

DOI: 10.25558/VOSTNII.2019.20.86.006

УДК 622.243.2

© А.В. Ремезов, В.О. Торро, 2019

А.В. РЕМЕЗОВ

д-р техн. наук,
профессор кафедры
КузГТУ, г. Кемерово
e-mail: lion742@mail.ru



В.О. ТОРРО

старший преподаватель
Филиал КузГТУ, г. Междуреченск
e-mail: torrovo@mail.ru



АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ И СПОСОБОВ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН: ВЕРТИКАЛЬНЫХ, НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ

В данной статье на основании доступных иностранных и отечественных литературных источников обобщена история развития бурения скважин направленного бурения для дегазации угольных пластов с целью повышения эффективности их дегазации, оптимизации затрат и экологических последствий.

Целью данной статьи является ознакомление специалистов угольных шахт с технологией, способами и оборудованием для направленного бурения в угольной промышленности разных стран.

Ключевые слова: УГОЛЬНАЯ ШАХТА, УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ, МЕТАН, ДЕГАЗАЦИЯ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЯ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

ВВЕДЕНИЕ

История вопроса и описание

Определение параметров залегания угольных пластов до недавнего времени производилось с поверхности при помощи различных разведочных выработок, вертикальных и наклонных скважин определенного диаметра.

При помощи бурения вертикальных скважин проводилась как опережающая дегазация угольного пласта в границах выемочного столба, так и выработанного пространства сзади очистного забоя.

Редко производилась дегазация сближенных угольных пластов и маломощных пластов-спутников, залегающих как ниже отрабатываемого пласта угля, так и пласта-спутника, залегающего выше отрабатываемого пласта угля.

В связи с истощением запасов нефти в уже эксплуатируемых нефтяных месторождениях возник вопрос — как обеспечить добычу нефти не ниже уже достигнутого уровня, увеличить объемы добычи на уже освоенных месторождениях нефти и природного газа.

В течение нескольких лет упорных поисков решение было найдено за счет разбуривания в уже существующих вертикальных скважинах ответвлений горизонтальных скважин в породы горного массива, насыщенные нефтью и газом. Этот же подход был принят для увеличения объемов добычи и природного газа.

Впоследствии данной технологией заинтересовались и страны, которые добывали уголь подземным способом для дегазации обрабатываемых угольных пластов.

Технология направленного бурения со строительством ответвления боковых горизонтальных стволов из вертикальной или наклонной главной скважины была известна и много лет применялась и совершенствовалась нефтяной отечественной промышленностью. Однако в силу замкнутости угольной промышленности данная технология угольщиков не заинтересовала.

К сожалению, при отсутствии единого научного органа угольной промышленности в РФ это продолжается и в настоящее время.

Необходимо отметить, что и в других странах новые технологии развиваются постепенно.

Департамент торговли и промышленности (DTI) Великобритании вовремя разглядел возможности технологии направленного бурения, организовал ее изучение и придал ей коммерциализацию на мировом рынке услуг.

Деятельность DTI направлена на создание наиболее благоприятных условий успешного ведения бизнеса в стране и способствует достижению основной цели — «благополучие для всех», помогает предпринимателям и компаниям повысить эффективность производства, продвигая их инновационные разработки и укрепляя творческий потенциал, поддерживает бизнес в Великобритании и за рубежом, защищает права производителей и потребителей. Департамент активно инвестирует в научные разработки и технологии мирового уровня. Он выступает за благоприятные и открытые рынки в Великобритании, Европе и во всем мире (это направление государства).

Данное исследование по направленному бурению в угольных пластах первоначально проводилось в Великобритании в рамках Программы подземной газификации угольных пластов (UCG), где вопросы точности и согласованности процессов направленного бурения имеют особую важность. Результаты проведенных в Европе экспериментальных работ по UCG (1992–1998 гг.) продемонстрировали успешность буровых работ, но для промышленного внедрения технологии необходимы некоторые доработки. Отдельно проведенное исследование по подземной газификации угольных пластов с применением технологии направленного бурения показало, что с момента завершения европейского эксперимента навыки ведения буровых работ по угольным пластам (DDC) и буровая техника стали более совершенными. В настоящее время технология используется в плановом порядке для целей дегазации, осушения и добычи метана из нетронутого угольного массива (VCBM).

Направленное бурение представляет собой процесс создания скважины с использованием управляемого скважинного снаряда (DNA). Первоначально технология разрабатывалась для нефтегазовой отрасли, где горизонтальное бурение в газоносный пласт показало высокую окупаемость ввиду роста объемов добычи и появившейся возможности повторного открытия ликвидированных промыслов, например, в Северном море.

С каждым годом нарастают объемы бурения по угольным пластам, и сегодня преимущества управляемого бурения протяженных скважин при традиционных схемах угледобычи проявляются в первую очередь во время проведения предварительной дегазации и осушения угольных пластов. Данная технология также позволяет определить наличие интрузивных пород и возможных участков внезапных выбросов, лежащих в зонах разработки механизированными комплексами. Это исключает дорогостоящий простой механизированного очистного забоя, особенно в условиях угольных шахт Южной Африки, Австралии и других стран.

Возможность доступа в угольные пласты на большие расстояния при добыче метана из нетронутого массива обеспечивает получение продукта, который при обычных схемах разработки угольных пластов не рассматривается в качестве экономически эффективной составляющей. Практика ведения таких работ в США показывает, что горизонтальное бурение по эффективности дегазации выработок в 7-10 раз превосходит бурение типовых вертикальных скважин на участке такой же площади [1]. Направленное бурение может применяться при подземной газификации угольных пластов, если процесс осуществляется в коммерческих целях. Последние эксперименты по UCG, проведенные в Европе, показали, что направленное бурение хорошо обеспечивает связь скважин в кусте и способствует формированию более совершенной конфигурации при их закладке. Проведение UCG в Великобритании на больших глубинах в пластах с очень низкой проницаемостью зависит от точности и надежности внутривластовых соединений, обеспечиваемых вертикально пробуренными скважинами и практической возможностью осуществления процесса газификации по всей протяженности пласта. Проведение UCG в коммерческих целях требует не только горизонтального бурения по пластам, но и проведения многоканальных ответвлений от вертикальных скважин, что может обеспечить только направленное бурение.

Более того, в будущем DDC может сыграть важную роль при внедрении технологий улавливания и хранения CO_2 (CCS). Возможности использования неразрабатываемых угольных пластов под технологии CCS еще недостаточно изучены в Великобритании. На данный момент предпочтение отдается изучению потенциала глубинных водоносных горизонтов с минерализацией и технологий повышения нефтедобычи [2]. Однако в некоторых зарубежных странах уже разрабатываются эксперименты по интенсификации добычи метана угольных пластов с нагнетанием CO_2 в угольные пласты. По одному из экспериментов уже предусмотрено применение DDC в целях увеличения объемов добычи метана из нетрону-

того массива. Преимущество использования угольных пластов в качестве хранилищ CO_2 основано на физическом свойстве угля адсорбировать газ, что снижает вероятность утечек CO_2 . Положительные результаты зарубежных экспериментов по нагнетанию CO_2 в угольные пласты могут пробудить интерес к дальнейшим разработкам в области применения DDC.

В целом можно сказать, что современные методы бурения направленных скважин представляют собой многоплановую технологию с различными вариантами применения. Те, что используются при разработке угольных месторождений, уже достаточно хорошо изучены за рубежом, а другие только рассматриваются на предмет выявления новых коммерческих возможностей при подземной газификации угольных пластов, добыче метана из нетронутого угольного массива или стимулированной добычи метана угольных пластов (UCG, VCBM, ECBM).

Бурение по пластам из горных выработок является неотъемлемой частью современного процесса добычи угля. В США, Австралии и других странах бурение широко применяется при разведочных работах, а также для целей дегазации и отвода воды. Оборудование для подземных работ обычно имеет небольшой вес, легко монтируется в выработках или на поверхности и предназначено для бурения ненаправленных скважин протяженностью до 1 200 м и более по угольному пласту. Новейшие модели буровых станков для пластовых скважин оснащены дополнительной опцией регулирования направления, которая используется в целях обеспечения повышенной точности.

Бурение скважин с поверхности при UCG, VCBM или ECBM требует других навыков и технологий. Необходимо, чтобы скважина имела нисходящую траекторию от устья на поверхности до угольного пласта на глубине, вошла в пласт и далее проходила по простиранию пласта на несколько сотен метров.

В рамках программы «Экологически чистое ископаемое топливо» DTI были проведены исследования по применению современных технологий бурения для условий подземной газификации угольных пластов.

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Общие принципы бурения по пласту

Успех создания внутрипластовой скважины определяется наличием определенных знаний по топографии пласта, его положения относительно поверхности скважины и присутствия аномалий — сдвигов, интрузий или каналов. Необходима также информация по характеристикам угля, от которых зависит возможность ведения буровых работ и сохранения скважины в плоскости пласта с помощью аппаратуры контроля геологического состояния. Для скважин DDC предъявляются требования повышенной точности, так как:

Бурение скважины начинается на заранее определенном участке под углом, который позволяет буровой коронке оставаться в пласте.

Непредвиденные геологические нарушения или изменение угла падения пласта на участке могут вызвать сбой режима бурения;

повторная настройка отнимает много времени, а простой обходится дорого.

Три основных метода сохранения траектории скважины в угольном пласте, основанные на очень точных замерах, включают следующее:

1. Бурить с выходом за пласт для определения границ пласта. На месте каждого выхода менять направление, разлом цементировать и начинать бурение по углю в новом направлении.

2. Определить геометрическое положение угольного пласта методом детальной разведки и формировать траекторию скважины по предварительно запрограммированным геометрическим координатам.

3. Использовать геологические датчики, установленные на буровой коронке, для обнаружения границ и сохранения траектории скважины в пределах угольного пласта.

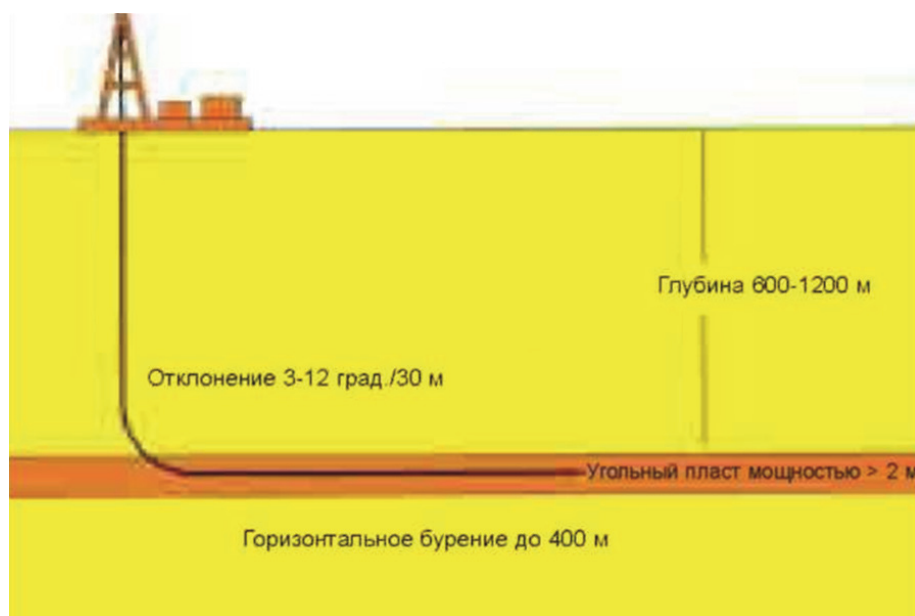


Рис. 1. Общая конструкция скважины для технологий UCG и VCBM

Изыскательские работы на заданном угольном пласте

Полномасштабные изыскательские работы на заданном угольном пласте должны обязательно предшествовать бурению в нем горизонтальных скважин. Варианты проведения изыскательских работ для общей схемы направленного бурения включают:

1. Создание куста разведочных скважин на самом глубоком пласте в целях картирования заданной зоны траекторий и предоставления данных для корреляции. Из скважин должны браться керны по всем угольным пластам, а каротаж проводится на полную глубину скважины (TD).

2. Использование соответствующего па-

кета программного обеспечения для целей корреляции разведочных данных и создания трехмерных карт толщи пород и заданного угольного пласта.

3. Использование пилотных скважин для обнаружения пласта до начала буровых работ и уточнения расположения пласта у точки входа.

Сейсморазведка

Сейсмологические данные для большей части угольных месторождений Великобритании были получены по программам расширенных двухмерных сейсмометрических исследований, реализация которых осуществлялась в 70-е и 80-е годы бывшими структурами British Coal и National Coal Board. Ранее полученные сейсмокаротажные данные по пластам, планировавшимся для бурения, могут оказаться сегодня полезными после вторичной обработки с использованием более совершенной техники построения сейсмического профиля.

Разрешающая способность двухмерной сейсмической разведки в лучшем случае составляет ~5 м на рассматриваемой глубине, и требуется ряд сейсмических профилей для исключения ошибки и более качественной корреляции топографических данных и регистрируемых сбросов горных пород. Новый сейсморазведочный профиль, направленный непосредственно вдоль заданной траектории, может обеспечить повышенную точность данных, при условии, что их калибровка будет произведена на основе сведений по близлежащим разведочным скважинам.

Сейчас есть возможность применения технологии трехмерной сейсморазведки для изучения структуры угольных пластов, при которой многочисленные линейные антенные решетки сейсмоприемников размещаются по всему участку, а профили возбуждения регистрируются под правильными углами. Такая геометрия размещения обеспечивает непрерывное формирование геофизического изображения и имеет следующие преимущества:

Трехкратное улучшение качества разре-

шения. Небольшие нарушения размером до 2 м могут картографироваться на заданной глубине в доступных областях сейсмических волн.

Неправильная идентификация нарушений почти исключается. Места расположения нарушений могут определяться точно, независимо от изменений угла падения пласта.

Промышленное или опытно-промышленное применение технологий VCBM или UCG окажется более эффективным благодаря наличию подробных карт и снижению рисков неопределенности по результатам трехмерной сейсморазведки.

Новый метод сейсморазведки обеспечивает правильность оценки целостности пласта и обнаружения небольших нарушений.

Сейсмическая волна, создаваемая детонацией в скважине на глубине угольного пласта, воспринимается сейсмоприемниками соседней скважины. В исходном варианте метод BBS требовал цементирования сейсмоприемников в необсаженный ствол скважины (очень затратный процесс), но разработки последнего времени сделали возможным прикрепление сейсмоприемников к обсадным трубам и, таким образом, метод оказался более приемлемым. Детонация в скважинах вызывает их разрушение и этим ограничивает дальнейшее применение в качестве источника сейсмических сигналов.

Расчет траектории

Базовая конфигурация является общей для конструкции всех пластовых скважин с поверхности и включает три составные части:

Вертикальный участок, пробуренный от поверхности до глубины залегания угольного пласта.

Изогнутый или соединительный участок, переходящий в направление пласта.

Более протяженный внутрипластовый участок с разветвлением у входа в пласт с целью его отслеживания (разведки) или для газообмена (при добыче метана из нетронутого массива, нагнетания CO₂ или газификации).

Вертикальная скважина

Вертикальные скважины широко используются при направленном бурении в береговых условиях и не представляют особых трудностей. Скважина обычно бурится на глубину самого нижнего пласта, берутся керны, регистрируются данные по мощности пластов (каротаж) и устанавливается стальная обсадная труба.

Вертикальный участок скважины предназначен для размещения оборудования направленного бурения, оборудования бокового бурения и всех внутренних труб (для технологии UCG). Стандартный диаметр буровой коронки системы управления составляет 216 мм (8^{1/2}»), хотя имеется оборудование под коронки диаметром 152 мм (6»), которые могут быть использованы на внутренних секциях.

Изогнутый участок

Бурение бокового ствола от вертикальной скважины считается стандартной мерой и сопровождается отжимом стенки обсадной трубы от неизвлекаемого скважинного отклонителя или началом бурения от забоя скважины с применением управляемого скважинного снаряда. Устройство управляемого скважинного снаряда будет приведено ниже. Толща в точке отклонения должна быть устойчивой и достаточно прочной для противостояния силам бокового воздействия. Следует тщательно рассчитать степень отклонения (иногда используется термин «степень естественного искривления скважины»), так как слишком высокая степень сопровождается повышением сопротивления трения и проблемами с буровым раствором, а при слишком низкой степени требуется разбуривание и расширение зоны обслуживания на поверхности.

Обычно степень отклонения для управления сборкой большого диаметра (216 мм и выше) составляет 4–12° на 30 м длины скважины. Но предпочтительнее более плавное отклонение, при котором возможно оперативное реагирование на внештатные геологические ситуации.

Предпочтительно, чтобы выбранная траектория обеспечивала плавное вхождение в пласт, т. е. была расположена как можно параллельнее к пласту. Это достигается снижением степени отклонения в момент приближения буровой коронки к пласту. Блок 1 демонстрирует метод расчета максимального угла контакта в точке входа.

Системы измерений в процессе бурения (MWD) и геоуправления обычно являются запатентованной собственностью и предназначены для мониторинга угла наклона и азимута. Они передают сигналы оператору на пульт управления на поверхности, который посылает сигналы управления на нижнюю часть бурильной колонны для корректировки любых отклонений от запланированной траектории. Так как системы MWD работают в неблагоприятных условиях, т. е. в присутствии других подземных источников магнитных полей, то обычно требуется подтверждение точности расположения буровой коронки периодически регистрируемыми гироскопическими данными. Эти данные передаются по проводной линии связи бурильной колонны; считается, что каротаж необсаженной изогнутой скважины имеет повышенный уровень риска.

Участок внутрипластового бурения

Для бурения изогнутого и внутрипластового участка скважины используется одно и то же оборудование. Но при бурении по углю необходимо провести модернизацию забойного двигателя (ДНМ) и геодатчиков, а также заменить буровую коронку. Может возникнуть необходимость замены буровой жидкости и изменения режима бурения. Бурение по углю проходит при большей скорости, чем по породе и составляет 30–60 м/час, что может привести к потере управления и дорогостоящему повторному бурению, если режим бурения не адаптирован на более мягкие условия.

Управление бурением по пласту

Базовая траектория планируется заранее на основе полученных полных данных по геометрии пласта и его расположению (рис. 2,

а). Вполне возможно, что при расчете координат пласта по данным предыдущего зондирования и их корреляции определяются не все изменения мощности пласта, его расслоение, местоположение сбросов или магнитуда.

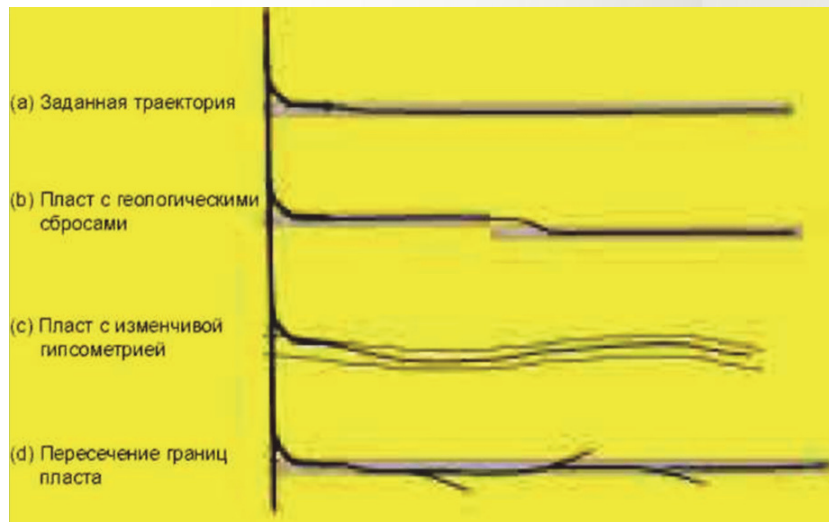


Рис. 2. Альтернативные траектории направленного бурения

Возможная ситуация с наличием сбросов представлена на рис. 2, б; с изменчивой гипсометрией пласта — на рис. 2, в и с пластовыми ответвлениями — на рис. 2, г. Из-за неопределенности данных существует реальная опасность выхода за границы пласта при бурении. Если такое происходит, бурение следует прекратить, ответвление скважины зацементировать и перебурить в пластовом направлении методом проб и ошибок.

Дополнительные датчики на ДНМ, работающие с гамма-излучением в режиме онлайн (OGR), или датчики удельного сопротивления, установленные за буровой коронкой (обсуждается в разделе «Оборудование, технические условия и зондирование при бурении по пласту»), сделают предупредительный сигнал о приближении границы пласта, что даст возможность скорректировать направление и остаться в пределах угольного пласта. В настоящее время метод проб и ошибок широко применяется при направленном бурении по углю, а применение датчиков OGR, способных обнаруживать границы пласта, прошло успешно в США. Для технологии UCG, где

требуется повышенная точность, обнаружение границ пласта должно проводиться везде, где это возможно.

Многочисленность ответвлений пластовых скважин

Наличие в скважине ответвлений значительно повышает возможность доступа в пласт от единичной вертикальной скважины. Так как основные затраты по пластовой скважине приходятся на создание и оснащение вертикальной скважины до глубины угольного пласта, значительную экономию времени и затрат можно обеспечить, используя одну и ту же вертикальную скважину для ряда пластовых скважин.

Для индустрии углеводородов разработан ряд комплексных скважинных технологий формирования ответвлений от основного ствола скважины. Сюда входят и обычные открытые соединения, и применение специальных устройств, обеспечивающих изменение направления потока бурового раствора и поворота технических средств. Устройства

поворота имеют сложную конструкцию и дороги для применения в угольных пластах, поэтому требуются более упрощенные технологии соединений.

Оборудование, технические условия и зондирование при бурении по пласту

Подробная спецификация буровых инструментов, раствора и режима бурения разрабатываются до момента бурения с применением специальных компьютерных программ. Но многие решения, включая окончательный выбор оборудования, приходится принимать буровым инспекторам по ходу ведения работ.

Типовая схема компоновки бурового снаряда для бурения по углям представлена на рис. 3.

Оборудование управления скважиной

Управляемый буровой снаряд (DHAs) может быть двух типов: с управляемым вра-

щением и предварительно изогнутым ставом (DHMs).

Вращающиеся управляемые снаряды традиционно применяются в нефтегазовой отрасли и имеют очень сложную конструкцию. Некоторые модели оснащены бортовыми компьютерами для отображения замкнутых контуров управления и осуществления связи с поверхностью через непрерывное получение электромагнитных данных телеметрических систем, а также обычных импульсов давления в столбе бурового раствора.

Данные системы обеспечивают отличное удаление буровой мелочи, работая без извлечения бурильной колонны на протяжении нескольких километров. В буровом снаряде могут устанавливаться дополнительные датчики гамма-излучения и замера удельного сопротивления. Вращающиеся управляемые снаряды предназначены для горизонтального бурения в нефтегазовых коллекторах на большую длину и глубину.

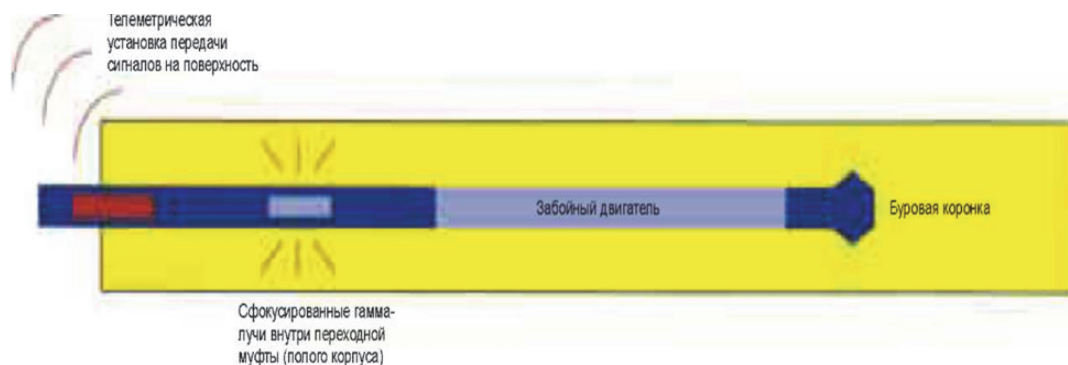
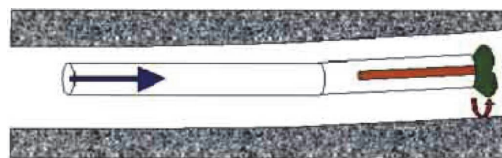


Рис. 3. Схема типичного бурового снаряда для направленного бурения по углям

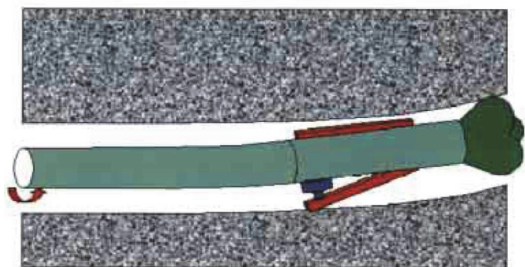
Принципы управления вращательным бурением и забойным двигателем

Схема бурения забойным двигателем

Буровой раствор, подаваемый в буровую колонну, вращает турбину, которая, в свою очередь, вращает буровую коронку. Ось бурения слегка смещается от линии буровых труб. В результате скважина искривляется в направлении смещения.



Вращающийся управляемый буровой снаряд передает усилие на коронку посредством бурового става. Позиционные датчики установлены на толкателях в задней стенке корпуса буровой коронки, которые постоянно воздействуют на скважину в заданном направлении.



Австралийские и американские подрядчики, выполняющие буровые работы по углю в поисково-разведочных целях и для добычи метана из нетронутого массива, предпочитают использовать забойные двигатели с фиксированным смещением.

Зарубежный опыт применения DHMs для пластового бурения по углю продемонстрировал положительные результаты и невысокую стоимость работ. В ходе экспериментального применения технологии UCG в Испании пластовые скважины бурились DHMs.

Подрядчики, работающие на шельфовых участках Великобритании, используют технологию CTD как альтернативный метод бурению сквозных скважин и скважин малого диаметра (например, фирма Pentex на нефтяных промыслах East Midlands и Amoco на шельфовом участке Montrose), но бурение пластовых скважин по углю по данной технологии находится лишь на начальной стадии. Известно, что в США экспериментальное бурение по технологии CTD проводилось для целей добычи метана из нетронутого массива (VCBM), но результаты не были опубликованы.

Основу технологии бурения CTD составляет гибкая, сваренная встык, система труб, размещенная на барабане большого диаметра, к которой прикреплен буровой снаряд. Трубопровод подается в скважину затвором цепного привода, размещенным над устьем скважины. Буровой раствор, проходя по трубопроводу, своей энергией приводит в действие (посредством объемного двигателя) управляемый буровой инструмент (существует модель CTD с электрическим приводом). Описание технологии бурения из авторитетных источников можно получить

на интернет-сайтах [3, 4].

Наличие в технологии CTD непрерывной системы труб от поверхности до буровой коронки создает преимущества [5] быстрого размыкания, хорошей управляемости буровым раствором (особенно для несбалансированного бурения) и бурения скважин малого диаметра. Доступны также все стандартные методики бурения, такие как вальцевание борта, резка боковой скважины, регистрация данных (каротаж) в режиме реального времени и ориентировка турбобура для процесса управления скважиной. Основные проблемы связаны с продольным изгибом буровых штанг, величиной диаметра и устойчивостью к эксплуатации при нарушении режимов CTD, характерных для бурения глубоких скважин в нефтегазовых коллекторах. Технология показала хорошую адаптивность к менее жестким условиям бурения по углю.

Применение технологии CTD требует наличия дополнительного оборудования на поверхности, стоимость которого может оказаться высокой для траектории скважины с одним боковым ответвлением, когда учитывается стоимость доставки и лизинга оборудования. Более экономичным может быть процесс бурения скважины с многочисленными ответвлениями.

Альтернативным вариантом обнаружения приближающейся колонны обсадных труб можно рассматривать данные каротажа (MWD), указывающие на пассивные магнитные помехи, но, в отличие от приборов магнитной индукции, диапазон действия здесь составляет только 3–7 м. Такой вариант может быть успешно применен в отношении скважин, местоположение которых уже определено с небольшой точностью.

Пересечение оснащенных скважин, по условиям технологии UCG, потребует точных данных по расстоянию между двумя скважинами. Внутрпластовая скважина должна быть короткой, чтобы не нарушить устойчивости или не разрушить совсем обсадку заданной скважины.

Датчики гамма-излучения оперативного режима

Датчики ориентированного гамма-излучения (OGR) размещаются за буровой коронкой и определяют границу между пластом и прилегающей толщей пород, которая обычно имеет более высокие гамма-показатели, чем уголь. Старые модели оснащались смотровым окном фиксированного азимута, которое приходилось ориентировать на границы угольного пласта, а на современных моделях установлен вращающийся гамма-излучатель нисходящего и восходящего направлений, который обеспечивает быстрое считывание.

Действие OGR основано на значительной разнице интенсивности гамма-сигналов, отражаемых границами угольного пласта и самим углем. Но это регистрируется не всегда. Измерения удельного сопротивления в оперативном режиме можно рассматривать как альтер-

нативный вариант. В большей части угольных пластов Великобритании дифференциальный маркирующий пояс проходит обычно по кровле или почве пласта, и типовые приборы регистрации естественного гамма-излучения определяют эти горизонты на расстоянии 0,25–0,5 м. Очень часто каротаж гамма-лучами обеспечивает качественное прохождение сигнала даже через обсадные трубы и цемент.

Каротажная аппаратура и услуги

Геофизический каротаж скважин — это услуга, предоставляемая специалистами компании по выбору наиболее подходящего оборудования из обширного перечня, представленного на рынке.

Получение и анализ геофизических данных с целью применения технологий UCG, VCBM и ECBM имеет свои особенности.



Рис. 4. Примеры датчиков для геофизического исследования, используемых при направленном бурении

Передача данных на поверхность

Традиционные телеметрические системы для передачи данных от ДНА на поверхность используют импульсы давления бурового раствора, но имеют ограничения по передаче объема данных. Одной из ранних версий решения этой проблемы в Австралии стало применение систем, включающих блок скважинного снаряда с модульным монитором на электрическом кабеле (DDM MECCA), который подсоединялся к буровой штанге и передавал от запатентованных датчиков сква-

жинные данные для последующей обработки и отображения на поверхности.

Конструкция датчиков создавалась с учетом их применения в угольных пластах и позволяла размещать их рядом с буровой коронкой для повышения качества контроля. Однако присутствие кабеля в буровой колонне сдерживало выдачу штанг на поверхность.

Самые последние модели телеметрических систем представлены электромагнитными системами связи с поверхностью. Излучатель размещается на скважинном снаряде (ДНА), а приемник — на поверхности. В бо-

лее глубоких скважинах затухания сигнала можно избежать путем пропускания его через промежуточный усилитель или дополнительное передающее устройство, вмонтированное в буровую колонну.

МИРОВОЙ ОПЫТ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ПО УГЛЮ

Для таких частей света, как Европа, Австралия, Северная Америка и Южная Африка направленное бурение по углю обусловлено специфическими особенностями, и специализированные компании ведут разработки в соответствии с потребностями местных рынков. Растущая индустрия VCBM Китая тоже начинает использование направленного бурения.

Разработки европейских стран

В угольной промышленности Великобритании бурение протяженных скважин было начато в середине 80-х годов с использованием способа бурения с выдачей керна от подземных буровых станков. Параллельно британские группы ученых вели разработку ДНМ — скважинного двигателя и датчиков контроля границы кровли и почвы пласта. Но их промышленного внедрения не последовало из-за непредсказуемости темпов прогресса в данной области, недоработки способов закрепления приборов, проблем с зажимом буровых штанг и разрушением скважин. Все это выявилось в ходе первых экспериментов. В целом интерес к пластовому направленному бурению в Великобритании упал, и с тех пор был зарегистрирован только один проект по бурению пластовой скважины с поверхности для определения границ выработок в неглубоко залегающих пластах, при глубине бурения скважины 50 м и горизонтальном простирании 250 м.

В Германии угледобыча на глубоких горизонтах развивалась параллельно с разработками в Великобритании. Впоследствии владельцы шахт в Германии тоже фактически оставили попытки бурения пластовых сква-

жин с использованием ДНМ из-за их частого разрушения.

Бурение вертикальной скважины с поверхности и переход на горизонтальное бурение по пласту при помощи ДНМ было проведено в ходе европейского эксперимента по технологии подземной газификации компанией El Tremedal, Испания. В эксперименте участвовали ведущие буровые компании нефтегазовой отрасли, которые обеспечивали проведение пластовой газификационной скважины, проводили исследование выгазованного пространства путем направленного бурения и взятия кернов. В основном результаты оказались успешными, хотя точность и контроль бурения на участке угольного пласта требовали доработок, чтобы исключить случаи выхода за его границы. В ходе эксперимента был зарегистрирован один подобный случай.

В последние годы технологии бурения горизонтальных скважин нефтегазовых коллекторов, особенно в Северном море, развиваются быстрыми темпами. Многие компании, предоставляющие специализированные услуги по направленному бурению, резке боковых стволов, бурению навитой системой труб и проведению каротажных исследований, имеют офисы в Европе.

Южная Африка

Угольные компании Южной Африки традиционно бурят пластовые скважины для обнаружения вулканических интрузий, которые способны сильно нарушить целостность угольного месторождения. Возможности бурения вертикальных скважин с переходом на горизонтальное бурение разрабатывались SASOL Coal в середине 90-х годов, и сейчас для этих целей предложены две крупногабаритные буровые установки (рис. 5), которые обслуживаются бригадой из 4 человек круглосуточно. Направленному бурению всегда предшествуют обычные поисково-разведочные работы. В Южной Африке заданные пласты, залегающие на небольшой глубине (< 200 м) и имеющие несколько сбросов, допу-

скают геометрическое управление с касанием кровли 1-2 раза на участке 1 000 м. SASOL заявляет, что с помощью направленного бурения в угольных пластах могут выбуриваться участки длиной 1 200 м, находящиеся на глубине до 1 000 м. Компания выражает готовность принять участие в таких работах за рубежом.



Рис. 5. Буровой станок направленного бурения фирмы SASOL

Австралия

Австралийские угольные компании еще на самой ранней стадии оценили преимущества внутрипластового направленного бурения как метода определения контура пласта, участков выхода его на поверхность и как способа проведения заблаговременной дегазации длинных механизированных забоев. Вскоре был накоплен опыт сохранения скважины в границах пласта (путем касания кровли) и формирования боковых ответвлений для заблаговременного определения протяженности трещин и других преград, которые могут находиться в зоне угледобычи. В то время и были разработаны электронные приборы измерения кривизны скважины и телеметрические системы, описанные в предыдущих разделах. В настоящее время 17 шахт используют системы дегазации для целей безопасности, пробуравивая ежегодно 300 000 м направленных скважин большей частью из подземных выработок.

Следующим шагом после внутришахт-

ного бурения стало бурение с поверхности в угольный пласт (SIS), при котором вертикальная скважина служила отправной точкой направленного бурения по пласту, и которое сейчас в большей степени используется для целей дегазации. Расширились и цели применения направленного бурения, и теперь, кроме традиционной внутришахтной дегазации, оно используется для добычи метана угольных пластов из нетронутого массива (VCBM). В 2000 году компания Sydney Gas первой начала применение SIS для промышленной добычи метана из пласта мощностью 3 м, залегающего на глубине 600 м.

С 2001 года добыча метана VCBM в Австралии наращивается быстрыми темпами. Угольные пласты Австралии характеризуются высокой природной газоносностью, но более удобные пласты залегают на небольшой глубине. Одной из задач при добыче метана из неглубоко залегающих угольных пластов является эффективное удаление воды, которое затруднено в почти горизонтальных скважинах. Данное обстоятельство повлияло на необходимость новой концепции создания перекрещивающихся вертикальных скважин. Австралийские компании, предоставляющие услуги направленного бурения, ведут интенсивную работу по разработке данной технологии [6].

Северная Америка

В США применение DDC диктовалось целями безопасности угледобычи, ведения поисково-разведочных работ и желанием получения больших объемов метана VCBM за пределами первоначальных зон разработки в штатах Нью-Мексико и Западная Вирджиния.

В США бурение скважин обеспечивает в первую очередь решение вопросов безопасности, обнаружения заброшенных выработок и источников водопроявления. В настоящее время внутришахтное направленное бурение широко применяется на существующих участках угледобычи для определения состояния угольного пласта. Буровые операторы штата Западная Вирджиния заявляют, что

суммарная длина пробуренных ими скважин составляет миллионы футов. Австралийские и американские компании тесно сотрудничают в области бурения направленных внутришахтных скважин.

Поисково-разведочные работы и добыча VCBM были начаты на участках с высокой природной газоносностью и хорошими характеристиками проницаемости угля в таких угольных бассейнах, как Сан-Хуан, Нью-Мексико, Блэк Ворриер, Алабама, где вертикальные скважины, расположенные на незначительном расстоянии друг от друга, обеспечили достаточную эффективность газодобычи. В настоящее время добыча метана угольных пластов ведется на больших территориях Аппалачского бассейна, а также на среднем западе, в частности, в штате Вайоминг, на территории бассейна Паудер-Ривер.

Одним из последних достижений VCBM стало применение горизонтального бурения, на долю которого приходится 10 % береговых скважин США; только одна специализированная буровая компания имеет совокупную наработку бурения пластовых скважин по углю общей протяженностью 240 тыс. м.

Дальнейшие разработки технологии проводились в направлении телеметрических скважинных исследований (MWD), создания аппаратуры управления пересечением пластовых скважин, а также проектирования и строительства сетки внутрипластовых скважин для максимизации добычи метана VCBM. Некоторые компании сконструировали и изготовили свои собственные глубинные приборы, оснащенные необходимой комбинацией датчиков, обеспечивающих управление и мониторинг состояния угольного пласта. Особое внимание уделялось методам передачи данных на поверхность, так как система генерации импульсов давления в растворе имела очень ограниченные возможности и вообще не срабатывала в сжатых жидкостях, т. е. в пенообразных буровых растворах; проблема была разрешена разработкой и установкой электромагнитных коммуникационных систем, по необходимости с ретранслятором, вдоль буровой колонны.

Добыча метана угольных пластов

По технологии VCBM эксплуатационная скважина обеспечивает добычу метана из микропор угля путем понижения давления воды и создания условий для миграции газа в скважину.

Традиционный способ добычи метана VCBM включает бурение вертикальной скважины на глубину угольного пласта, где устанавливается погружной насос для откачивания воды на поверхность. После откачки воды идет добыча метана. Пластовые скважины обеспечивают одновременно дренаж воды и транспортировку метана. Одно горизонтальное ответвление, как сообщалось выше, способно обеспечить доступ на участок площадью в семь раз больше, чем обычная скважина. Четыре варианта внутрипластовых скважин представлены на рис. 6. Самая простая конфигурация скважины (рис. 6, а) включает вертикальный участок, пробуренный ниже глубины залегания угольного пласта, используемый как отстойник, и изогнутый участок, направленный в угольный пласт. Вода откачивается из отстойника, и газ естественным путем по изогнутому участку поступает в вертикальную скважину и далее на поверхность. Для более эффективной откачки воды важно правильно расположить отстойник по отношению к горизонтальной скважине (рис. 6, б), поэтому для его размещения непосредственно под горизонтальной скважиной бурится еще одна наклонная скважина.

Более сложная конфигурация, используемая поставщиками VCBM в США, показана на рис. 6, с, когда четыре искривленные горизонтальные скважины бурятся под необходимыми углами к центральной вертикальной скважине. Этим достигается значительное увеличение площади поверхности угольного пласта, контактирующей со скважиной, и обеспечивается рост объемов добычи метана.

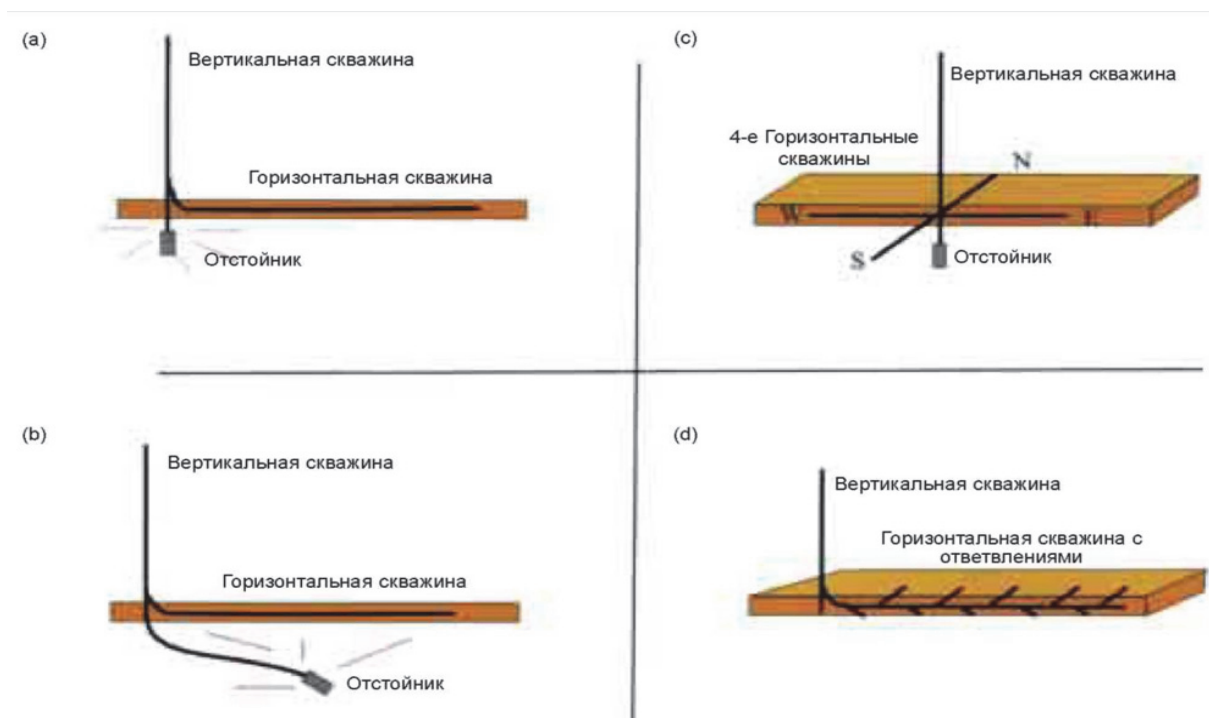


Рис. 6. Варианты направленного бурения для технологии VCBM

Новые разработки представлены перекрещивающимися горизонтальными скважинами с ответвлениями (рис. 6, d). Первая внутрипластовая скважина бурится с использованием обычного скважинного двигателя (DHМ) и обсаживается на полную глубину. Ответвления формируются путем временной установки скважинного отклонителя в точке самого глубокого ответвления, выбуриванием ответвления в незакрепленной скважине и отводом штанг выше на следующий плановый узел сопряжения. Таким образом, на всем

участке от забоя скважины до места вхождения в угольный пласт создается требуемая структура «рыбий скелет». Другие варианты перекрещивающихся конструкций были разработаны компанией CDX Ltd (патент США 6 280 000, август 2001).

Другой вариант, описанный Томпсоном, включает бурение ответвлений по нескольким пластам (рис. 7). Отстойник размещается в забое вертикальной скважины, а боковые скважины бурятся под небольшим углом для сбора избыточных объемов воды.

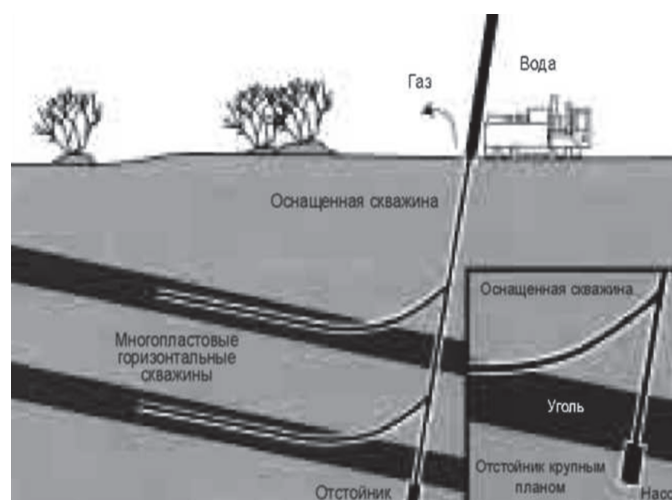


Рис. 7. Многопластовое бурение VCBM

Специализированные буровые компании США сообщают, что начальный дебит горизонтальных скважин VCBM может в 10 раз превышать объемы, получаемые из вертикальных скважин, и экономические показатели таких скважин значительно выше ввиду высокого начального дебита. На одном основном участке скважины пробуривалось до 12 ответвлений, что позволило иметь около 3 000 м горизонтальных выработок по угольному пласту. Суммарный объем добычи газа в течение периода эксплуатации скважины будет снижаться; предположительно, за 15-летний период эксплуатации скважины этот показатель снизится в два раза. Но опубликованных, достоверных данных нет.

Технология направленного бурения для VCBM имеет много инновационных аспектов, и абсолютное число направленных скважин, пробуриваемых в США по данной технологии, свидетельствует о значительном улучшении экономических показателей и эксплуатационных характеристик скважин VCBM. Компании,

предоставляющие услуги DDC, наращивают объемы работ на поверхности и под землей, обслуживая все большее число угледобывающих стран, таких как Индия (демонстрационный проект), Болгария и особенно Китай.

Базовая конфигурация скважины для процесса UCG включает пластовую нагнетательную скважину, которая пересекается и соединяется с эксплуатационной скважиной (рис. 8). Пластовая скважина оснащается защитной обсадной трубой, в которой контролируемое перемещение назад точки нагнетания (CRIP) используется для точного определения места нагнетания окислительных газов (кислорода и воды).

Пластовая скважина для технологии UCG должна пробуриваться в нижнюю треть угольного пласта с тем, чтобы максимизировать объем утилизации угля, а пересечение с вертикальной скважиной должно быть точным, чтобы обеспечить гидравлическую (а позже газовую) связь скважин без повреждения забоя эксплуатационной скважины.



Рис. 8. Базовая конфигурация одиночной скважины для UCG

Буровые работы в ходе европейского эксперимента UCG

Бурение с поверхности и далее по угольному пласту с использованием управляемого скважинного двигателя было успешно продемонстрировано в ходе европейского эксперимента UCG в El Tremedal, Испания (1992–1998 гг.). Об-

щая протяженность пластовой скважины составила 90 м. Бурение проходило по пласту полубитуминозного угля мощностью 2–2,5 м на глубине 560 м с применением оборудования направленного бурения, предоставленного нефтегазовыми сервисными компаниями. Стабильность внутри пластового участка была удовлетворительной, но в ходе бурения

на расстоянии 40 м контроль управления скважиной по пласту был потерян. Этот факт объяснялся недостаточностью контроля над управлением и отсутствием опыта у бригады буровиков.

Постгазификационное исследование выработанного пространства стало возможным благодаря направленному бурению трех успешных вертикальных профилей, как показано на рис. 9.

Уроки, извлеченные из европейского эксперимента, включают следующее:

- Пластовая скважина для технологии газификации может быть успешно пробурена по угольному пласту с применением обычного метода скважинного управления и регулирования процесса пересечения скважин.
- Отсутствие опыта бурения по углю, скорее всего, явилось главной причиной вы-

хода за границы пласта при эксперименте, но показания приборов OGR, определяющих границы пласта, полученные заранее, помогли бы избежать ошибки. Указанные приборы рекомендованы для обязательного применения в будущем для проектов бурения внутрипластовых скважин для UCG.

Инновационные методы и разработки по направленному бурению, о которых говорилось выше, в особенности пересечение скважин и определение профиля угольного пласта приборами OGR, были предложены после завершения европейского эксперимента UCG в 1995 году. Проведение нового эксперимента может основываться на результатах проведенных исследований и разработок с тем, чтобы исключить допущенные ошибки в управлении.

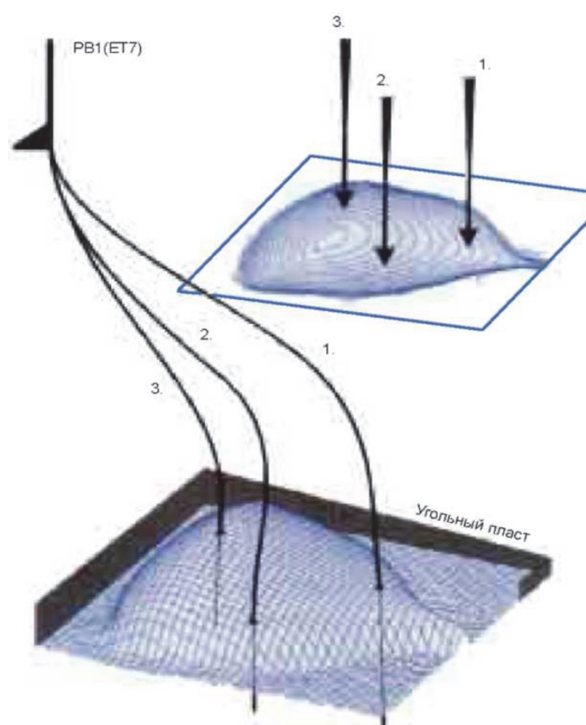


Рис. 9. Направленное бурение на стадии постгазификации, примененное в ходе европейского эксперимента

Промышленные установки для UCG

Для сокращения количества устьев скважин на поверхности и снижения расходов на бурение, промышленное применение технологии UCG потребует применения внутрипластовых скважин газификации с ответвлениями и пересечениями в угольном пласте. На рис. 10 показана возможная конфигурация бурения. Одним из основных отличий этих скважин от скважин VCBM является последо-

вательность их построения для формирования полости (выработанного пространства) и ведение контроля над процессом подземной газификации. Предстоят еще дальнейшие разработки и испытания, чтобы понять полностью, как будут функционировать скважины с многочисленными ответвлениями при промышленной эксплуатации; бурение навитой системой труб можно рассматривать как один из возможных вариантов решения вопроса.



Рис. 10. Направленное бурение для UCG

Добычу метана из нетронутых угольных пластов (VCBM) можно стимулировать нагнетанием выталкивающего газа в микропоры угля. Для таких целей хорошо подходит CO_2 , так как он физически может быть абсорбирован углем вместо метана, что одновременно обеспечит его изоляцию и хранение. В США при решении вопросов хранения CO_2 рассматривались возможности направленного бурения при строительстве горизонтальных скважин VCBM. Когда завершатся основные эксперименты по извлечению VCBM, будет произведена закачка CO_2 в центральную скважину для дальнейшего «выталкивания» метана в близлежащие газоулавливающие скважины. Если данный эксперимент пройдет успешно, то будет подтверждено еще одно успешное применение технологии направленного бурения по углю.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Направленное бурение по углю широко используется за рубежом для целей разведки, дегазации, удаления воды и добычи метана угольных пластов из нетронутого массива. В Великобритании управляемое горизонтальное бурение применяется при разведке и добыче нефти и природного газа, но бурение длинных направленных скважин по углю с поверхности не использовалось.

2. Преимущества пластового бурения для VCBM только начинают демонстрировать в основном компании США, но пока точные данные не разглашаются. Комбинированное бурение вертикальных и горизонтальных скважин увеличивает объем добычи газа в несколько раз (по некоторым данным — в 10 раз). Суммарный объем добычи газа за период эксплуатации скважины, скажем 15-20

лет, также возрастает, хотя незначительно. Направленное бурение применялось почти в 10 % скважин VCBM, пробуренных в США в 2000 году, что является убедительным доказательством результативности и эффективности технологии.

3. Бурение скважин VCBM в Великобритании в последнее время сдерживается низкими показателями проницаемости (но не газоносностью). Некоторые операторы с 2003 г. начали рассматривать направленное бурение как метод улучшения экономических показателей добычи газа VCBM в Великобритании и уже установили контакты с коммерческими структурами для предоставления специализированных услуг.

4. Хотя технология UCG находится на самой ранней стадии разработки, ее стоит рассматривать в числе основных для дальнейшего применения направленного бурения. Глубинная подземная газификация угольных пластов — это ключ к будущей разработке собственных ресурсов угля в Великобритании на море и на суше. Технология UCG, опробованная при европейском эксперименте на угольных пластах с низкой проницаемостью, требует бурения скважин почти у почвы угольного пласта и их соединения с вертикальной или другими пластовыми скважинами. Но только пластовое бурение с применением датчиков гамма-излучения, определяющих границы пласта, и управляемое пересечение скважин способны обеспечить желаемый уровень точности.

5. Проведение боковых скважин от основной пластовой скважины обеспечивает доступ в угольный пласт через вертикальную скважину. Этот метод уже получил признание в США для технологии VCBM и успешно применяется. По опубликованным данным одного проекта, длина пластовой скважины, пробуренной из одиночной вертикальной скважины, составила свыше 3 000 м. Проведение боковых скважин необходимо для коммерческого внедрения технологии UCG, так как стоимость бурения вертикальных скважин большего диаметра значительно выше по сравнению с бурением скважин VCBM.

Проблему оснащения и доступа в каждое ответвление скважины еще предстоит решить в ходе коммерческих разработок.

6. Как известно, бурение навитой системой труб не применялось для бурения по углю, но некоторые операторы начинают вести опробование данного метода бурения и уже оценили некоторые его преимущества в виде малого диаметра скважин, улучшенного контроля давления бурового раствора (особенно при несбалансированном бурении), более совершенных методов телеметрии и передачи отключающих сигналов. Недостатком данного метода является необходимость установки дополнительного оборудования на поверхности. Дальнейшая разработка метода бурения навитой системой труб открывает новые возможности бурения по углю.

7. Общие технические выводы данного исследования включают следующее:

- Предыдущие неудачные попытки пластового бурения из горных выработок и разрушение скважин в Великобритании и других странах, возможно, объясняются разницей давления в буровом растворе и горном массиве, что и приводит к осадке скважины и зажиму бурового инструмента. Скважины, пробуренные с поверхности, обеспечивают создание опоры для стенок из столба жидкости, тормозят разрушение и исключают зажим буровых штанг. Свойства угля также влияют на успех или неудачу буровых работ.

- При бурении по углю очень важно вести мониторинг давления в затрубном пространстве за буровой коронкой в режиме реального времени, а в целях оптимизации условий бурения, когда наблюдается рост давления, переносить нагрузку на буровую коронку, так как это указывает на скопление бурового шлама.

- Определение границ пласта за счет естественного гамма-излучения или электропроводности значительно облегчают процесс управления пластовой скважиной при условии, что заданный пласт имеет подходящие параметры. Однако некоторые пласты в шахтах Великобритании представляют трудности для управления скважиной.

- Для внутрипластовых буровых работ в основном предпочитают использовать воду, а при несбалансированном бурении более эффективно применение пены, но в хрупких углях может произойти разрушение скважины.

8. Выводы по буровому оборудованию включает следующее:

- Специализированные буровые компании для выполнения работ направленного бурения по углю предпочитают использовать DHM с изогнутым ставом, а не роторные управляемые системы ввиду хороших рабочих характеристик и невысокой стоимости DHM. Хотя применение DHM хорошо подходит для бурения скважин в нетронутый угольный массив (VCBM), для технологии подземной газификации требуется доработка характеристик точности.

- Датчики OGR, устанавливаемые за буровой коронкой, обеспечивают раннее предупреждение о приближении к границам пласта и тем самым снижают риск его разрушения, экономя время и деньги.

- Применяемые сегодня магнитные самонаводящиеся устройства имеют диапазон действия 30 м и выше, что считается идеальным при формировании пересечений скважин подземной газификации.

- Телеметрическая система регистрации импульсов давления в столбе бурового раствора продолжает использоваться при бурении направленных скважин по углю, но имеет ограничения по применению дополнительных датчиков типа OGR. Сейчас можно использовать электромагнитные телеметрические системы.

9. Выводы по ведению изыскательских работ включают следующее:

- Проведение изыскательских работ на заданном пласте в достаточном объеме имеет важное значение, так как требуется заблаговременное предупреждение о больших нарушениях или изменениях структуры пласта вдоль обозначенной траектории в целях исключения случаев разрушения скважины в процессе бурения. Для подтверждения и калибровки результатов интерпретации данных сейсмической разведки, а также для построе-

ния контура пласта и направляющих скважин строго рекомендуется бурение разведочных скважин и проведение комплексного геофизического каротажа до момента вхождения в угольный пласт.

- Качество интерпретации данных сейсморазведки имеет первостепенную важность при выборе места проведения экспериментов для технологии подземной газификации. Трехмерные сейсмометрические исследования обеспечивают достаточно данных для картирования структуры пласта, получения сведений по его топографии и глубины залегания.

- Хотя некоторые австралийские компании направленного бурения рекомендуют касание кровли и выход за границы угольного пласта в качестве альтернативы геофизическому каротажу, стоимость, риск потери пласта и необходимость возврата назад в этом случае не кажутся привлекательными, и не стоит этого предпринимать, не имея точных характеристик пласта, полученных на месте.

10. Риски, связанные с вопросами стоимости, управления и экологии, включают следующее:

- Для контроля реализации и закрытия проектов бурения скважин на береговых участках в Великобритании в рамках закона и под руководством Службы безопасности морских разработок (OSD) и Администрации охраны здоровья и безопасности (HSE) учреждена специальная структура. Предполагается, что особых трудностей в урегулировании вопросов направленного бурения не будет при условии, что все документы, подтверждающие безопасность работ и независимую оценку экспертов, будут приняты.

- Экспериментальное бурение по угольным пластам в Великобритании, проведенное в 1980-х годах, подтвердило наличие проблем по стабильности пластов и системам управления, но зарубежные подрядчики, имея собственный опыт и применяя более совершенное оборудование, способны разрешить эти проблемы. Однако все еще существует риск, что угли Великобритании, отличаясь геологией залегания и возрастом, могут оказаться более

трудными для проведения работ по направленному бурению.

- Пластовое бурение требует согласования плана бурения по всей длине горизонтальной скважины. Может потребоваться дополнительное, более мощное буровое оборудование. Но эти затраты могут компенсироваться за счет уменьшения числа скважин, необходимых для обеспечения доступа в угольный пласт, а это, в свою очередь, снизит общую экологическую нагрузку.

- Стоимость работ по направленному бурению на рынке США составляет 20-30 фунтов стерлингов, и делает его экономически привлекательным методом обеспечения доступа в угольные пласты для реализации технологий VCBM, UCG и в будущем для ECBM. В Великобритании на начальном этапе эта стоимость будет значительно выше, так как технологию и опыт придется импортировать.

- При пробном расчете стоимости бурения DDC для технологии VCBM внутренняя норма рентабельности составила 15–18 % по сравнению с 3 %, полученными для вертикальных скважин. Для промышленного применения технологии подземной газификации,

где затраты на бурение и оснащение скважин оцениваются в размере 75 % от полной стоимости добычи неочищенного газа, проведение боковых ответвлений от основной пластовой скважины делает технологию UCG высоко рентабельной по сравнению с традиционными методами угледобычи.

РЕКОМЕНДАЦИИ

Данные результаты о состоянии технологий раскрывают экономические выгоды применения направленного бурения по угольным пластам при добыче метана из нетронутого угольного массива и для целей безопасности и проведения изыскательских работ при традиционных методах угледобычи. Владельцам компаний предлагается самим оценить другие специфические возможности применения DDC. Любые эксперименты, планируемые на будущее в отношении технологии подземной газификации, должны включать с самого начала оценку точности и возможности повторяемости буровых работ, а также исследования по технике проведения боковых скважин и обеспечения пересечений.

Приложение

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ

AKO	Регулируемый начальный угол
BBS	Межскважинная сейсморазведка
BSOR	Правила выбора места бурения и эксплуатации скважин, 1995
VCBM	Метан нетронутого угольного массива
CCS	Улавливание и хранение CO ₂
CTD	Бурение навитой системой труб
DCR	Нормы проектирования и строительства, 1996
DDC	Направленное бурение по угляю
DDM MECCA	Блок скважинного снаряда с модульным монитором на электрическом кабеле (Патентованное средство управления и телеметрическая система от Advanced Mining Technology)
DHA	Скважинный снаряд — оборудование, устанавливаемое на конце буровой штанги и действующее совместно с буровой коронкой
DHM	Скважинный двигатель, приводимый в движение давлением бурового раствора

DTI	Департамент торговли и промышленности
ECBM	Стимулированная добыча метана угольных пластов
HSE	Администрация охраны здоровья и безопасности
KOP	Начальная точка — точка перехода основной вертикальной скважины в направленную наклонную скважину
OGR	Направленные гамма-лучи
MWD	Замеры при бурении — приборы замера, расположенные рядом с буровой колонкой для определения ее положения относительно бурильного стола на поверхности
OSD	Служба безопасности морских разработок DTI
SIS	Пластовое бурение с поверхности
TD	Общая глубина — фактическое расстояние до забоя скважины
TVD	Полная вертикальная глубина с поверхности
UCG	Подземная газификация угля — процесс газификации угля в пластовых условиях

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Stayton R.J. Horizontal Wells Boost CBM Recovery. Am. Oil & Gas Reporter. 2002.
2. Review of the Feasibility of CO₂ Capture and Storage in the UK (DTI/Pub URN 03/1261). 2003.
3. See the Web site of Leading Edge Advantage International Ltd. [www. Lealtd.com](http://www.Lealtd.com).
4. Sound CTD drilling practices. DOE/NETL. Report 2002/1170. September 2001.
5. MacArthur J. Colled tubing provides advantages for under-balanced operation. BJ SERVICES. Drilling Contractor. July 2003.
6. The Dymaxion system of intersecting CBM wells from Mitchell Drilling. www.mitchelldrilling.com.
7. Пути вовлечения не востребуемых топливно-минеральных ресурсов России: сборник прогнозно-аналитических оценок и технологических предположений на период до 2050 г. / под ред. В.Б. Иванова. М.: Издательство Новости теплоснабжения. 2011. 240 с.
8. Аксельрод С.М. Исследование профиля потока в горизонтальных скважинах (по материалам американской печати) // Коротажник. 2005. № 5–6. С. 301–305.
9. Повалихин А.С., Шатровский А.Г. Некоторые вопросы проектирования автоматизированных систем направленного бурения // Инженер-нефтяник. 2009. № 3. С. 26–28.
10. Поташников В.Д., Лисов С.И., Сакович Э.С. Бурение горизонтальных скважин шарнирными компоновками по технологии Тобус // Нефтяная промышленность. Обзорная информация. Серия: Экономика и управление нефтегазовой промышленности. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. 48 с.
11. Киреев А.М., Войтенко В.С. Управление проявлениями горного давления при строительстве нефтяных и газовых скважин: в 2 т. Тюмень: Экспресс, 2006. 566 с.
12. Войтенко В.С., Груздилович Л.М., Киреев А.М., Смычник А.Д., Шемет С.Ф. Колтюбин: Основы и практика применения в горном деле. Минск: Юнипак, 2007. 582 с.
13. Шенберг В.М., Зозуля Г.П., Гейхман М.Г., Митиешин И.С. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах. Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. 594 с.

DOI: 10.25558/VOSTNII.2019.20.86.006

UDC 622.243.2

© A.V. Remezov, V.O. Torro, 2019

A.V. REMEZOV

Doctor of Engineering Sciences

Professor of Department

T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University, Kemerovo

e-mail: lion742@mail.ru

V.O. TORRO

Senior Lecturer

T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University (branch), Mezhdurechensk

e-mail: torrovo@mail.ru

DEVELOPMENT ANALYSIS OF TECHNOLOGY AND METHODS FOR CONTROLLED DRILLING OF DEGASSING, VERTICAL, SLANT AND HORIZONTAL WELLS

The article presents, based on available foreign and domestic literary sources, generalization of the history of controlled well drilling development for the degassing of coal seams in order to increase the efficiency of degassing, to optimize costs and environmental consequences. The purpose of the article is to familiarize coal mine experts with the technology, methods and equipment for controlled well drilling in the coal industry of countries.

Keywords: COAL MINE, COAL SEAM, METHANE, DRAINAGE, SAFETY, ECOLOGY, ECONOMIC EFFICIENCY.

REFERENCES

1. Stayton R.J. Horizontal Wells Boost CBM Recovery. Am. Oil & Gas Reporter. 2002.
2. Review of the Feasibility of CO₂ Capture and Storage in the UK (DTI/Pub URN 03/1261). 2003.
3. See the Web site of Leading Edge Advantage International Ltd. www.Lealtd.com.
4. Sound CTD drilling practices. DOE/NETL. Report 2002/1170. September 2001.
5. MacArthur J. Colled tubing provides advantages for under-balanced operation. BJ SERVICES. Drilling Contractor. July 2003.
6. The Dymaxion system of intersecting CBM wells from Mitchell Drilling. www.mitchelldrilling.com.
7. Means of commitment unclaimed fuel and mineral resources of Russia: Collection of forecasts and analytical assessments and technological assumptions for the period up to 2050. Edited by Ivanov V.B. Moscow. Izdatelstvo novosti teplosnabzheniya Publ. 2011. 240 p. (In Russ.).
8. Akselrod S. M. Research on the flux contour in horizontal boreholes. Based on materials of the American press. Karotazhnik [Karotazhnik]. 2005. № 5–6. pp. 301–305. (In Russ.).
9. Povalikhin A.S., Shatrovskiy A.G. Some issues of designing automated directional drilling systems. Inzhener-neftyanik [Petroleum engineer]. 2009. № 3. pp. 26–28. (In Russ.).
10. Potashnikov V.D., Lisov S.I., Sakovich E.S. Drilling of horizontal boreholes with articulated assemblages using Tubus technology. Neftyanaya promyshlennost. Obzornaya informatsiya. Seriya ekonomika i upravlenie neftegazovoy promyshlennosti [Oil Industry. Survey information. Series: Economics and Management of the Oil and Gas Industry]. Moscow. VNIIOENG Publ. 1992. 48 p. (In Russ.).
11. Kireev A.M., Voytenko V.S. Rock pressure manifestations control in the construction of oil and gas wells: in 2 volumes. Tyumen. Express Publ. 2006. 566 p. (In Russ.).
12. Voytenko V.S., Gruzilovich L.M., Kireev A.M., Smychnik A.D., Shemet S.F., Koltubina. Fundamentals and practice in mining. Minsk. Yunipak Publ. 2007. 582 p. (In Russ.).
13. Shenberg V.M., Zozulya G.P., Geykhman M.G., Mitieshin I.S. Technique and technology of building laterals in oil and gas wells. Tyumen. TyumGNGU Publ. 2007. 594 p. (In Russ.).