

О.Д. Кожушок, В.В. Радченко, С.А. Зинченко, Е.Н. Халимендигов

СПОСОБ ПОТОЧНОГО СООРУЖЕНИЯ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН С ПОВЕРХНОСТИ*

Приведены инновационные технические решения, обеспечивающие скоростное поточное сооружение дегазационных скважин, пробуренных с поверхности. Показано, что увеличение механической скорости бурения возможно только при использовании забойных двигателей в частности винтовых.

СПОСІБ ПОТОЧНОГО СПОРУДЖЕННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН З ПОВЕРХНІ

Наведено інноваційні технічні рішення, що забезпечують швидкісне поточне спорудження дегазацийних свердловин, пробурених з поверхні. Показано, що збільшення механічної швидкості буріння можливо тільки при використанні забійних двигунів зокрема гвинтових.

METHOD OF DRAINAGE BOREHOLES CONTINUOUS FRAMING FROM SURFACE

Presented innovative technical solutions that provide high-speed construction degasification wells drilled from the surface. Shown that increase of the penetration rate is only possible using downhole motors, in particular, mud motors.

Для бурения дегазационных скважин с поверхности в компании «Донецксталь» используется автоматизированный буровой комплекс Ultra Single 150 (Канада) с принципиально новым оборудованием (рис. 1). Его особенностью является сжатые сроки монтажа оборудования за счет его блочного размещения, высокая устойчивость мачты, что исключает необходимость крепления ее растяжками при бурении и др. Комплекс состоит из 14-ти блоков, которые удобно транспортировать при переезде на каждую новую точку бурения. Мачта с приводом реечно-шестеренчатого типа (РШТ) и соответствующее вспомогательное оборудование для выполнения спускоподъемных операций, а также система верхнего привода (СВП), переме-

щающаяся по мачте, расположена на трейлере бурового комплекса.



Рис. 1. Буровой комплекс Ultra Single 150

*Работы выполнены под руководством д.т.н., проф. М.А. Ильяшова

Насосно-силовой блок, смонтированный на металлической раме для удобства перевозки, включает в себя два трехцилиндровых буровых насоса фирмы Weatherford с дизельным приводом номинальной мощностью 368 кВт каждый.

Четырех ступенчатая закрытая циркуляционная система компании Brand экологически безопасна, поскольку исключает необходимость сооружения отстойников для очистки бурового раствора.

Два блока гидравлической силовой установки (ГСУ) предназначен для подачи гидравлической жидкости к приводу РШТ, верхнему приводу и другим исполнительным органом бурового комплекса, укомплектованы двумя дизельными двигателями мощностью 440 кВт каждый.

Буровой комплекс снабжен комфортабельной кабиной машиниста, который осуществляет управление основными операциями по бурению, спуску и подъему буровой колонны и обсадных труб (рис. 2).



Рис. 2. Кабина бурового мастера с пультом управления

При сооружении первых дегазационных скважин время на выполнение отдельных технологических операций, таких как: монтаж, бурение, цементирование затрубного пространства обсадных колонн оказалось несколько больше, чем нормативное у высокопроизводительных организаций (рис. 3).

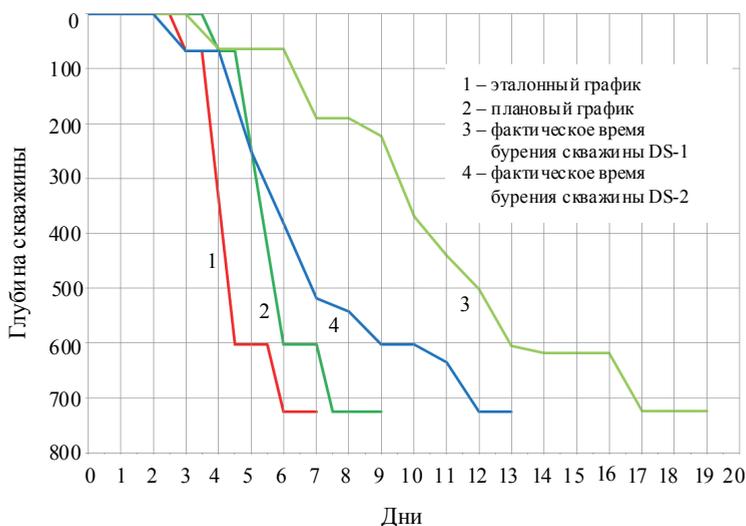


Рис. 3. График зависимости времени сооружения скважин в зависимости от их глубины

Из рисунка видно, что на сооружение первых скважин было затрачено до 19 дней (показатель по скважинам DS-1 (дегазаци-

онная скважина первая) и DS-вторая).

С целью повышения скорости поточного сооружения дегазационных скважин при

снижении их стоимости и улучшении условий труда буровой бригады специалистами компании в результате анализа отдельных технологических операций с учетом опыта работы отечественных и зарубежных организациями была проведена оценка предполагаемого экономического эффекта от внедрения инновационных технологий в каждом технологическом цикле.

Таким образом, были разработаны следующие инновационные мероприятия по усовершенствованию технологических операций, используемых при скоростном сооружении дегазационных скважин:

1. С целью ускорения перевозки и монтажа оборудования на новую точку было предложено изготовить дополнительный комплект специальных деревянных настилов для размещения оборудования буровой установки, которые предварительно укладываются в месте заложения новой скважины, что позволило сократить сроки монтажа оборудования на двое суток.

2. С целью ускорения погрузочно-разгрузочных работ была приобретена спецмашина с транспортером и погрузочной лебедкой, использование которой позволило сократить количество трейлеров и кранов. Для перевозки бурового оборудования в сложных погодных условиях было предложено отдельные блоки (насосный, блок очистки и др.) не разбирать на отдельные узлы и механизмы, а устанавливать их на специальные полозья. Таким образом, время на перевозку оборудования за счет ускорения погрузочно-разгрузочных и транспортных работ с 3-4 часов сократилось до 40-70 мин.

3. Особое внимание уделено выбору конструкции скважины, которая должна обеспечивать: беспрепятственное перемещение метана из выработанного пространства действующего очистного забоя, исключение связи скважины с водоносными горизонтами и водоносных горизонтов между собой, предотвращение преждевременной деформации скважины при ее подработке, срок службы на оптимальных

технологических режимах работы не менее одного года.

Были разработаны и опробованы несколько вариантов конструкций с эксплуатационной колонной различного диаметра, установленной с выходом на поверхность и с хвостовиком (рис. 4).

С учетом анализа времени на выполнение отдельных операций при сооружении скважин с «хвостовиком» и без него, а также с учетом материальных затрат и аэродинамических свойств скважины во время ее эксплуатации был принят наиболее оптимальный вариант конструкции скважины с установкой эксплуатационной колонны диаметром 114 мм муфтового соединения (рис. 4, д). Такое решение не ухудшает аэродинамические характеристики скважины и позволяет сократить время на бурение и крепление на 10%.

4. На темпы бурения кроме характеристики буровой установки и квалификации бурового персонала в значительной мере оказывает влияние качественный подбор компоновки низа буровой колонны (КНБК) и режимов бурения. Подбор КНБК влияет на естественное отклонение оси скважины от проектной величины и на механическую скорость бурения, поэтому в процессе бурения скважин были использованы различные варианты компоновки. Установлено, что при бурении с КНБК маятникового типа (с одним центратором, установленным на расстоянии 8-9 м выше долота, ось скважины отклонялась сверх установленных нормативов, ее забой оказывался выше заданной точки, и поэтому приходилось скважины углублять, чтобы достичь необходимой отметки забоя. Увеличение длины скважины приводило к увеличению сроков ввода скважин в эксплуатацию, увеличению материальных затрат.

При использовании жестких компоновок с двумя центраторами (один центратор над долотом, второй после первой трубы УБТ) отклонение оси скважин удалось удерживать в пределах, установленных нормативами (до 1 град/100 м). Однако при

использовании жесткой компоновки механическая скорость бурения снижается из-за

увеличения сил трения центраторов о стенки скважины.

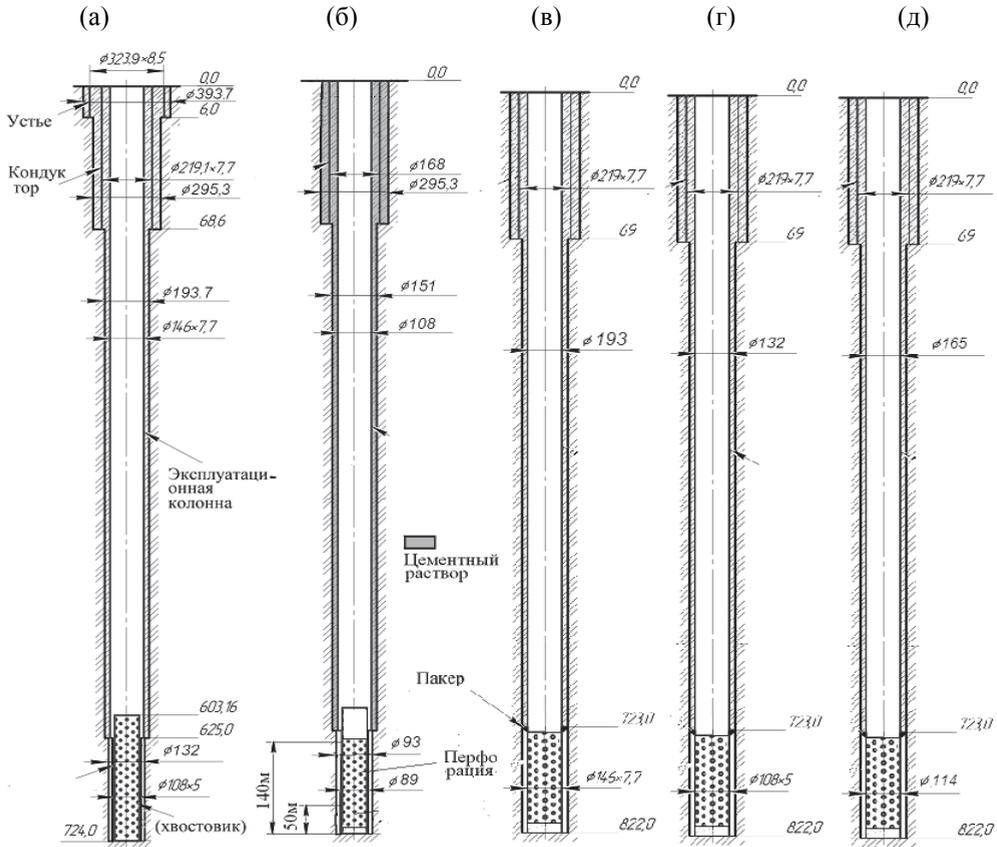


Рис. 4. Конструкции дегазационных скважин

Для обеспечения оптимальных значений механической скорости бурения с минимальными отклонениями оси скважины применяются следующие режимы бурения:

а) При бурении шарошечными долотами диаметром 193,7 и 215,9 мм:

- осевое усилие принимается 120-150 кН. При перебуривании трещиноватых пород осевое усилие снижается до 80-100 кН;

- частота вращения составляет 80-100 об/мин. При перебуривании трещиноватых пород частота вращения снижается до 60-80 об/мин;

- количество подаваемого бурового рас-

твора должно быть в пределах 20-25 л/с.

б) При бурении долотами типа PDC, армированных алмазными поликристаллическими резцами диаметром 215,9 мм:

- осевое усилие принимается 80-100 кН. При перебуривании трещиноватых пород осевое усилие снижается до 50-70 кН;

- частота вращения составляет 100-120 об/мин. При перебуривании трещиноватых пород частота вращения снижается до 60-80 об/мин;

- количество подаваемого бурового раствора должно быть в пределах 20-25 л/с.

При использовании указанных КНБК и

режимов бурения удалось достичь средней механической скорости бурения до 8-10 м/ч, и таким образом скважина глубиной 750-800 м соорудается за 7-9 дней.

5. Известно, что буровой раствор, кроме охлаждения породоразрушающего инструмента и удержания выбуренной породы от оседания на забой при непредвиденном прекращении циркуляции, выполняет функцию укрепления стенок скважины от обвалов и осыпей, что особенно важно при бурении скоростном бурении верхних интервалов четвертичных и неогеновых отложений до глубины от 70 до 80 м.

При бурении рыхлых песчаных отложений верхних интервалов геологического разреза с использованием глинистого раствора, приготовленного из глинопорошка ОАО «Завод утяжелителей», г. Константиновка наблюдались обвалы стенок скважины, а при бурении глинистых отложений образовывались сальники из-за увеличения в растворе процентного содержания твердой фазы. Эти осложнения снижали скорость бурения, а при креплении участков скважины обсадными трубами имели место остановки колонн в указанных интервалах из-за сужений ствола скважин. Возникающие осложнения ликвидировались путем промывки скважины через обсадную колонну с одновременным ее проворачиванием. Эти дополнительные работы приводили к увеличению сроков сооружения скважин и их стоимости.

В последующем для предупреждения осложнений в раствор включались добавки высоковязкой КМЦ (POLOFIX HV или GABROSA HV) в количестве 2-3% с одновременным снижением содержания глинопорошка в буровом растворе. Хорошо зарекомендовал себя буровой раствор, приготовленный из глинопорошка ПБА-18 «Nogmal» производства ПАО «Дашуковские бентониты», с. Дашуковка Черкасской области, с добавлением 2-3% высоковязкой КМЦ (POLOFIX HV или GABROSA HV).

Установлено, что при использовании указанных растворов диспергирование бу-

рового раствора снизилось, качество очистки скважины улучшилось, снизилось количество прихватов бурового инструмента и обсадные колонны гарантированно устанавливаются в заданные интервалы.

На поле шахтоуправления «Покровское» присутствуют мощные зоны фильтрующих песчаников и наблюдаются дифференциальные прихваты бурового снаряда. Кроме того, обогащение бурового раствора большим количеством твердой фазы из илистых фракций, алевролитов и аргиллитов также приводило к прихватам инструмента, поэтому с целью ликвидации прихватов предложено использовать полимер-калиевый раствор, обработанный химическими реагентами – хлористым калием (минеральный ингибитор) и КМЦ (стабилизатор и регулятор фильтрации) с параметрами: плотность – 1030-1050 кг/м³; условная вязкость – 20-22 с; водоотдача – 8-10 см³ /за 30мин.; содержание ионов калия – до 3000-5000 мл/см³; содержание песка – до 1%.

Установлено, что при использовании предложенного раствора при бурении на блоке №10 в фильтрующих породах диспергирование бурового раствора снизилось, прихваты бурового инструмента прекратились.

6. В процессе бурения в условиях, где в разрезе встречаются мощные пласты пород глинистого комплекса, на глубинах свыше 600 м плотность бурового раствора увеличивалась до 1200 кг/м³ за счет обогащения частицами выбуренной породы глинистых фракций. Это приводило к прихватам бурового инструмента из-за наличия в нем большого количества выбуренного шлама. Производительности блока очистки циркуляционной системы бурового комплекса Utra Single 150 оказалось недостаточно для очистки раствора при бурении пород глинистого комплекса. Поэтому было предложено в состав блока очистки ввести центрифугу ОГШ-501У-01 для очистки бурового раствора от тонкодисперсной фракции 10-25 мкм. Установлено, что включенная в блок очистки центрифуга производи-

тельностью 15 м³/с при периодическом ее включении в работу на 3-5 часов в смену позволяет очищать буровой раствор, снижать его плотность с 1150 до 1050 кг/м³, поддерживать параметры бурового раствора на уровне проектных величин, при этом уменьшается абразивный износ деталей бурового оборудования.

7. Наличие в геологическом разрезе углеводородной толщи водоносных горизонтов с низким пластовым давлением, тектонических нарушений и трещиноватых пород приводит к поглощению бурового раствора. Поглощения буровых растворов, являющихся распространенным видом осложнений при бурении скважин, характеризуются полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе бурения. Нарушая принятую технологию работ, поглощения приводят к межпластовым перетокам и обвалообразованиям, что требует дополнительных затрат времени и средств на ликвидацию таких осложнений.

Для борьбы с поглощениями принято решение использовать метод закачивания в скважину пачек бурового раствора повышенной вязкости с добавкой в раствор специальных наполнителей. Для повышения вязкости применяются бентонитовый глинопорошок, жидкое стекло, полиакриламид Флодрил. В качестве наполнителей в буровой раствор в количестве от 0,5 до 5% от объема бурового раствора в скважине вводятся опилки, резиновая крошка, отходы бумажного производства СКОП и др., а иногда при полных поглощениях в раствор вводятся специальные цементы с высовязкими наполнителями. Попадая в зону поглощения высоковязкие пачки бурового раствора, создают гидравлическое сопротивление движению раствора в трещины зоны поглощения и таким образом предотвращают уход бурового раствора в пористые и мелкотрещиноватые породы. Предложенная технология позволила сократить сроки борьбы с поглощениями и выполнить бурение скважин до проектной глубины.

В случае продолжительности поглощения более 24 часов конструкция скважины корректируется. Скважина бурится до глубины, на которой предполагается разместить начало зоны перфорации эксплуатационной колонны. В скважину опускается обсадная колонна Ø146мм с выходом на поверхность. Затрубное пространство колонны цементируется. Затем скважина бурится Ø127 мм до проектной глубины. В пробуренный интервал опускается потайная перфорированная обсадная колонна Ø108 мм без цементации затрубного пространства.

8. При сооружении дегазационных скважин затрубное между стенкой скважины и эксплуатационной колонной необходимо надежно изолировать от водоносных горизонтов, поскольку наличие даже небольшого столба жидкости в скважине создает дополнительные сопротивления выводу газа в скважину.

Установлено, что при использовании способа цементации с засыпкой скважины песком происходит удорожание работ из-за необходимости засыпки песка. Кроме того для вымывания песка необходимо большое количество воды, которую при закрытой системе циркуляции необходимо постоянно подвозить или хранить воду в больших резервуарах или отстойниках.

С учетом конкретной конструкции перфорированной части эксплуатационной колонны, ее диаметра и способа установки принято решение использовать технологию цементации затрубного пространства эксплуатационной колонны выше перфорационных отверстий методом манжетного цементирования под давлением с использованием одной продавочной пробки (рис. 5).

Однако при использовании пакера, разработанного для цементации нефтяных скважин в процессе спуска обсадной колонны раскрытая эластичная манжета пакера частично разрушается в результате трения о стенки скважины, что в конечном результате приводит к потерям дорогого цементного раствора и некачественной цементации.

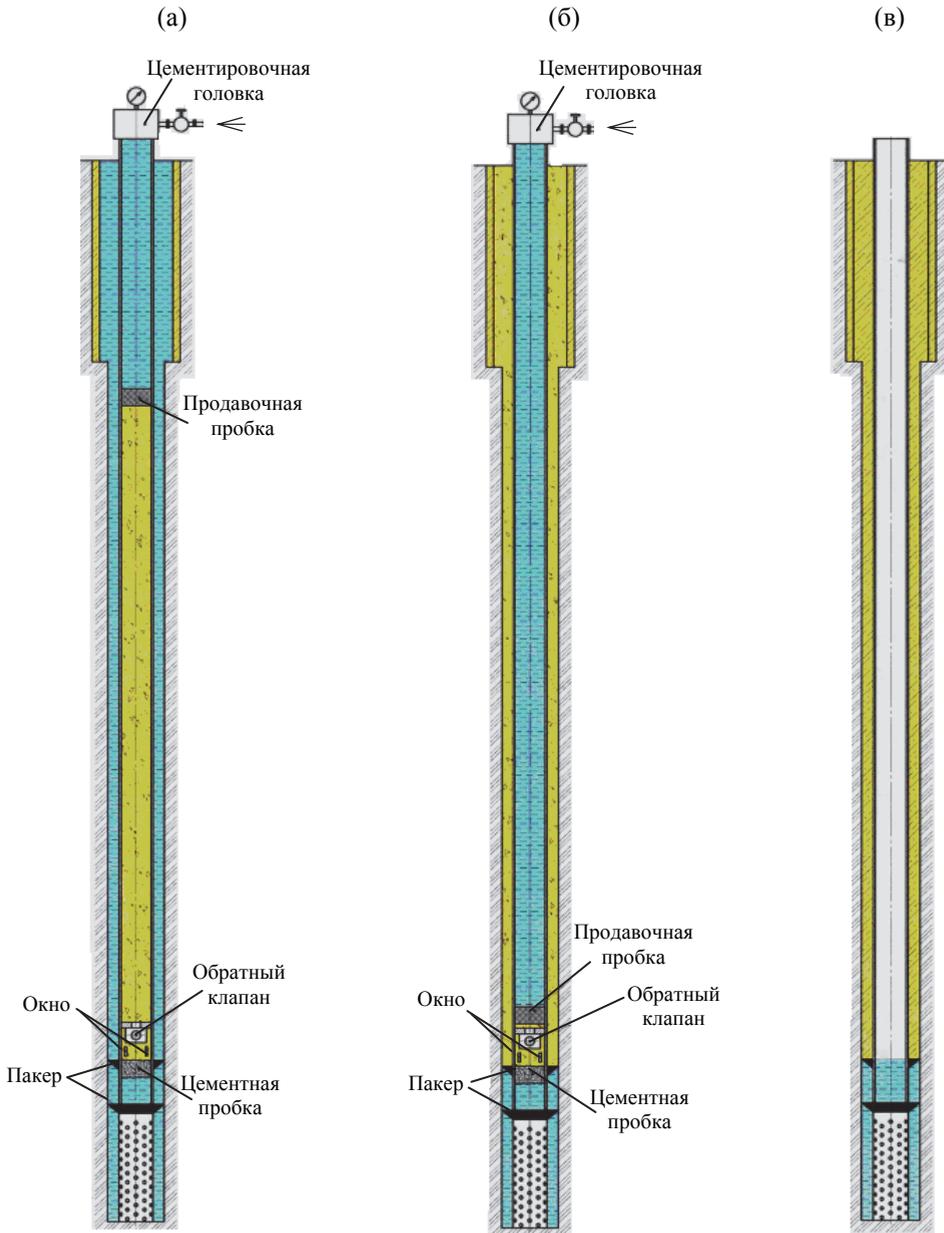


Рис. 5. Схема манжетного цементирования скважины: закачка цементного раствора в затрубное пространство (а); цикл ожидания затвердевания цементного раствора (б); скважина после разбуривания цементной пробки (в)

Поэтому конструкция пакера была усовершенствована [3]. Особенностью конструкции пакера (рис. 6) является то, что

эластичная манжета пакера состоит из 5-6 секторов, которые защищены металлическими пластинами.

При спуске смежные сектора эластичной манжеты смещаются относительно друг друга до совмещения верхних кромок секторов на величину, равную 0,6-0,7 длины верхней кромки сектора, что позволяет секторам плотно охватить обсадную колонну и обеспечивает максимальное увеличение зазора между наружной поверхностью пакера и стенками скважины для прохода жидкости по затрубному пространству в процессе спуска обсадной колонны.

При спуске сектора эластичной манжеты пакера не контактируют со стенками скважины и не разрушаются.

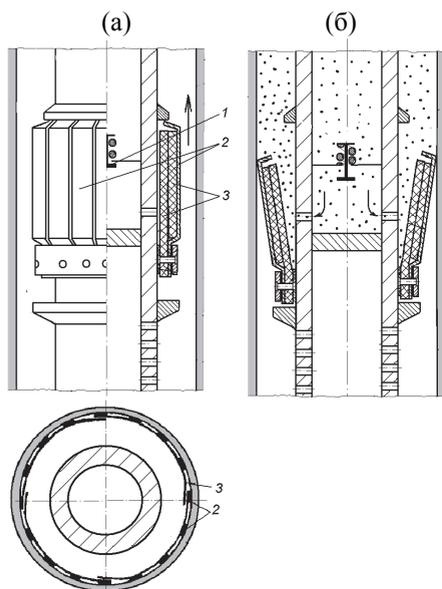


Рис. 6. Конструкция пакера: пакер при спуске в скважину (а); положение пакера при цементации (б); 1 – обратный клапан; 2 – защитные пластины; 3 – эластичные сектора

Специальные ограничители удерживают пакер от продольного перемещения при периодическом расхаживании обсадной колонны в результате подклинивания ее боковыми породами при спуске, и таким образом предохраняют резиновую манже-

ту от разрушения.

Таким образом, использование разработанного пакера обеспечивает возможность более надежного перекрытия затрубного пространства скважины при цементировании надпакерной части скважины с различной геометрией ее поперечного сечения, в зонах кавернозности стенок скважины и при различных углах наклона оси скважины, что приводит к сокращению потерь цементного раствора, обеспечивая снижение материальных и энергетических затрат при сокращении срока ввода скважины в эксплуатацию.

9. Известно, что для изготовления тампонажной смеси при бурении лучшими являются цементы марки не ниже 500 тонкодисперсного помола без включения твердых добавок. Однако в настоящее время в Донбассе такие цементы не выпускаются. В процессе подбора качества цементного раствора исследовались цементы различных заводов (Краматорский, Амвросиевский, Константиновский и др.), выпускающих в основном цементы для нужд строительства. Установлено, что наиболее качественные быстросхватывающие смеси получаются из цемента Харьковского завода. Поэтому принято решение для тампонирувания затрубного пространства применять высокопрочный гидроизоляционный цемент марки ГИР-2. На основании этого цемента разработана рецептура цементной смеси и методика ее доставки в затрубное пространство.

Согласно разработанной технологии перед началом цементирования для промывки скважины в нее под давлением закачивается 2 м³ буферной жидкости (вода +0,5% КМЦ, предварительно растворенная в воде). Затем внутрь обсадной колонны закачивается расчетное количество цементного раствора с хлористым кальцием в качестве ускорителя схватывания в количестве до 1,5% от веса сухого цемента. Причем вначале в чистую воду добавлять хлористый кальций, а затем в эту смесь при закачке добавляется цементный раствор.

После закачки определенного количества цементного раствора в смесь в качестве ускорителя схватывания снова добавляется хлористый кальций. Таким образом, получается цементный раствор плотностью 1830 кг/м^3 при водоцементном отношении 0,475.

Для выдавливания цементного раствора из обсадной колонны в затрубное пространство после его закачки в обсадные трубы опускается цементирующая (продавочная) пробка, под давлением подается продавочная жидкость, которая двигая пробку вниз выдавливает цемент. Последние $1-1,5 \text{ м}^3$ продавочной жидкости закачиваются на пониженной передаче цементирующего насоса, т.е. до 10 л/с. Об окончании цементации свидетельствует резкое повышение давления на манометре цементирующего агрегата. Начало схватывания такой смеси составляет 6-8 часов. Это исключает застывание цементного раствора в насосе при непредвиденной его остановке, поскольку после 10 часов происходит резкое схватывание цементного раствора. Таким образом, за счет подбора параметров цементной смеси удалось улучшить качество цементирования затрубного пространства и снизить время на сооружение скважины почти в 2 раза.

10. Однако с учетом темпов проходки горных выработок в шахтоуправлении "Покровское" возникла необходимость в сокращении сроков сооружения дегазационных скважин с целью повышения безопасности и улучшения условий труда при добыче угля из подземных выработок. Увеличить механическую скорость при бурении дегазационных скважин вращательным способом с использованием бурового комплекса более 8 м/ч не удалось, хотя комплекс обладает высокой степенью механизации основных операций и позволяет значительно сократить сроки сооружения скважин по сравнению с другими буровыми установками. Это объясняется тем, что при повышении осевой нагрузки на долото с целью увели-

чения механической скорости бурения возрастает вибрация подвижного вращателя системы верхнего привода буровой установки (СВП).

Поэтому с целью оптимизации и повышения скорости бурения и эффективности работ по сооружению вертикальных дегазационных скважин с поверхности было предложено перейти на бурение винтовыми забойными двигателями (ВЗД) с применением трехшарошечных долот с маслonaполненными опорами, а особенно долот типа PDC армированных алмазными поликристаллическими резами [4, 5].

Для бурения применялись ВЗД типа Д-172.7/8.48 с использованием долот типа ТА-КГ и PDC, а также ВЗД типа ДВУ-172-ПС и ДШОТР-178,7К с долотами PDC.

При бурении ВЗД промывка скважин осуществляется полимер-калиевым буровым раствором с параметрами: плотность $1050-1100 \text{ кг/м}^3$; содержание песка 0,4-0,5%; вязкость 18-20 с. Бурение ведется с вращением буровой колонны 20-40 об/мин при осевом усилии на трехшарошечное долото 80-120 кН, а на долото PDC – 60-80 кН. Установлено, что при вращении буровой колонны с небольшим числом оборотов уменьшается вероятность подклинивания колонны выбуренной породой.

В процессе бурения вращательным способом без применения ВЗД наблюдались случаи отклонения оси скважины сверх установленных нормативов (более 1 град/100 м) из-за геологических, технологических и технических причин. В частности значительные отклонения оси скважины происходили из-за неоптимальной подобранной компоновки низа бурильной колонны (КНБК). Поэтому, учитывая отсутствие опыта бурения в Донбассе ВЗД, была использована различная КНБК с целью выбора наиболее оптимального ее варианта:

– долото типа 215,9 ТА-КГ, ВЗД, утяжеленные бурильные трубы (УБТ) диаметром 165 мм;

– долото PDC типа ПНМР 215,9МС 713, ВЗД, УБТ диаметром 165 мм и центратор над УБТ;

– долота PDC типа ПНМР 215,9МС 713 и 215,9VTD613DGX и HE14MRSV, ВЗД, УБТ диаметром 165 мм два центратора: над ВЗД и в середине колонны УБТ.

Опыт показал, что наиболее эффективной является компоновка с долотами PDC с ВЗД типа Д-172-ПС, УБТ диаметром 165 мм в количестве 10-12 штук и двумя центраторами: над ВЗД и в середине колонны УБТ.

Установлено, что для бурения скважин глубиной до 850 м одним рейсом более эффективными являются долота типа ПНМР 215,9 МС 713, VTD613DGX и HE14MRSV, с использованием которых удалось бурить скважины с максимальной скоростью проходки – 47,53 м/ч при средней скорости 31,36 м/ч. Проходка на долото типа PDC Ø215,9 составила 6157 м. При использовании долот Ø165 мм проходка составляла более 7 тыс. м, а максимальная скорость – 30,5 м/ч, при средней скорости 25,57 м/ч.

Таким образом, при бурении ВЗД механическая скорость бурения по всему интервалу скважины значительно выше, чем при бурении с СВП (рис. 8).

Следует отметить, что при применении КНБК с двумя центраторами: над ВЗД и в середине колонны УБТ, искривление скважины глубиной до 800 м при механической скорости бурения до 25-30 м/ч находится в пределах нормативных значений. При увеличении скорости бурения до 50 – 60 м/ч искривление становилось выше нормативных значений. Можно считать, что при использовании оптимальных режимов бурения и КНБК с двумя центраторами: над ВЗД и в середине колонны УБТ, оптимальной механической скоростью является 25-27 м/ч.

С использованием таких рекомендаций при бурении дегазационных скважин глубиной до 800-820 м в сложных горно-геологических условиях за сутки удалось бурить по 600-622 м.

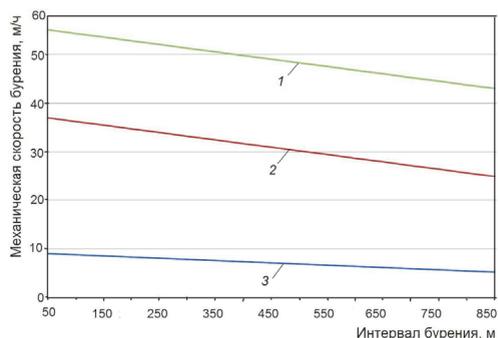


Рис. 8. Сравнение механической скорости бурения скважины Ø215,9 мм. с использованием ВЗД и СВП: 1 – ВЗД «Сокол»; 2 – ВЗД «Перьнефтемаш-ремонт»; 3 – СВП

Для бурения дегазационных и технических скважин диаметром до 1 м специалистами разработана технология бурения с использованием ВЗД диаметром до 240 мм и специально изготовленных расширителей [6].

Таким образом, впервые в Донбассе компанией «Донецксталь» осуществляется массовое поточное бурение вертикальных дегазационных скважин с поверхности винтовыми двигателями с долотами типа PDC, а показатели сооружения скважин с использованием ВЗД в 8-10 раз превышают темпы сооружения, достигнутые в угольной отрасли, и более чем в 4-5 раз – в нефтегазовом комплексе Украины.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ильяшов, М.А. *Очерки о метанугольной отрасли* [Текст] / М.А. Ильяшов, В.В. Левит, Ю.В. Филатов. – К.: Наукова думка, 2011. – 280 с.

2. Ильяшов, М.А. *Заблаговременная дегазация угольных месторождений на основе передовых технологий* [Текст] / М.А. Ильяшов, А.В. Агафонов, О.Д. Кожушок // *Иновационный дайджест компании «Донецксталь» – МЗ»*. – Донецк, 2012. – С. 13-14.

3. *Способ манжетного цементування затрубного простору свердловини* [Текст]: пат. № 100106 Україна / М.О. Ілляшов, О.В. Агафонов, В.І. Пилипець, В.Л. Шевелев, М.Г. Черман; 2012.

4. Кужель С.В. *Рекорд скорости бурения скважин в шахтоуправлении «Покровское»* [Текст] / С.В. Кужель // «Уголь Украины», 2012. – № 2.

5. Ильяшов, М.А. *Использование винтовых забойных двигателей при бурении дегазационных скважин в Донбассе* [Текст] / М.А. Ильяшов, О.Д. Кожушок, В.А. Турчин,

В.Л. Шевелев, В.И. Пилипец // «Глюкауф». – 2012. – № 4. – С. 12-14.

6. *Спосіб буріння вертикальної свердловини великого діаметра ВЗД* [Текст]: пат. №101283 Україна / М.О. Ілляшов, В.І. Пилипець, О.В. Агафонов, В.Л. Шевелев, В.А. Турчин; 2013.

ОБ АВТОРАХ

Кожушок Олег Денисович – к.т.н., директор Департамента инновационных технологий использования природных ресурсов ПРАО «Донецксталь» – МЗ».

Радченко Владимир Васильевич – директор Института УкрНИИпроект.

Зинченко Сергей Анатольевич – директор по производству ПРАО «Донецксталь» – МЗ».

Халимендигов Евгений Николаевич – первый заместитель директора – главный инженер ШУ «Покровское».

