

Секция 9

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

МЕХАНИЗМЫ ВЛИЯНИЯ ЖИДКОСТИ НА РАЗРУШЕНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ВДАВЛИВАНИИ ИНДЕНТОРА

В.Д. Евсеев, профессор

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изменение твердости горных пород, происходящее в присутствии различных по природе жидкостей, практически всегда связывается с эффектом П.А. Ребиндера, т. е. с уменьшением удельной свободной поверхностной энергии (УСПЭ) разрушаемых минералов, входящих в состав горной породы, при физической адсорбции молекул жидкости на возникающих свежих поверхностях адгезионного или когезионного происхождения [1]. Такое понимание природы эффекта П.А. Ребиндера привело к появлению парадокса в бурении скважин: вносимый в воду химический реагент (понижитель твердости) может обеспечить в результате избирательной адсорбции значительное снижение твердости образца горной породы при лабораторном исследовании, но введение этого же реагента в буровой раствор на водной основе практически всегда не обеспечивает прироста механической скорости бурения. По нашему мнению, появление этого парадокса связано с неверной трактовкой природы эффекта П.А. Ребиндера при разрушении горных пород, минералов.

Механизм влияния жидкости на разрушение образца минерала, горной породы в значительной степени определяется напряженным состоянием, в котором находится образец. Если напряженное состояние обеспечивает развитие трещины нормального отрыва (расщепление слюды, например), то при проведении испытаний в присутствии жидкости правомерно связывать изменение прочности тела исключительно с эффектом П.А. Ребиндера. Совершенно иная ситуация возникает при разрушении образца горной породы вдавливанием в его поверхность индентора: при вдавливании цилиндрического индентора с плоским основанием под пятном контакта одновременно действует равнокомпонентное всестороннее сжатие, вызывающее изменение объема ядра сжатия, и девиаторная нагрузка, вызывающая изменение формы ядра.

Под действием девиаторной нагрузки происходит возникновение густой сети трещин нормального отрыва, развитие которых приводит к дроблению твердой компоненты горной породы в ядре сжатия, образованию в породе ячеистых структур-микроблоков, совершающих совместно с измельчаемой твердой компонентой породы трансляционные и ротационные движения, интенсивность развития которых зависит от величины зернограничного трения скольжения. Межзерновое скольжение сопровождается дроблением краевых частей движущихся минеральных зерен. Увеличение осевого усилия, вдавливающего индентор в горную породу, обеспечивает размалывание зёрен минералов и истирание их при проскальзывании с большим трением по новообразованным и существовавшим ранее, но сомкнувшимся трещинам. Размер частиц твердой компоненты горной породы под пятном контакта при росте осевого усилия постоянно уменьшается и это способствует увеличению коэффициента передачи давления от индентора на вмещающую ядро сжатия горную породу.

Гидростатическая составляющая напряженного состояния приводит к появлению объёмной деформации, которая может быть и обратной, если порода не является пористой, и необратимой, когда порода пористая. В последнем случае под индентором произойдёт уменьшение объёма ядра сжатия. При этом происходит разрушение адгезионных контактов между зёрнами минералов, разрушение самих минералов. Дальнейшее необратимое изменение объёмной деформации ядра происходит в результате перекомпоновки разрушенных минералов, цементирующего вещества и сжатия их. При больших осевых усилиях гидростатическая компонента напряженного состояния вызовет разрушение минералов и обусловит дальнейшее изменение объёмной деформации.

Возникающая в ядре под действием негидростатической компоненты напряженного состояния зона дилатансионного поведения горной породы является резко неоднородной: в нижней части ядра сжатия расположена область разрыхленной горной породы, а в верхней дилатансионное разрыхление породы в ядре ослабляется вплоть до его полного исчезновения и развития дилатансионного дробления породы с одновременным уплотнением и компактированием порошкообразного материала. Последнее способствует снижению передачи осевого усилия ядром сжатия на вмещающую горную породу.

При развитии такого разрушения механизмы влияния жидкости, находящейся в порах горной породы ядра сжатия, на разрушение при вдавливании индентора следующие:

1) уменьшение работы образования свежей поверхности с помощью эффекта П.А. Ребиндера при множественном развитии трещин нормального отрыва, т. е. измельчении твердой компоненты породы, и в зоне дилатансионного разрыхления горной породы и в зоне дилатансионного её уплотнения;

2) снижение зернограничного трения порошкообразного материала ядра в зоне дилатансионного уплотнения, препятствующего компактированию измельчаемой горной породы и приводящего к повышению её текучести в ядре из-за образования на поверхности порошкообразного материала адсорбционных слоев, обладающих большим сопротивлением сжатию и малым – сдвигу;

3) стимулирование снижения эффективных напряжений в ядре в результате роста порового давления использованием растворов, дисперсионная среда которых обладает малой величиной коэффициента сжимаемости.

Эффект П.А. Ребиндера – всего лишь один из возможных механизмов снижения твердости горных пород использованием жидкости. Но вклад этого слагаемого в снижение прочности может быть большой. Об этом свидетельствуют, например, результаты расщепления кристалла слюды в различных условиях: в присутствии воды работа расщепления снижается в 10 раз от значения, полученного в вакууме или в присутствии чистой неполярной жидкости [2].

Традиционное объяснение природы эффекта П.А. Ребиндера вызывает следующее возражение. Вывод об изменении прочности разрушаемых минералов вследствие снижения их УСПЭ был сделан, исходя из формулы Гриффита, связывающей прочность σ и УСПЭ γ_0 тела $\sigma = \sigma(\gamma_0/l)$, где l – длина трещины в теле (первичный дефект). Дальнейшие исследования показали, что в таком виде формула Гриффита неточна: рост трещины нормального отрыва в твердых телах сопровождается механическими потерями энергии (пластическая деформация в вершине трещины) $\gamma_{мп}$ и эта добавка определяет величину эффективной энергии разрушения $\gamma_{эфф} = \gamma_0 + \gamma_{мп}$ – важнейшую прочностную характеристику разрушаемого тела. Величина $\gamma_{эфф}$ у металлов, например, превосходит значение их УСПЭ в $10^2 - 10^4$ раз [3].

Долгое время оставался открытым вопрос о природе механических потерь энергии при разрушении хрупких диэлектрических минералов: было установлено, что величина $\gamma_{эфф}$ превосходит значение γ_0 минералов в 1,5–10 раз [3].

В [4] осуществлено модифицирование модели эффекта П.А. Ребиндера учетом явления «электризация свежей поверхности при разрушении»: разрушение минералов-диэлектриков сопровождается механическими потерями энергии электростатической природы $\gamma_{эл} = \gamma_{эл}(q_0, T, \tau, l)$, где q_0 – плотность электрических зарядов, появляющихся на сторонах растущей трещины, T, τ – время релаксации зарядов в разрушаемом диэлектрике и жидкости, проникающей в полость растущей трещины, соответственно. Прочность диэлектрика при данной величине первичного дефекта тем больше, чем больше $q_0 T, \tau$.

Появление избыточных электрических зарядов q_0 на сторонах растущих трещин при разрушении неорганических диэлектриков, обладающих величиной T , приводит к появлению релаксационного тока j_1 , т. е. появлению зависимости величины $\gamma_{эл}$ от отношения времени t действия механического усилия к T : при $t/T \ll 1$ электростатическая компонента работы разрушения увеличивает прочность тела до наибольшего значения, соответствующего величине q_0 (при данном l), если же выполняется условие $t/T \gg 1$, то вклад этой компоненты в величину прочности минимален.

Разрушение диэлектрика в присутствии жидкости может внести серьезные изменения в развитие релаксационных процессов в вершине трещины из-за появления релаксационного тока j_2 , текущего через жидкость, находящуюся в полости растущей трещины.

Влияние жидкости, проникающей в полость растущей трещины, на величину прочности возможно тогда, когда ток релаксации j_1 обеспечит длительное существование неравновесной составляющей эффективной энергии разрушения $\gamma_{эл}$, т. е. обеспечит относительное постоянство величины $q_0 = \max$ во времени. Так как величина T неорганических диэлектриков обеспечивается, главным образом, примесными ионами и, в частности, существенно зависит от способности диэлектрика к абсорбции воды, то способность диэлектрика к изменению прочности под влиянием жидкости, в присутствии которой происходит механическое нагружение тела, будет определяться величиной T . Для снижения тока j_1 необходимо уменьшать содержание влаги в испытываемых образцах (длительное выдерживание образцов над гигроскопическими веществами типа P_2O_5, H_2SO_4 в эксикаторе, либо высокотемпературное высушивание в вакууме). Несоблюдение этого условия приведет к снижению величины q_0 , т. е. к снижению чувствительности разрушаемого диэлектрика к влиянию жидкости.

В соответствии с наличием двух токов релаксации электрических зарядов, следует различать объемный и поверхностный эффекты П.А. Ребиндера. Объемный эффект П.А. Ребиндера – снижение величины $\gamma_{эл}$ и прочности диэлектрика в результате возрастания электропроводности разрушаемого диэлектрика при абсорбции молекул воды из воздуха, молекул жидкости, в присутствии которой происходит испытание, разрушаемым диэлектриком.

Поверхностный эффект – снижение прочности разрушаемого в присутствии жидкости неорганического диэлектрика в результате релаксации электрических зарядов через жидкость, проникающую в полость трещины нормального отрыва. Иными словами, поверхностный эффект П.А. Ребиндера – стремление механически нагруженной неравновесной системы диэлектрик-жидкость к равновесному состоянию с помощью жидкости. Время релаксации электрических зарядов, создаваемое жидкостью в полости растущей трещины нормального отрыва, является показателем способности жидкости изменять прочность диэлектрика: чем меньше τ , тем меньше и прочность диэлектрика («заземляющее» действие жидкости). Использование электропроводящей жидкости для снижения прочности диэлектрика тем эффективней, чем больше q_0 на свежей поверхности. Наоборот, с уменьшением q_0 влияние жидкости на облегчение разрушения будет снижаться. Один и тот же диэлектрик будет иметь различную чувствительность к действию на него жидкости, в присутствии которой происходит разрушение.

Оценка времени релаксации электрических зарядов, создаваемого жидкостью в полости растущей трещины, основанная на измерении относительной диэлектрической проницаемости и удельной объемной электропроводности жидкости представляет собой лишь приближение к тому значению τ , которое реально возникает в полости трещины и определяет развитие разрушения. Это связано с изменением свойств жидкости в полости трещины из-за а) растворения разрушаемого тела в жидкости, б) обменных процессов в полости трещины между жидкостью и диэлектриком, в) ориентирующего влияния на молекулы жидкости сближающихся сторон трещины, г) диссоциации загрязнений, находящихся в диэлектрике и жидкости.

Добиться выполнения условий равновесности разрушения $t \gg T, t \gg \tau$ практически невозможно, если разрушается диэлектрик, обладающий значительной величиной T (после термовакuumной тренировки образцов,

например). Если такой диэлектрик разрушается в присутствии жидкости, обладающий малой величиной τ , то такое разрушение будет квазиравновесным.

Вода является наиболее широко распространенным жидким загрязнением различных диэлектрических минералов и жидкостей, в которые она попадает непосредственно из воздуха. Это приводит и резкому увеличению электропроводности тел (порядки). Дополнительное снижение τ диэлектрической жидкости при проникновении в нее воды произойдет при наличии в жидкости твердых загрязнений в результате диссоциации молекул этих загрязнений. Например, насыщенные углеводороды в состоянии технической чистоты имеют электропроводность, равную $10^{-10} - 10^{-8}$ См/м, тогда как в состоянии наивысшей химической чистоты их электропроводность значительно меньше $10^{-18} - 10^{-17}$ См/м [5].

Значительная зависимость электропроводности неполярных жидкостей от их загрязненности означает, что и величина поверхностного эффекта П.А. Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков, обладающих большой величиной T , в присутствии неполярных жидкостей будет зависеть от чистоты последних: снижение прочности диэлектрика в присутствии неполярной жидкости тем меньше, чем меньше электропроводность этих жидкостей. Контроль содержания воды в неполярной жидкости, в присутствии которой происходит разрушение диэлектрика, как и контроль содержания воды в самом диэлектрике – является контролем влияния токов релаксации j_1, j_2 на изменение величины q_0 на свежей поверхности, т.е. на изменение прочности диэлектрика.

Оценка разупрочняющего действия жидкости по величине времени релаксации электрических зарядов, создаваемого ею в полости растущей трещины, позволяет определить условия, которые необходимо выполнять для исследования влияния жидкости на изменение прочности диэлектрических тел (условия корректности эксперимента):

а) очистка жидкости от инородных электролитических жидких и твердых загрязнений;

б) очистка диэлектрика (ликвидация капиллярной, гигроскопической влаги, удаление адсорбционного слоя с поверхности).

Выполнение условий корректности эксперимента перед определением твердости образца горной породы методом Л.А. Шрейнера в лабораторных условиях (в сухом воздухе) обеспечивает снижение тока j_1 и, как следствие, увеличение твердости горной породы до максимального значения H_L . Для максимального снижения твердости горной породы в присутствии жидкости с помощью поверхностного эффекта П.А. Ребиндера необходимо обеспечить достижение минимального значения времени релаксации электрических зарядов в жидкости, проникающей в полость растущих трещин в ядре сжатия под пятном контакта. В лабораторных исследованиях жидкостью, в присутствии которой определяется твердость горной породы, является дистиллированная вода и водные растворы ионогенных химических соединений. Характерной особенностью изменения электропроводности дистиллированной воды при росте концентрации вводимого в нее ионогенного соединения является значительное (порядки) возрастание электропроводности возникающих растворов уже при малых концентрациях вводимого ионогенного вещества. Это и обеспечивает снижение твердости горной породы.

На забое скважины условия для проявления поверхностного эффекта П.А. Ребиндера выглядят совсем иначе. На забое скважины условия корректности проведения эксперимента заведомо невыполнимы. В этих условиях даже при отсутствии бурового раствора максимальное значение твердости H_L горной породы будет уступать величине H_L . Этому способствует и увеличение тока релаксации j_1 и наличие тока j_2 , который обеспечивает вода, находящаяся в горной породе в ее естественном залегании. Начальное значение электропроводности буровых растворов формируется при их приготовлении, на ее величину оказывает влияние не только электролиты, но и различные химические реагенты, глина. Величина исходной минерализации определяет дальнейшее изменение электропроводности буровых растворов при добавлении в раствор компонент, введение которых диктуется технологическими особенностями, в т.ч. и понизителей твердости: для слабо- и средне-минерализованных растворов изменение электропроводности значительно, но при концентрации солей, превышающей 5 %, компонентный состав бурового раствора уже на его электропроводность «существенного влияния не оказывает» [6]. Иными словами, введение в буровой раствор реагентов – понизителей твердости, вызывавших резкое снижение τ при добавлении их в дистиллированную воду при проведении лабораторного исследования, может совершенно не изменить τ бурового раствора. Это является основной причиной практического отсутствия эффекта П.А. Ребиндера при бурении скважин.

Для максимального облегчения разрушения горной породы породоразрушающим инструментом на забое скважины и роста механической скорости бурения в буровой раствор на водной основе необходимо вводить такие реагенты, которые не только вызывают рост электропроводности раствора, но и стимулируют возникновение сдвиговой неустойчивости в ядре сжатия: уменьшают коэффициент сжимаемости дисперсионной среды бурового раствора, способствуют возникновению адсорбционных слоев на поверхности разрушающихся в ядре сжатия минералов, обладающих большим сопротивлением сжатию и малым – сдвигу. При этом нужно помнить, что стимулируя таким образом разрушение горной породы забоя скважины, мы одновременно провоцируем возникновение сдвиговой неустойчивости горных пород стенки скважины.

Литература

1. Ребиндер П.А. О влиянии изменений поверхностной энергии на спайность, твердость и другие свойства кристаллов // VI съезд русских физиков.- М.: Госиздат, 1928. – С.29.
2. Мецк М.С. Физика расщепления слюды. – Иркутск: Вост.Сиб.кн.изд-во, 1967. – 280 с.
3. Бартнев Г.М. Сверхпрочные и высокопрочные неорганические стекла. – М.: Стройиздат, 1974. – 240 с.
4. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков и электрокогезионные явления // Изв. высш. учеб. заведений. Сер. физика, 1985. – № 2. – С.29-35.

5. Адамчевский И. Электрическая проводимость жидких диэлектриков / Под ред. Г.С.Кучинского. – Л.: Энергия, 1972. – 295 с.
6. Давыдова Р.И., Дембицкий С.И. К оценке влияния компонентного состава промывочных жидкостей на ее электропроводность //Промывка и крепление скважин: Материалы межвуз. научно-тематич. конференции. – Уфа: Изд. Уфимс. нефт. ин-та, 1987. – С.30-33.

ТЕХНОЛОГИИ ОПТИМИЗАЦИИ ДОЛОТ PDC ДЛЯ УСЛОВИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (НА ПРИМЕРЕ КОМПАНИИ ХЬЮЗ КРИСТЕНСЕН)

И.А. Бебешко

Научный руководитель профессор В.Д. Евсеев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурение скважин и историю его развития в целом можно представить как развитие техники и технологий в этой отрасли, которые позволяют найти новые решения в цикле строительства скважин.

Совершенствованию подвергаются все технологические элементы, предназначенные для бурения и обеспечения процесса сооружения скважин, в том числе и буровые долота, в частности, долота Polycrystalline Diamond Compact (PDC). Нестандартные инженерные решения конструкторов и проектировщиков долот, прорывы в технологии создания материалов, а так же синтез более устойчивых к абразивному и ударному износу материалов, позволили долотам с режцами PDC бурить дольше и быстрее в различных горных породах.

В данной статье рассмотрены современные долота с режцами PDC и технологии повышения эффективности их применения, предлагаемые иностранной компанией для бурения нефтяных скважин на Самотлорском месторождении. Модернизации подвергаются все элементы конструкции долота, начиная вооружением и заканчивая дополнительными изменениями конфигурации корпуса.

Значительную разрушающую способность долоту придают алмазно-твердосплавные режцы (вооружение). Резец – это сложный элемент, в общем случае его можно представить как результат высокотемпературного спекания синтетической алмазной пластины и пластины карбид вольфрама, обладающей высокой износостойкостью (рис. 1) [1].

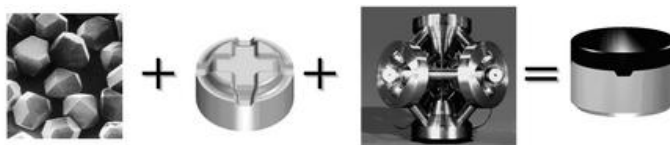


Рис. 1. Алмазно-твердосплавные режцы долот PDC

Длительность работы режца зависит от двух факторов: сопротивления ударным нагрузкам и износостойкости. Уровень сопротивления ударным нагрузкам зависит от состава алмазной пластины, карбид-вольфрамовой подложки и фаски кромки. Уровень износостойкости зависит от состава алмазной пластины и от геометрии: важны ее объем и высота. Комбинация этих параметров позволяет получить вооружение, применяемое в конкретных конструкциях долот.

Износ вооружения главным образом связан с вибрациями долота на забое. Развитие технологий, направленных на снижения вибрации долота, также является одним из приоритетных направлений в области разработки долот и находит отражение в изменениях их конструкции. Вибрация долота может быть вызвана как разрушением горной породы забоя, так и вибрацией колонны. Она оказывает негативное влияние на твердосплавное вооружение. При резании горной породы переменность по величине и нестабильность нагрузки режца быстро приводит к износу вооружения [2]. Компания Хьюз Кристенсен предлагает три конкретных решения, направленных на стабилизацию работы долота:

1. Балансировка низшего уровня – форма забоя с единичным перекрытием – спиралевидное расположение режцов.
2. Балансировка высшего уровня – форма забоя с единичным перекрытием – спиралевидное расположение режцов.
3. Балансировка низшего уровня – форма забоя с множественным перекрытием – спиралевидное расположение режцов.

Для защиты режцов от ударных нагрузок и снижения радиальных биений существуют и вторичные технологии стабилизации долот, главным образом нивелирующие разрушительное действие вибраций на долота с режцами PDC. К примеру, серия породоразрушающего оборудования Genesis для Западной Сибири в зависимости от конкретной конструкции (дизайна) имеет специальные модификации: успокоитель радиальных биений (LMM), износостойкие узлы, группы износостойких узлов и режцы BRUTE (рис. 2).

В настоящее время широкое использование компьютерного моделирования при проектировании и изготовлении долот с поликристаллическими алмазными режцами обеспечило производство систем нового поколения, которые позволили добиться резкого увеличения скорости проходки, повышенной износостойкости и большего срока службы. В математических моделях для моделирования нагрузок и поведения долот используются принадлежащие компаниям алгоритмы, чтобы обеспечить максимальные показатели работы долот.

Компьютерное моделирование динамики взаимодействия вооружения долот с резами PDC с горной породой делает возможным заказное проектирование долот под конкретные условия применения на месторождениях Западной Сибири. Средства проектирования используются совместно с трех- и четырехмерной графикой для моделирования резания, осевых и радиальных сил, действующих на поверхность вооружения долот. В результате этого моделирования разработчики получают данные об износе улучшенного вооружения долота. Износ режущего элемента зависит от силы резания, относительной скорости проходки, температуры, свойств материала, из которого изготовлен режущий элемент, и породы [3]. Предшествующие компьютерные модели позволяли оценить только фаску износа без учета ее ориентации, фактической толщины алмазного слоя, геометрии рабочей поверхности алмазного слоя, твердосплавной подложки и сопротивления абразивному износу [4]. В настоящее время большинство этих факторов принимается во внимание.

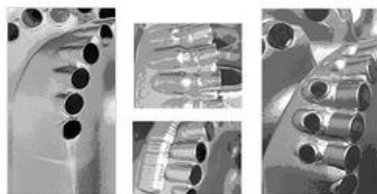


Рис. 2. Вторичные механизмы стабилизации

Переходя к конкретным конструкциям долот, отметим, что все эти долота изготавливались специально для применения в Западной Сибири. За годы работы было испытано и отработано множество дизайнов, но четыре конструкции долот диаметром 215,9 мм, которые показали различные результаты (HCM504ZX N5303, HCM505Z N4044, HCM505Z N4273, HCM504ZX N4368).

Долото конструкции N4044 при испытаниях показало средние механические скорости бурения порядка 24,0–25,5 м/ч, отсутствие проблем с образованием сальников. Возникли проблемы с управляемостью долота при наборе зенитного угла, близкого к 90°, и обнаружилось значительное повреждение при разбурировании цементного стакана и башмака. Параллельно с этим долотом разрабатывалось долото N4273 с увеличенной зоной межлопастного пространства. При испытаниях этого долота обнаружилось схожие проблемы с управляемостью и износом. Средняя механическая скорость составила 23,3–29,0 м/ч, отсутствовали проблемы с сальникообразованием.

Текущие конструкции долот N4368 показывают средние механические скорости в диапазоне 21,9–23,0 м/ч, не имеют значительных проблем с управляемостью, но возникают трудности, связанные с образованием сальника на долоте и подвисаниями компоновки. Для нивелирования данных осложнений было предложено несколько решений для будущих дизайнов долот с резами PDC:

- пересмотреть компьютерное моделирование потоков бурового раствора вокруг долота;
- изменить глубину посадки резцов и угол их установки относительно лопасти;
- установить твердосплавные вставки по конусу долота для снижения его агрессивности;
- установить согласно новым стандартам компании новые резы поддержки;
- использовать запатентованное полимерное покрытие, предотвращающее образование сальника.

Таким образом, новое долото – новое инженерное решение, требующее тщательного анализа результатов предыдущих испытаний и применения теоретических знаний о технологиях производства и создании долот с резами PDC на практике.

Выпускаемые современные буровые долота постоянно совершенствуются и подвергаются модернизации в целях обеспечения конкурентоспособности. Принимаемые инженерные решения, предназначенные для ликвидации проблем, связанных с эксплуатацией долот, далеко не последние и абсолютно верные. Поиск новых, перспективных конструкторских идей – это работа современных инженеров, требующая новых нестандартных подходов.

Литература

1. Йенсен К. Алмазные режущие элементы: усовершенствование в бурении//Нефтегазовые технологии. Нефть мира, 2005. – № 6. – С. 29 – 30.
2. Лорд Р. Изготовление буровых долот в соответствии с активностью компаний-операторов//Нефтегазовые технологии. Нефть мира, 2007. – № 3. – С. 33 – 40.
3. Лорд Р. Новые достижения в технологии производства буровых долот // Нефтегазовые технологии. World Oil, 2006. – № 3. – С. 44 – 49.
4. Моцохейн Б. Усовершенствованные конструкции буровых долот//Нефтегазовые технологии. Нефть мира, 2005. – № 3. – С. 34 – 40.

ПРОБЛЕМА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ГЛИНОПОРОШКОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В.А. Геворгян

Научный руководитель профессор В.Д. Евсеев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Промывочные жидкости, используемые при бурении нефтяных и газовых скважин, представляют собой сложные, многокомпонентные дисперсные системы на водной основе. В большинстве своем это глинистые суспензии, технологические свойства которых определяются дисперсностью глинистых минералов, входящих в состав природных глин.

Уже достаточно давно в практике бурения не применяют комовые глины из карьеров, так как они не удовлетворяют требованиям, необходимым для получения высококачественных буровых растворов. Применение глинопоршков имеет ряд преимуществ по сравнению с использованием комовой глины:

- приготовление бурового раствора из глинопоршков требует меньше времени, раствор получается высокого качества;
- диспергирование мелких частиц происходит быстрее и полнее, чем крупных;
- транспортировка глинопоршков, особенно на далекие расстояния, обходится дешевле;
- применение глинопоршков позволяет автоматизировать процесс приготовления бурового раствора на буровой;
- высокое качество бентонитовых порошков обеспечивает получение растворов с малым содержанием твердой фазы.

Опыт показывает, что с увеличением содержания твердой фазы в буровом растворе резко ухудшаются технико-экономические показатели бурения за счет снижения скорости проходки, роста износа долот, перерасхода дорогостоящих химреагентов и т. д. В мировой практике используют преимущественно малоглинистые растворы с содержанием твердой фазы не более 6 %, что соответствует выходу раствора 16 м³/т.

Глины, как материалы для приготовления буровых растворов, можно разделить на три вида:

- 1) бентонитовые, состоящие из минералов группы монтмориллонита;
- 2) гидрослюдистые, содержащие минералы группы каолина, гидрослюды и примеси частиц почвы;
- 3) палыгорскитовые, состоящие из водных силикатов алюминия и магния.

Наиболее пригодными глинами для производства глинопоршков являются бентониты, содержащие в своем составе не менее 70 % монтмориллонита. Монтмориллонит обладает высокими катионообменными и адсорбционными свойствами. Лучшими технологическими свойствами обладают бентониты, монтмориллонит которых содержит преимущественно обменные катионы натрия. В России наиболее часто встречаются месторождения глин с содержанием монтмориллонита 30–60 %, которые ошибочно называют бентонитом. Практически все российские бентониты кальциево-магниевые. Повышение качества таких бентонитов, содержащих не менее 70 % монтмориллонита, производят модификацией различными химреагентами.

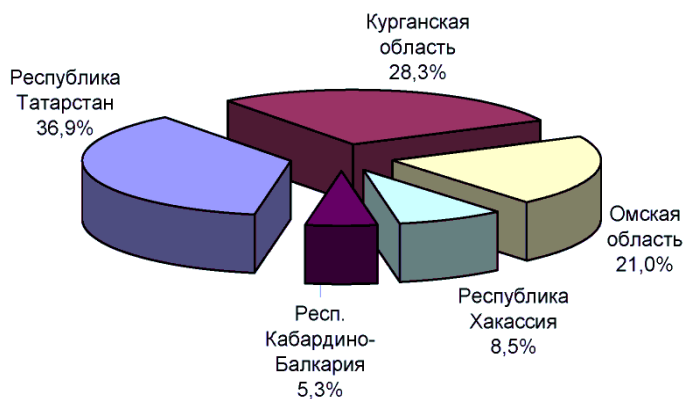


Рис. 1. Распределение запасов бентонитовых глин по регионам России

Мировые запасы бентонита превышают 5,5 млрд т, из них около 44 % приходится на Китай, около 15 % – на США, около 7 % – на Турцию. Большинство месторождений во всех странах содержат щелочноземельные (гидрослюдистые) бентониты, в то время как высококачественные щелочные бентониты имеют ограниченное распространение и сосредоточены в месторождениях вулканогенно-осадочного и гидротермально-метасоматического геолого-промышленного типов. Наиболее крупными запасами щелочных бентонитов обладают США, Турция, Азербайджан. Следует отметить, что ежегодный объем добычи бентонитовых глин на протяжении последних лет достаточно стабилен и составляет немногим больше 10 млн т. При этом около 38 % от общего объема добычи приходится на США. Второе и третье места по объемам добычи занимают Греция (9 %) и Турция (6 %).

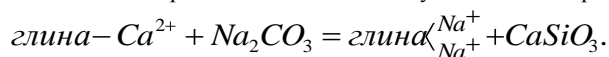
Запасы бентонитовых глин в России, учитываемые Государственным балансом полезных ископаемых Российской Федерации «Глины бентонитовые», в настоящее время составляют 97,1 млн тонн по категориям А+В+С₁

и 29,9 млн т по категории C_2 . Запасы учтены по 9 месторождениям, пять из которых в настоящее время разрабатываются, два месторождения подготавливаются к разработке и 2 месторождения находятся в государственном резерве.

Распределение запасов бентонитовых глин, учтенных государственным балансом, по регионам представлено на рис. 1.

По данным на 2007 г. потребности буровых предприятий России в высококачественных глинопорошках составляло 500–700 тыс. т, а реальные суммарные объёмы производства не превышают 50–60 тыс. т. При этом высококачественную продукцию с выходом бурового раствора 16–20 м³/т выпускают несколько предприятий, в том числе ОАО «Хакасский бентонит» (около 20 тыс. т). Основными поставщиками отечественного сырья для бентонитовых глинопорошков для буровых растворов являются месторождения Десятый Хутор (Республика Хакасия); Березовское, Биклянское (Республика Татарстан); Ижбердинское (Оренбургская область) и др. Во всех этих месторождениях добывают кальциево-магниевого бентониты с содержанием монтмориллонита 50–70 %.

Отечественные исследования последних лет и мировая практика показали, что применение специальных способов модифицирования с использованием химических реагентов позволяет получать из щелочноземельных бентонитов глинопорошки высокого качества. Для повышения качества глинопорошков (увеличения выхода раствора) наиболее широкое применение получила кальцинированная сода, благодаря которой происходит частичное замещение двухвалентных ионов обменного комплекса бентонита ионами натрия. При этом Ca^{2+} переходит в состав трудно растворимого карбоната кальция ($CaCO_3$). Обработкой кальцинированной содой можно увеличить выход раствора из гидрослюдистых глин до 30 %. Причем такой результат достигается вводом Na_2CO_3 при помолу глины. Добавка соды непосредственно в глинистый раствор менее эффективна. Кроме того, обработка бурового раствора содой приводит к увеличению pH раствора, что негативно отражается на устойчивости стенок ствола скважины и вызывает наработку мелкодисперсного шлама, ухудшающего реологические свойства бурового раствора. Значительные расходы соды приводят к повышению затрат на бурение скважины, не говоря уже о том, что работы со щелочью требуют специальных мер безопасности для обслуживающего персонала [3].



Зарубежные производители глинопорошков (Китай, США, Франция, Германия, и др.) в основном используют месторождения глин с высоким содержанием натриевого монтмориллонита (до 95 %). Такие высококачественные глинопорошки модифицируются до максимально высокого качества. Внедряя новейшие технологии и технику, зарубежные производители бентонитовых глинопорошков занимают на 90 % российский рынок потребителей бентонитов. Многие отечественные буровые компании давно используют дорогостоящую зарубежную продукцию. В сложившейся ситуации отечественным производителям очень сложно конкурировать, хотя стоимость отечественной продукции намного ниже. Выходом для отечественных производителей может послужить внедрение новых технологий в производство глинопорошков. Многие российские исследователи, работающие в области создания буровых растворов, предлагают различные технологии для повышения качества глинопорошков. Исследования показали, что наиболее эффективным является механоактивация глинистых частиц, не только при производстве глинопорошков, но и в уже приготовленном буровом растворе. В [2] предлагается технология получения высококачественных глинопорошков из щелочноземельных бентонитовых глин путем механохимической активации. Механоактивационные процессы, сопровождающие измельчение глинистого сырья с химическими реагентами в вибромельницах, повышают дисперсность глинистых частиц. Высокие внешние механические воздействия при активации в вибромельнице возникают за счет давления, сил трения, пластических деформаций, приводящих к разрыву химических связей и образованию дефектов структуре. При этом происходит более полное и эффективное взаимодействие глины с химическими реагентами и, соответственно, существенно улучшаются технические параметры. Другие исследователи предлагают электрохимическую активацию бурового раствора [1]. Электрохимическая активация бурового раствора направлена в основном на изменение активности ионов, находящихся в дисперсионной среде бурового раствора, изменение энергии их взаимодействия между собой, а также между другими частицами и фазами дисперсной системы, что обеспечивает при минимальном расходе энергии, направленной на сдвиг термодинамического (химического) равновесия, получить нужный технологический эффект.

Основываясь на вышесказанном, можно заключить, что наиболее эффективным будет применение комплексной обработки глинистых частиц в уже приготовленном буровом растворе. При комплексной обработке есть возможность регулирования параметрами бурового раствора. На кафедре бурения скважин ТПУ разработан экспериментальный стенд гидромеханического диспергатора, который за счет достижения кавитационного режима течения обрабатываемой среды, позволяет улучшать параметры бурового раствора. Внедрение диспергатора в технологическую схему приготовления буровых растворов из отечественных глин требует определенных дополнительных затрат на процесс приготовления. Однако при его применении увеличится качество бурового раствора, а это, в свою очередь, ведет к снижению затрат на приобретение импортных аналогов. Гидромеханический диспергатор производит не только механоактивацию глинистых частиц и измельчение твердой фазы бурового раствора, а так же за счет процессов интенсивного перемешивания и массообмена в полостях диспергатора будет более полно и интенсивнее происходить реакция химических реагентов при обработке бурового раствора с целью придания ему необходимых свойств. Следовательно, за счет полноты реакции можно снижать концентрацию химических реагентов, что, бесспорно, даст экономический эффект, но так же положительно скажется на экологическом состоянии процесса сооружения скважин.

Литература

1. Мязитов К.У., Герасимов В.А. Применение эха-технологий при бурении сверхглубоких скважин // Бурение сверхглубоких и глубоких параметрических скважин. Состояние технологии бурения, комплексных исследований и основные направления повышения эффективности: Всероссийское совещание. – Ярославль, 2001.
2. Трофимова Ф., Лыгина Т., Власов В., Проблемы производства в России глинопорошков для буровых растворов // Бурение и нефть. – М., 2006. – № 12.
3. Федосов Д.В., Симонова Л.С. Поведение глины при длительном увлажнении // Образование, наука, производство: III Междун. конф. – Воронеж, 2006.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ СТАНДАРТОВ В ОБЛАСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Г.А. Дашковский

Научный руководитель старший преподаватель Л.Н. Нечаева
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современное состояние нефтегазовой отрасли России характеризуется присутствием значительного числа недропользователей. По образующей компании российские недропользователи подразделяются на отечественных и зарубежных, к числу последних следует отнести многонациональные (МНК) и транснациональные нефтяные компании (ТНК).

При проведении работ на территории Российской Федерации МНК и ТНК обязаны следовать нормативным документам и правилам безопасности как на этапе проектирования скважины, так и на этапе ее строительства. Отклонение от правил утверждается территориальным органом Ростехнадзора для каждой конкретной скважины. В результате растет число скважин, спроектированных и пробуренных по зарубежным стандартам, которые, с одной стороны, не учитывают специфики проведения буровых работ для конкретного региона (районы Крайнего Севера, шельфы северных морей), с другой стороны, потенциально могут привести в уже действующие на территории РФ нормативные документы и ГОСТы значительные улучшения, отражающие использование новейших технологий в области бурения и заканчивания скважин. В этой связи актуальным становится вопрос исследования специфик отдельно взятых стандартов и нормативных документов, как отечественных, так и зарубежных, с целью привнесения в международные стандарты ISO элементов, учитывающих условия и опыт проведения буровых работ на территории Российской Федерации. Возможность дополнения отечественных стандартов также немаловажна, поскольку такой подход позволяет снизить затраты на строительство сложных скважин, упростить конструкцию скважины без ущерба ее надежности. В данной работе производится анализ стандартов, регламентирующих выбор коэффициента запаса прочности для талевого каната, и подход к определению допустимого износа буровых труб в буровой колонне.

В зарубежной практике бурения выбор коэффициента запаса прочности талевого каната устанавливается каждой конкретной нефтяной компанией самостоятельно, основываясь на опыте ведения буровых работ. При этом минимальными требованиями считаются требования рекомендации API RP 9B. Коэффициент запаса прочности талевого каната, согласно рекомендации API RP 9B, находится по формуле:

$$f = \frac{T_{\max}}{T_{\text{ход}}}, \quad (1)$$

где T_{\max} – максимально допустимое растягивающее усилие каната определенного диаметра и типа, $T_{\text{ход}}$ – натяжение ходовой ветви талевого каната. Рекомендацией устанавливаются различные коэффициенты запаса прочности талевого каната в зависимости от операции: бурение (нормальный режим) – 3; подъем и опускание мачты буровой установки во время монтажа/демонтажа – 2,5; спуск обсадной колонны – 2; ловильные работы – 2 [1].

Таблица 1

Минимальные значения коэффициентов использования канатов Z_p

Группа классификации механизма по ИСО 4301/1	Подвижные канаты	Неподвижные канаты
	Z_p	
M5	4,50	4,00
M6	5,60	4,50
M7	7,10	5,00
M8	9,00	5,00

Согласно Правилам Безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03), выбор талевого каната должен осуществляться согласно «Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» (ПБ 10-382-00) [2]. Пункт 2.7.8. ПБ 10-382-00 регламентирует проверку талевых канатов при проектировании и перед установкой расчетом по следующей формуле:

$$F_0 \geq Z_p \cdot S, \quad (2)$$

где F_0 – разрывное усилие каната (Н), принимаемое по сертификату (свидетельству об их испытании); Z_p – минимальный коэффициент использования каната (коэффициент запаса прочности), определяемый по табл. 1 в зависимости от группы классификации механизма по ИСО 4301/1; S – наибольшее натяжение ветви каната (Н), указанное в паспорте крана [3].

В соответствии с ИСО 4301/1, талевая система буровой установки подпадает под группу классификации М7. Принимая значение Z_p для подвижного каната, находим, что минимальный коэффициент использования талевого каната равен 7.1. Из формулы (2) следует, что коэффициент Z_p в ПБ 10-382-00 выполняет ту же функцию, что и коэффициент запаса прочности f стандарта API RP 9B. Сравнение коэффициентов запаса прочности показывает, что несмотря на единый подход к его вычислению, минимальное значение коэффициента запаса прочности для зарубежных компаний отличается от используемого в российских компаниях в 2.37 раза. Низкий коэффициент запаса прочности позволяет использовать более дешевые талевые канаты, но также повышает вероятность аварий связанных с его обрывом талевого каната при несоблюдении режима нагрузок и программы перетяжки. Такое различие между отечественными и зарубежными стандартами является весьма значительным. Существуют также и стандарты, где это различие проявляется в меньшей степени, отражая специфику его применения в конкретной стране, регионе. Примером таких стандартов служат нормативные документы регламентирующие классификацию износа буровых труб.

Рекомендацией API RP 7G для любого номинального диаметра буровых труб, любого веса и группы прочности стали установлена следующая классификация износа (табл. 2) [4].

Таблица 2

Классификация износа буровых труб согласно API RP 7G

Вид дефекта	Класс труб	
	Премиум	II
НАРУЖНОЕ СОСТОЯНИЕ		
А. Износ по наружному диаметру	Остаточная толщина стенки не менее 80 %	Остаточная толщина стенки не менее 70 %
В. Вмятины	Не более 3 % диаметра	Не более 4 % от диаметра
С. Механические повреждения в зоне контакта с клиньями	Изменение диаметра не более 3 % Глубина зазубрин не более 10 % средней толщины стенки	Изменение диаметра не более 4 % Глубина зазубрин не более 20 % средней толщины стенки
Д. Изменение диаметра вследствие напряжений: - растяжения - сжатия	Уменьшение диаметра не более 3 % Увеличение диаметра не более 3 %	Уменьшение диаметра не более 4 % Увеличение диаметра не более 4 %
Е. Коррозия, надрезы и зарубки: - коррозия - надрезы и зарубки: продольные поперечные	Остаточная толщина стенки не менее 80 %	Остаточная толщина стенки не менее 70 % Остаточная толщина стенки не менее 70 % Остаточная толщина стенки не менее 80 %
Ф. Трещины	нет	нет
ВНУТРЕННЕЕ СОСТОЯНИЕ		
А. Точечная коррозия	Остаточная толщина стенки не менее 80 %	Остаточная толщина стенки не менее 70 %
В. Эрозия и износ стенки трубы	Остаточная толщина стенки не менее 80 %	Остаточная толщина стенки не менее 70 %
С. Трещины	нет	нет

Отечественные предприятия для определения состава индивидуального набора, расчета количественного и качественного состава парка буровых труб для основных и вспомогательных работ, а также для расчета потребности в буровых трубах на замену изношенных и для пополнения парка труб пользуются руководящим документом РД 39-2-448-80. Документ РД 39-1-456-80 устанавливает порядок и критерии отбраковки труб и оценки их износа - в зависимости от фактического износа в процессе эксплуатации и изменения геометрических размеров трубы из I-го (нового) переводят во II и III классы. Буровые трубы списываются по фактическому их состоянию на основании результатов осмотра, дефектоскопии и инструментальных измерений. В руководящем документе приводится таблица, аналогичная таблице 2 рекомендации API RP 7G. Критерии соответствия труб «Премиум» классу также аналогичны. Для труб II класса остаточная толщина стенки для всех типов износа, за исключением поперечных надрезов, снижена до 65 %; изменение диаметра труб вследствие растягивающих и сжимающих усилий увеличено по сравнению с API RP 7G до 5 %, что позволяет эксплуатировать комплект бурового инструмента

большее время [5]. Отличительной особенностью РД 39-1-456-80 является то, что этот руководящий документ помимо описанных в таблице 2 критериев износа, учитывает возможность эксцентричного износа буровых труб, как следствие дает более полную оценку фактического износа.

Проведенный в работе сравнительный анализ указывает на возможность дополнения международных стандартов ISO элементами нормативных документов РФ в области бурения скважин, а также корректировки современных российских стандартов с учетом новейших достижений техники.

Литература

1. Recommended Practice on Application, Care, and Use of Wire Rope for Oilfield Service, API RECOMMENDED PRACTICE 9B ELEVENTH EDITION, AUGUST 2002.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: ПБ 08-624-03. – М.: Госгортехнадзор России, ПИО ОБТ, 2003. – 299 с.
3. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов: ПБ 10-382-00/Под редакцией Котельникова В.С. – М.: Госгортехнадзор России, ПИО ОБТ, 2000. – 266с.
4. Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits, API RECOMMENDED PRACTICE 7G SIXTEENTH EDITION, AUGUST 1998.
5. Инструкция по учету работы и списанию буровых, обсадных и насосно-компрессорных труб (РД 39-1-456-80), Куйбышев: ВНИИТнефть, 1981.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

А.В. Епихин

Научный руководитель доцент В.И. Рязанов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Частую компании, занимающиеся бурением, не желают тратить финансовые активы на усовершенствование систем очистки бурового раствора для каждого отдельного месторождения, объясняя это тем, что это не практично. Но, как показывает практика, скупость в данном случае приносит немалые убытки при бурении каждой отдельной скважины и повышает опасность получения травм рабочими.

Основными обязанностями помощника бурильщика пятого разряда является работа в ЦСГО (цех сброса грубых отходов) и контроль исправной циркуляции бурового раствора. Помощник бурильщика должен справляться с этими обязанностями, а также вести вспомогательные работы на роторном столе и помогать в приготовлении промывочной жидкости инженеру по растворам. Эти обязанности выполнять иной раз весьма затруднительно, а иногда и вообще невозможно. Это обусловлено нерациональным расположением оборудования в циркуляционном блоке, а также несовершенством взаимодействия между собой агрегатов разных ступеней очистки. Актуальность этой проблемы заключается и в том, что в последнее время все предприятия, занимающиеся буровыми работами, переходят на новый уровень культуры производства. Следовательно, проектирование новой циркуляционной системы для конкретных условий бурения приведет к улучшению условий труда, повышению работоспособности персонала, эффективности производства, а также уменьшению временных затрат.

В данной научной работе проведен анализ эффективности работы циркуляционной системы, используемой на Шингинском месторождении, и выявлены её основные недостатки:

1. Большие габаритные размеры (неудобство перемещения, нерациональность).
2. Неудобное расположение ступеней системы очистки бурового раствора (вибрационные сита, илоотделитель, пескоотделитель, дегазатор, центрифуга).
3. Неудачное расположение пультов управления шламовыми насосами и ступенями системы очистки бурового раствора.
4. Различные блоки системы расположены на различных уровнях высоты относительно уровня пола, что затрудняет передвижение. Во время бурения все части циркуляционной системы находятся во влажном состоянии, которое делает металлическую поверхность весьма скользкой, что, естественно, повышает опасность получения травмы.
5. На каждой емкости для приготовления раствора устанавливаются по два перемешивателя, а также один перемешиватель устанавливается в емкости для приготовления утяжеленного бурового раствора. Геометрия данных емкостей (прямоугольник), приводит к тому, что в углах емкостей накапливаются наносы либо вообще не использованного (сухого) бентонита, либо твердой фазы бурового раствора. Порой данные наносы могут составлять до 1 метра в высоту (в целом на одной скважине глубиной 3000 м обычными считаются потери сухого бентонита весом до 500 кг). Это говорит о незапланированных потерях утяжеляющего материала бурового раствора, что приводит к уменьшению удельного веса промывочной жидкости, увеличению расхода контролирующих химических реагентов. Поскольку химические реагенты имеют высокую стоимость, то некорректная геометрия емкостей для приготовления бурового раствора приводит к существенным материальным затратам.
6. Вся трубная обвязка между мерниками, шламовыми насосами и средствами очистки имеет одинаковый цвет, а также расположена на уровне ног работающих людей. Это приводит к повышенной опасности получения травмы. Однотонность трубной обвязки повышает опасность ошибки при перекачке раствора из одной емкости в другую.
7. В данной циркуляционной системе вибрационные сита расположены так, что для прохода между ними нужно сначала спуститься, а затем подняться по лестницам, что весьма нерационально.

8. Пульты управления шламовыми насосами, перемешивателями и средствами очистки бурового раствора расположены в разных частях циркуляционной системы, что зачастую приводит к лишним затратам времени, а также неудобствам работы помощника бурильщика пятого разряда.

9. Проблематичные ситуации возникают при использовании шламовых насосов. Когда подача раствора в скважину максимальная один насос не справляется с поступающим количеством жидкости, а при включении двух насосов уровень жидкости в емкости резко падает. Это может привести к тому, что насос начнет всасывать воздух и, как следствие, растёт вероятность поломки двигателя.

10. На качестве работы сказывается также некачественная система очистки вибрационных сит от накапливающегося шлама. При использовании шланга с малой подачей и при большом количестве шлама вибрационные сита забиваются, это приводит к потерям промывочной жидкости, а использование шланга с большой подачей (брандспойта) не представляется возможным, так как он имеет высокий напор и приходится прикладывать большие физические усилия, чтобы работать с данным агрегатом. Сказывается отсутствие специальных устройств для очистки вибрационных сит.

11. Одним из существенных минусов является отсутствие связи с роторным столом.

В процессе исследования работы используемой циркуляционной системы было выявлено множество недостатков, которые предлагается устранить проведением комплекса мероприятий. Предполагается изменить форму основных емкостей для приготовления бурового раствора, а также поменять расположение ступеней системы очистки, чтобы они находились в наиболее удобном положении для помощника бурильщика.

Для уменьшения габаритов циркуляционной системы следует изменить форму емкостей для приготовления бурового раствора с параллелепипеда на цилиндр. Увеличение высоты мерника на 0,5 м и при выборе диаметра основания цилиндра равным 4,15 м проектируется емкость с меньшей площадью и тем же объемом. В данном случае можно использовать только один перемешиватель для каждого мерника, но следует учесть увеличение длины лопастей и мощности электродвигателя для данного агрегата. Подобная форма емкости помимо уменьшения занимаемой площади дает еще одно преимущество: поскольку у емкости нет углов, значит и больших наносов твердой фазы бурового раствора не будет, что приведет к повышению эффективности производства. Также в виде цилиндра предполагается изготовить и емкость для приготовления утяжеленного бурового раствора (высота – 1,2 м и радиус основания – 2,3 м). В данном агрегате также предполагается использование перемешивателя с увеличенными лопастями и повышенной мощностью насоса.

Размеры емкости для приема раствора после очистки вибрационными ситами несколько изменяются. Данную емкость следует располагать на опорах высотой 1,8 – 2 м относительно пола, чтобы обеспечить нахождение на одном уровне высоты с емкостями для приготовления бурового раствора.

Неудачное расположение пультов управления агрегатами циркуляционной системы следует решить следующим образом: скомбинировать все пульты управления в один стенд и расположить его рядом с рабочим местом помощника бурильщика.

Для повышения эффективности работы следует покрасить каждый мерник и агрегат (если они не покрашены) в отдельный цвет, а трубную обвязку между агрегатами и мерниками покрасить в полоску относительно тех агрегатов, которые она соединяет. К примеру, если труба соединяет первый мерник (желтый) и второй мерник (красный), то её следует покрасить чередованием поперечных полос желтого и красного цветов. Если подача по трубе осуществляется только в одном направлении, следует указать направление подачи жидкости стрелкой.

Поскольку обвязка будет располагаться на уровне ног рабочих, следует сделать поверх нее сплошной пол на опорах из решетки, чтобы была возможность видеть цвет труб и направление движения потока. Из под сетки следует вывести только вентили для управления задвижками в трубах и оставить отверстия для доступа в мерники.

Для повышения качества очистки вибрационных сит следует установить на полу циркуляционной системы мобильную подставку с шарниром для каждого вибрационного сита, который будет давать возможность ей вращаться. Данное приспособление должно иметь крепление для брандспойта.

Помимо установленной контрольно-измерительной аппаратуры (уровнемеры в емкостях для приготовления бурового раствора) следует установить датчики уровня и в емкость для бурового раствора, очищенного на вибрационных ситах. При повышении уровня в емкости до критической отметки данный датчик посредством звукового сигнала будет сообщать помощнику бурильщика о сложившейся ситуации. При этом будет возможность переводить его работу в автоматический режим: при достижении определенного уровня будет включаться первый, а затем второй насос. При падении уровня жидкости в емкости будут выключаться насосы, чтобы обезопасить двигатель от перегорания.

Также непосредственно на рабочем месте помощника бурильщика пятого разряда (третий) необходимо установить громкую связь с роторным столом, что позволит эффективно координировать действия буровой бригады.

В работе проведен анализ недостатков применяемых циркуляционных систем, а также предложено альтернативное решение по их совершенствованию. Необходимо отметить, что решение данной проблемы в последние годы становится все более актуальным, так как не только эффективное разрушение горной породы долотом и использование качественного бурового раствора влияют на скорость бурения. Любая неисправность в циркуляционной системе может привести к весьма нежелательным и даже аварийным последствиям. В продолжении данной работы предполагается запроектировать циркуляционные системы для бурения с использованием шламовых амбаров, для безамбарного бурения и для подземного ремонта скважин, в частности для резки боковых стволов. Следует обратить внимание на то, что новая циркуляционная система должна отвечать многим требованиям – экономичность, эффективность, надежность и так далее. Только в этом случае она сможет составить конкуренцию старым моделям и потеснить их с рынка.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ЯВЛЕНИЙ НА КОНТАКТЕ
«БУРОВОЕ ДОЛОТО – ГОРНАЯ ПОРОДА»****А.В. Епихин, К.В. Карнеев****Научный руководитель доцент М.А. Самохвалов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Объектом наших исследований являются электромагнитные явления при разрушении горных пород бурением, а именно исследование влияния нефтенасыщенности песчаников на электрические токи, возникающие при бурении скважин. На наш взгляд, эта тема весьма актуальна и может вызвать интерес в широких научных кругах. Значительные финансовые средства и время тратятся для точного определения момента внедрения породоразрушающего инструмента в продуктивный пласт. Различные погрешности в определении этого момента существенно сказываются на процессе бурения и на достигнутых результатах. Если бы при бурении мы могли точно определить момент входа в продуктивный пласт, то это существенно сократило бы расходы на данном этапе, а также увеличило скорость бурения.

Основной целью исследований является разработка методики контроля разрушения горных пород бурением путем записи и анализа токов, протекающих через бурильную колонну с границы раздела: буровой инструмент – порода.

Для проведения лабораторного исследования электрических токов нами был совершен переход на новую и более совершенную лабораторную буровую установку на базе сверлильного станка. Она позволит максимально приблизить исследования к реальным условиям бурения. В данной работе будет дано описание новой установки и рассмотрены её основные преимущества.

Изначально исследования велись на станке СКБ-5 с алмазной буровой головкой. Затем, для ускорения и упрощения экспериментов, был совершен переход на установку, в которой разрушение горных пород велось с помощью алмазных дисков. Основным недостатком этих установок была невозможность записи постоянной составляющей электрических токов с границы раздела горная порода – породоразрушающий инструмент (ПРИ). Кроме того, при работе на этих установках нельзя было регулировать и контролировать интенсивность промывки забоя. Новая установка даёт возможность записывать не только импульсные токи, но и постоянную составляющую токов, регулировать и контролировать подачу промывочной жидкости, осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент, его частоту вращения. Таким образом, мы получаем возможность изменять параметры режима бурения и контролировать токи в широком диапазоне частот, что существенно расширяет круг исследований. Следует привести состав данной экспериментальной буровой установки:

- вращатель на базе сверлильного станка;
- циркуляционная система;
- система подачи осевой нагрузки на ПРИ;
- контрольно-измерительные приборы.

Буровая установка смонтирована на базе вертикально-сверлильного станка типа ГС2112, привод которой осуществляется с помощью электродвигателя (более мощного, чем на базовых моделях). Электродвигатель постоянного тока подключен к электросети через два выпрямителя, которые позволяют подавать ток и напряжение различной величины на основную обмотку и обмотку возбуждения, что дает возможность регулировать частоту вращения долота и мощность двигателя. Патрон со сверлом заменен на специальное устройство для установки сменных ПРИ. Мы имеем целый комплект ПРИ: шарошечные, алмазные буровые головки и долота. Прототип вертлюга на устройстве закрепления ПРИ буровым рукавом подсоединён к насосу. Шлам и отработанная промывочная жидкость самотеком направляются в бочку-отстойник циркуляционной системы. Устройство, служившее на базовой модели для ручной подачи осевой нагрузки, на данной установке модернизировано в систему полуавтоматической приложения регулируемой осевой нагрузки. Для этого шкив на механизме подачи ПРИ с помощью стального тросика связан посредством системы блоков с устройством, на которое навешивают необходимое количество грузов (грузы различной массы также имеются в наличии). Для точного определения величины проходки долота, на шкиве смонтирован пластиковый градуированный диск, на котором нанесены значения величины осевого перемещения долота при бурении. Циркуляционная система включает в себя помимо насоса (привод осуществляется асинхронным электродвигателем), вертлюга, шлангов и бочки-отстойника также емкость, в которую переливается осветлённая промывочная жидкость и из которой идет всасывание промывочной жидкости. Циркуляционная система выполнена по замкнутой схеме: насос – вертлюг – забой – сборник шлама и промывочной жидкости непосредственно на станке (стальная емкость) – бочка-отстойник – емкость с осветлённой промывочной жидкостью. Имеется целый комплекс контрольно-измерительных приборов: вольтметры, амперметры, тахометр (для определения частоты вращения породоразрушающего инструмента), манометр (для определения давления подачи промывочной жидкости), система контроля и записи электрических токов с границы раздела горная порода – ПРИ. Все измеряемые параметры планируется сразу записывать на персональный компьютер с помощью специальной программы. Буровая установка с датчиками располагается на первом этаже учебно-научной лаборатории, а комплекс записи и обработки экспериментальных результатов на втором этаже.

Экспериментальная буровая установка включает следующие связи:

- механическую;
- гидравлическую;
- электрическую.

Механическая связь осуществляется путем подачи осевой нагрузки на долото и взаимодействия ПРИ и горной породы. Гидравлическая связь осуществляется путем движения промывочной жидкости в циркуляционной системе. Электрические связи имеют место в приводе основных агрегатов установки и измерительном комплексе. Конечной целью разработки новой установки является создание эффективного электрического канала от границы раздела «горная порода – долото» к измерительному комплексу, а затем изучение его и выявление интересных нас закономерностей.

Рациональность принятого решения заключается в том, что на новой установке имеется возможность проводить опыты, варьируя значения всех параметров режима бурения, что позволит максимально приблизить лабораторные исследования к естественным условиям бурения. Кроме того, на данной установке планируется проводить лабораторные работы для студентов кафедры бурения скважин.

Схема расположения элементов установки приведена на нижеследующем рис.

Опытная установка сейчас находится на последней стадии монтажа. Проведены испытания гидравлического и электрического каналов связей. Подготовлены керновые образцы горных пород, породоразрушающие инструменты, прочие материалы, необходимые для проведения опытов.

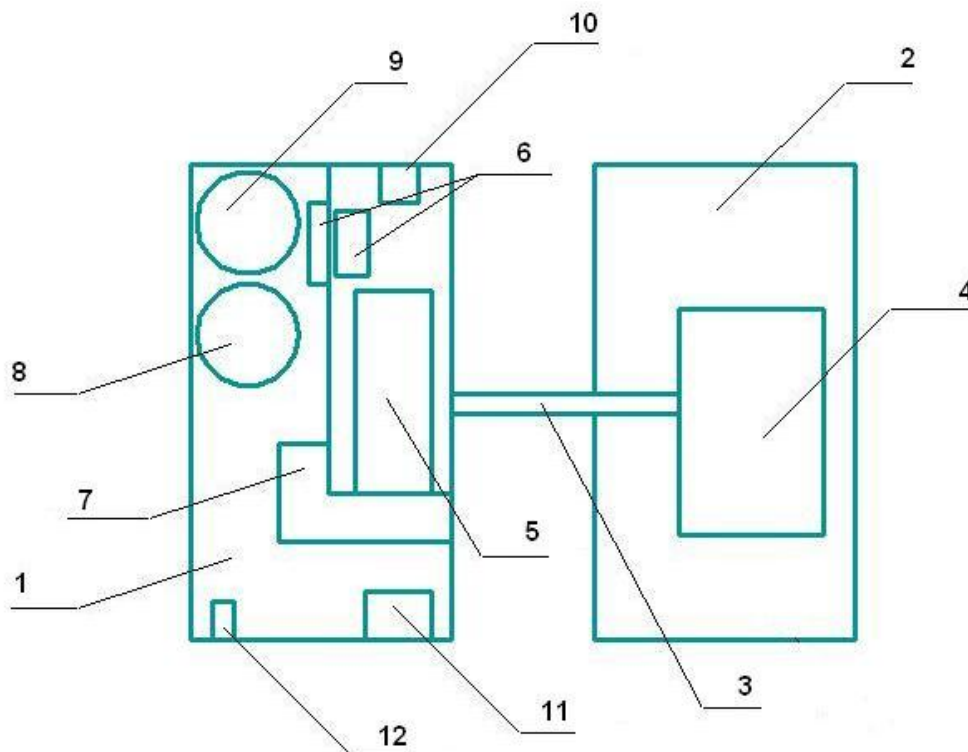


Рис. Схема расположения элементов буровой установки с комплексом системы контроля электрических токов с границы раздела «горная порода – долото»
1 – помещение с лабораторным оборудованием 2 – помещение для обработки данных;
3 – информационный канал связи; 4 – компьютер; 5 – буровой станок на базе сверлильного;
6 – вольтметр, амперметр, 7 – насос; 8 – емкость для отстаивания промывочной жидкости;
9 – емкость с промывочной жидкостью; 10 – тахометр; 11 – приспособление для создания осевой нагрузки на долото; 12 – пусковое устройство

Опираясь на данные, полученные нами ранее, можно быть уверенным, что результатами опытов на новой установке будут новые зависимости амплитудно-частотных характеристик электрических токов, возникающих при разрушения горных пород бурением, от параметров режима бурения, состава промывочной жидкости, состава и флюидонасыщенности горных пород. В предыдущих работах при регистрации импульсных токов во время резания образцов горных пород алмазными дисками нами были получены ряд зависимостей. Так, при бурении образца насыщенного нефтью по сравнению с ненасыщенным образцом мы наблюдаем резкий рост абсолютных значений импульсных токов, что достаточно заметно при сравнительном анализе. Именно этот факт очень важен при осуществлении нашей основной задачи – определения точного момента внедрения породоразрушающего инструмента в продуктивный пласт.

Таким образом, более совершенный опытный буровой станок поможет нам подтвердить полученные ранее закономерности и, вероятно, вывести новые. Выявленные закономерности дадут нам новую методику, определяющую момент внедрения ПРИ в продуктивный горизонт по изменению электрических токов с забоя.

Лабораторная методика может стать основой разработки реально используемой системы контроля разреза путём регистрации электрических токов через ПРИ при бурении скважин.

ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ БУРЕНИИ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.С. Земенков

Научный руководитель профессор Ю.Л. Боярко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье рассмотрены вопросы, связанные с особенностями применения технологии роторного управляемого бурения на Ванкорском нефтегазовом месторождении.

Ванкорское нефтегазовое месторождение было открыто в 1988 г. и расположено на двух лицензионных участках, находящихся в разных регионах: Ванкорская площадь – в Туруханском районе Красноярского края и Северо-Ванкорская площадь (Северо-Ванкорский блок) в Дудинском районе Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Извлекаемые запасы категорий C_1+C_2 составляют 125,3 млн т нефти и 76,8 млрд м³ газа (ГКЗ РФ, 1997 г.).

Особенности бурения скважин на Ванкорском месторождении обусловлены следующими геологическими и техническими условиями:

- литологическое строение (наличие в разрезе обезвоженных глин и аргиллитов) является причиной неустойчивости пород и интенсивного кавернообразования;

- проектные решения: сложные профили скважин с большой пространственной интенсивностью искривления (4,5°/30 м и более); высокая плотность скважин, ограниченное число кустовых площадок;

В целях оптимизации работ по бурению эксплуатационных скважин на Ванкорском месторождении при бурении скважины № 115 вместо стандартной КНБК с винтовым забойным двигателем (КНБК № 1) применили КНБК с Роторной Управляемой Системой (РУС) PowerDrive 675 фирмы Schlumberger, с долотом типа PDC.

КНБК № 1: долото Ø 219,1 MDI613 LHBPX; КЛС Ø 218мм; ВЗД PowerPak A675M7850XP-1,5°; обратный клапан; телесистема; УБТ165(36,4 м); Ясс; УБТ165(19 м); ТБПК127 – ост.

КНБК с РУС: долото Ø 219,1 MDI613 LHBPX; PD675AA 8 1/2" (РУС); КЛС Ø 212,7 мм; гибкая УБТ 135 мм (2,3 м); обратный клапан; телесистема; НУБТ (9 м); УБТ 165(36 м); Ясс; УБТ 165(18 м); ТБПК127 – ост.

Роторная Управляемая Система – это система КНБК, позволяющая, благодаря конструкции узла отклонения, производить ориентированное бурение в роторном режиме. Оптимальный режим работы РУС обеспечивается вращением бурильной колонны 120 – 180 об./мин. РУС, применяемая на Ванкорском месторождении, предназначена для бурения скважин под эксплуатационную колонну Ø 219,1 мм.

На скважине № 115 с использованием РУС был пробурен интервал 2371 – 3117 м (746 м) за 18,75 часа. Максимальная пространственная интенсивность на данном интервале составила 5,96°/30 м. Проектный профиль скважины на данном интервале предусматривал падение зенитного угла с 46 до 30 градусов и изменение азимута с 121 до 154°, далее – набор зенитного угла с 30 до 51° и разворот по азимуту с 151 до 253°. С использованием РУС удалось провести скважину по запланированной траектории.

При бурении данного интервала с применением РУС средняя механическая скорость составила 45,39 м/ч, рейсовая скорость составила 10,2 м/ч. При бурении этого же интервала (глубины по вертикали) на скважине № 143 применяя КНБК № 1, средняя механическая скорость составила 21,48 м/ч, а рейсовая скорость 1,55 м/ч. При бурении скважины № 134 удалось достичь рейсовой скорости 5,06 м/ч при средней механической скорости 9,65 м/ч (рис. 1).

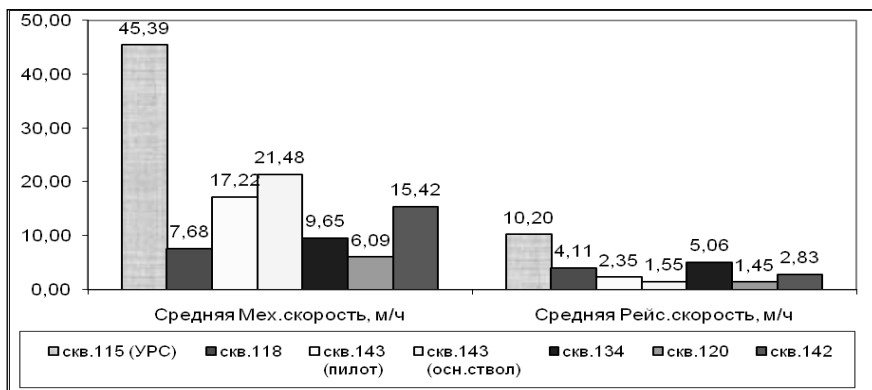


Рис. 1. Средняя механическая и рейсовая скорость при бурении скважин на Ванкорском месторождении (глубина бурения по вертикали 1600 – 3000 м)

Как видно из рисунка, с применением РУС была достигнута вдвое большая рейсовая и механическая скорости бурения.

При бурении традиционным методом наклонно-направленного бурения с использованием винтового забойного двигателя, при переходе от ориентированного бурения к бурению с вращением колонны наблюдается увеличение неоднородности ствола скважины (рис. 2). При использовании РУС осуществляется непрерывное вращение бурильной колонны, что способствует значительному снижению локальной интенсивности искривления ствола скважины – достигается более высокое качество очистки и подготовки ствола к спуску обсадной колонны, а также, сокращение риска затяжек и механических прихватов.

Недостатки бурения с использованием РУС: стоимость РУС выше базового комплекта оборудования для ориентированного бурения в 2–2,5 раза; обязательное применение верхнего силового привода, позволяющего обеспечить соблюдение технических требований для работы РУС; повышенные нагрузки на бурильную колонну и буровое оборудование, вследствие постоянного вращения; из-за высокой стоимости оборудования, входящего в комплект РУС, страховые компании отказываются страховать дорогостоящее оборудование – весь риск по утрате оборудования несет заказчик РУС.

Экономическая эффективность использования комплекта РУС. Капитальные затраты – стоимость аренды и сервиса на бурение скважины с применением РУС – вдвое выше по сравнению с ВЗД. Но это увеличение стоимости компенсируется следующими преимуществами: бурение интервала под эксплуатационную колонну в одно долбление, за счет снижения затрат времени на СПО и более высокой механической скорости, отсутствия необходимости затрат времени на проработку и шаблонировку ствола после бурения, как следствие, снижение затрат на обработку раствора.

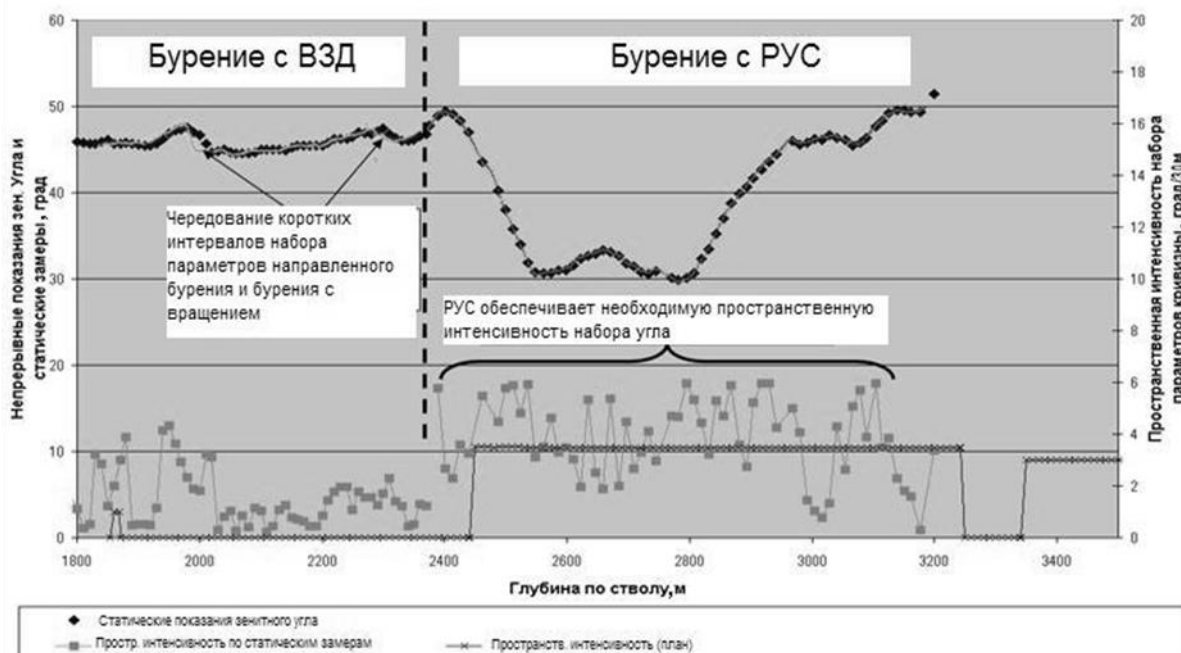


Рис. 2. Изменение зенитного угла и пространственного искривления ствола скважины № 115

Успешное бурение интервала под эксплуатационную колонну с применением РУС на скважине № 115 Ванкорского месторождения, благодаря высокой эффективности управления траекторией при одновременном увеличении продолжительности рейсов и механической скорости, позволило сократить время строительства скважины и позволит приступить к промышленной добычи нефти раньше.

Снижение рисков прихвата и «недопуска» эксплуатационной колонны, благодаря высокому качеству подготовки ствола, а также снижение риска механического прихвата бурильной колонны, становятся очень значимыми показателями с учетом большого проектного объема бурения (более 400 скважин) и сложностью проектных профилей скважин Ванкорского месторождения.

Вывод: опыт применения РУС на Ванкорском месторождении показывает, что при большом объеме бурения и сложности проектных профилей скважин, использование РУС позволяет значительно снизить риски аварийности и сократить время бурения скважин.

ПРИМЕНЕНИЕ НАДДОЛОТНОГО ЭЖЕКТОРНОГО ГИДРОНАСОСА (ЭЖГ)

Д.В. Карманов

Научный руководитель доцент В.Н. Филиппов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Опыт проводки нефтяных и газовых скважин показывает, что с увеличением глубины бурения резко снижаются показатели работы долот. Основной причиной этого, по мнению большинства отечественных и зарубежных исследователей, является изменение условий разрушения горных пород на забое скважины (изменение порового, пластового, дифференциального, гидростатического и гидродинамического давлений, а также механических свойств горных пород).

Лабораторными и промышленными исследованиями влияния вышеперечисленных факторов на разрушение горных пород установлено, что дифференциальное давление является одним из основных факторов, определяющих показатели работы долот.

Существующие в настоящее время технологии по снижению дифференциального давления заключается лишь в снижении плотности бурового раствора (бурение на равновесии, аэрация и т.п.). Рядом фирм были проведены исследования по применению наддолотных эжекторных насосов для бурения, но существенных результатов это не дало. Разработанные конструкции отличались большими габаритами, что ограничивало их применение в различных компоновках низа буровой колонны (КНБК). Они могли применяться только при роторном бурении, максимальное увеличение механической скорости бурения составляло не более 30 % [1].

В результате анализа патентного фонда в 1989 г. была разработана и запатентована новая конструкция, которая позволила сохранить все преимущества эжекторных насосов и практически исключить все их недостатки.

Эжекторный гидронасос состоит из корпуса с выполненным в нём вертикальным каналом для подачи к соплам струйных насосов рабочего агента, от четырёх и более активных сопел, соосных с соплами камер смешения, которые сообщаются с торцевой частью корпуса эжекторного гидронасоса посредством сквозных соединительных каналов (рис. 1).

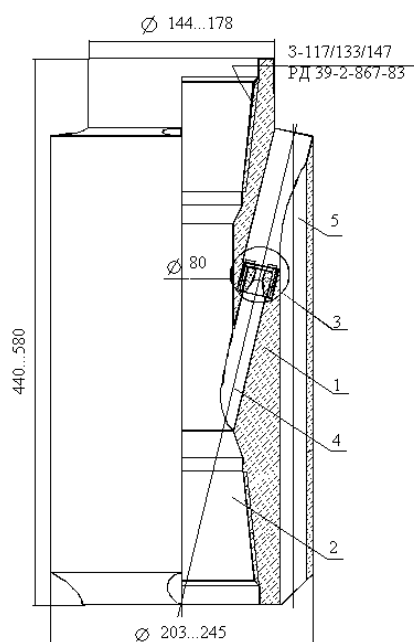


Рис. 1. Устройство эжекторного гидронасоса:
1 – корпус, 2 – вертикальный канал, 3 – активное сопло,
4 – подводный канал, 5 – соединительный канал

Оборудование гидронасоса устанавливается над долотом диаметром 215,9 мм и спускается в скважину в составе компоновки низа буровой колонны.

Эжекторный гидронасос работает следующим образом. В соответствии с гидравлическим расчётом в долото устанавливаются насадки одного диаметра. Затем в долото опускается один или два шарика диаметром на 3 – 4 мм больше диаметра насадки долота (для создания ассиметричной промывки). Над долотом устанавливается эжекторный гидронасос, а сверху – компоновка низа буровой колонны. Собранный комплект спускается на забой. После чего подаётся буровой раствор, при этом часть бурового раствора проходит через насадки долота и используется для очистки забоя, а другая часть обеспечивает работу ЭЖГ. При подаче бурового раствора на сопло струйного насоса высоконапорная струя поступает в камеру смешения. За счёт высокой скорости смешанного потока в месте соединения камеры смешения и соединительного канала создаётся разрежение, и жидкость из зоны

работы долота вместе со шламом через соединительные каналы выходит в кольцевое пространство, ударяется о стенку скважины, упрочняя её. За счёт высокой скорости движения жидкости в кольцевом пространстве и ограниченного расстояния между стенкой скважины и корпусом гидронасоса, в этом кольцевом пространстве создаётся эффект дополнительной эжекции, т. е. при работе создаётся двухстадийная эжекция, что позволяет создавать значительную депрессию в зоне работы долота (рис. 2) [2].

Испытания гидронасоса при роторном бурении проводились на месторождениях Сахалина и Саратова. Результаты работ показали, что прирост скорости бурения и проходки на долото зависит от перепада давления на гидронасосе, минимальный перепад давления должен составлять не менее 3,0 МПа. Увеличение скорости бурения при этом составляет 25–30 %, а проходки на долото – 35–40 %. При дальнейшем увеличении перепада давления прирост показателей также увеличивается: при перепаде давления на гидронасосе 6,0 МПа, увеличение скорости составляет 80–100 %, проходки – 90–120 %.

Широко были проведены испытания ЭЖГ при бурении гидравлическими забойными двигателями на месторождениях Западной Сибири. Среднее значение механической скорости по базовым скважинам составляет 23,9 м/ч. Среднее значение механической скорости по скважинам, пробуренным с применением эжекторного гидронасоса, составляет 41,9 м/ч. При бурении скважин турбобурами с применением гидронасоса показатели несколько ниже, так как турбобуры забирают на себя основную гидравлическую мощность насосов и перепад давления составлял не более 3,0...4,0 МПа.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать следующие выводы.

1. Устойчивый режим работы эжекторного гидронасоса наступает при перепаде давления на нём от 3,0 МПа. При дальнейшем увеличении перепада давления прирост механической скорости бурения увеличивается практически линейно.

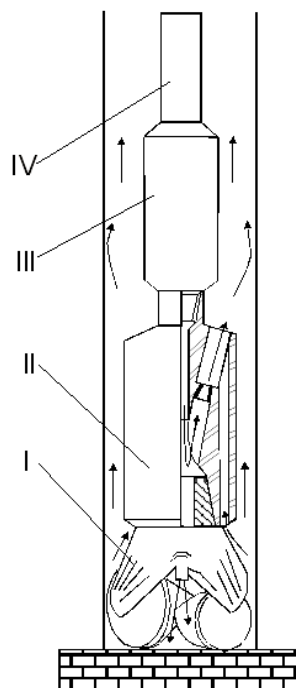


Рис. 2. Схема работы эжекторного гидронасоса при бурении скважин.
I – долото, II – эжекторный гидронасос, III – забойный двигатель,
IV – буровые трубы

2. Проходка на долото увеличивается пропорционально перепаду давления на гидронасосе, но темп увеличения данного показателя несколько выше, чем темп увеличения механической скорости бурения, что объясняется исключением явления рециркуляции шлама в зоне работы долота. Это обеспечивает снижение темпа износа вооружения долота.

Литература

1. Назаров В.И., Сидорова Т.К. и др. Использование действия высоконапорных струй при строительстве скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – Обзорная информация. Сер. Бурение.
2. Пат. 2020292 Россия №5062237. (Наддолотный эжекторный гидронасос) Евстифеев С.В. Заявлено. 15.09.1992; Оpubл. 30.09.1994.

ПЕРВЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ДОЛОТ С РЕЗЦАМИ PDC НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

П.А. Кузьмин

Научный руководитель профессор В.Д. Евсеев
Томский политехнический университет, Томск, Россия

Современные условия бурения характеризуются разнообразием геологического строения месторождений, ростом доли скважин со сложнопостроенными коллекторами небольшой толщины, увеличением объема бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

В настоящее время в России вводятся в промышленную эксплуатацию несколько крупных месторождений нефти и газового конденсата. Среди самых перспективных месторождений Восточной Сибири – Верхнечонское, Талаканское, Ванкорское и Юрубчено-Тохомское. Масштабное освоение месторождений началось в 2003 г. В ближайшие годы планируется начать их промышленную эксплуатацию с одновременным строительством нефтепроводов (один из них Восточная Сибирь – Тихий океан).

Типичный геологический разрез месторождения Восточной Сибири (Иркутск) представлен в табл.

Из таблицы видно, что типичный геологический разрез восточносибирского месторождения представляет собой чередование различных по твердости горных пород. Практически весь разрез сложен доломитами различной степени твердости (от средней к крепким) с включениями крепких известняков. Но при этом в разрезе присутствуют глинистые пропластки (глины серые, темные вязкие, пластичные) и пропластки солей, что характеризует разрез крайне неоднородным и сложным для бурения и значительно усложняет процесс подбора долота.

С начала разбуривания месторождения применялись исключительно шарошечные долота, предназначенные для бурения абразивных пород средней твердости и твердых. Данное решение стандартно для начала бурения любой малоизученной области, поскольку эти долота обычно дешевые и накопленный опыт применения шарошечных долот позволяет использовать их повсеместно.

Таблица

Типичный геологический разрез месторождения	Глубина по вертикали, м
Четвертичные отложения – суглинки, супеси, элювий	10
Верхоленская свита – мергели, аргиллиты, песчаники	15
Литвинцевская свита – доломиты, доломито-ангидриты	52
Ангарская свита – доломиты, доломито-ангидриты	202
Траппы – долериты	302
Ангарская свита – доломиты, соли	442
Булайская свита – доломиты, известняки, доломиты глинистые	547
Вельская свита – доломиты, соли, доломиты глинистые	692
Усольская свита – доломиты, соли	1082
Осинский горизонт – карбонаты, газовая залежь	1356
Усольская свита – доломиты, соли	1398
Верхняя Мотская свита – доломиты, ангидриты	1422
Средняя Мотская свита – доломиты, глинистые, ангидритизированные	1555
Преображенский горизонт – карбонаты, Нефтяная залежь	1620
Нижняя Мотская свита – аргиллиты, песчаники, гравелиты	1642
Верхнечонский горизонт – песчаники, гравелиты, нефтяная залежь	1654
Кора выветривания	1673

При начале бурения на таких перспективных месторождениях конкуренция среди производителей бурового оборудования очень высока, поэтому и производители долот были представлены такими компаниями как Smith, Hughes Christensen, Halliburton Security DBS.

Применение шарошечных долот выявило следующие проблемы: возникновение различных вибраций; высокая степень износа долот – сломы, сколы вооружения, разгерметизация опор, потеря в диаметре; малая проходка на отдельное долото; высокая цена долот, содержащих различные дорогостоящие опции.

Средняя проходка для одного шарошечного долота за рейс в секции 311,2 мм составляла 300 м, при этом долота имели очень сильный износ, как вооружения, так и опоры (процент сколов и сломов зубцов находился в пределах 30 – 70 %, разгерметизация опор – у 20 % отработанных долот, потеря по диаметру – у 60 % отработанных долот). Средняя механическая скорость для шарошечных долот в секции 311,2 мм составляла 4 м/ч.

Поскольку улучшение показателей бурения, связанного с производительностью породоразрушающего инструмента, достигло своего предела для шарошечных долот (применялись долота с очень дорогими и наиболее эффективными опциями – алмазные резцы, алмазные подрезные резцы, алмазные вставки по обратному конусу шарошки и т.д.), производители долот старались разработать эффективное долото с резцами PDC.

Преимущества при бурении долотами PDC уже знакомы многим: снижение рисков, связанных с применением шарошечных долот (оставление шарошек на забое, слом лапы...); увеличение рейсовой скорости бурения за счет сокращения количества СПО; повышение качества ствола скважины; сокращение сроков строительства скважины; снижение стоимости метра проходки скважины при бурении длинных интервалов (секции кондуктора, эксплуатационной колонны); снижение количества долот на интервал.

Первое примененное долото PDC было разработано компанией Hughes Christensen. Долото HCM5062X имело 6 лопастей, резцы 16 мм повышенной стойкости к ударным нагрузкам и абразивному износу, 2 ряда вооружения, спиралевидную калибрующую часть. Также на долоте применялась технология ограничения внедрения зубцов в породу (твердосплавные бобышки в центральной части – носовой). Результаты отработки долота были следующими: средняя механическая скорость проходки составила 4,85 м/час, общая проходка – 682 м, а кодировка износа по системе IADC – 2 2 CT A X 1 BF PR. В ходе отработки долота было выполнено 2 рейса, при этом подъем долота осуществлялся по причинам, не связанным с его работой (замер, отказ забойного двигателя).

При отработке долота были выявлены следующие проблемы: крутильная и латеральная вибрация, выход из строя элементов компоновки низа бурильной колонны (отказ винтового забойного двигателя и системы измерений во время бурения), проблема с низким качеством очистки ствола скважины (абразивный износ по калибрующей части долота свидетельствовал о том, что частицы выбуренной породы не выносились, а находились вокруг верхней части лопасти долота).

Выявление существующих проблем позволило изменить конструкцию долота и применить различные опции для увеличения срока службы долота и механической скорости проходки: изменить глубину среза породы за один оборот (что позволит снизить вибрации и улучшить управляемость); добавить опцию Updrill – подбуривание при обратной проработке (что позволит увеличить стойкость калибрующей части долота); добавить термостойкие алмазы по центральной части долота.

Первое применение долота с резцами PDC позволило определить возникающие проблемы, после чего конструкции применяемых долот с поликристаллическими алмазными резцами были изменены и позволили увеличить механическую скорость проходки для долот других типоразмеров. Процесс внедрения долот PDC продолжается до настоящего времени, и использование данных долот уже в настоящее время оправдывает себя не только по величине механической скорости проходки, но и по средней продолжительности проходки за рейс, что значительно сокращает затраты на бурение.

КЛЮЧ МЕХАНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСАЛЬНЫЙ, УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЙ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ УЛЬТРАЗВУКА НА ПРОЦЕСС СВИНЧИВАНИЯ-РАЗВИНЧИВАНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

А.А. Лазарев

Научный руководитель доцент Р.Р. Сафиуллин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Нефть и газ превратились в главные источники энергетической мощи человеческого общества и в важнейший источник химического сырья. Обеспеченность государства нефтегазовым сырьем предопределяет уровень его экономического развития и темпы технического прогресса. Особенностью нефтегазодобывающей промышленности является исключительно высокие темпы ее развития, характеризующиеся, прежде всего, количеством ежегодно добываемых нефти и газа, что приводит к увеличению бурящихся нефтяных и газовых скважин.

В добываемой российскими компаниями нефти до 35 – 40 % ее себестоимости составляют затраты на поддержание парка насосно-компрессорных труб. Содержание трубного парка требует значительных средств на закупку новых труб для строящихся скважин и для восполнения выбывших из строя, на ремонт эксплуатационного парка труб, проведение капитального и подземного ремонта скважин по причине аварий трубных замков и др. Поэтому разработка и строгое соблюдение соответствующих технологических рекомендаций должны привести к значительному увеличению их эксплуатационного ресурса.

Контроль параметров резьбы труб нефтегазового сортамента очень важен как на этапе производства, так и при их дальнейшей эксплуатации. Использование труб или муфт не надлежащего качества может привести к большим экономическим потерям, браку при капитальном ремонте скважин, связанному с качеством резьбы труб. Известно, что более 50 % аварий трубных подвесок происходит по вине резьбовых соединений. В процессе спуско-подъемных операций при свинчивании – развинчивании замковых соединений на контактных поверхностях резьбы возникают растягивающие и сжимающие напряжения. При свинчивании замковых соединений на резьбу действует осевая нагрузка, создаваемая весом свинчиваемых насосно-компрессорных труб. Отклонение центра вышки от вертикали и ветровые нагрузки, воздействующие на колонну насосно-компрессорных труб, создают в сопрягаемой резьбовой паре дополнительные контактные напряжения. В процессе докрепления резьбового соединения поверхности витков резьбы плотно сопрягаются, причем витки резьбы муфты охватывают витки резьбы ниппеля. При этом плотность сопряжения в резьбовой паре соответствует тугой или прессовой посадке.

Основным препятствием процессу свинчивания насосно-компрессорных труб являются силы трения, которые приводят к необходимости приложения чрезмерных моментов свинчивания для достижения герметичности соединения, приводят к образованию задиров, повышенному износу резьбового соединения. Силы трения

усложняют процесс развинчивания насосно-компрессорных труб. В остальных случаях действие сил трения является гарантом надежного соединения насосно-компрессорных труб. Таким образом, желательнее, чтобы при свинчивании и развинчивании насосно-компрессорных труб силы трения были минимальны, а в остальных случаях – максимальны, т. е. необходимо уменьшать трение только во время процесса свинчивания–развинчивания.

Общеизвестно, что силами трения можно управлять путем возбуждения колебаний. Исходя из шага резьбы, следует, что необходимо использовать колебания в ультразвуковом диапазоне. Во время свинчивания под действием ультразвуковых колебаний уменьшаются потери на трение. Происходит плотное прилегание поверхности витков резьбы и кривая свинчивания не имеет резких скачков. При развинчивании с применением ультразвуковых колебаний, этот процесс происходит сравнительно ровно, также без резких скачков. Развинчивание такого соединения без применения ультразвуковых колебаний очень затруднено. Степень затяжки значительна, поэтому «страгивание» витков резьбы, под действием момента развинчивания, происходит не сразу, а только с «ударом».

Предлагается использование генератора ультразвуковых колебаний в составе спайдера ключа механического КМУ-50М. Наиболее плотный контакт с насосно-компрессорными трубами имеют клинья спайдера, поэтому генератор колебаний встраивается в клинья.

При проектировании новых клиньев спайдера в составе ключа КМУ-50М возникла проблема определения напряжений, возникающих в них из-за сложной формы. Автоматизированные средства проектирования позволяют быстро определить напряжения в различных точках рассматриваемого узла и предложить новые варианты для технических решений. В нашем университете широкое распространение приобрела программа ANSYS, которая позволяет решить все вопросы, возникающие при проектировании нового и модернизации уже существующего оборудования. Мы получили напряженно-деформированное состояние клина спайдера и определили места концентраторов напряжений.

В процессе свинчивания достигается наиболее плотный контакт поверхностей в муфтовом соединении, а процесс развинчивания проходит сравнительно ровно, без скачков и нарушения поверхности резьбового соединения. Усовершенствование позволяет продлить срок службы насосно-компрессорных труб, ускорить процесс свинчивания-развинчивания, и отказаться от приложения чрезмерных моментов свинчивания для достижения герметичности соединения, что обеспечивает увеличения срока службы спайдера, клиньев и КМУ-50М в целом.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ И ДОЛОТ PDC В БУРЕНИИ НА ШИНГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Р.В. Столяров

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

Задача максимального увеличения механической скорости бурения всегда является актуальной в бурении. Повышение скорости проходки скважин приводит к значительной экономии времени и материальных ресурсов. Ключевую роль в решении данной задачи играет использование современного породоразрушающего инструмента. Использование высокотехнологичных долот является одним из важнейших факторов повышения производительности труда при бурении нефтяных и газовых скважин.

В последнее десятилетие на месторождениях Российской Федерации широкое распространение получило использование безопорных лопастных долот, оснащённых композиционными алмазно-твёрдосплавными режущими. Производство таких долот налажено не только иностранными компаниями, но и отечественными, такими как СП «Удмуртские долота» (г. Ижевск), ОАО «Волгабурмаш» (г. Самара), ООО НПП «Буринтех» (г. Уфа). Это привело к значительному снижению стоимости долот по сравнению с зарубежными аналогами, и сделало их доступными для повсеместного использования. Тенденции развития бурения на месторождениях Томской области в последнее время тяготеют к постоянному увеличению доли объёма бурения скважин с использованием долот с режущими PDC и вытеснению шарошечных.

Долота PDC обладают перед шарошечными рядом преимуществ, которые делают их незаменимыми. Прежде всего, это высокая механическая скорость бурения в сочетании с ресурсом, фактически не ограниченным протяжённостью интервала бурения. Это позволяет исключить вынужденные технологические подьёмы инструмента по причине износа долота. Кроме того, в таких долотах отсутствуют подвижные части, а следовательно, и возможность их оставления на забое, что снижает аварийность работ. Данные о механической скорости бурения различных долот на Шингинском месторождении приведены в табл.

Использование долот PDC носит повсеместный характер. Особого внимания заслуживает интервал бурения под направление, который до последнего времени бурился с использованием шарошечных долот ввиду незначительной протяжённости. На Шингинском месторождении в ряде скважин с большой протяжённостью кондуктора (более 1000 м), в том числе и горизонтальных, использовалось длинное направление (длина составляет 300 м). Такое решение возникло под давлением экологических норм и предписывает изолировать все водоносные горизонты, используемые для питьевого водоснабжения, перед бурением относительно длинного интервала под кондуктор. Это заставило пересмотреть существующие приёмы бурения интервала под направление. Обычно в таких случаях используется трёхшарошечное долото 393,7С-ЦГБУ- R-37. Однако, учитывая значительный объём бурения долотами такого диаметра на кустовой площадке, было принято решение использовать долото PDC БИТ 393,7 В419Т производства ООО НПП «Буринтех». Данное решение позволило, прежде всего, исключить возникновение тяжёлой аварии – оставление шарошек на забое, что в условиях достаточно длинного интервала (протяжённость которого сопоставима с суммарной проходкой на шарошечное долото) и высокой скорости вращения долота

турбобуром является весьма актуальным. Кроме того, значительная удельная стоимость метра проходки для случая шарошечного долота позволяют отдать предпочтение лопастному.

Таблица

Механическая скорость бурения долот в различных интервалах

Долото	Средняя механическая скорость, м/ч	Интервал, м
393,7С-ЦГВУ- R-37	100	0 – 50
БИТ 393,7 В419Т	60	0 – 300
295,3МС-ЗГВУ- R-206	60	50 – 700
БИТ2 295,3 ВТ 419 НР	45	300 – 1150
	60	50 – 700
БИТ 215,9 ВТ 613	30	650 – 1000
	20	1000 – 2000
	12	2000 – 2900
215,9МЗ-ГВУ- R-155	20	700 – 1500
	8	1500 – 2500

Актуальным является вопрос использования долот PDC в направленном бурении. В интервалах стабилизации параметров искривления использование таких долот возможно без ограничения и позволяет проходить протяжённые интервалы без выполнения вспомогательных подъёмов инструмента. Намного сложнее обстоит вопрос в интервалах изменения зенитного угла и азимута. Лимитирующим фактором здесь выступает высокий реактивный момент, который возникает при бурении долотами PDC. Это приводит к трудности ориентирования отклонителя. И если это не вызывает особых трудностей при бурении интервала под кондуктор, то при проведении работ на глубинах более 2200 м – не позволяет использовать такие долота. Высокий реактивный момент постоянно изменяет положение плоскости действия отклонителя и в сочетании с относительно длинной бурильной колонной, которая выступает в роли инертной пружины, и длительности прихода сигнала забойной телеметрической системы на поверхность, делает процесс бурения неориентируемым. В интервалах до 2200 м предпочтение стоит отдавать долотам PDC с симметричным расположением лопастей, таким как БИТ 215,9 ВТ613. Что касается интервалов стабилизации параметров искривления, то здесь хорошо зарекомендовали себя пятилопастные долота БИТ 215,9 В516 Т. Данный вопрос заслуживает особого внимания, поскольку большинство скважин имеет четырёхинтервальные, а при значительном отходе от вертикали и пятиинтервальные профили [1]. Кроме того, на значительных глубинах часто приходится проводить работы по коррекции профиля скважины и соответственно использовать ориентируемые компоновки. Всё это накладывает значительные ограничения на использование долот PDC в таких случаях. На сегодняшний день опыт работы на месторождениях Томской области свидетельствует о возможности использовании только шарошечных долот в данных интервалах. Кроме того, в последние годы технология горизонтального бурения стала всё чаще применяться на месторождениях Томской области. Особенности профиля, которые выражаются в протяжённых интервалах горизонтального участка в продуктивном пласте и набора зенитного угла, предполагают использование только шарошечных долот.

Следующим ограничением на использование долот PDC являются интервалы разбуривания технологической оснастки и цементного стакана предыдущих обсадных колонн. Большинство производителей не рекомендуют использовать здесь данные долота из-за высокой вероятности скола алмазно-твёрдосплавных резцов при контакте со стальной обсадной трубой. Однако, в случаях когда кондуктор имеет значительную протяжённость и соответственно необходимы значительные временные затраты на смену шарошечного долота после разбуривания цементного стакана принимается решение на использование долота PDC. В случае разбуривания цементного стакана направления, и когда прямолинейный интервал после выхода из под башмака обсадной колонны не превышает возможной наработки на долото, целесообразно использование шарошечных долот, что зачастую и происходит.

Опыт сооружения наклонно направленных скважин на Шингинском месторождении позволяет сделать следующие выводы:

- на сегодняшний момент, возможно практически полностью отказаться от использования шарошечных долот по экономическим и технологическим причинам;
- областями применения шарошечных долот остаются интервалы бурения в составе ориентируемых компоновок глубже 2200 метров и интервалы разбуривания цементного стакана;
- в горизонтальном бурении шарошечные долота имеют большее распространение, чем долота PDC.

Литература

1. Рязанов В.И. Направленное бурение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие / В.И. Рязанов. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2007. – 118 с.

УСТАНОВКА ДЛЯ АБРАЗИВНОГО БУРЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ДОЛОТА ГИДРОМОНИТОРНО – ЭЖЕКТОРНОГО ТИПА

Р.В. Столяров, А.В. Ковалёв

Научный руководитель доцент М.А. Самохвалов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Увеличение эффективности разрушения горных пород при бурении скважин с применением современных методов ограничиваются сравнительно низкой износостойкостью породоразрушающего инструмента (ПРИ) и низкой мощностью, подводимой к забою скважины. Это в наибольшей степени относится к бурению в твёрдых и крепких по промысловой классификации горных пород, поскольку в мягких и средних породах данная проблема успешно решена. В связи с этим становится актуальным поиск и создание такого способа бурения, производительность которого была бы мало зависима от износостойчивости ПРИ как у традиционного механического вращательного способа.

Разрушать горную породу можно гидравлическим методом. Сам по себе гидравлический метод, основанный на разрушающем действии высоконапорной струи жидкости, выбрасываемой на забой через специальную гидромониторную насадку, применим лишь в рыхлых горных породах, поскольку для разрушения более твёрдых пород требуется значительное увеличение гидравлической мощности реализуемой на забое [1]. Для более прочных пород необходим другой менее энергоёмкий способ. Таким способом является, так называемый способ шароструйного бурения. В основе данного способа лежит разрушение горной породы непрерывно циркулирующими шариками или частицами другой формы абразивного, износостойчивого материала, такого как сталь, чугун и др., наносящими удары по забою после ускорения в специальной насадке. Шарики приводятся в движение струйным аппаратом. Данный способ бурения впервые был предложен в 1955 г. исследовательской группой американской нефтяной фирмы «Картер оил К⁰». В результате проведения испытаний 229 мм шарикового импульсного бура в различных горных породах были получены результаты, представленные в нижеследующей таблице [2].

В ходе данных экспериментов отмечено, что наилучшим очистным агентом является техническая вода, а при использовании глинистого раствора и воздуха механическая скорость бурения снижается соответственно на 25 и 75 %.

Таблица

Результаты экспериментального бурения шариковым импульсным буром

Порода	Диаметр скважины, мм	Средняя проходка, м	Средняя скорость бурения, м/ч
Мрамор (Оклахома)	248	0,61	2,29
Известняк (Вергиния)	248	0,46	1,22
Розовый кварцит	241	0,38	0,15

Исходя из вышеизложенных принципов, на базе кафедры бурения скважин Томского политехнического университета создана установка гидромониторно – эрозионного бурения. В качестве рабочего органа используется струйный насос, специальной конструкции, подробно описанный в [3], а в качестве породоразрушающих элементов – частицы карбида вольфрама («Рэлит»). Схема установки приведена на нижеследующем рис.

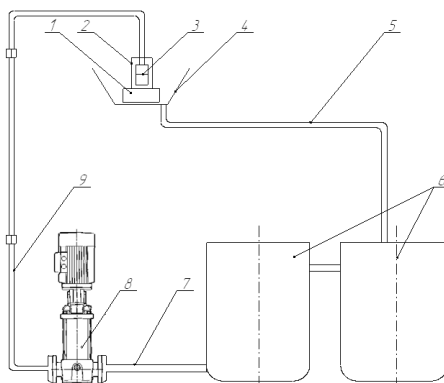


Рис. Схема экспериментальной установки гидромониторно-эрозионного бурения.
 1 – образец горной породы; 2 – сливная стеклянная трубка; 3 – долото гидромониторно-эжекторного типа; 4 – сливная ёмкость; 5 – обратная линия; 6 – ёмкости очистки; 7 – всасывающий патрубок; 8 – центробежный секционный водоподающий насос; 9 – напорный рукав

Данная установка сконструирована с замкнутой системой циркуляции промывочной жидкости. Секционный центробежный насос 8 подаёт промывочную жидкость по гибкому напорному рукаву к гидромониторно-эжекторному долоту 3, откуда после выполнения полезной работы жидкость с продуктами разрушения поднимается по стеклянной трубке 2 и сливается в сливную ёмкость 4, а затем в ёмкость очистки 6, где происходит гравитационное осаждение шлама. После перелива из первой ёмкости во вторую, промывочная жидкость вновь попадает в насос по всасывающему патрубку 7. Стоит отметить, что конструкции ёмкостей и насоса смонтированы так, что насос находится под заливом и, следовательно, увеличивается эффективность его работы.

Данная установка позволит провести комплекс испытаний по разрушению различных горных пород, а также других прочных материалов, например, стекла. В настоящее время лабораторные исследования по данной тематике находятся в стадии гидравлических испытаний установки.

Гидравлические способы разрушения горных пород в определённых условиях имеют значительные преимущества перед традиционным механическим вращательным способом бурения. К числу перспективных нетрадиционных решений в области бурения скважин можно отнести гидромеханическое разрушение пород высоконапорными гидромониторными струями жидкости непрерывного и импульсного действия, эрозионное разрушение абразивными струями (гидромониторными струями, несущими абразивный твердый, а также жидкий или газообразный материал), эрозионное разрушение забоя кавитационными струями жидкости (гидромониторными струями, в которых происходит фазовый переход жидкости в пар, а затем снова в жидкость). Эрозионное бурение обеспечивает скорости углубления в 4 – 20 раз больше, чем при роторном бурении (в аналогичных условиях). Это объясняется, в первую очередь, значительным увеличением мощности, подводимой к забою по сравнению с другими методами.

Литература

1. Латышев О. Г. Разрушение горных пород / О. Г. Латышев. – М. : Теплотехник, 2007. – 660 с.
2. Спивак, Александр Иванович. Механика горных пород: Учебное пособие / А.И. Спивак, А.Н. Попов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1975. – 200 с.
3. Столяров Р. В., Ковалёв А.В. Разработка гидромониторного долота эжекторного типа // Проблемы геологии и освоения недр: Труды тринадцатого международного симпозиума им. М. А. Усова, – Томск: Изд. ТПУ, 2009. – С. 476 - 477.

АНАЛИЗ ОТРАБОТКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ В НФ ЗАО «ССК»

А.С. Терешин

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

В настоящее время буровые сервисные компании все больше внимания уделяют снижению затрат на строительство скважин. В основном, это достигается за счет сокращения сроков строительства скважины, затрат на буровое оборудование, числа осложнений и аварий. В полевых условиях стремятся иметь высокую механическую скорость бурения, большую проходку и малое число спускоподъемных операций. Эти величины зависят не только от бурового долота и параметров режима бурения, но и от применяемого забойного двигателя.

В данной работе проанализирована отработка гидравлических забойных двигателей в НФ ЗАО «ССК» с целью определения наиболее экономически целесообразных.

В табл. 1 приведены данные по отработке гидравлических забойных двигателей на кусту №240В Приобского месторождения [1]. Указана информация по бурению интервалов под эксплуатационную колонну для пяти скважин при одинаковых параметрах свойств бурового раствора и параметрах режима бурения. Использовалось долото одного типа БИГ-2 215,9. Следовательно, работа забойных двигателей происходила при одинаковых геологических и технологических условиях, что необходимо для достоверного сравнения механических скоростей бурения, которые обеспечивают двигатели.

Для наглядного сравнения построим диаграмму средних механических скоростей, приходящихся на каждый тип гидравлического забойного двигателя (рис. 1).

Из построенной диаграммы очевидно, что высокой механической скоростью бурения обладают гидравлические забойные двигатели типа ЗТСШ1-195 и ДГР-176. Достаточно высокую среднюю механическую скорость имеют забойные двигатели типа ДВР3-176 и ДР-195.

Из построенной диаграммы очевидно, что высокой механической скоростью бурения обладают гидравлические забойные двигатели типа ЗТСШ1-195 и ДГР-176. Достаточно высокую среднюю механическую скорость имеют забойные двигатели типа ДВР3-176 и ДР-195.

В табл. 2 указана средняя проходка, приходящаяся на данные типы забойных двигателей, составленная по результатам бурения скважин НФ ЗАО «ССК» за 2006 г.

Для наглядного сравнения построим диаграмму средней проходки, приходящейся на каждый тип гидравлического забойного двигателя (рис. 2).

Из построенной диаграммы видно, что высоким ресурсом обладают гидравлические забойные двигатели типа ДВР3-176 и ДР-195. Достаточно высокую среднюю механическую скорость обеспечивают забойные двигатели типа ДЗ-195 и ЗТСШ1-195.

В целом, исходя из полученных данных и теоретических знаний, можно сделать выводы о том, что выбирать тип забойного двигателя необходимо следующим образом:

Таблица 1

Отработка гидравлических забойных двигателей на кусту №240В Приобского месторождения по интервалам бурения

Номер скважины	Тип двигателя	Интервал по стволу, м	Мех. скорость, м/ч	Номер скважины	Тип двигателя	Интервал по стволу	Мех. скорость, м/ч
6383	ЗТСШ1-195	742–1445	31	6381	ДГР-178	2000–2098	15
6383	ДЗ-195	1445–1650	20	6381	ДО-195	2098–2170	7
6383	ЗТСШ1-195	1650–1930	20	6381	ДО-195	2170–2355	13
6383	ДВРЗ-176	1930–2048	24	6381	ДЗ-195	2355–2605	15
6383	ДВРЗ-176	2048–2223	29	6381	ДГР-178	2605–2672	10
6383	Д2-195	2223–2335	13	6381	ДГР-178	2725–2790	6
6383	ДВРЗ-176	2335–2545	14	6381	ДГР-178	2790–3145	15
6383	ДВРЗ-176	2545–2675	20	6381	ДГР-178	3145–3175	17
6383	ДЗ-195	2675–3005	22	6183	ЗТСШ1-195	768–1670	41
6383	ДО-195	890–1200	22	6183	ДР-195	1670–1990	20
6383	ЗТСШ1-195	1157–1745	17	6183	ДР-195	1990–2040	14
6383	ДГР176	1745–1936	32	6183	ДЗ-195	2040–2205	18
6383	ДГР176	1936–2180	16	6183	ДЗ-195	2205–2556	18
6383	ДЗ-195	2180–2600	18	6183	ДЗ-195	2556–2965	17
6383	ДЗ-195	2600–2789	19	6329	ЗТСШ1-195	1177–1595	27
6233	ДРУ-172	1035–1071	12	6329	ДР-195	1595–2285	21
6233	ДО-195	1071–1806	22	6329	ДЗ-195	2285–2720	12
6233	ДО-195	1806–2198	17	6329	ДЗ-195	2720–3137	22
6233	ДЗ-195	2198–2550	20	6136	ЗТСШ1-195	1243–1485	14
6233	ДЗ-195	2550–2923	12	6136	ДР-195	1570–1865	19
6381	ЗТСШ1-195	754–1340	33	6136	ДР-195	1865–2133	21
6381	ДРУ-172	1340–1645	21	6136	ДО-195	2133–2418	14
6381	ДРУ-172	1645–1750	15	6136	ДЗ-195	2418–2800	21
6381	ДГР-178	1750–2000	18	6136	ДЗ-195	2800–3238	12

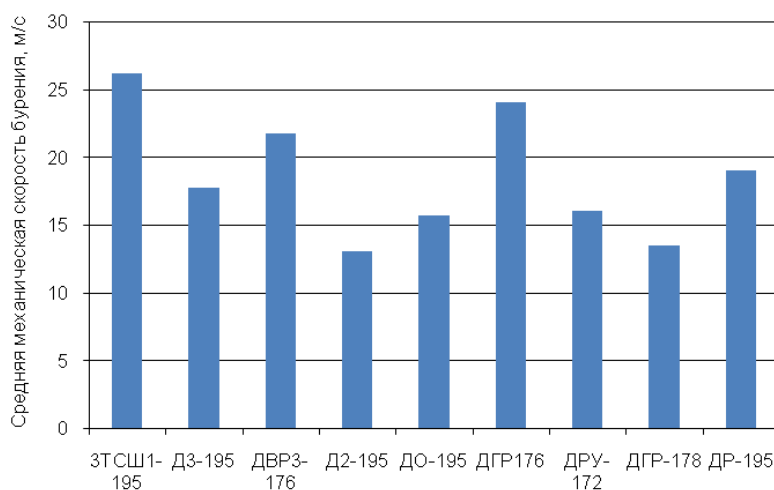


Рис. 1. Средние механические скорости бурения при применении различных забойных двигателей

- Забойные двигатели, обеспечивающие высокую механическую скорость бурения, при небольших интервалах, где бурение осуществляется за одно долбление.
- Для больших интервалов бурения проводить специальные расчеты для выявления оптимального забойного двигателя, который обеспечит наиболее экономически целесообразное соотношение механической скорости бурения и ресурса (проходки).
- Необходимо учитывать ресурс долот.

Таблица 2

Отработка гидравлических забойных двигателей за 2006 г.

Тип двигателя	Число двигателей, шт	Проходка общая, м	Проходка на один двигатель, м
ДЗ-195	85	67248	791
Д2-195	2	582	291
ДВРЗ-176	6	5820	970
ДРУ-172	28	8206	293
ДГР-178	6	1875	313
ДО-195	4	2477	619
ДР-195	34	32471	955
ЗТСШ1-195	90	74679	830

Примечание: нет данных по гидравлическому забойному двигателю ДГР-176.

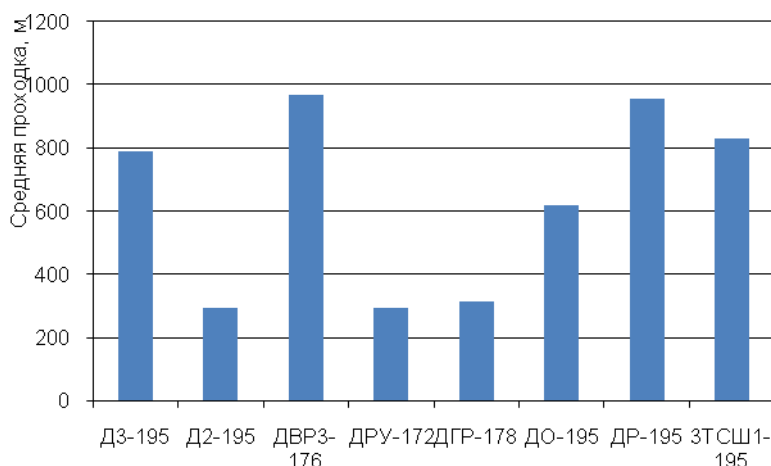


Рис. 2. Средние проходки, обеспечиваемые различными забойными двигателями

АНАЛИЗ СРЕДСТВ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ ПРИ ПРОВОДКЕ СКВАЖИН НА ТЕРРИТОРИИ ТРИФОНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.В. Турицына

Научный руководитель доцент Л.Н. Долгих

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Процесс строительства скважин связан со многими возможными видами нарушений природной среды, такими как: отчуждение и вывод из использования плодородных земель; нарушение почвенного слоя; поступление в водоносные горизонты и продуктивные пласты химических реагентов, используемых в качестве добавок к буровым промывочным жидкостям (БПЖ); переток пластовых вод из одного горизонта в другой; загрязнение подземных вод при торпедировании, кислотной обработке, гидравлическом разрыве пласта.

Наибольшему риску подвержены зоны возможных поглощений в толщах проницаемых пластов с высокими показателями пористости, трещиноватости, кавернозности.

Из табл. 1 видно, что затраты и время на ликвидацию поглощений в 2008 г. в сравнении с 2007 г. уменьшились. Это обеспечивается за счет постоянного контроля за процессом бурения, использования опыта бурения предыдущих скважин того же месторождения, а также использованием технологии, обеспечивающей оперативную и качественную изоляцию зон поглощений.

Во время бурения постоянно контролируется объем бурового раствора в приёмных ёмкостях. Не допускается ухода (потери) бурового раствора (БР) более 2 м³. Уменьшение объёма в приёмных ёмкостях во время углубления однозначно свидетельствует о поглощении. В случае потери БР приподнимают долото от забоя на 5–10 м и останавливают насосы. Определяют интенсивность поглощения:

$$Q = \frac{V}{t}, \quad (1)$$

где V – объём поглощённого бурового раствора, m^3 за время t , ч.

Таблица 1
Сравнительные данные по поглощениям при бурении скважин на Трифоновском месторождении

Период	Количество скважин	Количество поглощений	Количество поглощений с полной потерей циркуляции и полных уходов	Затраты на ликвидацию, тыс. руб.		Время на ликвидацию, ч	
				В общем	В среднем на одну скважину	В общем	В среднем на одну скважину
2007 г.	6	7	7	7915,2	1319,2	689,6	114,9
6 мес. 2008 г.	10	12	14	12760,3	1276,0	954,5	95,5

Коэффициент динамической приёмистости рассчитывается как:

$$E_d = \frac{Q}{\Delta P}, \quad (2)$$

где ΔP – перепад давления между забойным и пластовым.

Оценить среднюю раскрытость каналов фильтрации поглощающих пород можно по формуле:

$$\delta_{кф} = \sqrt[3]{a \cdot E_d \cdot t \cdot \tau_0}, \quad (3)$$

где $a = 0,06 \cdot 10^{-3}$ – коэффициент пропорциональности, τ_0 – динамическое напряжение сдвига нагнетаемой жидкости [1].

По результатам проведенных измерений применяют следующие методы борьбы с поглощениями [2]:

1. Если показатель интенсивности поглощения $Q \leq 25-30 m^3/ч$, средняя раскрытость трещин не превышает 1,5 мм, то для ликвидации поглощений используют следующую методику:

- Технологическая остановка процесса бурения на 6–10 ч с момента возникновения поглощения.
- Бурильный инструмент (БИ) на этот период поднимается от забоя и устанавливается в безопасном интервале (обычно в башмаке последней обсадной колонны (ОК)). В случае необходимости периодического расхаживания бурильной колонны (БК) долото поднимается не менее чем на 700 м. Во время технологического отстоя происходит нерегулируемая кольматация и закупорка приствольной зоны поглощающих пород за счёт повышения концентрации твёрдой фазы и прочности структуры БПЖ, заполнившей проницаемые каналы. При подъёме БИ производится доливка скважины в объёме поднятых бурильных труб (БТ). Сразу же после остановки на технологической отстой скважина доливается по $1 m^3$ через 1 ч до полного заполнения скважины.
- Восстановление циркуляции проводится на пониженной скорости. Предварительно в течение 2–3 минут вращают БК. Одновременно с включением насоса начинают подъём БК на первой скорости. Это мероприятие обеспечивает минимальное увеличение забойного давления.
- Промывку скважины продолжают не менее одного цикла. В это время в раствор с целью усиления его закупоривающих свойств вводят наполнители, и реагенты для повышения его реологических свойств.
- При допуске долота до забоя периодически восстанавливают циркуляцию и ведут промывку в течение не менее 15 мин., продолжая ввод наполнителей и реагента для повышения структурно-механических свойств и реологии БР.

2. Если показатель интенсивности поглощения $Q > 30 m^3/ч$, средняя раскрытость трещин превышает 1,5 мм и скважина доливается после подъёма БК и технологического отстоя, то готовятся к ликвидации поглощения с помощью ввода тампонажного раствора (ТР) при одновременном углублении скважины.

- В этом случае восстановленной циркуляцией осуществляют промывку после спуска очередных нескольких свечей. Когда долото оказывается в 10–20 м от забоя, начинают закачку заранее приготовленного ТР с наполнителем. Проработка ствола ведется таким образом, чтобы долото подошло к забоя к моменту выхода ТР из труб в затрубное пространство. Углубление скважины продолжается до тех пор, пока $\frac{3}{4}$ объёма ТР не будет выкачено из труб. Затем останавливается бурение и долото поднимается на безопасную глубину для восстановления циркуляции и промывки. После технологического отстоя в течение 5–8 часов со всеми предосторожностями колонну спускают до забоя для продолжения обычного бурения. Объём ТР должен быть не менее $6 m^3$, подача насосов при промежуточных промывках и при закачке ТР и во время углубления скважины не должна быть более 20 л/с.

3. При показателе интенсивности поглощения $Q > 100 m^3/ч$, раскрытость трещин превышает 2 мм и скважина не доливается после подъёма БК, готовятся к закачке ТР.

Производство изоляционной операции в общем случае осуществляется по следующей схеме:

- колонна БТ (как правило, без УБТ) спускается в скважину и устанавливается на 20–50 м выше глубины начала зоны поглощения;

- подготавливается к операции необходимая тампонажная техника и осуществляется её обвязка с устьем скважины;
- готовится расчётный объём изолирующего ТР. Объём тампонирующего раствора для условий бурения долотом 295 мм должен быть в пределах 6–10 м³ (на Трифоновском месторождении зона возможных поглощений при бурении из-под кондуктора достигает глубины 300 м). После получения требуемых показателей (динамическая вязкость $\eta = 40\text{--}50$ спз, динамическое напряжение сдвига $\tau = 20\text{--}30$ Па, условная вязкость более 250 с) в тампонирующую смесь вводят наполнители;
- приготовленный ТР закачивается в БТ на минимальной скорости с целью снижения потерь из-за поглощения дорогостоящего БР. Это мероприятие позволяет снизить интенсивность дренирования прискважинной области поглощающего пласта, а также величину избыточного давления на кровлю изолируемого интервала;
- продавку тампонажного состава также производят на минимальной подаче (10–20 л/с) насосов, что позволяет иметь минимальный перепад давления на кровлю поглощающего пласта. (рекомендуемый перепад 3–5 МПа). Осуществляют контроль за циркуляцией. При выходе ТР из БТ и наличии полной циркуляции герметизируют устье скважины, и поддерживают давление не более 4,0 МПа. Продавливают весь объём ТР, оставляя в трубах 0,5 м³. Если продавка ТР проходила при избыточном давлении на устье, то приступают к подъёму БК с целью спуска последней применявшейся для бурения компоновки низа БК и углубления скважины.

Кроме описанной выше методики, можно рекомендовать следующие способы профилактики и ликвидации ожидаемых поглощений бурового раствора: снижение плотности БР (с 1,12 до 1,08 г/см³); прохождение зон возможных поглощений с кольматационным переводником; установка цементного моста после встречи зоны поглощения; изменение глубины спуска ОК; цементирование кондуктора методом встречных потоков с установкой «корзины» выше интервалов поглощения или цементирование обратным методом; при снижении уровня цементного состава в затрубном пространстве в ходе ОЗЦ производится дозаливка цементного раствора с устья.

При бурении скважины № 314 Трифоновского месторождения 3 раза было зафиксировано поглощение. Осложнения были достаточно быстро ликвидированы.

1. Первое поглощение произошло в третий день строительства скважины на глубине 50 м при бурении под кондуктор. Для ликвидации проводили бурение при поглощении, спуск и цементирование 426 мм направления методом встречных заливок.

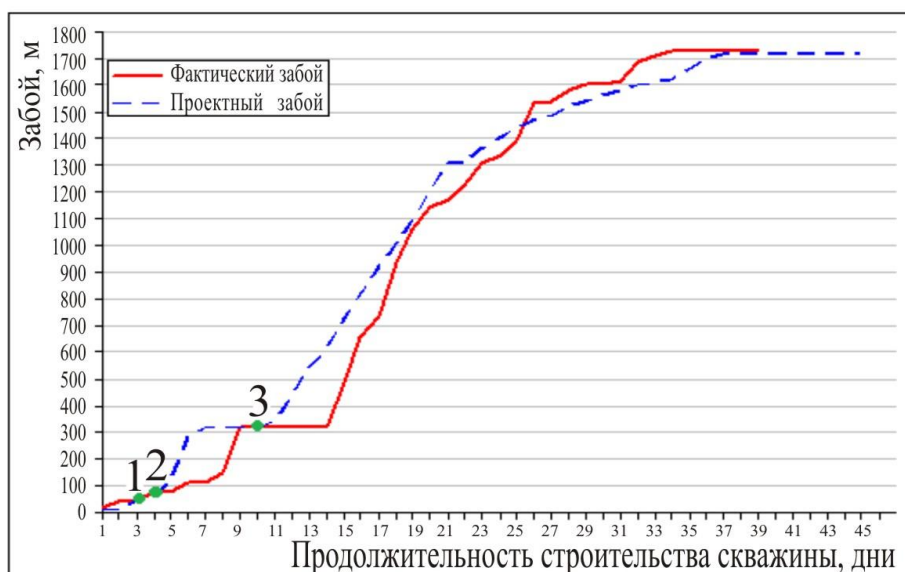


Рис. График строительства скважины № 314 Трифоновского месторождения

2. Второе поглощение (полный уход) произошло в четвертый день бурения при забое 73 м. Провели установку цементного моста (ОК БТ – 47 м, ПЦТ – 6 т). (Мост не был встречен, поглощение полное. При дальнейшем бурении, с глубины 77 м появилась частичная циркуляция, с глубины 90 м – снова полный уход.) Бурение вели без выхода циркуляции (с остановками для набора технической воды). Произвели спуск 324 мм кондуктора на глубину 111 м и цементирование методом встречных заливок. (Глубина спуска 324 мм кондуктора изменена с 70 на 110 м по опыту бурения предыдущих скважин).

3. Третье поглощение было в 10-й день бурения скважины на глубине 321 м. По опыту предыдущих скважин была проведена профилактика зоны поглощения на глубине 280 м. Провели установку цементного моста в интервале 249–282 м перед спуском и креплением 245 мм технической колонны (ПЦТ – 6 т) для обеспечения высоты подъёма цементного раствора в процессе цементирования и обеспечения продавки в полном объёме.

Материалы и химические реагенты, которые необходимо иметь на буровой или экспедиции для быстрой ликвидации зон осложнений [2]: наполнители (различной крупности целлофан, коробочки хлопка, речной песок, кора древесная, опилки древесные, скорлупа ореховая, резиновая крошка, перлит зернистый, кордвое волокно, пакля строительная, губчатая резина, кожа – «горох», пластик); структурообразователи (глинопорошок, бентонит, ПАА, гипан, метас, жидкое стекло); тампонажные материалы (цемент тампонажный с различными сроками схватывания, каустический магнезит и др.).

При строгом соблюдении вышеизложенных технологий борьбы и способов ликвидации поглощений можно добиться быстрого и качественного проведения работ по предотвращению осложнений, снижая стоимость работ, время ликвидации аварии, а также уменьшая потери проводки.

Литература

1. Групповой рабочий проект на строительство эксплуатационных скважин на Трифоновском месторождении 48-ПД-33986-2006, проект ООО ПермНИПИнефть, – Пермь, 2006.
2. Дополнение к групповому рабочему проекту на строительство эксплуатационных скважин на Трифоновском месторождении 48-ПД-33986-2006, пояснительная записка ООО ПермНИПИнефть, – Пермь, 2006.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ ОРГАНИЧЕСКИХ ПОЛИМЕРОВ МЕТОДОМ МЕХАНОАКТИВАЦИИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К НЕФТЕГАЗОВОМУ БУРЕНИЮ

Г.А. Усов, А.И. Шоломей, Д.В. Терентьев

Научный руководитель доцент Г.А. Усов

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Научный коллектив кафедры ТТР МПИ УГГУ более 30 лет ведет исследовательские работы в следующих научных направлениях:

- теоретические исследования в области физики разрушения твердого тела;
- механоактивация различных сред;
- формирование энергонасыщенных дисперсных систем;
- получение наноструктурированных дисперсных систем органических полимеров;
- проведение научно-исследовательских опытно-конструкторских работ (разработка техники и технологий) в области тонкого и сверхтонкого измельчения различных материалов.

За последние 15 лет на экспериментальном производстве получен большой опыт по тонкому и сверхтонкому измельчению различных органических материалов в промышленных масштабах (целлюлозы и клетчатки, рисовой шелухи, какао-веллы, торфа, пищевых органических красителей, растительных компонентов биологически активных добавок, крахмала и крахмалосодержащих продуктов), а также их модификации методом механоактивации.

Как показали маркетинговые исследования, наиболее востребованными на рынке модифицированных крахмалов на данный момент являются реагенты для нефтегазодобывающей промышленности и производства сухих строительных смесей.

Научный коллектив кафедры ТТР МПИ для получения ультрадисперсных систем органических полимеров методом механоактивации разработал модуль-модификатор УМК-2М на базе роторно-каскадной измельчительной машины центробежного типа, конструкция которого позволяет использовать наиболее эффективный способ измельчения – истирающе-раздавливающий.

Самыми эффективными по динамике нагружения измельчаемого материала и степени измельчения на сегодняшний день являются вибромельницы, дезинтеграторы, планетарные мельницы и ряд конструкций коллоидных измельчителей, используемых при механоактивации различных материалов. Разработанная конструкция роторно-каскадной измельчительной машины центробежного типа, как показали многочисленные лабораторные и производственные испытания, позволяет осуществлять процесс механоактивации в режимах, на порядок превышающих возможности вышеперечисленных измельчительных устройств.

Роторно-каскадная измельчительная машина является прямоточным измельчительным аппаратом и состоит из цилиндрического корпуса, футерованного высокопрочными материалами, внутри которого соосно расположен ротор в виде сепаратора, с ячейками, заполненными мелющими телами.

Исходный материал из бункера через дозатор подается в рабочую камеру измельчительной машины и попадает в зазор между футеровкой корпуса и ротором. При вращении ротора мелющие тела под действием центробежных сил прижимаются к футеровке и, прокатываясь по исходному материалу, измельчают его, создавая сжимающе-сдвиговые нагрузки.

Мелющие тела в роторе расположены покаскадно, а исходный материал, проходя по всей длине рабочей зоны в процессе механоактивации, подвергается нагружению в каждом каскаде более 50-70 раз с временными промежутками между нагружениями порядка 30-тысячной доли секунды. Столь высокая частота нагружений не позволяет измельчаемому материалу восстанавливать свои прочностные свойства, что, в свою очередь, значительно повышает эффективность измельчения и механоактивации. В процессе механоактивации молекулы крахмала разрушаются, разрушенные частицы сшиваются вводимыми химическими соединениями, что существенно изменяет их свойства.

В измельчительной машине предусмотрена возможность регулирования степени измельчения и глубины механоактивации органических полимеров за счет изменения оснащенности ротора мелющими телами, частоты вращения ротора и скорости подачи материала в рабочую зону. Для предотвращения перегрева модифицированных полимеров измельчительная машина оснащена системой водяного охлаждения. Мощность электропривода измельчительной машины составляет 55 кВт; производительность по готовому продукту в зависимости от глубины механоактивации – 50–80 кг/час; моторесурс измельчительной машины составляет 50–60 т, после чего производится замена рабочих органов.

Производство наиболее сложных по составу и степени механоактивации модифицированных органических полимеров осуществляется по технологической схеме, включающей дополнительное измельчительное оборудование, смесители, дозаторы и прочее. Данная схема обеспечивает поэтапный ввод необходимых химических реагентов в процессе модификации и достижение требуемой степени механоактивации.

При проведении производственных испытаний энергонапряженного ультраскоростного измельчительного аппарата УМК-2М отработаны оптимальные режимы технологии получения бурового модифицированного крахмального реагента марок ТМК-3М и ТМК-6М и проведены исследования основных параметров биополимерных промывочных жидкостей на базе данного реагента в производственной лаборатории Уфимского управления буровых работ (г. Уфа).

По эффективности и качеству обработки буровых промывочных жидкостей разработанные химреагенты марок ТМК-3М и ТМК-6М находятся на уровне высококачественных дорогостоящих зарубежных аналогов модифицированных крахмальных буровых реагентов. Для сравнительного анализа в таблице приведены технологические параметры широко применяемых в нефтегазовом бурении на территории РФ зарубежных модифицированных крахмальных химреагентов марки FLOXAN HH-HF фирмы SPOLYBNT и марки Dextria LTE фирмы «Баройд». Данные технологических параметров буровых промывочных жидкостей (результат очень большого объема всесторонних лабораторных исследований), приведенные в таблице, дают основание утверждать, что по эффективности обработки буровых промывочных жидкостей разработанные химреагенты по технологическим показателям находятся на уровне зарубежных аналогов. Основное отличие химреагента марки ТМК-6М от химреагента марки ТМК-3М состоит в повышенных структурно-механических и реологических параметрах обрабатываемых ими буровых промывочных жидкостей (табл.).

Модифицированный буровой крахмальный реагент марки ТМК является экологически безвредным продуктом, так как подвергается бактериологическому разложению, не образуя вредных веществ. Настоящий реагент эффективно снижает водоотдачу как пресных, так и соленасыщенных буровых растворов различной степени минерализации и поддерживает стабильные реологические параметры очистного агента в процессе бурения.

Таблица

№	Состав пробы	Параметры						Примечания
		плотность ρ , г/см ³	вязкость, Т, с	водоотдача В, см ³ /30 мин	толщина корки К, мм	стат. напр. сдвига θ_1 , Па	стат. напр. сдвига θ_{10} , Па	
1	100 г глина + 1 л вода	1,05	16–17	32–35	> 4	0,045	0,06	Замеры после приготовления раствора
		1,05	18–20	28–30	2,5–3	0,7	0,85	Замеры через 2 суток
2	100 г глина + 1 л вода + 20 г ТМК – М + 5 г NaOH	1,055	50–55	6–7	0,5–1	0,495	0,55	Замеры после приготовления раствора
		1,055	32–35	4–5	0,5–1	0,27	0,315	Замеры через 2 суток
3	100 г глина + 1 л вода + 20 г ТМК – 3М + 5 г NaOH	1,055	28–30	6–7	0,5–1	0,185	0,21	Замеры после приготовления раствора
		1,055	22–25	5–6	0,5	0,36	0,385	Замеры через 2 суток
4	100 г глина + 1 л вода + 20 г зарубежный модифицированный крахмал марки FLOXAN HH-HF	1,05	50–55	6	1	1,255	1,485	Замеры после приготовления раствора
		1,05	30–35	4–5	0,5	1,06	1,095	Замеры через 2 суток
5	100 г глина + 1 л вода + 20 г зарубежный модифицированный крахмал марки Dextria LTF	1,05	21–25	5–7	0,5	0,21	0,245	Замеры после приготовления раствора
		1,05	17–19	5–6	0,5	0,165	0,19	Замеры через 2 суток

Признанием высокого уровня разработанной технологии модификации органических полимеров является получение в 2008 году гранта «Технология производства наноструктурированных дисперсных систем органических полимеров методом механоактивации применительно к нефтегазовому бурению» (4 млн руб.) от Министерства

промышленности и науки Свердловской области по рекомендации специалистов государственной корпорации «Роснанотех».

Литература

1. Жушман А.И., Быкова С.Т., Коптелова Е.К. Новые виды модифицированных крахмалов и их применение. – Москва, 1976.
2. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: «Летопись», 2005. – 664 с.
3. Ходаков Г.С. Физика измельчения. – М.: Наука, 1972. – 307 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КАВИТАЦИОННОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ И ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

М.А. Чабаева, В.И. Хлебников

Научный руководитель старший преподаватель С.В. Воробьев
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Использование суспензий (смеси твердых частиц и воды) нашло широкое распространение при строительстве скважин, а именно, при проводке и креплении ствола скважины используются буровые и тампонажные растворы [1, 2]. Одним из основных недостатков применения суспензий является невысокая степень однородности (гомогенности) получаемых растворов, особенно при невысоком качестве компонентов сырья, используемого при приготовлении, что приводит к ухудшению показателей проходки долота и качества крепления скважин.

Проведенный анализ оценки качества цементирования скважин месторождений Западной Сибири [3–5] показывает, что сцепление тампонажного материала с колонной весьма низкое, и только в 40 % удовлетворительное, сцепление с породой еще ниже, удовлетворительное качество составляет 25 %. Это указывает на низкие адгезионные свойства цементного материала, как по отношению к горной породе, так и по отношению к металлу обсадной колонны. Проведенный анализ по цементометрии показал весьма неоднородное заполнение затрубного пространства и большой интервал разброса удельного веса за эксплуатационной колонной. Данные позволяют сделать выводы о необходимости применения методов, обеспечивающих повышение качества суспензий.

Существуют множество способов улучшения качественных показателей суспензии [4]:

1. Механические – с помощью различного типа мельниц, гидроциклонов, дезинтеграторов.
2. Химические – посредством добавления различных реагентов (ускорителей, стабилизаторов, пластификаторов).
3. Физические – посредством воздействия ультразвука, вибрации, электромагнитных волн.

Но не всегда эти методы эффективны, а зачастую требуют затрат энергии и использование специального дорогостоящего оборудования и химических реагентов.

Качественное перемешивание суспензии приводит к образованию однородного состава, который при застывании (в случае цементирования) образует однородный по плотности, пористости цементный камень, способный противостоять проникновению пластовых вод и растворению и размыванию цементного камня. Одним из способов получения качественной суспензии является интенсивное перемешивание с использованием дезинтегрирующих устройств. На рис. 1 приведено устройство для обработки буровых и тампонажных растворов, позволяющее улучшить качество суспензии.

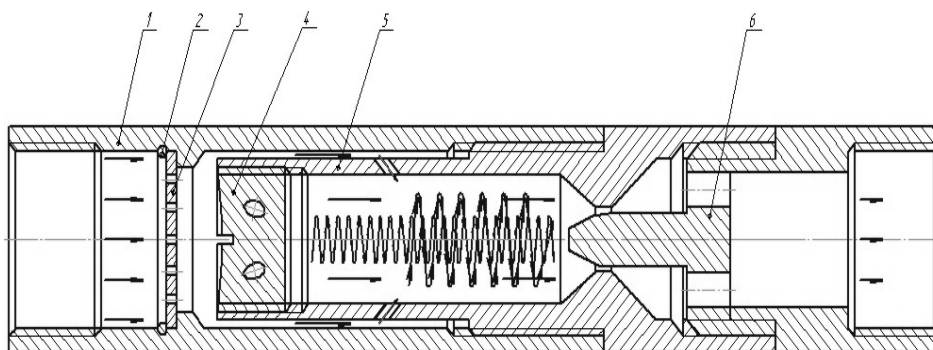


Рис. 1. Устройство для обработки буровых и тампонажных растворов.
1 – корпус устройства, 2 – стопорное кольцо, 3 – диспергирующая диафрагма,
4 – турбулизирующая насадка, 5 – камера смешения, 6 – обтекаемый сердечник

Принцип действия устройства основан на применении явления кавитации. На входе в гидравлическое устройство цементный раствор движется ламинарно, далее, проходя через турбулизирующую насадку, скорость потока возрастает в десятки раз, и на выходе из него, в камере смешения ламинарное течение преобразуется в турбулентное. В результате турбулентный поток цементного раствора, двигаясь через сопло, состоящее из

конфузора и диффузора, с обтекаемым сердечником, в самом узком поперечном сечении канала увеличивает свою скорость, и соответственно происходит понижение давления до некоторого критического значения. Присутствующие в цементном растворе пузырьки газа или пара, двигаясь с потоком раствора и попадая в область давления меньше критического, приобретает способность к неограниченному росту. Абсолютное давление при этом достигает значения равного давлению насыщенных паров жидкости при данной температуре или значения равного давлению, при котором начинается выделение из нее растворимых газов, и в данном месте потока наблюдается интенсивное парообразование (кипение) и выделение газов.

Кавитационные пузырьки, образованные локальным понижением давления жидкости, при повышении давления резко захлопываются. Причем, процесс образования и роста полостей происходит относительно медленно, тогда как схлопывание протекает со сверхзвуковой скоростью, порождая ударную волну. При захлопывании пузырьков давление, достигающее десятков и даже сотен тысяч атмосфер, настолько резко возрастает (как при взрыве), что твердые компоненты раствора, находящиеся в зоне кавитации, не выдерживают и подвергаются диспергированию.

Выделяющаяся в процессе схлопывания пузырька энергия приводит к возбуждению, ионизации и диссоциации молекул воды и газов внутри кавитационной полости. На этой стадии любой из присутствующих газов является активным компонентом, участвующем в передаче энергии возбуждения, перезарядке и других процессах. Воздействие кавитации на водные растворы приводит к диспергированию цементных частичек в кавитационных пузырьках. Как показала практика использования подобных устройств происходит изменение следующих параметров: происходит увеличение растекаемости цементной суспензии, снижение плотности, снижение водоотдачи цементной суспензии, снижение сроков начала и конца схватывания цементной суспензии, уменьшение среднего размера частиц, улучшение адгезионных свойств цементного камня с металлом, улучшение прочностных свойств цементного камня.

По характерным сечениям разрабатываемого устройства проведены гидравлические расчеты, приведенные в таблице и на рис. 2.

Таблица

Результаты гидравлических расчетов

№ сечения	Скорость, м/с	Давление, Па
1	0,614	10 000 000
2	от 13,262 до 19,894	4 728 230,6
3	1,179	9 999 395,7
4	199,25	- 27 714 818,14
5	0,778	9 999 566,195

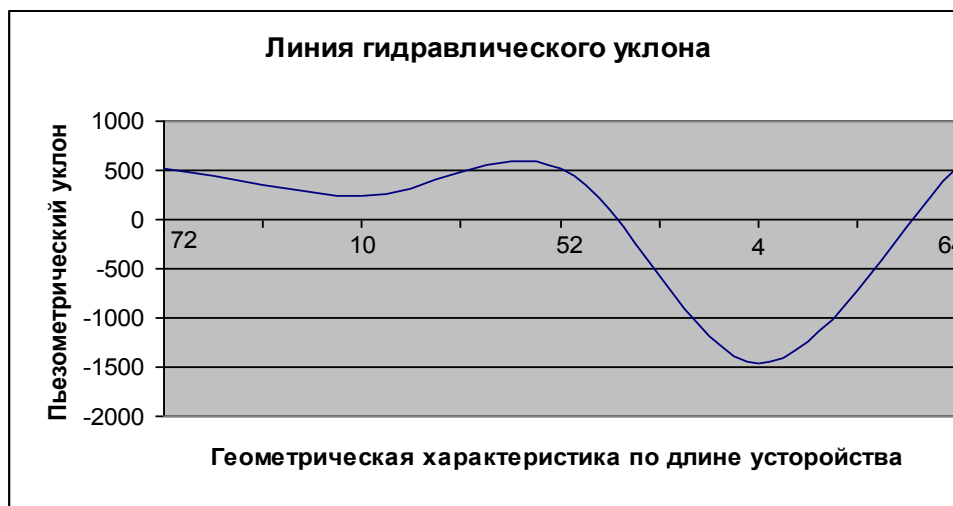


Рис. 2. Линия гидравлического уклона, построенная на зависимости пьезометрического уклона от радиуса в характерных сечениях разрабатываемого устройства

Результаты расчетов показывают возникновение эффекта кавитации в области установленного обтекаемого сердечника. Турбулизация потоков суспензии до установленного сердечника приводит к дополнительному увеличению гомогенностиготавливаемых растворов, а также переносу явления кавитации со стенок устройства в поток прокачиваемого раствора.

Данное устройство необходимо применять для приготовления тампонажных растворов из лежалых цемента, отличающихся неоднородностью, неудовлетворительной подвижностью, крайне низкими технологическими и изоляционными свойствами, а также при цементировании с применением различных химических реагентов. Особое внимание следует обратить на растворимость в воде, прежде всего замедлителей сроков схватывания тампонажного раствора - полимеров, основой для которых является целлюлоза (в случае неполного растворения при затворении, особенно с добавками глины выходят пачки раствора различной вязкостью, плотностью).

Литература

1. Буровые промывочные и тампонажные растворы / Под ред. А.И. Булатова. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
2. Теория и практика заканчивания скважин / Под ред. П.П. Макаренко. – М.: Недра, 1997-1998. – Т. 1-5.
3. Скважинная добыча нефти / Под ред. И.Т. Мищенко. - М.: Нефть и газ, 2003. - 816 с.
4. Управление свойствами буровых растворов / Под ред. Я.А. Рябченко. – М.: Недра, 1990. - 497 с.
5. Заканчивание скважин / Под ред. Е.М. Соловьева. – М.: Недра, 1979. – 572 с.
6. Истечение жидкости через насадки в среды с противодействием / Б.Н. Сиов. – М.: Машиностроение», 1967. – 140 с.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ ХВОСТОВИКОВ В БОКОВЫХ СТВОЛАХ

С.Е. Чернышов

Научный руководитель профессор Н.И. Крысин

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Одной из наиболее ответственных операций при строительстве скважин является процесс цементирования обсадных колонн. Особого внимания заслуживает проблема цементирования хвостовиков при проводке боковых стволов из ранее пробуренных скважин, по причине малых зазоров между хвостовиком и стенками открытого ствола скважины, а так же из-за отсутствия должного центрирования хвостовика в боковом стволе.

Опыт цементирования дополнительных стволов показал, что в большинстве случаев практически на всем интервале отсутствует плотный контакт цементного камня с обсадной колонной, что не позволяет получить информацию о состоянии контакта цементного камня с горной породой. Это во многом обусловлено применением усадочного тампонажного материала. Для исключения усадки цементного камня, по-видимому, необходимо вводить в состав тампонажного раствора расширяющие добавки, а так же добавки, которые будут регулировать основные свойства цементного раствора-каменя. Кроме того, необходимо обеспечивать центрирование обсадной колонны в открытом стволе, включением эффективно центрирующих элементов в конструкцию хвостовика.

1. На рис. 1 показаны сроки загустевания расширяющихся тампонажных смесей для повышенных температур (75 °С).

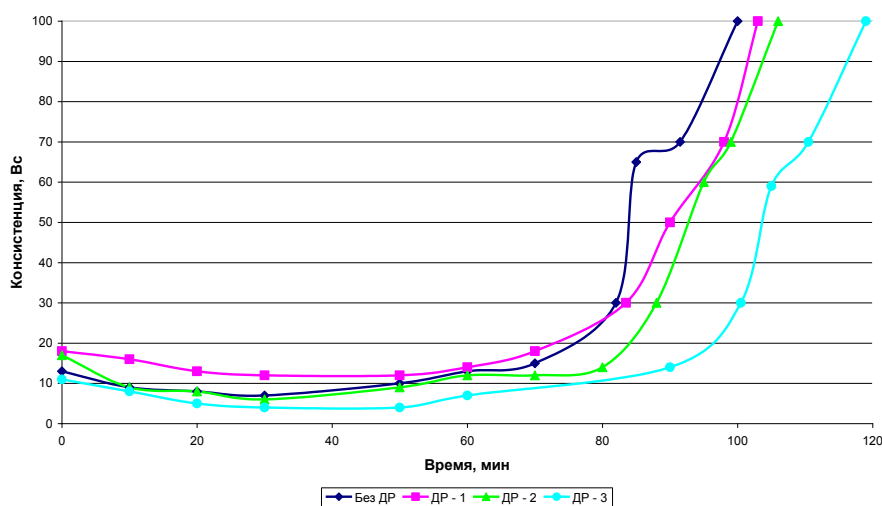


Рис. 1. Сроки загустевания расширяющихся тампонажных смесей для повышенных температур

2. На рис. 2 представлены величины линейного расширения расширяющихся тампонажных смесей для повышенных температур (75 °С).

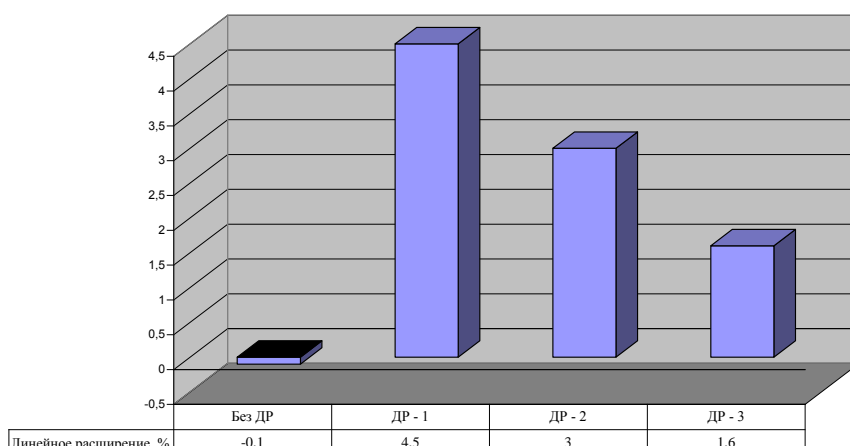
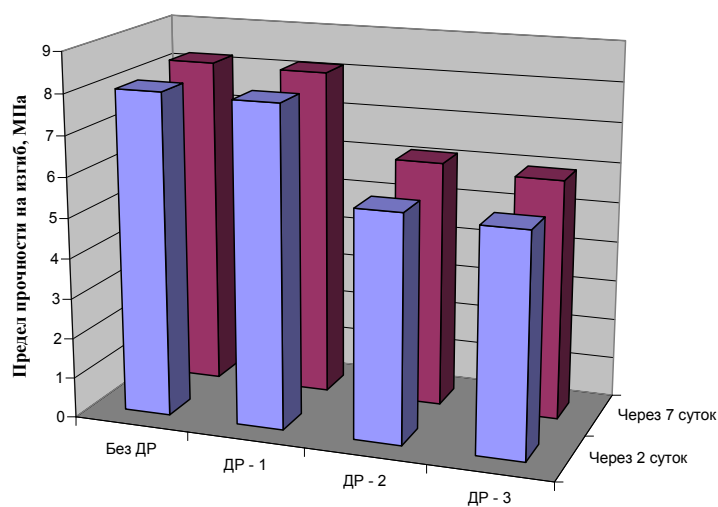


Рис. 2. Величины линейного расширения расширяющихся тампонажных смесей для повышенных температур

3. На рис. 3 показаны прочностные показатели цементного камня из расширяющихся тампонажных смесей для повышенных температур (75 °С).



	Без ДР	ДР - 1	ДР - 2	ДР - 3
Через 2 суток	8,02	7,96	5,64	5,51
Через 7 суток	8,21	8,15	6,13	5,95

Рис. 3. Прочностные показатели цементного камня из расширяющихся тампонажных смесей для повышенных температур

4. На рис. 4 показаны сроки загустевания расширяющихся тампонажных смесей для нормальных температур (23 °С).

5. На рис. 5 представлены величины линейного расширения расширяющихся тампонажных смесей для нормальных температур (23 °С).

6. На рис. 6 показаны прочностные показатели цементного камня из расширяющихся тампонажных смесей для нормальных температур (23 °С).

По результатам проведенных исследований разработаны рекомендации по цементированию хвостовиков при строительстве боковых стволов с применением предложенных расширяющихся тампонажных составов.

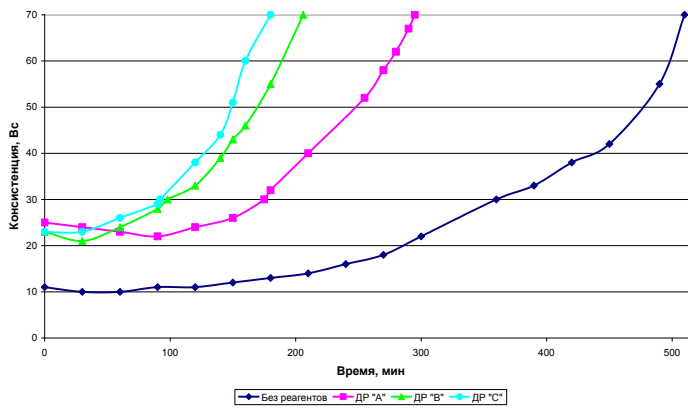


Рис. 4. Сроки загустевания расширяющихся тампонажных смесей для нормальных температур

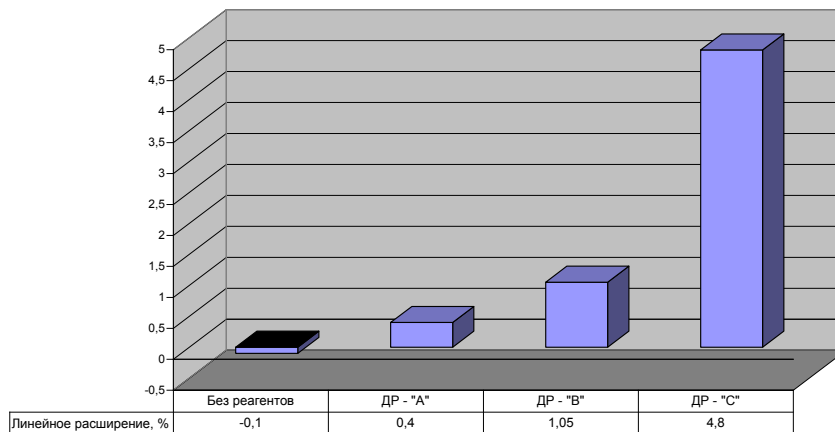


Рис. 5. Величины линейного расширения расширяющихся тампонажных смесей для нормальных температур

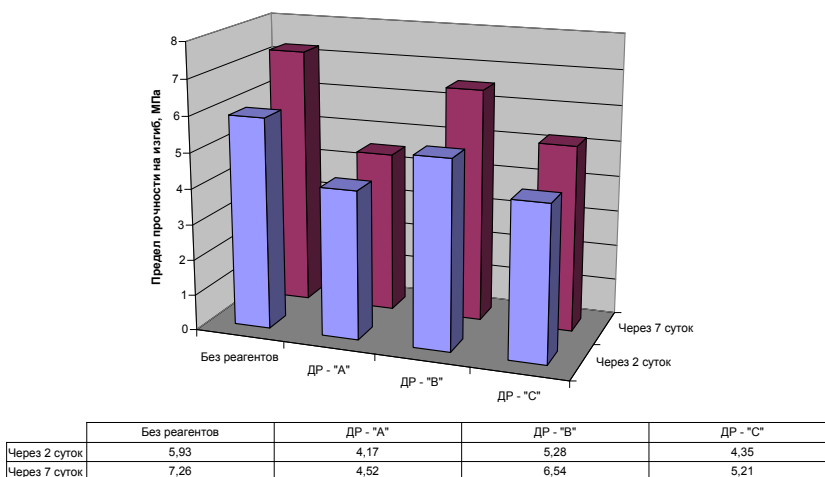


Рис. 6. Прочностные показатели цементного камня из расширяющихся тампонажных смесей для нормальных температур

Так же ведется работа по разработке конструкции элементов, эффективно центрирующих хвостовик в боковом стволе.