощений в солевых и межсолевых отложениях, а также в зонах соляного карста;

- возможность легко управлять процессами загустевания и схватывания тампонажного состава путем изменения активности воды в системе;

- снижается вероятность прихвата бурильных труб и повышается безопасность проводимых изоляционных работ, так как часть тампонажного раствора, оставшегося в стволе скважины и не смешанного с пластовой водой схватываться позднее, чем раствор в каналах поглощения и движения пластовых вод;

- исключается размыв тампонажного раствора, размещенного в зоне поглощения, даже при наличии межпластовых перетоков;

- в 1,5–2 раза сокращается количество тампонажного материала, число операций и время, необходимые для изоляции каналов поглощения. При этом стоимость тампонажного материала и технология его использования не отличаются от стоимости и технологии применения традиционно используемых портландцементных тампонажных составов.

Разработанный состав прошел стадию опытно-промышленного использования в скважинах на нефтяных месторождениях Пермского края. Практическое применение данного тампонажного материала подтвердило его высокую эффективность, надежность и безопасность при проведении работ по ликвидации

поглощений технологических жидкостей в сравнении с традиционно используемыми тампонажными составами (на основе ПЦТ).

Таблица

Свойства раствора-камня ГМТМ при температуре приготовления и испытания $20 \pm 1^{\circ}\text{C}$

Наименование показателя	Значение
Тампонажный раствор:	
1. Плотность, кг/м ³	1810...1870
2. Растекаемость, мм	160...190
3. Время загустевания до 30 УЕК, мин, не менее	60
4. Сроки схватывания:	
а) Исходный ГМТМ	
начало, мин, не ранее	120
конец, мин, не ранее	130
б) Смесь ГМТМ с водой)	
начало, мин, не ранее	10
конец, мин, не позднее	30
Цементный камень :	
1. Предел прочности при изгибе через одни сутки твердения в изолированных условиях при температуре 20 ⁰ С, МПа, не менее	4,0

МОДЕРНИЗАЦИЯ БУРОВОГО КЛЮЧА АКБ-4

А.Х. Ульданова

Научный руководитель доцент М.А. Самохвалов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящий момент мировой рынок сервисных услуг характеризуется достаточно жесткой конкуренцией. Для того, чтобы занять лидирующее место на этом рынке, компаниям требуется улучшить качество оказываемых услуг, повысить технико-экономические показатели. В свою очередь, рост этих показателей зависит от многих причин: квалификации работников компаний, используемых технологий, оснащения производственной базы. Нужно признать, на сегодняшний день российские компании работающие на рынке 10, 15 лет и более имеют ряд проблем, связанных с техническим оснащением. Парк оборудования зачастую является устаревшим, многие механизмы требуют модернизации и доработки, а некоторые и вовсе не подлежат никакому усовершенствованию. Обновить весь парк оборудования за короткий промежуток времени – задача трудновыполнимая даже для крупных компаний, а потому необходимо искать эффективные пути модернизации.

Модернизация средств механизации спуско-подъемных операций позволяет улучшить технико-экономические показатели бурения в целом.

В качестве объекта для модернизации был выбран автоматический буровой ключ АКБ-4. Автоматический буровой ключ АКБ-4 (в дальнейшем «ключ») предназначен для механизации и автоматизации процесса свинчивания и развинчивания бурильных труб с наружным диаметром от 108 мм до 216 мм и обсадных труб от 114 мм до 194 мм с контролем и автоматическим ограничением крутящего момента. Двухскоростная коробка передач обеспечивает два режима вращения бурильной трубы или обсадной колонны:

- 1-й режим (быстрый) с частотой вращения 22 об/мин обеспечивает момент на трубозажимном устройстве 5,5 кН·м;
- 2-й режим (медленный) с частотой вращения 1,5 об/мин обеспечивает момент на трубозажимном устройстве 72,5 кН·м.

Ключ хорошо зарекомендовал себя в производстве, однако, имеет один существенный недостаток. АКБ-4 стационарен относительно вертикальной оси, точность подгонки замка бурильной трубы относительно «челюсти» трубозахватного механизма ключа – ± 60 мм. Такая точность подгонки замка при СПО вынуждает бурильщика совершать неоднократные действия по подгонке замковой части бурильной трубы под «челюсти» ключа: включение и выключение шинно-пневматической муфты (ШПМ), открытие и закрытие клиновой подвески. Все это приводит к увеличению времени СПО, и в конечном итоге снижает эффективность работ.

Основная идея проекта модернизации заключается в том, чтобы дать автоматическому ключу буровому АКБ-4 свободу движения в вертикальной плоскости, что исключает дополнительные манипуляции по подгонке замковой части бурильной трубы относительно трубозахватного механизма.

Для исполнения подъемного механизма предполагается установка гидроцилиндров двойного действия. Изготовление и монтаж механизма подъема производится по следующей схеме.

Весь механизм монтируется на металлическом основании. К основанию приваривается труба длиной 70 см. Предусматривается установка дополнительных опор. Данная труба служит основой для телескопической стойки модернизированного ключа.

Гидроцилиндры крепятся к основанию, траверса сварными швами соединяется с горизонтальной поверхностью штоков гидроцилиндров и основной стойкой ключа (рис.).

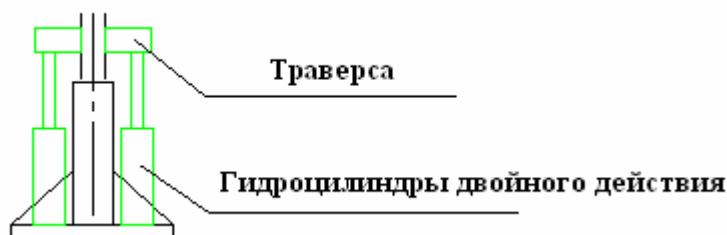


Рис. Принципиальная схема модернизации ключа АКБ-4

Таким образом, модернизация не предполагает изменения заводской конструкции исполнительного механизма ключа.

Помимо технологического эффекта, заключающегося в усовершенствовании парка оборудования, проект обладает и экономическим эффектом.

Конструкция позволяет избежать затрат времени на дополнительное ориентирование, следовательно, экономический эффект (ЭЭ) измеряется в стоимости сэкономленного времени:

$$\text{ЭЭ} = 5,91 \cdot 30000 = 177300 \text{ руб.},$$

где 30000 – это стоимость одного часа работы; 5,91 ч. – время, которое позволяет сэкономить модернизированный ключ при бурении 1 скважины.

По приблизительным расчетам, объем инвестиций на модернизацию одного ключа АКБ-4 составляет 170 тыс. руб.

Исходя из затрат на реализацию данного инвестиционного проекта в размере, можно сделать вывод, что реализация проекта окупается за первый же цикл строительства скважин, так как экономия средств от внедрения предложенного нами механизма в производство превышает объем инвестиций на 7300 руб.

Таким образом, реализация проекта не требует освоения сложных технологий, значительных объемов инвестиций, а срок окупаемости проекта составляет цикл строительства одной скважины, при этом проект обладает значительным экономическим и технологическим эффектом.