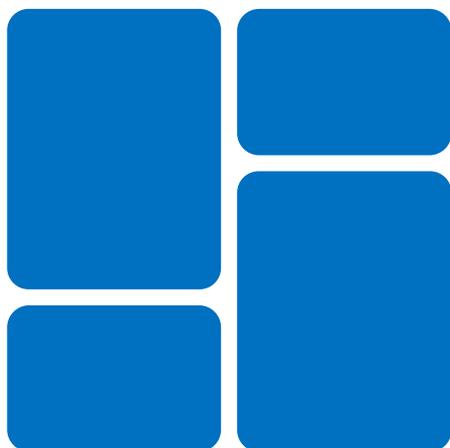




СОВЕТ
МОЛОДЫХ
СПЕЦИАЛИСТОВ
ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА
КУЗНЕЦК»

XI НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА КУЗНЕЦК»



МЕТАН УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

25 СЕНТЯБРЯ
2024
КЕМЕРОВО

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Кузнецк»
Совет молодых специалистов ООО «Газпром добыча Кузнецк»

Научно-техническое издание

XI научно-практическая конференция
ООО «Газпром добыча Кузнецк»

МЕТАН УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Тезисы докладов

Кемерово, 25 сентября 2024 г.

Кемерово, 2024

XI научно-практическая конференция ООО «Газпром добыча Кузнецк» «Метан угольных пластов»: тезисы докладов. – Кемерово: ООО «Газпром добыча Кузнецк», 2024. – 43 с.

Редактор:

Шевцов А.Г., ведущий геолог по разработке месторождений отдела геологии, разработки месторождений и контроля за строительством скважин, член совета молодых специалистов ООО «Газпром добыча Кузнецк», к.т.н.

Рецензенты:

Баёв М.А., заместитель директора горного института по учебной работе, доцент кафедры физических процессов и строительной геотехнологии освоения недр Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева, к.т.н.

Хайдина М.П., доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Настоящий сборник составлен по материалам XI научно-практической конференции ООО «Газпром добыча Кузнецк» «Метан угольных пластов» (МУП-2024), г. Кемерово, 25 сентября 2024 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Метан угольных пластов: фазовые состояния и проблемы извлечения	7
Т.А. Василенко, А.Н. Шабаров, М.А. Вильнер <i>Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II</i>	
Анализ эффективности использования приборов акустического каротажа в метаноугольных скважинах	9
Я.Д. Рогова, А.Г. Шевцов <i>ООО «Газпром добыча Кузнецк»</i>	
Особенности анализа геопространственных изменений физико-механических свойств горных пород	11
А.Д. Смирнова, Т.В. Михайлова, А.В. Попов <i>Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, ООО «Распадская угольная компания»</i>	
Определение параметров массопереноса метана в каменных углях	13
А.Ю. Степанцова <i>Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II</i>	
Восстановление продуктивности вертикальных метаноугольных скважин приобщением новых продуктивных горизонтов	14
В.А. Попов <i>ООО «Газпром добыча Кузнецк»</i>	
Восстановление горизонтальных скважин в угольных пластах методом резки боковых стволов	16
М.Ю. Саханьков, А.П. Ильин, А.Г. Шевцов <i>ООО «Газпром добыча Кузнецк»</i>	
Разработка и опыт применения аппаратного комплекса «Регистратор вращающегося магнитного поля «Маяк» при строительстве горизонтальных скважин на метаноугольном месторождении Кузбасса	17
Д.Р. Абдуррахманов, Д.И. Тиньков, Ф.В. Старцев <i>ООО «РУСвелл»</i>	
Применение системы автоматизированного строительного контроля при строительстве объектов добычи метана угольных пластов на Нарыкско-Осташкинском метаноугольном месторождении Кузбасса	19
Н.А. Ющенко <i>ООО «Газпром добыча Кузнецк»</i>	
Упрощенная модель подбора параметров гидроразрыва угольного пласта и определения оптимальной геометрии трещины	20
Е.Д. Енина, В.В. Шишляев, В.П. Пименов <i>ООО «Газпром ВНИИГАЗ»</i>	

Возможность применения ударно-вращательного способа бурения при строительстве метаноугольных скважин	22
С.А. Тунгусов, А.Н. Васильев, В.В. Шишляев ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	
Исследование методов интенсификации газоотдачи из неразгруженных угольных пластов	24
Р.А. Мусин, Н.М. Замалиев, Д.Р. Ахматнуров ТОО «I-Geo Kazakhstan»	
Концепция комбинированного способа направленного бурения скважин с поверхности для добычи метана угольных пластов на горном отводе угольных шахт	26
В.В. Фомин, Т.В. Ожогина ООО «МетанЭнергоРесурс», АО «Метан Кузбасса»	
Анализ метановыделения и эффективности дегазации угольных пластов на примере пласта Болдыревский	28
А.И. Докучаева, Е.В. Федоров, Б.Н. Пашичев ИПКОН РАН	
Определение параметров гидродимпульсного воздействия на неразгруженный угольный пласт для увеличения его газовой проницаемости на этапе заблаговременной дегазации	29
П.А. Белехов, А.С. Серегин Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II	
К вопросу об оптимизации мероприятий по извлечению метана с учетом деформированного состояния горного массива	31
Ф.М. Голубев, А.В. Анциферов, Е.Д. Ходырев ФГБНУ «РАНИМИ»	
Анализ осложнений при эксплуатации многозабойных метаноугольных скважин	32
А.В. Осинцев ООО «Газпром добыча Кузнецк»	
Определение и использование оптимального оборудования для освоения скважин метаноугольного месторождения	34
В.В. Вершинин ООО «Газпром Добыча Кузнецк»	
Анализ особенностей эксплуатации метаноугольных скважин с отфрезерованным участком эксплуатационной колонны	35
В.А. Полукеев ООО «Газпром добыча Кузнецк»	

Разработка и внедрение в производство испытательного стенда для устьевых наземных приводов установки штангового винтового насоса	37
С.Д. Неустроев ООО «Газпром добыча Кузнецк»	
Автоматизация процесса освоения и эксплуатации метаноугольной скважины	39
Е.И. Саранин ООО «Газпром добыча Кузнецк»	
Углеродный след сжиженного и компримированного природного газа: сравнение с другими видами ископаемого топлива в Кузбассе	40
Е.А. Кравцов ООО «Газпром добыча Кузнецк»	
Реализация модели сохранения уязвимых компонентов биоразнообразия в условиях проекта добычи метана угольных пластов в Кузбассе: создание реципиентного резервата	41
В.А. Чебокчинова ООО «Газпром добыча Кузнецк»	

МЕТАН УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ: ФАЗОВЫЕ СОСТОЯНИЯ И ПРОБЛЕМЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ

Т.А. Василенко, А.Н. Шабаров, М.А. Вильнер

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

В природных условиях ископаемый уголь может содержать до 3 мас. % метана. Угленосные пласты являются местонахождением метана, который, с одной стороны, создает проблемы при добыче угля, а, с другой стороны, и сам может служить дополнительным источником энергии. Содержание метана в газах угольных месторождений зачастую превышает 90%. Учитывая то, что метан – важнейший источник энергии, необходимо повышать степень утилизации метана угольных месторождений. В настоящее время происходит увеличение глубины шахт и связанное с этим увеличение газоносности разрабатываемых пластов, приводящее к учащению случаев непрогнозируемых процессов газовой выделенности, связанных, в первую очередь, с фазовым состоянием метана в угле. Разработка угольных месторождений как газо-угольных дает возможность одновременно с добычей угля при применении дегазации добывать метан. Для оценки ресурсов и возможности утилизации метана, прогноза опасных газодинамических явлений в шахтах, необходимо знать структуру и коллекторские свойства углей. Угольный массив представляет собой сложную систему, включающую в себя два основных компонента – угольный скелет и газ. Для технологического решения соответствующих проблем необходимо изучение взаимодействия газов с угольным веществом. Эти вопросы тесно связаны с конкретным способом вхождения газа в угольную матрицу. Т.е., важно и актуально знать, каким образом взаимодействие метана с углем влияет на скорость его десорбции (или сорбции) из угля, учитывая особенности структуры угольного вещества на всех уровнях строения (атомной, молекулярной, надмолекулярной). Динамика газовой выделенности определяется в первую очередь фазовыми состояниями метана в угольном пласте. Естественным образом возникает вопрос о соотношениях между количествами метана в этих фазовых состояниях, это соотношение сильно зависит от температуры. Определение вклада микро-, мезо- и макропор в общую пористость угля позволяет уточнить общее количество метана в угольном пласте. Для изучения пористости углей чаще всего используют газовую адсорбцию и ртутную порометрию. Преимуществом малоуглового рассеяния нейтронов, малоуглового рассеяния рентгеновских лучей и ЯМР-спектроскопии является возможность определения полной пористости углей, включая закрытую.

Как показал опыт работы на шахтах Воркуты и Кузбасса, для исследования коллекторских свойств угля весьма перспективным является оценка тектонически нагруженных и разгруженных зон (ТНЗ и ТРЗ). Данный подход позволяет получить информацию о конкретных зонах проявления и локальных рисках газодинамических событий, что связано с тем, что процесс выделения метана из угля отличается в зависимости от напряженного состояния пласта в связи с изменением его структуры. Геодинамическое районирование позволяет выявить крупномасштабное распределение

блочной структуры, в то время как применение дистанционных методов анализа в полевых условиях дают представление о мелкомасштабных тектонических нарушениях. Вблизи дизъюнктивных нарушений встречаются как зоны с аномально высокой открытой пористостью, и соответственно, усиленным газовыделением, так, и, наоборот, зоны с малой открытой пористостью, понижением газовыделением и повышенным газовым давлением.

Между показателями газоносности и положением границ выделенных геодинамических структур обнаруживается достаточно убедительная корреляция: зонам сжатия (купольным поднятиям) соответствуют аномально высокие показатели газоносности, а зонам растяжения (мульдам проседания) соответствуют аномально низкие значения газоносности. Локальные дизъюнктивные нарушения, накладываясь на ТРЗ и ТНЗ, дают дополнительные различия газонасыщения. Таким образом, результаты предварительно выполненного геодинамического районирования шахтного поля позволяют выделять линейные и площадные структуры, способствующие сохранению и накоплению метана в угольной толще, т.е. дают возможность прогнозировать местоположения газовых коллекторов.

В общем случае пути управления выходом метана из угля, связанные с различным воздействием на угольное вещество, могут быть следующие. Это изменение температуры пласта – понижение или повышение, воздействие на пласт различных полей: электромагнитных и механических полей напряжений, либо нагнетание в пласт поверхностно-активных веществ.

Более детальную картину дают непосредственные измерения в выработках и анализ коллекторских свойств при отборе проб, позволяющие сделать вывод об эффективности различных физических воздействий на угольный пласт (гидроразрыв, вибро- и электромагнитное воздействие и т.п.). По результатам исследований было установлено, что вскрытие закрытых пор ведет к изменению эффективного коэффициента диффузии. При образовании открытых пор он увеличивается, если же разветвленной системы трещин не образуется, он может и уменьшиться. С энергией активации ситуация подобная: поскольку при нагружении разрушаются в первую очередь поры большего размера, увеличивая тем самым вклад малых пор в общую пористость, растут эффективные значения величин энергии активации.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИБОРОВ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА В МЕТАНОУГОЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Я.Д. Рогова, А.Г. Шевцов
ООО «Газпром добыча Кузнецк»

Основное различие монопольных, дипольных и квадрупольных источников в составе приборов акустического каротажа заключается в излучаемых волнах, которые возможно зафиксировать приемником. При использовании любого источника в высокоскоростном разрезе возможна регистрация как продольной, так и поперечной волн. Угольный пласт является низкоскоростным коллектором, в котором волны, излучаемые монопольным источником, не могут быть зарегистрированы. Волны, распространяемые дипольным источником, фиксируются при исследованиях в угольном пласте, однако ввиду схожих параметров изгибных и поперечных волн обработка полученных волновых трасс не всегда корректна. Квадрупольный источник излучает волны практически по всему стволу скважины, что позволяет обеспечить регистрацию всех волн, независимо от скоростного типа разреза. К тому же, кросс-дипольные приборы оценивают анизотропию исследуемых горных пород.

При проведении исследований в угольных пластах существенное значение оказывает нижняя граница рабочей частоты излучателя. Чем ниже ее показатель – тем более эффективно излучение волн в низкоскоростном коллекторе. Тип излучателей прибора влияет на вид создаваемых волн и возможность их фиксации приемником прибора. Проведена оценка волновых картин, зафиксированных различными приборами при исследованиях в скважинах Нарыкско-Осташкинского месторождения. При сравнении четкие волновые границы отмечены только на фазокорреляционной диаграмме записи прибором кросс-дипольного акустического каротажа MPAL. Одним из факторов размытой волновой картины, полученной при исследованиях приборами АВАК-11 и 8АД-73, является необходимость интерполяции интервалов из-за распространения волн не по всему стволу скважины.

Проницаемость угольных пластов, как низкопроницаемого коллектора газа, в значительной степени зависит от действующих в массиве горных пород напряжений, в связи с чем все чаще возникает необходимость геомеханического моделирования метанугольных месторождений. В условиях затруднительного отбора керна приоритетным исследованием для оценки физико-механических свойств горных пород является акустический каротаж. При этом стоит отметить, что волновой анализ по результатам сейсмических исследований не позволяет получить требуемые данные по угольным пластам по причине их низкой мощности в масштабах съемки.

Анализ керновых данных, свидетельствующих об ориентации кливажа пластов Нарыкско-Осташкинского месторождения, показывает, что не зависимо от глубины

залегания, на угольном керне наблюдается вертикальный основной кливаж угольных пластов. Подтверждением этому также являются результаты выполненного кросс-дипольного акустического каротажа, показывающие преимущественное направление анизотропии по азимуту распространения быстрой волны.

Оценка азимута анизотропии позволяет получить информацию о распространении основного кливажа, помогая обосновать азимут бурения горизонтальных скважин и направление распространения трещин гидроразрыва. Так, стволы горизонтальных скважин, пробуренных по угольным пластам в северной части месторождения, были заложены с учетом данных о направлении анизотропии. Дебит одной из систем скважин по результатам освоения составил более 15 тыс. м³/сут.

В перспективе построение карты распространения основного кливажа по месторождению по данным кросс-дипольного акустического каротажа в новых скважинах позволит повысить эффективность бурения скважин и выполнения в них гидроразрыва пласта для достижения наилучших добычных показателей.

ОСОБЕННОСТИ АНАЛИЗА ГЕОПРОСТРАНСТВЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

А.Д. Смирнова¹, Т.В. Михайлова¹, А.В. Попов²

¹Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева

²ООО «Распадская угольная компания»

При отработке месторождений угля подземным способом особенно остро стоит задача обеспечения безопасности ведения горных работ по причине наличия большого количества неблагоприятных факторов, из которых газовый является наиболее существенным. В мировой практике для дегазации глубоко залегающих и низкопроницаемых угольных пластов применяется технология заблаговременного извлечения метана за 5-10 лет до начала очистных или подготовительных работ. В пределах Кузнецкого угольного бассейна, по данным ПАО «Газпром», ресурсы метана угольных пластов оцениваются в объеме 13,1 трлн м³, однако темпы его промышленной добычи отстают от международных стандартов, а скважины не отличаются высокими дебитами. При этом, вследствие малых объемов извлеченный метан преимущественно сжигается на факельных установках, что сопровождается выбросом углекислого газа и снижением экологической эффективности процесса.

В рамках исследования, направленного на увеличение объемов извлечения десорбированного газа путем обоснования мест заложения скважин заблаговременной дегазации на слабо разведанных месторождениях, необходим комплексный учет имеющихся геологических и геомеханических данных. В частности, необходимо учитывать численные значения физико-механических свойств (ФМС) вмещающих горных пород и угольных пластов, а также знать их пространственное распределение. Учитывая, что объем проб кернового материала, предназначенного для проведения испытаний, зачастую ограничен, возникает необходимость в максимально эффективном использовании имеющейся информации. В данной работе особое внимание уделяется таким свойствам, как объемная плотность и предел прочности пород при одноосном сжатии, анализ распределения которых позволит судить косвенно о проницаемости и степени трещиноватости углепородного массива. Таким образом, целью данного исследования является районирование слабо разведанного участка угольного месторождения, перспективного для добычи метана, по ФМС горных пород и угольных пластов с применением методов цифрового моделирования.

В работе использованы результаты лабораторных испытаний керна промышленных скважин, пробуренных в южной части Тутуянской площади Кузбасса, прилегающей к детально разведанным участкам Распадского каменноугольного месторождения, где добыча угля в основном осуществляется подземным способом. Выполнен статистический анализ численных значений ФМС горных пород и целевых угольных пластов, что

позволило сформировать базу данных с информацией о литологическом составе кернового материала, интервалах опробования и установленных значениях свойств литотипов. С использованием методов цифрового моделирования созданы сеточные поверхности распределения ФМС с преобразованием неоднородно расположенных геопространственных данных в регулярную сетку значений. На основании этих данных созданы карты районирования для каждой скважины и литологической разности, интерпретация которых позволила установить выраженную зональность в пространственном изменении свойств и определить критерии наиболее перспективных и первоочередных участков для бурения скважин заблаговременной дегазации.

Продолжение исследований в рамках работы будет направлено на определение напряжений в нетронутых угольных пластах в условиях недостаточности исходных данных в отечественной горно-геологической информационной системе и получение типовых зависимостей для Тутуянской площади Кузбасса, позволяющих прогнозировать горизонтальные напряжения, определяющие непосредственно газопроницаемость угольных пластов. Последующая интеграция полученных карт районирования с трехмерными моделями исследуемой территории позволят выделить участки с благоприятными геологическими и геомеханическими условиями и сформировать рекомендации по выбору рациональных мест заложения, количеству и направленности бурения скважин заблаговременной дегазации.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ МАССОПЕРЕНОСА МЕТАНА В КАМЕННЫХ УГЛЯХ

А.Ю. Степанцова

Санкт-Петербургский Горный университет императрицы Екатерины II

Актуальность работы заключается в необходимости учета параметров массопереноса (энергии активации и эффективного коэффициента диффузии) для широкого спектра задач, связанных с десорбцией метана при добыче угля, его транспортировке и хранении. Цель работы – определение параметров массопереноса метана в ископаемых углях для уточнения скорости выхода метана из угольного пласта. Объект исследования – кинетика выхода метана из угля при различных температурах после насыщения угольных образцов метаном под давлением 6-7 МПа.

Реализацией поставленной цели служит экспериментальное исследование эмиссии метана из навесок углей Нарыкско-Осташкинского месторождения Кузнецкого угольного бассейна на термовесах МОС-120Н. Подготовленные навески углей, полученные с трех различных участков, размером 2-3 мм, массой 100 г были дегазированы и просушены в сушильной камере при температуре 105 °С. После полного удаления влаги, загруженные в герметично закрывающиеся колбы, навески угля насыщались метаном под давлением до 70 атм. Насыщение угля метаном проводилось в течение 2-3 недель. При помощи весов-влажномеров, настроенных на необходимую температуру, производилась непрерывная фиксация значений изменения массы исследуемой навески с углем. Предполагается, что изменения происходят за счет выхода метана из пор. По полученным данным были построены графики зависимости изменения массы от времени в полулогарифмических координатах $\ln(m) - t$ для каждой навески. Тангенс угла наклона изменения массы численно соответствует значению эффективного коэффициента диффузии. Энергия активации диффузии была вычислена методом наименьших квадратов из графика в аррениусовых координатах для $\ln(D) - 1/T$, где T – температура.

Результаты, полученные путем анализа экспериментальных данных, совпадают с результатами предыдущих исследований, что подтверждает их правомерность и возможность применения данной методики определения параметров массопереноса для прогнозирования метановыделений из угольного пласта после его добычи, при транспортировке и хранении.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИОБЩЕНИЕМ НОВЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

В.А. Попов

ООО «Газпром добыча Кузнецк»

Разработка угольных месторождений подземным и открытым способом сопровождается постоянным выделением метана в атмосферу, что может повлечь за собой возгорание и взрыв метановоздушной смеси. Для предотвращения несчастных случаев необходимо принимать меры по удалению метана из шахтной атмосферы в процессе добычи угля, а также меры по заблаговременной дегазации угольных пластов. При этом запасы метана угольных пластов являются трудноизвлекаемыми и имеют достаточно большой объем – порядка 13 трлн. м³ в недрах Кузбасса. Для заблаговременной дегазации пластов угля возможно использование скважин различной конструкции: вертикальных, наклонно-направленных, а также горизонтальных и многозабойных, пробуренных по угольному пласту. Вертикальные и наклонно-направленные скважины для добычи метана из угольных пластов использовались раньше прочих, имеют меньший дебит по сравнению с горизонтальными и многозабойными, но при этом меньшую стоимость строительства. В вертикальных скважинах перед освоением была проведена интенсификация притока методом гидроразрыва пласта. Все вышеперечисленные типы скважин присутствуют в фонде ООО «Газпром добыча Кузнецк». Целью доклада является оценка эффективности углубления вертикальных метанугольных скважин для увеличения их дебита.

На Нарыкско-Осташкинском месторождении ООО «Газпром добыча Кузнецк» выполнено углубление скважин РН-6 и РН-8 с целью приобщения новых горизонтов и увеличения притока газа со скважин. Вскрытые пласты также находятся в пределах депрессионной воронки скважин, находящихся в пределах одной кустовой площадки. Углубление скважин выполнено также с целью наработки компетенций персонала в части бурения, так как бурение скважин было выполнено собственными силами бригад капитального ремонта скважин. Бурение проводилось на технической воде с использованием комплекса АПР-80. Для освоения скважин спущено глубинно-насосное оборудование (штанговый глубинный насос в скважине РН-6 и штанговый винтовой насос в скважине РН-8). На данный момент освоение продолжается: за счет вскрытия дополнительных горизонтов на скважине РН-6 наблюдается увеличение притока по сравнению с предыдущим периодом освоения (перед углублением скважины).

Дальнейшее освоение скважин позволит определить целесообразность приобщения новых горизонтов в существующих вертикальных метанугольных скважинах. На данный момент можно сделать вывод, что при освоении продуктивных горизонтов группой вертикальных скважин, расположенных на расстоянии 50-70 м друг от

друга, наблюдается увеличение притока. Приток в скважине РН-6 увеличился более чем на 25 % по сравнению с периодом освоения скважины перед углублением, при этом соседние скважины РН-4, РН-5 и РН-7 находились в работе в период освоения. Анализ продуктивности РН-8 будет оценен при совместной работе скважин куста. В сентябре завершены работы на соседней скважине РН-10. В связи с этим можно сделать вывод, что при формировании общей депрессионной воронки системой скважин наблюдается увеличение притока газа в каждой отдельной скважине. Планируется продолжение изучения результатов освоения скважин РН-6 и РН-8 для определения целесообразности приобщения новых горизонтов в метаноугольных скважинах без проведения затратного гидроразрыва пласта.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В УГОЛЬНЫХ ПЛАСТАХ МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

М.Ю. Саханьков, А.П. Ильин, А.Г. Шевцов
ООО «Газпром добыча Кузнецк»

Развитие технологий извлечения метана угольных пластов предполагает последовательное апробирование технологий добычи. В числе основных методик – гидравлический разрыв пласта (ГРП) и бурение горизонтальных стволов, включая многозабойные и многоствольные скважины, резку боковых стволов.

В работе представлен анализ результатов резки боковых стволов буровой установкой АПР-80 в целевых угольных пластах 78-77 и 73-72 Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения. В скважинах РН-11г и РН-12г, пробурены боковые стволы с попаданием в интервал фрезерования колонны существующей вертикальной скважины РН-10. В скважине РН-12г были пробурены и обсажены фильтром-хвостовиком два горизонтальных ствола общей протяжённостью 1352,4 м. Эффективная проходка по продуктивному пласту составила 1007,4 м. В скважине РН-11г пробурен и обсажен фильтр-хвостовиком 114,3 мм один ствол протяжённостью 832,4 м. Эффективная проходка по пласту составила 422,6 м. В обеих скважинах забуривание боковых стволов производилось с установкой клина-отклонителя и фрезерованием окна в эксплуатационной колонне 168 мм.

Бурение горизонтальных боковых стволов буровой установкой АПР-80 в угольных пластах Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения осуществимо и является перспективной методикой увеличения зоны дренирования угольного пласта. Это определяет актуальность помимо бурения кустовых вертикальных скважин с ГРП, тиражирования достигнутых успехов в ЗБС, а также бурения систем многозабойных и вертикальных скважин с созданием гидравлической связи между скважинами одной системы.

РАЗРАБОТКА И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА «РЕГИСТРАТОР ВРАЩАЮЩЕГОСЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ «МАЯК» ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕТАНОУГОЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ КУЗБАССА

Д.Р. Абдуррахманов, Д.И. Тиньков, Ф.В. Старцев
ООО «РУСвелл»

Недра угольных бассейнов России содержат не только значительные мировые запасы угля, но и ресурсы метана, объемы которого сопоставимы с традиционными газовыми ресурсами по всему миру. Концентрация метана в смеси природных газов угольных пластов варьируется от 80% до 98%. Для угольной промышленности важна разработка эффективных и контролируемых методов дегазации. Направленное бурение предоставляет возможность с высокой точностью создавать скважины различного технологического назначения и получать достоверную информацию для выполнения задач бурения. Результаты освоения скважин демонстрируют, что наиболее перспективными являются многозабойные скважины. В связи с этим важной задачей становится исследование особенностей их строительства, стабилизации рабочего режима и достижения проектных показателей добычи.

ООО «РУСвелл» создало первую полностью отечественную разработку для пересечения горизонтальных скважин с вертикальными эксплуатационными стволами на угольных и метанугольных месторождениях Кузбасса. Система наведения предназначена для измерения относительного положения целевой скважины с применением регистратора вращающегося магнитного поля (РВМП) «Маяк» по принципу магнитного позиционирования. Технология производства работ по пересечению скважин позволяет осуществлять пересечение за один-два рейса бурения (3-4 суток) с вероятностью 95%, без установки цементных мостов.

Для создания вращающегося магнитного поля в бурящейся горизонтальной скважине, в составе компоновки низа бурильной колонны (КНБК), над долотом, устанавливается переводник со встроенными магнитами. В вертикальную скважину на геофизическом кабеле устанавливается и ориентируется электронный блок «Маяк», который с помощью трёхкомпонентного датчика магнитного поля регистрирует его изменение, а также считывает своё положение относительно ствола скважины. Программа, по данным полученным от регистратора, определяет направление магнитного переводника и расстояние до него. Это позволяет скорректировать профиль горизонтальной скважины для точного пересечения стволов.

Первые работы с применением данного регистратора проводились на скважине 332Р Нарыкско-Осташкинского месторождения. В результате чего было получено гидросообщение с вертикальной скважиной РН-31 (с трех попыток). Финальные забои

боковых стволов составляют от 1300 до 1600 м, общая проходка по пласту более 4000 м. Индекс удаленности от вертикали (ERD) – от 6 до 6,4. В дальнейшем было произведено строительство еще одной многозабойной скважины с окончанием типа «фишбон» и одной субгоризонтальной скважины с восходящим профилем (зенитный угол более 100 градусов), с пересечением вертикальной скважины (с двух попыток) в самой низкой точке. Подобная конструкция позволяет в процессе эксплуатации реализовать эффективную дегазацию большой площади угольных пластов в условиях низкого пластового давления.

Помимо всего перечисленного, в 2024 году было выполнено «двойное» пересечение (с первой попытки) одной вертикальной скважины РН-10 двумя горизонтальными стволами скважины РН-12г, проходка от устья горизонтальной скважины до цели вертикальной превышало более 1300 м. Первое пересечение было выполнено успешно с первой попытки, с дальнейшим спуском колонны. Успешное выполнение второго пересечения осложнялось наличием по близости (менее 2 м) металлической колонны, которая создавала магнитные помехи и влияла на азимутальные показания «Маяка» (разбег показаний без учета корректировок – до 8,1 градуса).

РВМП «Маяк» полностью готов к дальнейшим работам по пересечению скважин и постоянно совершенствуется. Одной из последних доработок была модернизация чувствительных датчиков магнитного поля, которые позволяют обнаруживать магнитный переводник на большем расстоянии. Также регламентируется, совершенствуется и отлаживается механизм взаимодействия между всеми участниками процесса пересечения, как команды ООО «РУСвелл», так и заказчика, включая его подрядные организации. Все это позволяет проводить пересечения скважин успешно с первой попытки. Аппаратный комплекс разработала команда под руководством советника генерального директора по НИОКР Капкова В.А., начальника отдела НИОКР электроники Калюжина Е.А. и начальника отдела НИОКР электромеханики Петрова А.М., которые более 25 лет занимаются проектной деятельностью в области разработки оборудования для наклонно-направленного бурения.

Работы по пересечению скважин на Нарыкско-Осташкинском метанугольном месторождении Кузбасса ведутся и по сей день. Одним из основных препятствий при бурении скважин по угольным пластам является нарушение устойчивости их стенок. Это вызвано качеством бурового раствора, а также механическим и гидромеханическим воздействием на стенки скважины в сочетании со сложными геологическими условиями и продолжительностью бурения. Для эффективного извлечения метана и дегазации угольных пластов необходимо использовать высокотехнологичное буровое оборудование, которое способно обеспечивать необходимую длину скважин в максимально короткие сроки. Еще одним немаловажным фактором является несовершенство геологической модели месторождения, что приводит к изменению плановой траектории скважины во время бурения. Это сказывается на точности работ при проводке скважин.

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО СТРОИТЕЛЬНОГО КОНТРОЛЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ НА НАРЫКСКО-ОСТАШКИНСКОМ МЕТАНОУГОЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ КУЗБАССА

Н.А. Ющенко
ООО «Газпром добыча Кузнецк»

Основным драйвером развития газовой промышленности является увеличение объемов внутреннего потребления природного газа и объемов его экспорта. Так, при актуализации технологической схемы разработки Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения Кузбасса планируется строительство 6 скважин в 2025 году и более 200 скважин за весь период разработки метаноугольного месторождения. При заметном увеличении объемов и стоимости строительства, растет потребность в специалистах контролирующих служб, непосредственно участвующих в процессе строительства. Внедрение системы автоматизированного строительного контроля позволит систематизировать процесс осуществления надзора за строительством на всех его уровнях.

Основными задачами осуществления строительного контроля при строительстве объектов добычи газа на метаноугольных месторождениях Кузбасса являются анализ существующих процессов контроля за строительством, выбор оптимальной системы автоматизированного контроля, внедрение системы автоматизированного контроля за строительством в производственный процесс ООО «Газпром добыча Кузнецк».

В рамках работы выполнена оценка текущего состояния контроля за строительством на объектах ООО «Газпром добыча Кузнецк», выделены подвергающиеся надзору этапы строительства, предложен принцип работы системы автоматизированного контроля, а также приведены подробные технические параметры и затраты по внедрению указанной системы. Обоснована целесообразность применения системы автоматизированного строительного контроля при строительстве объектов добычи метана угольных пластов и возможность ее внедрения в производственную деятельность ООО «Газпром добыча Кузнецк».

Одним из ключевых направлений для дальнейшей работы по повышению эффективности строительного контроля на период строительства объектов добычи газа на метаноугольных месторождениях Кузбасса является усовершенствование выбранной системы автоматизированного контроля за строительством с применением технологий BIM-моделирования и современных систем контроля.

УПРОЩЕННАЯ МОДЕЛЬ ПОДБОРА ПАРАМЕТРОВ ГИДРОРАЗРЫВА УГОЛЬНОГО ПЛАСТА И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИНЫ

Е.Д. Енина, В.В. Шишляев, В.П. Пименов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одной из наиболее распространенных технологий стимуляции угольного пласта. При проектировании ГРП для метанугольных залежей необходимо определить параметры проведения операции в зависимости от горно-геологических условий коллектора и рассчитать геометрию трещины для вычисления дебита скважины. Целью работы является создание упрощенной аналитической модели для определения оптимальных геометрических характеристик трещины и подбора параметров ее создания.

Расчет геометрии вертикальной трещины гидроразрыва предлагается производить на основе механистической модели KGD (Г.И. Баренблатт, Ю.П. Желтов, С.А. Христианович, J. Geertsma, F. De Klerk), учитывающей геомеханические характеристики пласта и параметры закачки жидкости разрыва. В качестве постоянных параметров для одних горно-геологических условий предлагается использовать высоту и проницаемость трещины. Высота трещины во многом зависит от степени преобразованности угля. Для высокосортных углей характерны невысокие трещины, которые обычно не превышают двух толщин пласта. Для среднесортных углей характерны более высокие трещины, превышающие толщину пласта в 2-4 раза. Постоянную высоту трещины предлагается определять на основе среднего отношения высоты трещины к толщине пласта на данном или аналогичном объекте. Задание проницаемости трещины должно основываться на статистических параметрах проведения ГРП для рассматриваемых горно-геологических условий. Обычно проницаемость трещин, закрепленных кварцевым проппантом, не превышает нескольких десятков Дарси. При этом получаемый коэффициент безразмерной проводимости трещины не должен превышать 10, оптимальное значение для угольного коллектора – 1,6.

При подборе параметров жидкости разрыва и проведения операции необходимо учитывать, что с увеличением вязкости жидкости и уменьшением скорости закачки увеличивается высота, рост которой необходимо ограничивать. При этом низкая вязкость жидкости разрыва может не обеспечивать транспортировку закрепляющего материала вдоль трещины, следовательно, вязкость жидкости должна иметь средние значения. Данное условие можно учесть с помощью расчета критической скорости движения гидросмеси, при превышении значений которой преждевременного осаждения проппанта не происходит.

Для угольных пластов предпочтительнее использовать проппанты с небольшим удельным весом, поэтому самым распространенным типом является кварцевый песок.

Насыпная плотность такого проппанта должна составлять от 1400 до 1750 кг/м³. Размер частиц проппанта также должен иметь средние значения, чтобы обеспечивать достаточную раскрытость трещины и обладать достаточной прочностью. Самым оптимальным является проппант 20/40 меш.

После расчета длины и ширины необходимо оценить качество полученных результатов. Длина трещины в угольном пласте, как правило, не превышает 400 метров, поэтому рекомендуется ограничить протяженность трещины этим значением. С увеличением ширины трещины повышается интенсивность фильтрации жидкости в пласт. Необходимо исключить из расчета параметры трещины, которые приводят к интенсивности фильтрации, превышающей 20%.

При выборе оптимальной геометрии трещины важно учитывать экономические параметры – стоимость закачиваемого проппанта, жидкости гидроразрыва, а также постоянные затраты, включающие в себя стоимость аренды флота. Выручка от реализации газа рассчитывается на основе среднемесячного дебита скважины, определяемого на основе уравнения Дарси. Оптимальные значения массы закачиваемого проппанта соответствуют максимальной прибыли, при этом следует учитывать приведенные выше ограничения – по длине трещины, безразмерной проводимости, критической скорости движения жидкости и интенсивности фильтрации жидкости в пласт.

Таким образом, разработана упрощенная модель подбора параметров проведения операции гидроразрыва угольного пласта и определения оптимальных геометрических характеристик трещины. Дополнительно планируется учесть равномерность распределения проппанта в трещине, снижение ее проницаемости и ежемесячное изменение дебита скважины для более точного определения прибыли.

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОГО СПОСОБА БУРЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ СКВАЖИН

С.А. Тунгусов, А.Н. Васильев, В.В. Шишляев
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Развитие добычи «нетрадиционных» углеводородов в мире в основном связано с развитием технологий бурения скважин и гидроразрыва пласта. Длительное время для бурения нефтегазовых скважин в основном применялся механический вращательный способ бурения. Начиная с конца XX века такие компании как Atlas Copco, Sandvik, Rockmore и ряд других стали активно развивать бурение скважин с применением пневмоударников. В Советском Союзе, на фоне отсутствия нужного количества компрессоров с требуемой производительностью, большее распространение получила технология бурения гидроударниками.

Технология ударно-вращательного бурения с применением пневмоударных забойных машин потенциально менее металлоемкая, т. к. исключает необходимость применения замкнутой циркуляционной системы и системы очистки бурового раствора, требует наличие и подвоза технической воды на участок работ в значительно меньших количествах чем, при «традиционном» бурении. По этой причине пневмоударное бурение стало широко использоваться в местностях с дефицитом воды, например, юг США, пустынные местности Африки и Азии. Горные породы в таких местностях, как правило слабо обводнены, что позволяет проводить бурение с применением воздуха в качестве очистного агента. Пневмоударное бурение не требует создания больших осевых нагрузок и наличия значительных крутящих моментов. Разрушение породы в основном происходит за счет энергии удара. Ударный механизм при этом располагается, как можно ближе к забою скважины, это позволяет достичь минимального рассеяния энергии в колонне бурительных труб.

Типичные глубины, достигнутые при пневмоударном способе бурения, составляют порядка 1 800 м (6,000 фут) при диаметре бурения 211 мм (8 ¾ дюйма). По заявлениям ведущих иностранных буровых компаний время строительства скважины с такими параметрами при использовании «традиционного» способа бурения составляет порядка 30 дней. С переходом на пневмоударное бурение время сократилось до 13 дней, т. е. чуть менее, чем в 3 раза. Еще одним из очевидных преимуществ пневмоударного способа бурения является несравненно меньшее воздействие очистного агента на продуктивные пласты. Процесс кольматации здесь в основном обусловлен налипанием мелких частичек шлама, смоченных ПАВ на стенку скважины. Таким образом для бурения достаточно большого количества скважин за короткий период времени, может быть применен пневмоударный способ бурения скважин. Одним из направлений массового использования данного способа бурения может являться бурение скважин для добычи

метана угольных пластов (МУП). По оценкам различных исследователей Россия находится на первом месте в мире по запасам МУП. Подсчеты запасов МУП ведутся до глубины в 1800 м, что соответствует типичным глубинам бурения с применением погружных пневмоударников. Особенностью расположения скважин для добычи жидких и газообразных полезных ископаемых является необходимость кустового расположения, для упрощения наземной инфраструктуры. Как правило, для решения этой задачи используются S-образные или тангенциальные профили ствола скважины, такие профили позволяют развести забои скважин на расстояние, достаточное для обеспечения скважин извлекаемыми запасами. Такие профили являются сложными и требуют совмещения пневмоударного бурения с другими видами бурения. Наибольший интерес в этом случае может представлять бурение скважин с начальным зенитным и азимутальным углом. В этом случае профиль скважины, оставаясь относительно прямолинейным, позволяет развести забои на требуемое расстояние друг от друга.

Практическая реализация бурения скважин с начальным зенитным углом не представляет технических сложностей. Отечественные пневмоударники, например, РП-111 и РП-94 имели бесклапанную конструкцию. Такая конструкция позволяла осуществлять движение поршня за счет перераспределения потоков воздуха (газа), вне зависимости от направления вектора силы тяжести, действующего на поршень и клапаны. Ряд фирм, в частности Atlas Copco, Sandvik имеет в своем модельном ряду буровые установки с возможностью бурения с начальным зенитным углом, обладающие достаточной грузоподъемностью для спуска обсадных колонн. Отечественными нефтяными компаниями разработана устьевая арматура, позволяющая обвязывать скважины, имеющие начальный зенитный угол.

Объем мирового рынка пневмоударного бурения в 2022 году составил 1126,2 млн долларов США, а к 2031 году, по прогнозам, достигнет 1508,5 млн долларов США. Рост рынка пневмоударного бурения в ближайшее время в основном будет происходить в области разработки нетрадиционных месторождений, наклонно-направленного бурения, а также в расширения деятельности по разведке и разработке традиционных нефтегазовых месторождений. Для бурения гидрогеологических и технических скважин пневмоударный способ бурения уже стал во многом привычен.

Достигнутый уровень техники позволяет говорить о необходимости пересмотра подходов к бурению скважин для добычи МУП. Данная задача может быть выполнена путем анализа многообразия предлагаемых на рынке технических средств для бурения скважин, комбинированием различных способов бурения, более тщательного и взвешенного подхода к применению технологий крепления скважин и выбору диаметра обсадных колонн. Не последнюю роль в этом может сыграть и разработка многофакторной (цифровой) технико-экономической модели, как единичной скважины, так и всего рассматриваемого месторождения.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ГАЗООТДАЧИ ИЗ НЕРАЗГРУЖЕННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Р.А. Мусин, Н.М. Замалиев, Д.Р. Ахматнуров
ТОО «I-Geo Kazakhstan»

В настоящее время вопросу создания безопасных условий труда при ведении горных работ в угольных шахтах практически всех основных бассейнов мира, в связи с увеличением глубины разработки и как следствие высокой газоносности угольных пластов, уделяется большое внимание. Несмотря на существенный опыт работы в Карагандинском угольном бассейне по дегазации не удается в значительной мере снизить газоносность, что является важным для безопасности ведения горных работ и резкого повышения ТЭП работы угольной промышленности. Внезапные выделения метана, которые сопровождаются большими человеческими жертвами, материальными и финансовыми потерями, являются на 90-93% причиной общего числа аварий, произошедших на угольных шахтах стран СНГ за последние 5 лет. Высокая газоносность угольных пластов является одной из главных причин взрывов метана на шахтах, приводящая к человеческим трагедиям. Только на шахтах Карагандинского бассейна за последние годы такие аварии унесли более двухсот человеческих жизней.

На современных глубинах ведения горных работ в Карагандинском бассейне (500 м и более) угольные пласты имеют практически нулевую газопроницаемость, отсюда и низкую газоотдачу, что является основным сдерживающим фактором развития добычи метана из неразгруженных угольных пластов. В этих условиях разработка эффективных методов и технологий воздействия на угленосную толщу перед их отработкой для обеспечения промышленных дебитов газа, является актуальной для угольной отрасли задачей, решение которой представляет большой научный и практический интерес.

Целью работы является исследование и разработка методов интенсификации газоотдачи из неразгруженных низкопроницаемых угольных пластов в горно-геологических условиях Карагандинского бассейна. Идея работы заключается в разработке эффективных способов добычи метана за счет оптимизации и совершенствования методов интенсификации газоотдачи из неразгруженных угольных пластов и организация работ по эксплуатации месторождения с учетом геолого-технологических особенностей угольных пластов на основе гидродинамического моделирования.

Основные задачи исследований заключаются в проведении анализа объемов добычи метана из неразгруженных угольных пластов, их ресурсов и технологий извлечения в странах, занимающихся разработкой метанугольных месторождений; исследовании геолого-технологических параметров перспективности метанугольных месторождений для промышленной добычи метана, характеристики коллекторов метана

угольных пластов и разработки производственно-экономических критериев, предъявляемых к выделенным участкам при оценке их перспективности и размещения опытно-промышленных скважин; исследовании фильтрационно-емкостных свойств неразгруженных угольных пластов, оценке их перспективности для добычи метана с применением различных технологий интенсификации притока газа и производением предварительной оценки извлекаемых запасов метана на участке; оценке степени извлечения метана из угленосной толщи при различных видах активного воздействия на угольный пласт, направленных на разрыв связей метана с углем; создании трехмерной секторной геолого-гидродинамической модели участка, разработке на ее основе рекомендаций по оптимизации методов интенсификации добычи метана, технологии строительства и конструкции эксплуатационных скважин; проведении технико-экономических расчетов проектных решений и перспективности добычи метана из неразгруженных угольных пластов на выбранном участке и его коммерциализации.

Основные научные результаты работы заключаются в разработке методики проведения газо-гидродинамических исследований и определении основных геолого-технологических факторов для проведения геологоразведочных и опытно-промышленных работ по извлечению метана из неразгруженных угольных пластов на примере экспериментального участка Шерубайнуринский; установлении закономерности изменения газопроницаемости неразгруженных угольных пластов от макроструктуры, степени и характера заполнения фильтрующего объема пор природной влагой, от градиента давления метана и от особенностей проявления горного давления; разработке комплекса технологических решений и рекомендаций для проведения опытно-промышленных работ по извлечению метана угольных пластов; разработке методики горно-геологического обоснования выбора участка с созданием трехмерной секторной геолого-гидродинамической модели участка, что позволило на ее основе выбрать и обосновать оптимальную технологию строительства и конструкцию эксплуатационных скважин на выбранном участке и разработать эффективную технологию интенсификации газоотдачи для промышленного освоения участка.

Практическая значимость научных результатов работы заключается в разработке методов интенсификации притока газа из неразгруженных угольных пластов; в проведенном расчете типовых конструкций вертикальных, горизонтальных и многозабойных скважин, а также скважин сложной конструкции с пересекающимися траекториями, производственно-экономическом прогнозе применения каждого типа скважин и финансово-экономическом анализе целесообразности применения разработанных технико-технологических решений.

КОНЦЕПЦИЯ КОМБИНИРОВАННОГО СПОСОБА НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ПОВЕРХНОСТИ ДЛЯ ДОБЫЧИ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ НА ГОРНОМ ОТВОДЕ УГОЛЬНЫХ ШАХТ

В.В. Фомин¹, Т.В. Ожогина²

¹ООО «МетанЭнергоРесурс», ²АО «Метан Кузбасса»

В настоящее время появление новых технологий и оборудования для направленного бурения скважин с поверхности и скважин из подземных выработок обеспечивает процесс дегазации шахты более продуктивным, а комбинированное бурение таких скважин в угольной залежи обеспечивает добычу метана угольных пластов (МУП) в промышленных масштабах. Предлагается комбинированный способ направленного бурения скважин с поверхности и из горных выработок шахт, совмещающий процесс дегазации угольного пласта и процесс добычи МУП. Технология имеет два основных этапа. Первый этап – создание искусственного коллектора из направленных скважин, пробуренных во вмещающих породах для изолированного отвода газа (не соединённого с горными выработками). Это позволит получить метан высокой концентрации, не смешанный с рудничным воздухом. Второй этап – создание подземного газопровода из направленных скважин, пробуренных с поверхности в зону искусственного коллектора и их соединение под землёй для транспортировки метана на поверхность и дальнейшей газоподготовки для транспортировки к потребителям. Комбинированный способ бурения направленных скважин позволит эффективно дегазировать углепородный массив и уменьшит миграцию метана из зоны разгрузки надрабатываемого пласта в действующие горные выработки, а изолированный отвод газа по подземному техногенному коллектору (скважине) исключит его смешивание с рудничным воздухом, что способствует добыче газа в промышленных объёмах с высоким содержанием метана и дебитом.

Современные методы добычи МУП являются модифицированными способами добычи природного газа на нефтегазовых месторождениях и сопровождаются большими затратами на подготовительном этапе освоения месторождения. Такая добыча требует обезвоживания угольного пласта для снижения пластового давления с последующим разделением газа и воды. Дегазация разрабатываемого пласта на угольных шахтах представляет собой комплекс мероприятий, направленных на удаление метана из пласта и не рассматривает углепородный массив как природный коллектор, в котором протекают процессы миграции газа из зоны высокого давления в зону низкого давления (выработанное пространство лавы).

Результатом такого подхода является низкая эффективность снижения природной газоносности пласта после проведения мероприятий по его дегазации. Проведённые измерения на шахтах Кузбасса показали, что эффективность дегазации (разница между

природной и остаточной газоносностью пласта после его дегазации) составляет 5-10%. Это обусловлено рядом факторов. Во-первых, 90% метана в пласте находится в сорбированном состоянии, его десорбция возможна в случае разрушения пласта (выделение газа до 20% от общешахтного) и разгрузке пласта (выделение газа до 80% от общешахтного). Во-вторых, проницаемость угольных пластов в 2-3 раза ниже проницаемости вмещающих пород. В-третьих, дегазация пласта проводится вне зоны разгрузки, её эффективность не превышает 20%.

Для эффективной добычи МУП необходимо использовать природные силы углепородного массива, который разгружается в процессе выемки угля в действующей лаве. Изначально давление газа (P_1) в угольном пласте и вмещающих породах находится в равновесии (значения P_1 в условиях Кузбасса от 20 до 50 кг/см², в зависимости от глубины залегания пласта). При выемке угля давление в выработанном пространстве лавы (P_0) равно атмосферному (рудничному), соответственно давление газа вмещающих пород выше ($P_1 > P_0$). Метан, содержащийся во вмещающих породах и угольных пластах, расположенных выше и ниже разрабатываемого пласта, устремляется в зону пониженного давления (P_0) за счёт высокой проницаемости вмещающих пород. Таким образом, газ попадает в действующие горные выработки и выработанное пространство лавы. Для предотвращения миграции этого газа в горные выработки предлагается бурить направленные скважины во вмещающих породах (перехватывающее бурение), которые будут служить дополнительным искусственным коллектором для отвода МУП.

Основными технологическими решениями для добычи МУП являются создание изолированного искусственного коллектора для миграции метана в зоне разгрузки, комбинированный способ бурения скважин с поверхности и горных выработок с применением технологии соединения скважин под землёй, обеспечение стабильного дебита газа на всём протяжении отработки запасов угля на выемочных участках шахты, и транспортировка газа на поверхность по многозабойной скважине, изолированной от горных выработок. Преимуществами предлагаемой технологии добычи МУП являются низкие затраты на подготовительном этапе бурения скважин с поверхности за счёт наличия на горном отводе шахты развитой инфраструктуры инженерных сетей (электричество, тепло, вода, дороги, очистные сооружения, склады, жильё и т.д.), низкие затраты на бурение вертикальной части скважины и её устройство (малая глубина отработки запасов угля на шахте), разветвлённая сеть горизонтальных скважин в массиве, охватывающая десятки км², мониторинг миграции газа в массиве и своевременная корректировка планов и схем бурения.

АНАЛИЗ МЕТАНОВЫДЕЛЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА БОЛДЫРЕВСКИЙ

А.И. Докучаева, Е.В. Федоров, Б.Н. Пашичев
ИПКОН РАН

Угольные месторождения России являются самыми метаноносными в мире: в тонне угля содержится в среднем 8,3 кг метана против среднемирового показателя, равного 4,9 кг/т. Среди угледобывающих регионов страны Кемеровская область – Кузбасс является самым крупным производителем и поставщиком угля. Основным методом обеспечения безопасной и эффективной отработки газоносных угольных пластов является дегазация. Однако на современных глубинах разработки эффективность применения пластовой дегазации неразгруженного от горного давления углепородного массива остается на уровне 10÷15%. На примере газового баланса участка пласта Болдыревский шахты им. С.М. Кирова объем метана, остающегося в угле, составляет около 60 % как без применения скважин гидроразрыва пласта (ГРП), так и с использованием скважин ГРП.

Низкая эффективность пластовой дегазации связана с низкой газопроницаемостью отечественных углей (Кузбасс – 0,001-0,04 мД), а также с тем, что до 90-95% метана угольных пластов находится в связанном (сорбированном) состоянии и его десорбция требует существенных энергетических затрат. Из-за низкой газопроницаемости угля фактические значения удельного начального метановыделения оказываются до 2-х порядков ниже проектных величин, а соответственно, и расстояния между кустами дегазационных скважин для достижения проектного значения коэффициента эффективности дегазации должны быть меньше.

Основными исходными данными для проектирования параметров системы дегазации являются природная и остаточная газоносность разрабатываемых угольных пластов. Природная газоносность пласта Болдыревский, определенная на стадии геологоразведочных работ для всего поля шахты им. С. М. Кирова, дает для пласта завышенные на 35-40% значения по сравнению с средними фактическими данными, и на 25-30% по сравнению с максимальными фактическими данными. Опыт шахтных инструментальных исследований на предприятиях АО «СУЭК-Кузбасс» показывает, что фактическая величина остаточной газоносности угольных пластов в 2-3 раза выше указанного значения. Таким образом, при проектировании параметров систем дегазации используются не соответствующие фактическим значениям завышенные величины природной газоносности и заниженные величины остаточной газоносности угольных пластов, что отражается на эффективности их дегазации.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕРАЗГРУЖЕННЫЙ УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЕГО ГАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ЭТАПЕ ЗАБЛАГОВРЕМЕННОЙ ДЕГАЗАЦИИ

П.А. Белехов, А.С. Серегин

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

В работе выполнен анализ конструктивных параметров дегазационных скважин, рекомендуемых для использования на этапе заблаговременной дегазации для повышения газовой проницаемости неразгруженного угольного пласта. Целью исследования является изучение влияния конструктивных параметров дегазационных скважин на процесс импульсного гидродинамического воздействия на угольный пласт.

Ежегодное увеличение глубины ведения горных работ на угольных шахтах, которое в среднем достигает порядка десяти, пятнадцати метров, связано с необходимостью увеличения интенсификации добычи угля. Другой стороной этой тенденции следует считать рост величины газоносности пластов угля, что приводит к тому, что в настоящее время газовый фактор является главной причиной, ограничивающей величину нагрузки на очистной забой и определяющей безопасность ведения подземных горных работ на угольных месторождениях. В этой связи, одним из обязательных требований при добыче угля является предварительное осуществление дренажа метана из угольного пласта, позволяющее снизить природную метаноносность, как минимум, до значения 13 т/м^3 .

Как показали многочисленные исследования, эффективность дренажных работ зависит от газовой проницаемости угольного пласта, которая на глубинах 300-500 м может быть ниже 10^{-15} м^2 . Одним из путей увеличения газовой проницаемости угольного пласта и интенсификации процесса метаноотдачи может быть гидроимпульсное воздействие на него, которое осуществляется в результате создания перепада давления в заполненной водой скважине путем резкого открытия задвижки на ее устье за счет подачи сжатого воздуха на клапан пневмоцилиндра задвижки, и последующей передаче формирующегося гидравлического удара на забой скважины. Серия гидродинамических импульсов повторяется до достижения устойчивой гидравлической связи между угольным пластом и дегазационной скважиной, которая используется для удаления метана.

Экспериментальные исследования гидроимпульсного воздействия в дегазационной скважине показали повышение концентрации метана после гидроимпульсного воздействия на 70% относительно исходного уровня до воздействия. Проведенные натурные исследования дали возможность установить, что для повышения качества проводимых дегазационных мероприятий необходимо осуществлять контроль объема и длины дегазационных скважин; основными параметрами скважины, влияющими на эффект применения гидроимпульсного воздействия на угольный пласт являются её

длина и объём; длина герметизации скважины должна обеспечивать качественный эффект от использования циклического газодинамического воздействия на пласт угля.

К ВОПРОСУ ОБ ОПТИМИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИЗВЛЕЧЕНИЮ МЕТАНА С УЧЕТОМ ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНОГО МАССИВА

Ф.М. Голубев, А.В. Анциферов, Е.Д. Ходырев
ФГБНУ «РАНИМИ»

Осадочные горные породы, формирующие угленосный массив, относятся к классу слабопроницаемых. При ведении подземных горных работ проницаемость горных пород на отдельных участках подработки увеличивается на несколько порядков. Зоны, связанные с этими участками, характеризуются повышенной пустотностью, в связи с чем, они являются аккумуляторами метана. Существование таких зон хорошо известно под названием полости Вебера. Некоторые из этих полостей существенно трансформируются с течением времени. Например, первая и самая крупная зона расслоения пород кровли образуется над центральной частью лавы. Затем, при отходе лавы эта зона уплотняется и попадая в зону полных сдвижений она практически сходит на нет. При этом, ранее аккумулярованный в этой зоне газ вытесняется в сторону выработанного пространства или в другие зоны с повышенной пустотностью (проницаемостью) в которых восстановление горного давления происходит не столь интенсивно. Именно эти зоны являются весьма интересными объектами при изучении процессов попутной добычи метана при разработке газоносных угольных месторождений.

В настоящее время исследования особенностей формирования зон с повышенной пустотностью (проницаемостью) в подавляющем большинстве случаев имеют описательный характер. Поэтому вопросы получения количественных оценок параметров этих зон остаются актуальными. Такая оценка может быть выполнена с помощью методики, основанной на оценке напряженно-деформированного состояния (НДС) подработанного массива с учетом деформирования горных пород за пределом прочности. Полученные значения деформаций используются для расчета изменений проницаемости подработанного горного массива. Такие расчеты также учитывают возможность деформирования пород за пределом прочности. В результате использования такой методики, при ее симбиозе с методами шахтной геофизики, появляется возможность существенного уточнения пространственных характеристик зон повышенной проницаемости. Такая возможность в свою очередь позволяет оптимизировать весь технологический комплекс дренажных мероприятий по извлечению метана при отработке угольных пластов и существенно повысить экономическую целесообразность применения шахтного метана для обеспечения производственных и коммунальных нужд предприятий и прилегающих к ним территорий.

АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГОЗАБОЙНЫХ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ СКВАЖИН

А.В. Осинцев

ООО «Газпром добыча Кузнецк»

В пределах Кузнецкого угольного бассейна, ресурсы метана угольных пластов оцениваются в объеме 13,1 трлн м³. При этом запасы метана угольных пластов являются трудноизвлекаемыми. На Нарыкско-Осташкинском метаноугольном месторождении ООО «Газпром добыча Кузнецк» выполнено строительство трех систем горизонтальных скважин РН-31–332Р, 431Р–517Р, 366Р–364Р. Такие горизонтальные и многозабойные скважины имеют большую газоотдачу и более высокий дебит по сравнению с вертикальными. Основными осложнениями в процессе эксплуатации горизонтальных, в т. ч. многозабойных, скважин, являются зашламование фильтр-хвостовика и вывалы угля из окна фрезерования вертикальной скважины. Для освоения скважин использовались штанговые винтовые насосы (ШВН), позволяющие откачивать пластовую жидкость с высоким содержанием свободного газа и механических примесей.

Скважина РН-31 была запущена в работу с темпом создания депрессии на угольный пласт 0,5 атм/сут. Максимальный полученный дебит воды кратно отличается от максимального проектного. В результате установка ШВН эксплуатировалась в условиях низкого водопритока в режиме «пуск-стоп», для не превышения заданного темпа создания депрессии при освоении. По итогам работы из-за постоянных подклинок насоса, образования отложений механических примесей на стенках в эластомере насоса, произошел срыв анкера и последующий отворот глубинно насосного оборудования (ГНО). В скважине 332Р произведена очистка фильтр-хвостовика с применением специально разработанного деструктора бурового раствора и интенсификация притока плазменно-импульсным воздействием (ПИВ). Среднее значение суточного дебита жидкости скважины РН-31, до проведения ПИВ и после, осталось неизменным.

На скважине 431Р вывал угля из окна фрезерования заблокировал прием насоса и привел к срыву подачи и заклиниванию глубинно насосного оборудования. Было принято решение поднять прием насоса на 10 м, промыть статор насоса и продолжить освоение скважины. По результатам эксплуатации системы скважин 431Р–517Р достигнут рекордный дебит газа более 15 тыс. м³/сут.

В процессе освоения системы скважин 366Р–364Р из-за низкого водопритока и разницы давлений газа на устьях скважин была произведена азотно-пенная очистка фильтр-хвостовика скважины 364Р. В результате максимальный дебит системы скважин увеличился в 2,5 раза. При последующей работе системы скважин наблюдалась разница в устьевых давлениях газа на скважинах 366Р и 364Р, из чего можно сделать вывод о потере гидравлического сообщения.

Для недопущения осложнений в процессе освоения многозбойных метаноугольных скважин, в планах работ необходимо предусмотреть двухэтапный режим эксплуатации. Первый этап – чистка хвостовика и спуск насоса для подтверждения проектных значений по водопритоку. Второй этап – доспуск или замена ГНО после испытания пластов. Подбор производительности насосов производить с учетом прекращения снижения динамического уровня или его повышения без остановки ГНО. Для исключения человеческого фактора создание депрессии на угольный пласт и поддержание затрубного давления газа производить с помощью систем автоматизации. В обязательном порядке производить контроль количества механических примесей в жидкости вертикальной скважины для корректировки темпа создания депрессии на угольный пласт.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН МЕТАНОУГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.В. Вершинин

ООО «Газпром добыча Кузнецк»

Добыча газа метаноугольного месторождения производится с применением технологий интенсификации газоотдачи пластов и индивидуальных технических решений для конкретных геологических условий. Процесс освоения скважин связан с длительными поэтапными процессами воздействия на продуктивный пласт путем откачки из него жидкости. Приоритетная задача эксплуатации месторождения – совершенствование технико-технологических решений для снижения затрат на строительство скважин и повышения продуктивности скважин в течение длительного периода эксплуатации. С целью выполнения данной задачи ведется работа по подбору различных видов насосов и их комбинаций по этапам освоения. Для оценки и определения наиболее подходящих вариантов насосного оборудования приводят и сравнивают ключевые факторы: средний срок службы насосного оборудования или насосной станции; нормативный срок службы погружного кабеля; нормативный срок службы станции управления насосной установкой; количество комплектов насосов на жизненный цикл скважины. Следующим шагом выполняются технико-экономическое сравнение вариантов компоновочных решений, основными показателями которых выступают: итоговые затраты; затраты на покупку оборудования; затраты на проведение работ по ремонту скважин и спускоподъемных операций насосов; затраты на инженерное сопровождение; затраты на электроэнергию; дисконтированные затраты.

По итогу проделанной работы выбрано два варианта насосного оборудования для проведения его испытаний на Нарыкско-Осташкинском метаноугольном месторождении, а именно концентрический струйный насос и штанговый глубинный насос спускаемый на гибких насосно-компрессорных трубах. Создана программа испытаний и технические требования. Ожидаемый результат испытаний – получение информации о работе насоса в ходе длительного периода времени для заключения о целесообразности дальнейшего применения. В настоящий момент существует необходимость дальнейшего планирования с учетом специфик объектов эксплуатации. При принятии решений о целесообразности использования конкретного оборудования помимо стоимости, такие особенности как удаленность друг от друга скважин, плотность их размещения на одной площади, форма и протяженность ствола могут стать решающими.

АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ СКВАЖИН С ОТФРЕЗЕРОВАННЫМ УЧАСТКОМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

В.А. Полукеев
ООО «Газпром добыча Кузнецк»

В настоящее время на Нарыкско-Осташкинском метаноугольном месторождении Кузбасса эксплуатируются 4 скважины с отфрезерованным участком эксплуатационной колонны (ЭК) в интервале продуктивного пласта (открытый ствол). Наиболее зарекомендовавшая себя в ООО «Газпром добыча Кузнецк» установка штангового винтового насоса (ШВН), особенно на этапе освоения после бурения, не может использоваться в скважинах с отфрезерованным участком ЭК по причине обильного выноса механических примесей из пласта. Это связано с риском заклинивания и засыпания насоса в скважине и как следствие прихватом компоновки глубинно-насосного оборудования (ГНО). Для достижения стабильной работы ГНО требуется решение следующих задач: разработать и испытать компоновку ГНО, провести анализ особенностей эксплуатации скважины с предложенной компоновкой ГНО и при необходимости доработать решение.

По результатам проработки решения предложена первая компоновка ГНО, позволяющая обеспечить расположение противоотворотного анкера и насоса над интервалом открытого ствола и прием насоса непосредственно в интервале открытого ствола. Данная компоновка показала недостаточную эффективность по ряду причин: невозможность полного осушения пласта для максимального развития депрессионной воронки, необходимость поддержания противодействия (затрубное давление не менее 2 атм) для обеспечения наличия жидкости на приеме насоса и во избежание работы насоса на сухую, засорение хвостовика под насосом (прием насоса) механическими примесями и увеличение сроков освоения скважин в связи с проведением ремонтов. Вторая предложенная компоновка позволила расположить насос ниже интервала открытого ствола, защитив геофизический от повреждений в интервале открытого ствола и обеспечила стабильную работу ГНО, повысив эффективность развития депрессионной воронки, но не были исключены риски получения осевого смещения эксплуатационной колонны в районе «окна» в результате воздействия горного давления. С целью обеспечения стабильной работы ГНО и исключения осевого смещения колонны предлагается в интервал фрезерования ЭК спускать обсадную перфорированную колонну меньшего диаметра (127 мм), которая подвешивается на катушке-трубодержателе фонтанной арматуры. В колонну 127 мм на насосно-компрессорной трубе (НКТ) 73 мм спускается ГНО, предпочтительнее ШВН. Колонна НКТ фиксируется на второй катушке-трубодержателе фонтанной арматуры.

При дальнейшей работе на скважинах с отфрезерованным участком ЭК, с целью обеспечения постоянного режима работы насоса, а также для снижения трудовых и стоимостных затрат на ремонт скважин потребуются доработка компоновки ГНО, а именно применение вставных винтовых насосов, что значительно упростит работы по установке, промывке и замене насоса, т. к. спускоподъемные операции с насосом выполняются на насосных штангах, не затрагивая колонну НКТ.

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ В ПРОИЗВОДСТВО ИСПЫТАТЕЛЬНОГО СТЕНДА ДЛЯ УСТЬЕВЫХ НАЗЕМНЫХ ПРИВОДОВ УСТАНОВКИ ШТАНГОВОГО ВИНТОВОГО НАСОСА

С.Д. Неустроев
ООО «Газпром добыча Кузнецк»

Применение любого механизма требует проведения комплекса испытаний, подтверждающих его надежность и безопасность. В условиях газовых промыслов метанугольных месторождений требуется применение испытательного стенда устьевых наземных приводов установки штангового винтового насоса (УШВН) по комплексу параметров. Одним из важных критериев является работа насоса в условиях пиковых нагрузок в течение определенного количества времени, что будет являться подтверждением безотказности испытываемых приводов. Целью работы является анализ и внедрение испытательного стенда для имитации воздействующих нагрузок в реальных условиях эксплуатации устьевых приводов УШВН на скважине.

Принцип действия стенда состоит в воспроизведении условий эксплуатации для проверяемого привода и электродвигателя, замерах его выходных параметров, на основании которых делается вывод о пригодности к дальнейшей эксплуатации. Стенд построен по модульному принципу, каждый модуль предназначен для проверок близких по характеристикам приборов – модуль проверки электродвигателя (мощностью от 5 кВт до 62 кВт) и модуль проверки механических узлов привода. Разработанный стенд обеспечивает испытания работоспособности привода и электродвигателя. Исследуемый устьевой наземный привод приводится в движение ременной передачей от электродвигателя. Частота вращения регулируется входящим в состав системы частотным преобразователем, управляемым микропроцессором, а нагрузка на полированный шток регулируется выжимным узлом, находящейся в нижней станине модуля стенда, запитывающейся гидравлической системой от электроприводной маслостанции. Проводящие нагрузки зависят от компоновки и глубины спускаемого винтового насоса в скважину.

Данные испытания позволяют оценить работоспособность привода (подшипниковых узлов, сальниковых уплотнений, зажимного узла штока, тормозной системы обратного вращения, наличие деформаций ведомого вала и шкива, осевую нагрузку на вал привода, системы натяжения ременной передачи) а также электродвигателя (частоту вращения электродвигателя, максимальную скорость вращения, подшипниковые узлы, пусковой конденсатор, целостность обмотки, сопротивление изоляции обмотки). Внедрение испытательного стенда позволит оценить состояние и работоспособность основного парка устьевых наземных приводов УШВН ООО «Газпром добыча Кузнецк», ускорить процесс подготовки запуска скважин на Нарыкско-Осташкинском месторождении,

увеличить контроль качества после проведения технического обслуживания и ремонта приводов, а также уменьшить время простоев на внеплановые ремонтные работы.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТАНОУГОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Е.И. Саранин

ООО «Газпром добыча Кузнецк»

Повышение эффективности освоения метаноугольной скважины требует оптимизации работы эксплуатационного персонала и повышения производительности на качественном и количественном уровне. Во время освоения метаноугольных скважин наиболее важно поддержание забойного уровня пластовой жидкости. Основная специфика эффективной десорбции угольного метана в том, что необходимо постоянное поддержание минимального гидростатического давления на пласт. Для этого производится плавная откачка пластовой жидкости. Чтобы приток газа не снижался, необходимо поддержание заданного уровня депрессии. Величина пластовой депрессии характеризует затраты пластовой энергии в дренажной области скважины на приток газа и определяет дебит и продуктивность газовой скважины.

В качестве объекта исследования возьмем пример нормализации управляющих воздействий по метаноугольной скважине РН-31. Во время освоения скважины, регулировка скорости откачки пластовой жидкости производится путем частотного регулирования двигателя. Данное регулирование осуществляется в автоматическом режиме станцией управления по поддержанию уровня пластовой жидкости в скважине. В принцип работы автоматического режима входит ПИД-регулятор. Поддержание заданного затрубного давления происходит с помощью электропривода, который производит регулирование в автоматическом режиме, исключая человеческий фактор. Станция управления и электропривод вместе образуют единый механизм поддержания заданных параметров в скважине. Однако на стадии пуско-наладочных работ выявлено, что параметры настройки автоматического регулирования на идентичном оборудовании и типовая настройка регуляторов отличаются, для каждого вида регулирования сугубо индивидуальна и зависит не только от процессов, происходящих в скважине, но и от состояния оборудования («плюфты», «заедания» и т.п.). Автоматическое регулирование происходит с помощью ПИД- регулятора. Замкнутая система, в которую входит модульная установка замера и регулирования природного газа и пластовой воды (МУЗиР) и станция управления, в купе позволяют автоматизировать не только процесс эксплуатации, но и стадию освоения скважины, минимизируя влияние человеческого фактора, играющего ключевую роль при отсутствии автоматического регулирования, сократить время на выполнение задач, снизить затраты на ресурсы, повысить качество производства.

УГЛЕРОДНЫЙ СЛЕД СЖИЖЕННОГО И КОМПРИМИРОВАННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА: СРАВНЕНИЕ С ДРУГИМИ ВИДАМИ ИСКОПАЕМОГО ТОПЛИВА В КУЗБАССЕ

Е.А. Кравцов

ООО «Газпром добыча Кузнецк»

В условиях глобального изменения климата и нарастающей обеспокоенности по поводу экологической безопасности, вопросы, касающиеся углеродных выбросов и устойчивого использования энергетических ресурсов, становятся особенно актуальными. Уровень концентрации парниковых газов в атмосфере продолжает неуклонно расти, что приводит к катастрофическим последствиям для экосистем, здоровья населения и климата в целом. Эти факторы подчеркивают необходимость перехода на более чистые и устойчивые источники энергии, что становится приоритетным во многих странах.

Кузбасский угольный бассейн, один из крупнейших в России и мире, традиционно играет ключевую роль в энергетическом секторе страны. Тем не менее, долгосрочная зависимость региона от угля в качестве основного источника энергии ведет к высокой степени загрязнения окружающей среды и увеличению углеродного следа. Уголь, будучи основным источником энергии, производит значительные объемы углекислого газа и других вредных выбросов, что негативно сказывается как на здоровье людей, так и на экосистемах региона. В связи с этим, Кузбассу необходимо искать альтернативные источники энергии, которые могут снизить уровень загрязнения и помочь в достижении экологической устойчивости. Сжиженный природный газ (СПГ) и компримированный природный газ (КПГ) представляют собой привлекательные альтернативы углю и нефти. Они характеризуются меньшими углеродными выбросами и высокой энергетической эффективностью. Эти преимущества делают газовые технологии одним из наиболее перспективных направлений для модернизации энергетики в Кузбассе.

В работе проанализированы текущие данные о выбросах парниковых газов, которые ежегодно составляют около 100 млн т CO₂ эквивалента, в том числе более 34 млн т CO₂ эквивалента от выбросов метана в атмосферу. Кроме того, рассмотрены преимущества использования СПГ и КПГ, а также сформированы рекомендации по увеличению их доли в энергетическом балансе Кузбасса. Переход на более чистые источники энергии, такие как сжиженный и компримированный природный газ, не только поможет снизить углеродный след региона, но и станет важным шагом на пути к устойчивому развитию и улучшению качества жизни населения.

РЕАЛИЗАЦИЯ МОДЕЛИ СОХРАНЕНИЯ УЯЗВИМЫХ КОМПОНЕНТОВ БИОРАЗНООБРАЗИЯ В УСЛОВИЯХ ПРОЕКТА ДОБЫЧИ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В КУЗБАССЕ: СОЗДАНИЕ РЕЦИПИЕНТНОГО РЕЗЕРВАТА

В.А. Чебокчинова
ООО «Газпром добыча Кузнецк»

Современные тенденции экономического развития Кемеровской области – Кузбасса предполагают неизбежность освоения новых территорий. Поскольку территория горного отвода ООО «Газпром добыча Кузнецк» (далее – Общество) и смежные территории будут осваиваться, возникла потребность в новом этапе реализации мероприятий по сохранению биоразнообразия в условиях освоения ресурсов метана угольных пластов и новая инициатива Общества – в декабре 2023 года, на прилегающей территории и в границах горного отвода, был организован государственный природный заказник «Нарыкский», площадью 26051,5 га. Это заказник нового типа с функцией реципиентного резервата – природного комплекса, способного принимать родственные биологические объекты без нарушения сложившихся биогеоценотических связей.

Чаще всего для возмещения ущерба окружающей среды предусматриваются компенсационные выплаты. Производится расчет стоимости уничтожаемых объектов и разрушенной среды их обитания. Такой подход является экстенсивным в решении задач сохранения объектов природной среды, т. к. в процессе деятельности предприятий происходит прямое уничтожение видов растений, изменение генофондов. Более эффективным природосберегающим механизмом может быть «выселение» и «переселение» из мест явных угроз и косвенных влияний уязвимых компонент регионального биоразнообразия в свойственные для них естественные местообитания. Работы по переносу биологических объектов имеют ряд нормативно-правовых ограничений, прежде всего в части разрешенных видов использования земельных участков. В земельном законодательстве, Лесном Кодексе РФ, отсутствует форма использования земель, предназначенная для переселения дикорастущих растений из одной естественной среды обитания в другую. Наличие специального заказника-резервата решает проблему отсутствия земель специального назначения. Государственный природный заказник «Нарыкский» расширяет назначение и дополняет категории особо охраняемых природных территорий функцией реципиентного резервата. Опыт создания подобной особо охраняемой территории является уникальным для Кемеровской области – Кузбасса и для дочерних обществ ПАО «Газпром».

Государственный природный заказник «Нарыкский» обеспечивает качественную эффективность мероприятий, направленных на охрану окружающей среды, защиту объектов растительного и животного мира при развитии производственной деятельности, освоении новых территорий или строительстве новых объектов в лесной зоне

Кемеровской области и юге Западной Сибири. Резерватом «Нарыкский» для проведения компенсационных мероприятий могут воспользоваться любые организации. Но для этого потребуется получить согласование уполномоченных органов. Учитывая, что часть территории заказника входит в границы горного отвода ООО «Газпром добыча Кузнецк», в перспективе возможно обоснование климатического проекта, при реализации которого будет осуществлён выпуск углеродных единиц, используемых в том числе для компенсации углеродного следа деятельности организации.

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Кузнецк»
Совет молодых специалистов ООО «Газпром добыча Кузнецк»

Научно-техническое издание

XI научно-практическая конференция
ООО «Газпром добыча Кузнецк»

МЕТАН УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Тезисы докладов

Кемерово, 25 сентября 2024 г.

Корректурa и верстка: А.Г. Шевцов

650000, г. Кемерово, пр. Советский, 32, пом. 46
Совет молодых специалистов ООО «Газпром добыча Кузнецк»
Тел. +7 (3842) 90-07-82, доб. 144

Подготовлено к изданию 24.09.2024