Карагандинский технический университет

УДК 622.261

На правах рукописи

МУСИН РАВИЛЬ АЛЬТАВОВИЧ

Оптимизация процессов бурения скважин при добыче метана угольных пластов Карагандинского бассейна.

6D070700 – Горное дело

Диссертация на соискание степени
доктора философии (PhD)

Научные консультанты
доктор технических наук,
профессор
Н.А. Дрижд

кандидат технических наук,
доцент
М.П. Хайдина
(РГУ нефти и газа им. Губкина)

Республика Казахстан
Караганда 2020

СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ…….. 4
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ……... 5
ВВЕДЕНИЕ……..... 6
1 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧИ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ, СПОСОБОВ, ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ…… 9
1.1 Проблемы бурения наклонно направленных скважин для добычи метана угольных пластов…….. 9
1.2 Анализ зарубежного опыта добычи метана угольных пластов……... 11
1.3 Анализ отечественного опыта добычи и применения газа метана угольных пластов…… 20
1.4 Изучение зарубежного и отечественного опыта решения проблем способов стимулирования газоотдачи из угольных пластов…….. 22
Выводы по разделу 1…….. 36
2 ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ НА ВЫБОР МЕСТА ЗАЛОЖЕНИЯ ОПЫТНО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ДОБЫЧИ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ……. 37
2.1 Горно-геологическое обоснование выбора экспериментального участка и обзор ранее проведенных исследований……. 37
2.2 Обоснование выбора перспективного пласта для реализации проекта по добычи метана угольных пластов…… 43
2.3 Исследование угольного пласта $К_{12}$ на Талдыкудукском участке Карагандинского угольного бассейна методом электромагнитного резонанса……. 50
2.4 Разработка оптимальной технологии строительства наклонно направленной скважины для добычи метана угольных пластов Карагандинского угольного бассейна……..…….. 53
Выводы по разделу 2……..…….. 56
3 РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН С ПРОФИЛЕМ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ТИПА……..……... 58
3.1 Определение необходимого базового профиля наклонно направленной скважины……..…… 58
3.2 Обоснования выбора технических средств и способов для наклонно направленного бурения……..…….. 62
3.3 Обоснование выбора буровой установки……..……... 65
3.4 Выбор сопутствующего оборудования и технических средств…….…... 69
3.5 Разработка геолого-технической части проекта……..…… 72
Выводы по разделу 3……..…….. 75
4 СОЦИАЛЬНО-ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕГАЗАЦИИ И ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧИ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В КАЗАХСТАНЕ……..…… 77

4.1 Социально-экологическая эффективность промышленной добычи метана угольных пластов в Казахстане…… 77
4.2 Экономический расчет рентабельности добычи метана угольных пластов на Талдыкудукском участке…… 82
Вывод по разделу 4…… 86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ…… 87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ…… 89
ПРИЛОЖЕНИЕ А – Протокол испытаний сорбционной емкости углей…. 96
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Разработка технологических решений с оформлением объектов интеллектуальной собственности…… 98
ПРИЛОЖЕНИЕ В – Акты внедрение результатов НИР……..……. 100

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей диссертации применяются следующие термины с соответствующими определениями:

Газопроницаемость – параметр характеризующий способность коллектора пропускать через себя газ, выражается в единицах дарси (Д).

Гидроразрыв пласта – один из самых эффективных методов нефтеотдачи и интенсификации притока жидкости и газа к скважинам. Метод заключается в создании высоко проводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида (газ, вода, конденсат, нефть либо их смесь) к забою скважины.

Опытно промышленная скважина – скважина, предназначенная для испытаний и исследований, а также для определения извлекаемости метана из угольного пласта.

Природная метаноносность – объём метана, содержащийся в единице массы угля в естественных условиях м/т угля.

Направление – верхняя часть обсадной колонны спускается для предотвращения обрушения рыхлых пород четвертичных отложений на устье скважины и монтажа специального устройства используемого для герметизации устья и отвода выбуренного шлама.

Кондуктор – часть обсадной колонны спускается с целью закрепления склонных к обвалам пород, затронутых выветриванием, а также перекрытия ряда низкоминерализованых водоносных горизонтов.

Эксплуатационная колонна – спускается с целью разобщения и раздельной эксплуатации продуктивных метаноугольных пластов.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

МУП – метан угольных пластов
млн., млрд., трлн. – соответственно миллион, миллиард и триллион
$м^3$/мин – метров кубических в минуту
$м^3$/т – метров кубических в тонну
ВЗД – винтовой забойный двигатель
ЗТС – забойная телеметрическая система
УБТ – немагнитные утяжеленные трубы (УБТ)
БК – бурильная колонна
ЗД – забойный двигатель
КЖ – марка угля коксовый жирный
ОС – марка углей отощенный спекающийся
КС – марка углей коксовый слабоспекающийся
ШО – шарнирный отклонитель
ТС – марка углей тощий спекающийся
ПАВ – поверхностно активное вещество
ПЖ – промывочная жидкость
СПО – спускоподъемные операции
ГРП – гидроразрыв пласта
МЭА – международное энергетическое агентство
ГЕО-ЭМР – метод исследования электромагнитным резонансом
КНБК – компоновка низа бурильной колонны
MRD – технология бурения скважин со средним радиусом
TRD – технология бурения скважин с малым радиусом
ECBM – технология интенсифицированного извлечение метана из угольных пластов
AP – активный реагент
CTD – технология бурения скважин с применением гибких труб

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы: Проблема обеспечения безопасных условий труда на угольных предприятиях Казахстана и других стран СНГ за последние годы приобретает все более острый характер. Интенсивная отработка угольных пластов сопровождается обильными метановыделениями в горные выработки. О чем свидетельствуют крупные аварии с групповыми несчастными случаями, произошедшие в последнее время на шахтах Казахстана, России, Украины.

Улучшение безопасных условий труда и повышению производительности угольных предприятий является актуальной задачей во всех угледобывающих государствах при разработке пластов со значительной природной газоносностью.

Угольные пласты Карагандинского угольного бассейна имеют очень низкие параметры газопроницаемости и газоотдачи, что не позволяет подземной дегазацией максимально надежно обеспечить безопасность труда шахтеров. Извлечение газа метана при помощи бурения наклонно направленных скважин позволит снизить природную газоносность угольных пластов и повысить производительность горных работ при добычи угля.

Целью работы: Разработка технологических решений по бурению наклонно направленных скважин для извлечения метана из угольных пластов со значительной газоносностью.

Идея заключается в определении места заложении наклонно направленной скважины по горно-геологическим характеристикам и свойствам угольного пласта, методом электромагнитного резонанса, а так же разработке способа извлечения метана угольных пластов.

Объект исследования: Наклонно-направленные скважины для добычи метана угольных пластов

Задачи исследования:

- провести исследования горно-геологических условий залегания, свойств, угольного пласта К12 Талдыкудукского участка Карагандинского угольного бассейна, методом электромагнитного резонанса для определения места заложения скважин;
- исследовать фильтрационно-емкостные свойства неразгруженных угольных пластов Талдыкудукского участка.
- оценить их перспективность для извлечения метана с применением технологии наклонно направленного бурения скважин и провести предварительную оценку извлекаемых запасов метана на участке
- разработать способ извлечения метана угольных пластов на Талдыкудукском участке

Методика исследований заключается: на основе анализа отечественного и зарубежного опыта, литературных и фондовых материалов, результатов лабораторных и экспериментальных наблюдений, современных методов компьютерного моделирования обоснованы проектные решения по

разработке участка и произведены расчеты конструкций наклонно направленных скважин.

Научная новизна.

Обоснованность применения метода электромагнитного резонанса, при выборе места заложения скважины, для извлечения газа метана наклонно направленными скважинами, пробуренными с поверхности, для снижения природной газоносности угольных пластов Карагандинского угольного бассейна.

Научные положения, выносимые на защиту:

1. Закономерности изменения насыщенности пласта К12 Талдыкудукского участка Карагандинского угольного бассейна метаном и водой от глубины залегания, определенные методом электромагнитного резонанса.
2. Методология подсчета запасов метана угольных пластов, на перспективных участках Карагандинского угольного бассейна, основанная на десорбционном анализе.
3. Способ извлечения метана угольных пластов, включающий направленное бурение скважин с поверхности по продуктивному угольному пласту, основанный на том, что верхний интервал скважины имеет вертикальный профиль, а нижний с отклонением ствола скважины от вертикали по простиранию угольного пласта, параллельно напластованию.

Практическая значимость: Результаты исследований могут использоваться при подсчетах запасов ресурсов газа метана, при определении места заложения скважин. Разработанный способ извлечения метана угольных пластов позволит снизить природную газоносность угольных пластов и повысить производительность горных работ при добычи угля.

Личный вклад автора

Автор принимал участие в научно-исследовательских работах по разработке метана угольных пластов, реализуемых ТОО «ИПКОН», АО «КазТрансГаз» в Карагандинском угольном бассейне.

Структура и объём диссертационной работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4-х глав, заключения, списка использованных источников и приложений. Работа представлена на 101 страницах, содержит 29 рисунков, 17 таблиц и 111 использованных источников.

Апробация работы и публикации. Основные положения работы докладывались и получили одобрение: на научном семинаре кафедры РМПИ, на научно техническом совете КарГТУ, результаты исследований, полученные в диссертации, внедрены в учебный процесс по профильным дисциплинам специальностей «Горное дело», «Нефтегазовое дело» для бакалавров.

Основные положения диссертационной работы отражены в 27 научных трудах, в том числе 2 из них опубликованы в журналах входящем в базу данных Scopus, 10 в изданиях, рекомендуемых Комитетом по контролю в сфере образования и науки МОН РК, 2 монографиях в соавторстве, 13 работ в материалах зарубежных и международных конференциях.

За время обучения прошел следующие стажировки: «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» в Национальном минерально-сырьевом университете «Горный» (Санкт-Петербург 2016); «Инновационные технологии обучения в области подготовки специалистов для разработки нетрадиционных месторождений природных углеводородов» РГУ нефти и газа им. Губкина (Москва, 2016).

Автор выражает благодарность. Автор выражает особую, искреннюю благодарность научному руководителю д-ру. техн. наук, профессору Н.А. Дрижд за вклад в направлении и руководстве при подготовке диссертации. За помощь в написании работы автор благодарит зарубежного научного консультанта канд. техн. наук, доцента РГУ нефти и газа им. Губкина М.П. Хайдину, канд. техн. наук директора ТОО «ИПКОН» Б.П. Хасен, доктору (PhD) Н.М. Замалиеву.

1 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧИ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ, СПОСОБОВ, ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ

1.1 Проблемы бурения наклонно направленных скважин для добычи метана угольных пластов

Практически все государства исследуют недра земли в поисках все новых и новых запасов полезного ископаемого. В современном мире даже небольшое месторождение, какого либо сырья может сыграть важную роль для развития региона.

В последние годы семимильными шагами развивается разработка нетрадиционных источников углеводородов, которые так же относятся к «возобновляемым», способные снизить потребность в природном газе целый регион. К «нетрадиционным», газ метан относится потому, что находится либо в сорбированном состоянии, либо залегает в структуре пласта и для его добычи недостаточно просто пробурить скважину с поверхности. Так же к «нетрадиционным» относятся газ из песчаников, газогидраты, метан угольных пластов и сланцевый газ. Газ метан находится практически во всех государствах и странах, но не во всех регионах его можно добывать, важным фактором про добычи метана угольных пластов является проницаемость горных, глубина пластов, отсутствие геологических нарушений и т.д. Передовые страны по добычи метана угольных пластов являются Китай, США, Канада, Индия, Австралия. В ряде стран государство выделяет большие деньги на гранты по развитию метаноугольной промышленности, так как видят в ней большую перспективу. В ряде стран метан угольных пластов, как и другие полезные ископаемые, занесен в промышленные запасы.

Промышленная добыча метана угольных пластов позволит в регионе:

– уменьшить потребление природного газа;

– повысить безопасность труда шахтеров;

– снизить парниковый эффект.

Бурение скважин это довольно трудозатратный процесс, требующий особой техники, а еще конкретных знаний, умений и навыков. В настоящее время существует несколько видов искусственно искривленных скважин, среди которых:

– наклонно-направленные;

– горизонтальные;

– многозабойные;

– многоствольные (кустовые).

Наклонно-направленное бурение – метод сооружения скважин, при котором они имеют сложный пространственный профиль, включающий в себя вертикальный верхний интервал, после которого следуют участки с заданными отклонениями от вертикали. Часто используется при разведке и добыче таких полезных ископаемых, как нефть и газ, особенно при многоствольном и кустовом бурении. С 1990-х активно развиваются технологии направленного

бурения для создания скважин с горизонтальными участками длиной до единиц километров. Бурением наклонно-направленных скважин это способ строительства скважины, при которой забойная часть оказывается в точке, отклоненной по нормали, которая включает в себя вертикальный верхний участок, с последующими участками, имеющие отклонения по вертикали [1].

Впервые начало применяться в середине XX века. Основоположниками данного метода являются американские нефтяники Джон Истман, Роман Хайнс и Джордж Фейлинг, впервые применившие его в 1934 году для добычи нефти из месторождения Конро, Техас. В СССР подобный метод при поддержке бакинского ученного М.П. Гулузаде впервые применил азербайджанский нефтяник Ага Нейматулла - для добычи нефти из труднодоступного месторождений: на суше - в 1941 году (район Баку Бибиэйбат), и в Каспийском море - в 1946-47 годах [2].

Технология контролируемого наклонного направленного бурения развивалась постепенно. Для отклонения компоновки низа бурильной колонны (КНБК, англ. BHA) от вертикали в скважину устанавливались клиновые отклонители; бурение производилось традиционными роторными компоновками. Однако направленные скважины, созданные по такой технологии, часто не достигали целевых пластов, имея значительные отклонения от целевых азимутов [3].

В невертикальных участках скважин с наклоном более 12 градусов при необходимости дальнейшего изменения зенитного угла может применяться забойная роторная компоновка со стабилизаторами и утяжеленными бурильными трубами, которая создает на долоте отклоняющую нагрузку. Опорная компоновка применяется для набора угла, маятниковая для уменьшения. Для сохранения набранного угла используется стабилизированная компоновка [2].

С 1960-х годов для направленного бурения стали применяться компоновки с кривым переходником и забойным двигателем. Изначально кривые переходники имели фиксированный угол наклона от 0,5 до 1 градуса. Направление в таких компоновках задавалось поворотом бурильной колонны, однако для изменения угла наклона требовалось поднятие на поверхность и замена переходника. Позже были изобретены и внедрены переходники с управляемым изгибом (от 0 до 4 градусов), задаваемым с поверхности без поднятия компоновки из скважины. Они также использовались совместно с забойными двигателями, образуя управляемый двигатель. Такой двигатель может использоваться в двух режимах: роторного бурения, при котором усилие создается роторным столом или верхним приводом, и скользящем режиме, в котором бурильная колонна не вращается, а долото приводится в действие забойным двигателем. В скользящем режиме поворотом колонны задается азимутальный угол отклонения, а зенитный угол задается изгибом управляемого переходника. С 1990-х развиваются роторные управляемые системы, позволяющие управлять наклоном скважины во время роторного бурения без периодов скольжения [4].

Изначально они использовались для бурения скважин с большими отклонениями от вертикали, но затем стали широко применяться для бурения скважин любых профилей [2].

Развитие в 2000-х годах наклонно-направленного бурения с горизонтальными участками до 3-4 километров длиной, совместно с многостадийным гидроразрывом пласта позволило начать в Северной Америке экономически оправданную добычу газа, а затем и лёгкой нефти плотных коллекторов из сланцевых формаций [5].

Наклонно-направленные скважины строятся для:

– разведки, а также добычи традиционных и нетрадиционных месторождений газа;

– увеличения обнаженной поверхности продуктивного слоя при пластовом месторождении;

– экономии при строительстве буровых площадок;

– при ремонтных работах, аварий связанных с отрывом буровой коронки;

– вскрытие продуктивных пластов, обходя геологические нарушение.

К преимуществам можно отнести следующие моменты:

– площадь обнажения пласта, если скважина проходит вдоль его расположения;

– возможность строительства скважины в труднодоступных местах, к примеру, под населенным пунктом, озером, парковой зоны и т.д.;

– возможность бурения нескольких скважин с одной буровой площадки, тем самым экономя на строительстве самих буровых площадках;

– строительство глушащей скважины для ликвидации аварии связанной с фонтанированием скважины. В этом случае новая скважина строится на безопасном расстоянии по направлению к аварийному участку, с целью закачки раствора.

Недостатками строительства наклонно направленной скважины является:

– более сложные и дорогие конструкции для набора угла;

– закачка песка или пропанта для предотвращения слипания трещин скважин при больших углах поворота скважины.

В Казахстане наклонно направленное бурение, в большей степени формируется с применением роторного способа, забойные двигатели применяются исключительно на участках, в которых необходим набор кривизны. Мнение специалистов в области строительства скважин, как зарубежных, так и отечественных сходится в том, что винтовые забойные двигатели гораздо эффективнее, и в будущем акцент все больше и больше будет делаться именно на них.

1.2 Анализ зарубежного опыта добычи метана угольных пластов

Мировые запасы метана угольных пластов превышают запасы природного газа и оцениваются в 260 трлн. $м^3$. Наиболее значительные ресурсы сосредоточены в Китае, России, США, Австралии, ЮАР, Индии, Польше, Германии, Великобритании и Украине.

Суммарный объём добычи МУП в мире в 2015 г. превысил 68 млрд. м^3, из них: США – 54,0 млрд. м^3; Канада – 7,5 млрд. м^3; Австралия – 5,2 млрд. м^3; Китай – 1,4 млрд. м^3. По оценкам ведущих американских экспертов, мировая добыча метана из угольных пластов в 2020 г. составит 78 млрд. м^3, а к 2040 г. достигнет 157 млрд. м^3 в год. По прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА) мировая добыча газа в 2030 г. возрастёт до 4 434 млрд. м^3 [6].

Однако наиболее доступные традиционные газовые месторождения в настоящее время в значительной степени уже истощены и не могут удовлетворить всё возрастающие мировые потребности. В то же время по данным МЭА ресурсы нетрадиционных источников газа значительно превышают ресурсы традиционных месторождений, а развитие технологий делает освоение этих ресурсов экономически целесообразным. По оценке МЭА прогнозные ресурсы газа из нетрадиционных источников в мире составляют 921 трлн. м^3, что более чем в 2,2 раза превышает ресурсы газа на традиционных месторождениях [6].

Россия

По мнению некоторых исследователей, концепция «ресурсного треугольника», принимает вид, представленный на рисунке 1.1 [7].

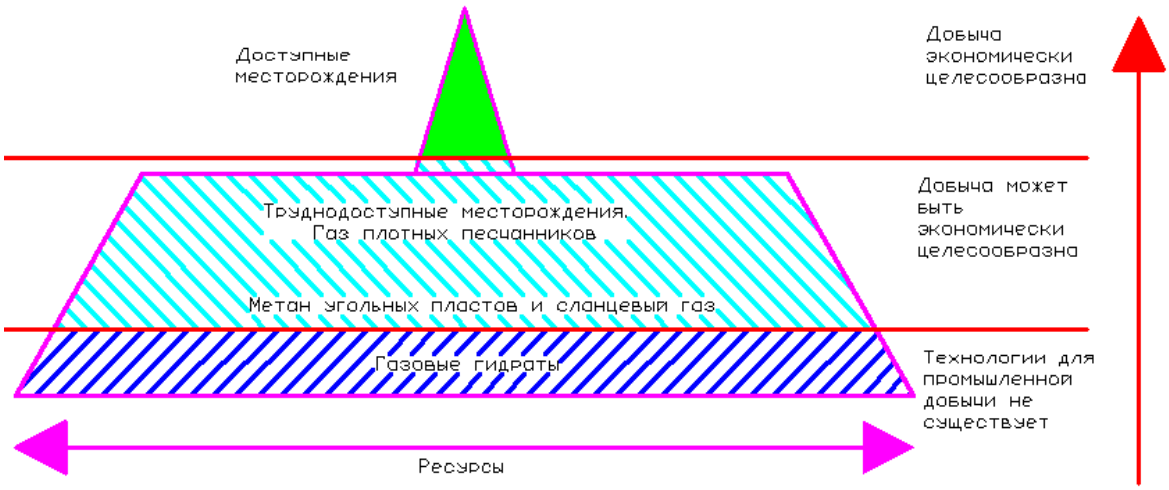


Рисунок 1.1 – Структура газовых ресурсов на современном этапе

Прогноз дальнейшего развития мировой газовой отрасли по мере сохранения тенденции к сокращению добычи наиболее доступного и дешёвого газа вплоть до полного истощения его ресурсов, по оценке некоторых учёных, максимум через несколько десятилетий приведёт к трансформации существующей современной схемы до вида, представленного на рисунке 1.2.

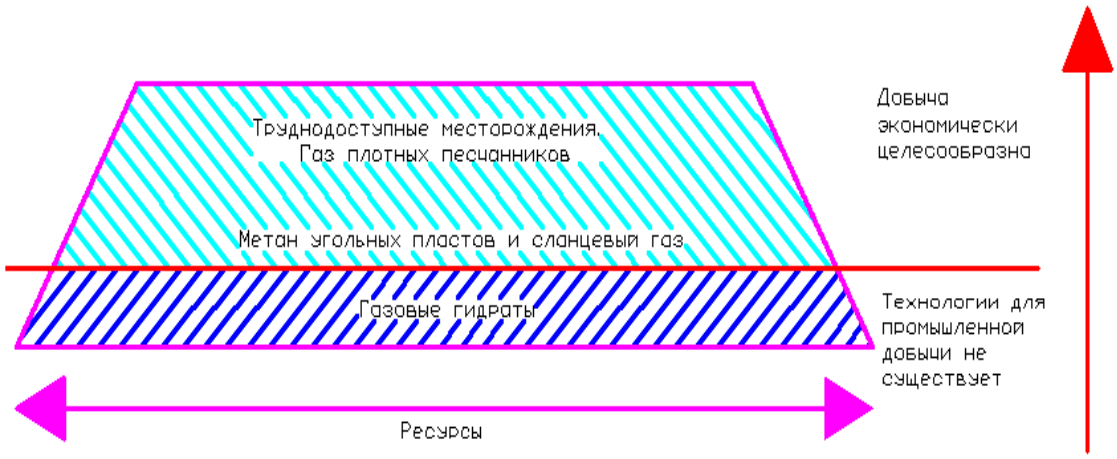


Рисунок 1.2 – Прогноз будущей структуры мировой газодобычи

При этом следует отметить, что в России на сегодняшний день ресурсы МУП превышают ресурсы сланцевого газа и газа плотных песчаников вместе взятых (рисунок 1.3). Это определяет особую роль МУП в будущем развитии отечественной газодобычи.

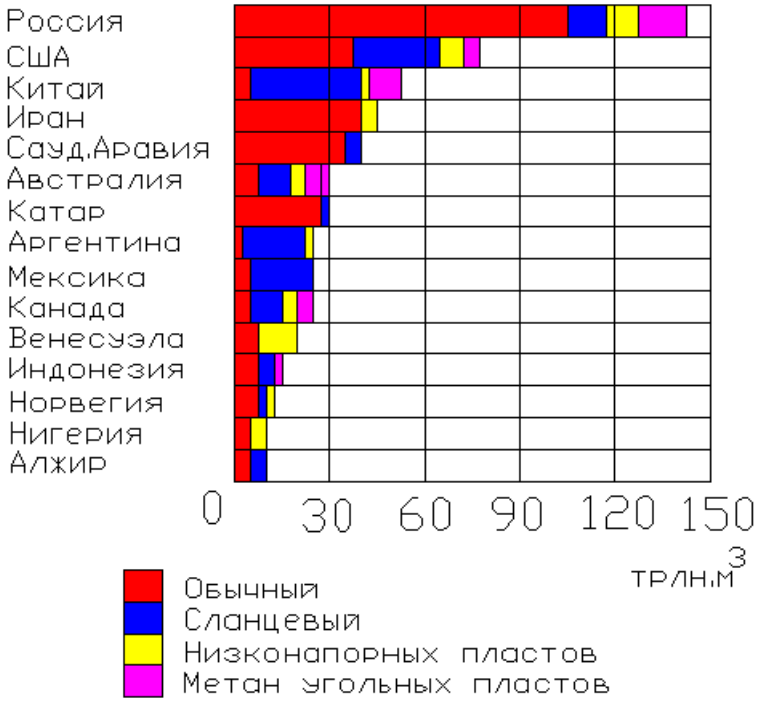


Рисунок 1.3 – Распределение различных видов газовых ресурсов по странам мира (по данным МЭА, 2015 год)

По данным МЭА мировые ресурсы метана угольных пластов (МУП) оцениваются в 260 трлн. м^3 (таблица 1.1) [8].

Таблица 1.1 – Структура мировых ресурсов газа (МЭА, 2015)

Страна	Ресурсы МУП, трлн. м³
Россия	78
США	60
Китай	28
Австралия	22
Индия	18
Германия	16
ЮАР	13
Украина	8
Казахстан	8
Польша	3
Всего в мире	260

Данные МЭА основаны, в том числе, и на исследованиях отечественных учёных. По данным Ермакова В.И. [9], общее количество метана в угольных бассейнах мира оценивается в 470 трлн. $м^3$, в том числе в кондиционных пластах 230 трлн. $м^3$. По данным Голицина М.В., мировые ресурсы угольного метана по подсчётам на 2002 г. оцениваются от 68 до 130 трлн. $м^3$, в том числе рентабельные для извлечения от 15 до 24 трлн. $м^3$ (таблица 1.2) [10].

Таблица 1.2 – Мировые ресурсы метана в угольных пластах (по Голицину М.В., 2002 г.)

Страна	Метаноносность угольных пластов, $м^3/т$	Ресурсы метана, млрд. $м^3$
Мир всего	–	67840–130848/15060-24070
В том числе:		
СНГ	10–40	30000-58000/2550-2710
КНР	8–20	16000-25000/7000-7500
США	7–14	11000-22000/6000-8000
Австралия	7–15	3800-6000/2000-3000
ФРГ	8–15	1700-3000/700-1000
Польша	8–13	1200-1450/450-600
Великобритания	5–24	900-1600/400-800
Канада	5–14	600-1600/300-500
Франция	8–14	370-650/250-300
ЮАР	8–10	400-500/150-200

По данным ОАО «Газпром» на сегодняшний момент прогнозные ресурсы метана в основных угольных бассейнах России оцениваются в 83,7 трлн. м^3, что соответствует примерно трети прогнозных ресурсов природного газа страны. В Кузнецком угольном бассейне, где впервые в России начата промышленная добыча МУП, ресурсы газа составляют 13,1 трлн. м^3. Данная оценка ресурсов метана соответствует глубине 1 800-2 000 м [11].

Из угленосных бассейнов России по степени перспективности для добычи выделяют перспективные и высокоперспективные [12]. Главными критериями отнесения к высокоперспективным бассейнам являются наличие широкой ресурсной базы, благоприятные геологические предпосылки (высокая газоносность, хорошая проницаемость угольных пластов), наличие вблизи крупных потребителей, значительный социально-экологический эффект. К высокоперспективным отнесены Кузнецкий (13,1 трлн. м^3) и Печорский (1,9 трлн. м^3) угольные бассейны, в которых осуществляется попутная и промышленная добыча МУП (таблица 1.3) [13].

Таблица 1.3 – Прогнозные ресурсы метана в угольных пластах основных бассейнов и месторождений России (в млрд. м^3)

Бассейн, месторождение	Всего	В том числе		В том числе	
		на действующих шахтах	на разведываемых и перспективных участках и поисково-оценочных площадях	на верхнем этаже бассейнов до глубины 1200 м	на нижнем этаже бассейнов глубиной от 1200 до 1800 м
Кузнецкий	13 085	212	12 873	7 448	5 637
Печорский	1942	26	1 916	1 260	682
Донецкий	1178	495	683	–	–
Восточный Донбасс	97	2	95	–	–
Буреинский	105	25	80	101	4
Апсатское	55	55	–	55	–
Сахалинский	47	5	42	45	2
Партизанский	23	8	15	15	8
Южно-Якутский	920	3	917	847	73
Зырянский	99	–	99	98	1
Итого	17 454	829	16 625	9 869	6 407

Энергетическая стратегия России до 2030 г устанавливает разработку нетрадиционных запасов в нефтяном и газовом секторе в качестве одного из приоритетных направлений научно-технического развития. Предусматривается

увеличение доли нетрадиционного газа в российской газодобыче до 15% к 2030 году (рисунок 1.4) [14].

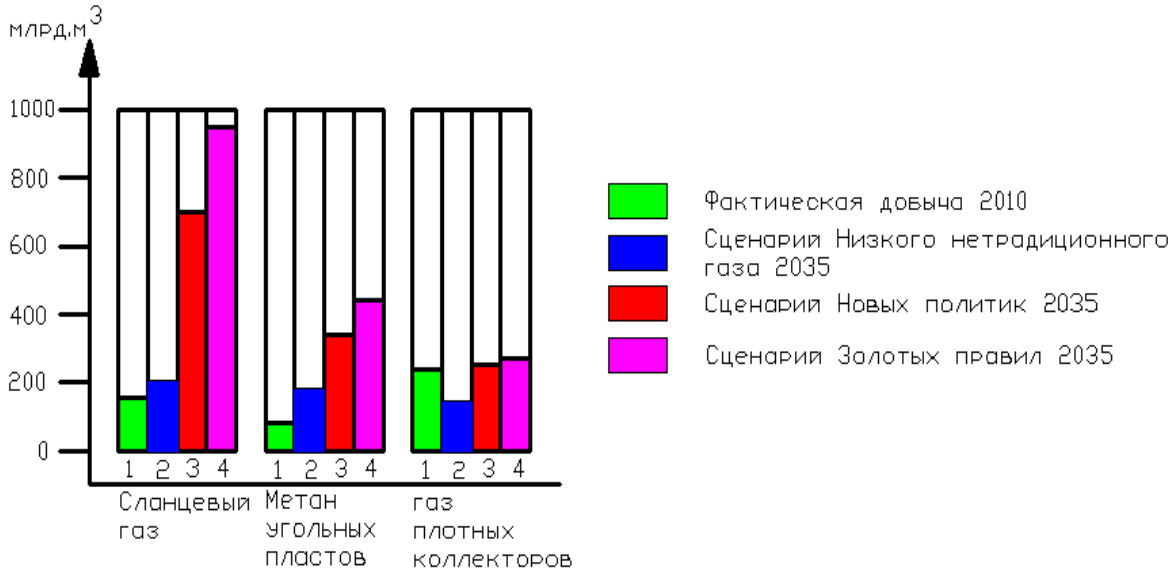


Рисунок 1.4 – Прогноз мировой добычи нетрадиционного природного газа в зависимости от различных сценариев (по данным МЭА)

Бассейн Сан-Хуан является наиболее значимым для метаноугольной отрасли США. Кроме того, что в бассейне по состоянию на 2006 г. было добыто 65% всего угольного газа в США, в нём также сосредоточено порядка 43% (240 из 555 млрд. м^3) доказанных запасов угольного газа США. Бассейн Сан-Хуан относят к уникальным геологическим явлениям в силу того, что до 80% газа месторождения приурочено к локальному месторождению природного газа в угольных формациях, т.е. большая часть газа находится не в сорбированном состоянии, а в свободном от физико-химической связи с углём. Именно благодаря этому фактору, добыча в этом бассейне ведётся в значительных объёмах. Основные ресурсы метана, рентабельные для разработки, сосредоточены на сравнительно небольшой площади в северной части бассейна. Здесь метан в значительной мере распределён в системе естественных полостей и трещин. Для оконтуривания этой наиболее перспективной площади понадобилось пробурить 17 тысяч скважин [15].

Вторым по значимости является бассейн Powder River, который стал активно разрабатываться в 2000-х гг. Третье место за бассейном Black Warrior. Всего по состоянию на 2006 г. накопленная добыча метана угольных пластов в США составляла 566,7 млрд. м^3, при этом более 65% (или 372,4 млрд. м^3) угольного газа было добыто в бассейне Сан-Хуан (San Juan) (таблица 1.4) [15, с. 32].

Таблица 1.4 – Накопленная добыча метана угольных пластов

Бассейн	Накопленная добыча угольного газа по состоянию на 2006 г., млрд. $м^3$	Доля в накопленной добыче угольного газа по состоянию на 2006 г., %
Сан-Хуан (San Juan)	372,4	65,71
Паудер Ривер (Powder River)	65,5	11,56
Блэк Варриор (Black Warrior)	53,6	9,46
Центральные Аппалачи (Central Appalachian)	21,9	3,87
Уинта (Uinta)	21,5	3,79
Ратон (Raton)	17,7	3,12
Аркома (Arkorna)	6,9	1,22
Чероки (Cherokee)	5,0	0,88
Писеанс (Piceance)	1,2	0,21
Прочие	1,0	0,18
Всего	566,7	100

Как показывает опыт США, наиболее прибыльные объекты характеризуются двумя благоприятными факторами – процентным содержанием газа, проницаемостью и мощностью пластов. Так, на месторождениях бассейна Сан-Хуан вскрытие единственного пласта толщиной в 50 футов оказалось более рентабельным, чем добыча из многочисленных тонких пропластков месторождений Аппалачей и бассейна Вэрриор. Примером других прибыльных соотношений параметров являются залежи бурого угля в бассейне Powder River, где низкое содержание газа компенсируется неглубоким залеганием продуктивных пластов на глубине всего 100 футов [16].

Пример, показанный газовой промышленностью США в области добычи газа из нетрадиционных источников, привлёк интерес большого числа стран к новым возможностям в области обеспечения энергетической безопасности. Особенность извлечения МУП в Канаде заключается в бурении вертикальных и наклонно направленных скважин с использованием в качестве метода интенсификации пневморазрыва угольных пластов и последующего фонтанного способа эксплуатации без использования насосного оборудования. Данное обстоятельство связано с горно-геологическими особенностями залегания угольных пластов, а именно с отсутствием пластовой жидкости в разрезе. Добыча угольного газа в стране пребывает на начальном этапе развития, однако нарастание её темпов в последнее время так же очевидно, как и в США: первая скважина была пробурена здесь только в 1997 г., а уже в 2009 году в эксплуатацию введено 1848 скважин. Согласно прогнозам экспертов запасы угольного газа в Канаде могут достигать 12,74 трлн. $м^3$, причём основная часть ресурсов сосредоточена в Западно-Канадском осадочном

бассейне, а именно в провинции Альберта, известной также своими гигантскими нефтеносными песчаниками. До недавнего времени 90% метана угольных пластов извлекалось здесь, в зоне Подковообразного каньона. В настоящее время в стране насчитывается более 14 тыс. действующих скважин [17].

В 2009 г. было добыто 9 млрд. $м^3$ угольного газа. Совет по охране энергетических ресурсов провинции Альберта прогнозирует, что к 2021 г. объём производства должен составить 15,1 млрд. $м^3$, или 20% от всего извлекаемого здесь природного газа (по сравнению с 7% в 2009 г.).

В Австралии активно развивается коммерческая добыча угольного газа, а основу ресурсной базы составляют месторождения битуминозного угля, расположенные в штатах Квинсленд и Новый Южный Уэльс. О наличии данного сырья в Австралии было известно с начала извлечения угля шахтным способом, однако промышленное производство в больших масштабах – относительно новое явление и для этого государства. Разведка запасов угольного газа началась в бассейне Боуэн в штате Квинсленд в 1976 г., но впервые к коммерческой добыче приступили здесь лишь в 1996 г [18].

После 2015 г. стартует проект по созданию двух технологических линий по переработке метана угольных пластов в сжиженный природный газ с суммарной годовой мощностью до 40 млн. т (почти 56,63 млрд. $м^3$). Однако его реализация наталкивается на трудности, вызванные ростом затрат. Выходом из ситуации может стать его дополнение третьей и четвёртой технологическими линиями для получения экономии на масштабах и повышения тем самым рентабельности. Добыча МУП в Китае началась около 30 лет назад, однако по ряду причин, связанных с недостаточным финансированием, отсутствием технологического опыта, а также государственного стимулирования, эта отрасль развивалась медленно. Меры, принятые в последние годы, включая выделение субсидий на добычу МУП в размере 0,2 юаня/$м^3$ и на выработку электроэнергии с использованием МУП в размере 1,25 юаней/квтч, привели к активизации работ [18, с. 85].

Согласно оценке Минприроды КНР прогнозные геологические запасы МУП на глубине до 2000 м составляют 36,81 трлн. $м^3$, прогнозные запасы на глубине до 1500 м – 10,87 трлн. $м^3$. (таблица 1.5). Ресурсы МУП распространены по всей территории страны, однако основная часть сконцентрирована в западных и центральных районах [19].

В девяти бассейнах прогнозные запасы МУП превышают 1 трлн. $м^3$ в каждом. Наиболее перспективными являются Ордосский, Циньшуй, Джунгарский, Эрлянь, Турфан-Хамийский и Хайларский бассейны [20, 21].

Таблица 1.5 - Характеристика основных углегазоносных районов Китая

Углегазоносные районы	Возраст углей	Суммарные ресурсы, трлн. $м^3$.	Плотность ресурсов трлн. $м^3/км^2$.
Ордосский	карбонпермь, юра	9,80	–
в том числе: Северная часть	карбонпермь, юра	–	1,09
Восточная часть	карбон-пермь	–	1,22
Западная часть	верхняя и средняя юра	–	0,63
Циньшуй	карбон-пермь	4,00	2,01
Турфан-Хамийский	верхняя и средняя юра	2,10	1,51
Хайларский	нижняя пермь	1,60	1,70
Джунгарский	верхняя и средняя юра	3,80	0,74
Илийский	–	1,40	–
Эрляньский	верхняя и средняя юра	2,00	1,21
Гуанси-Гуйчжоу-Юньнаньский	нижняя пермь	3,50	0,33

Угольный метан используется на местных рынках, в основном бытовыми, промышленными потребителями и для производства электроэнергии. За последнее время сфера использования МУП расширилась. Число потребителей МУП в жилом секторе превысило 1,89 млн. Число автомобилей, использующих МУП в качестве топлива, достигло 6 тыс. Суммарная мощность энергоблоков, работающих на МУП, превысила 750 тыс. кВт. Планируется также, что добыча МУП достигнет в 2020 г. 30 млрд. $м^3$, а в 2030 г. – 40-50 млрд. $м^3$ [22].

Индия занимает пятое место в мире по доказанным запасам угля. Предполагаемые ресурсы угольного газа составляют 1,9 трлн. $м^3$, из которых доказанными являются лишь 28,32 млрд. $м^3$. В стране проведено уже четыре лицензионных раунда на разработку данного сырья, однако коммерческая добыча началась только на месторождении Раниганж в штате Западная Бенгалия. По сведениям Ernst & Young к настоящему времени распределено 33 участка, на 25 из них ведётся геологоразведка [23].

Промышленная добыча МУП в мире продолжает развиваться. В разных странах выработан значительный опыт в области техники, технологии и организации работ по извлечению и использованию угольного метана, который может быть адаптирован к российским условиям.

Согласно оценке Energy Resources International, прогнозные запасы угольного газа в Казахстане составляют более чем 8 трлн. $м^3$. Власти страны подписали соглашение с австралийской фирмой Dart Energy о добыче метана в Карагандинском угольном бассейне. Ведущая мировая компания в этой сфере займётся разработкой эффективного метода извлечения газа на одном из участков. Предусматривается, что в общей сложности будет пробурено 250 скважин. Это позволит удовлетворить спрос промышленных и автотранспортных предприятий, электростанций, а также использовать данное сырьё для бытовых нужд Карагандинской области и Астаны. Близость к потребителю является важным условием выгодности проекта.

1.3 Анализ отечественного опыта добычи и применения газа метана угольных пластов

Анализ мирового опыта добычи метана из угольных пластов показывает, что для организации газовых промыслов в основных угольных бассейнах Казахстана необходимо выполнение следующих ключевых требований.

Оценка высокой перспективности промышленной добычи метана в Казахстане основана на сравнении его геолого-промысловых характеристик с бассейном Сан-Хуан в США, прогнозных технико-экономических показателях, а также наличии инфраструктуры и потребителей газа, находящихся на расстоянии всего 15-150 км от первоочередных площадей.

В Центральном Казахстане имеются очень большие и практически нетронутые ресурсы метана угольных месторождений, которые, по оценкам геологов, составляют 2-4 триллиона кубометров. К таким относятся Карагандинский (1-3 триллиона $м^3$ по разным оценкам), Экибастузский (70 млрд. $м^3$), Тениз-Коржункольский (45 млрд. $м^3$) бассейны, Завьяловское и Самарское месторождения и др. Такая ресурсная база позволяет прогнозировать возможность развития в республике новых топливно-энергетической и химической отраслей, основанных на использовании метана. Следует отдать должное поколению геологов Центрального Казахстана 40-80-х годов прошлого столетия (М.В. Голицын, М.А. Ермеков, Л.Ф. Думлер, Н.С. Умархаджиева, Г.Д. Хегай и др.), изучавших газоносность углей карбонового возраста и заложивших фундамент для современной оценки ресурсов метана угольных пластов Казахстана. Объективными предпосылками организации промысловой добычи МУП в Карагандинском бассейне является мировой опыт, наличие технологий эффективного извлечения метана из угольных пластов и большие его ресурсы в недрах не только Карагандинского бассейна, но и десятках других углегазовых месторождений Казахстана, позволяющих вести рентабельную добычу метана из угольных пластов как самостоятельного полезного ископаемого.

Опыт добычи МУП существует и в Карагандинском бассейне. С 60-х годов совместно с Московским горным институтом (университетом) специалисты ПО «Карагандауголь» и КНИУИ проводили научно-исследовательские и опытно-промышленные работы по направленному

гидрорасчленению угольных пластов на шахтах Карагандинского бассейна. Целевым назначением работ было снижение природной газоносности и выбросоопасности мощных угольных пластов $К_{12}$ и $Д_6$. Эти работы продолжаются по сегодняшний день на шахтах угольного департамента «АрселорМиттал Темиртау». Весомый вклад в разработку и реализацию исследовательских работ внесли профессора Н.А. Дрижд, С.К. Баймухаметов, Н.Х. Шарипов, кандидаты наук И.А. Швец, К.Д. Ли, Ф.А. Муллагалеев и др. [24].

Бурение вертикальных скважин проводится с дневной поверхности в нетронутый горными работами массив, через которые производится гидрорасчленение особо выбросоопасных пластов и их предварительная дегазация путем извлечения метана или отсоса его вакуум-насосными станциями. В условиях Карагандинского бассейна при применении этой технологии из-за низкой газопроницаемости пластов угля дебет скважин составляет 0,2-0,7 $м^3$/мин. Длительное, в течение 5-7 лет, освоение скважин обеспечивает заблаговременное снижение природной газоносности пластов угля на 6-9 $м^3$ на 1 тонну запасов, или на 25-35%. Концентрация метана в извлекаемом газе составляет 85-95% [25].

В 2011 году на шахте им. Ленина угольного департамента АО «АрселорМиттал Темиртау» была запущена в тестовом режиме пилотная установка по выработке электроэнергии с использованием газа метана от дегазации. Установка вырабатывает 1,4 мВт электроэнергии при концентрации метана в газопроводе в пределах 25-50% и расходе чистого метана около 10 $м^3$ в минуту. Вырабатываемая электроэнергия поступает на групповую подстанцию.

По остальным угольным месторождениям Центрального Казахстана каптирования и утилизации метана не производится, включая Экибастузский бассейн, где ежегодные выбросы метана в атмосферу при добыче угля оцениваются в 500-600 млн. $м^3$ в год, второго после диоксида углерода по значимости газа, вызывающего парниковый эффект.

Основными геологическими и технологическими задачами являются обнаружение высокопродуктивных зон в угольных бассейнах и разработка технических решений по строительству, заканчиванию и освоению скважин, обеспечивающих максимальные дебиты газа.

Во-первых, как и для традиционных месторождений углеводородного сырья, основным требованием является получение промышленных притоков метана и высоких коэффициентов его извлечения из угольных пластов. Добыча метана является высокотехнологичным производством, а коммерческие дебиты метаноугольных скважин достигаются при выполнении ряда условий:

– выявлении в пределах угольных бассейнов перспективных продуктивных зон и участков на основе результатов геологических и геофизических исследований;

– применении эффективных технологий бурения и заканчивания скважин, их освоении с использованием методов интенсификации притока флюидов из угольных пластов к стволу скважины.

Во-вторых, для обеспечения рентабельной добычи при относительно малых дебитах, характерных для горно-геологических условий угольных бассейнов, затраты на строительство и эксплуатацию метаноугольных скважин должны быть минимальными. Приемлемые удельные затраты на добычу метана достигаются за счёт небольших глубин строительства скважин – менее 1200 м.

В-третьих, важным требованием для организации коммерческой добычи метана в угольных бассейнах является близость платёжеспособных рынков сбыта. Метан угольных пластов, характеризующийся более высокими удельными затратами на добычу, становится конкурентоспособным по отношению к природному газу при значительном сокращении расстояния от скважин до потребителя и, соответственно, резком снижении транспортных расходов [26].

Наконец, более эффективными являются широкомасштабные проекты добычи метана из угольных пластов. Объёмы производства и количество эксплуатационных скважин должны достичь критического уровня, обеспечивающего экономическую эффективность. Минимальные масштабы добычи метана зависят от многих факторов, таких как цены на газ, расстояние до потребителей, наличие инфраструктуры и др. В качестве пороговых масштабов освоения новых удалённых угольных бассейнов в США принимают годовой объём добычи 2 млрд. $м^3$ при 400 добывающих скважинах.

Текущее состояние работ в Казахстане на данный момент:

– пробурено 8 вертикальных скважин, в т.ч: 5 опытно-эксплуатационных и 3 геологических скважины;

– проведены операции по интенсификации пластов: гидроразрыв пласта (ГРП) на 3-х скважинах, плазменно-импульсное воздействие (ПИВ, альтернатива ГРП) на 2-х скважинах;

– проведено обустройство 5-ти скважин, получен приток газа, проводится освоение;

– получены результаты исследования керна от лабораторий: Geokrak (Польша), PetroChina (КНР), CoreLab (США);

– завершается подсчет запасов газа с последующей постановкой на государственный баланс.

1.4 Изучение зарубежного и отечественного опыта решения проблем способов стимулирования газоотдачи из угольных пластов

На настоящий момент существует три основных способа извлечения метана из угольных пластов [27]:

– дегазация угольных шахт, снижающая объёмы выделения метана в горные выработки и обеспечивающая безопасность работы в метанообильных шахтах. В этом случае МУП разной концентрации является попутным полезным ископаемым;

– добыча метана вне полей действующих или проектируемых шахт путём бурения с поверхности специальных скважин с применением искусственных способов повышения газопроницаемости угольных пластов. Это направление является перспективным методом получения газа с высоким (75-95%) стабильным содержанием метана для широкого применения в народном хозяйстве;

– добыча метана из ликвидированных шахт [28, 29].

Дегазация заблаговременная – дегазация, осуществляемая скважинами с земной поверхности с предварительным гидрорасчленением пластов и извлечением газа из углепородного массива до начала очистных или подготовительных работ [30].

Научные и инженерные разработки по заблаговременной дегазационной подготовке угольных месторождений впервые в мире были начаты в 1957 г. профессором Московского горного института Н.В. Ножкиным. Разработанный им метод заблаговременной дегазации угольных месторождений способом гидрорасчленения является основой для последующих различных способов активных воздействий на угольный массив [31].

Этому способу дегазации присущ ряд недостатков:

– направление, густота и величина раскрытия трещин зависят в основном от горно-геологических условий, физико-механических свойств, структуры и напряжённого состояния угольного пласта;

– при гидрорасчленении происходит раскрытие двух–трёх основных систем трещин, ориентированных преимущественно в одном направлении.

Все это приводит к неравномерности обработки массива, увеличению сроков дегазации, снижению эффективности способа с ростом глубины. Несмотря на отмеченные недостатки, способ дегазации угольных пластов путём их гидрорасчленения наиболее перспективен в том плане, что он отвечает следующим основным требованиям [32]:

– является региональным воздействием;

– разделён во времени и в пространстве с основными горными работами;

– осуществляется заблаговременно, т. е. имеет все предпосылки для обеспечения высокой технической эффективности;

– может являться основой для целого комплекса инженерных воздействий по управлению свойствами и состоянием угленосного массива с дневной поверхности.

Совершенствование способов заблаговременного извлечения метана из угольных пластов в настоящее время осуществляется в следующих основных направлениях [33]:

– совершенствование технологии воздействия в режиме кавитации, которое включает выбор и разработку рабочих агентов и режимов воздействия, обеспечивающих реализацию механизма самоподдерживающегося разрушения угля в широком диапазоне горно-геологических условий;

– гидровоздействие вспенивающимися жидкостями с подачей в пласт в определённом режиме выбранных солей и кислот с обеспечением

термодинамических условий, способствующих бурному выделению углекислого газа;

– поэтапная гидродинамическая обработка угольных пластов, использующая эффект набухания угля во время гидровоздействия;

– обработка угольных пластов с использованием эффекта гидроудара.

Для заблаговременного извлечения метана из угольных пластов необходимо создание рентабельных технологий, которые обеспечат повышение газопроницаемости угольных пластов, а также методик разработки и интенсификации газоотдачи. Комплексный подход к проблеме может обеспечить рентабельность затрат, необходимых для добычи газа угольных пластов.

Комплексная дегазация – сочетание различных способов и схем дегазации для максимально возможного искусственного снижения метанообильности шахт. Эффективность комплексной дегазации достигает 80-90%.

Одним из основных факторов, предопределяющих эффективную добычу метана из угольных пластов, является интенсификация газоотдачи пластов, соответствующих горно-геологическим характеристикам разрабатываемых месторождений.

Основной задачей технологий интенсификации газоотдачи угольных пластов является установление эффективной связи ствола добывающей скважины с природной системой трещин в угольном пласте, обеспечивающей интенсивный приток метана к скважине.

В настоящее время применяются следующие основные методы воздействия на пласты [34]:

1. Гидравлический разрыв пластов.
2. Метод кавернообразования в необсаженном стволе скважины.
3. Бурение горизонтальных, наклонно направленных и многозабойных скважин.
4. Закачка в угольные пласты диоксида углерода и азота.
5. Плазменно-импульсный способ воздействия.

Дополнительными методами интенсификации газоотдачи являются электровоздействие, акустическое и вибрационное воздействие, а также термические методы в различных модификациях.

Гидравлический разрыв – самый распространённый метод воздействия на угольные пласты. Гидроразрыв позволяет обеспечить соединение ствола скважины с естественными трещинами коллектора. Гидравлический разрыв – это процесс нагнетания специальной жидкости с пропантом (или без него) в скважину с большой скоростью, после чего происходит разрушение пласта и образование вертикальной трещины.

Добыча МУП в Австралии заключается в проводке наклонно направленных и горизонтальных скважин, пробуренных по продуктивному пласту, по двум технологиям: MRD (medium radius drilling) и TRD (tight radius drilling). Технология TRD предполагает строительство горизонтально-

разветвлённых скважин с забуркой бокового ствола в угольном пласте с малым радиусом искривления. При бурении скважин по данной технологии производится вскрытие продуктивных угольных пластов вертикальным стволом скважины. Затем в интервале залегания угольного пласта ствол скважины расширяется до величины 600-800 мм. В расширенный интервал ствола спускается отклоняющее устройство, благодаря которому удаётся отвести специальный буровой снаряд от вертикали до 90° со сверхмалым радиусом и бурить в угольном пласте радиально отходящие от скважины боковые горизонтальные стволы (до 8-10 шт.) протяжённостью до 300 м. При наличии в разрезе нескольких перспективных пластов после окончания разбуривания первого угольного пласта переходят к следующему, где также проводится комплекс работ по бурению боковых стволов. Технология MRD предполагает строительство центральной вертикальной скважины и одной периферической скважины. На расстоянии от 500 до 2000 м от вертикальной скважины закладывается устье с горизонтальным окончанием. Ствол горизонтальной скважины проводится по пласту таким образом, чтобы забой попадал в зону влияния центральной скважины. Протяжённость горизонтального участка скважины по угольному пласту составляет от 300 до 1000 (1500) м в зависимости от горно-геологических условий залегания. Дополнительная стимуляция продуктивного угольного пласта в скважинах, построенных по технологии MRD, в Австралии не производится [35].

Закачка азота или диоксида углерода в угольные пласты понижает парциальное давление адсорбированного метана, ускоряя десорбцию и добычу метана, в то же время поддерживая общее давление в коллекторе. При этом используется свойство угля предпочтительнее поглощать CO_2 по сравнению с CH_4. При одинаковых условиях на одну молекулу метана уголь сорбирует две молекулы углекислоты. Лабораторные тесты показывают, что может быть извлечено вплоть до 90% от первоначального количества газа в недрах (в угольных пластах), что значительно выше, чем 30-70% обычно добываемых с традиционным снижением давления в коллекторе.

Нагнетательные скважины, предназначенные для введения CO_2, требуют значительных капитальных инвестиций при применении технологии ECBM. Проект на территории Аллисон (штат Колорадо) показывает, что истощённые скважины, ранее добывавшие метан, могут быть использованы как нагнетательные без необходимости затрат на повторное завершение скважин или изменение конструкции забоя скважин.

В будущем установки по закачке CO_2 (как источника добычи метана при применении технологии ECBM) могут быть квалифицированы как объекты для получения налоговых и иных льгот.

По данным Буханцева А.И. [36] наиболее эффективна заблаговременная дегазация неразгруженных от горного давления угольных пластов и пород с последующим извлечением метана из подработанного массива. Из одной скважины можно извлекать не менее 1 млн. $м^3$ метана с содержанием его в газовой смеси 36-98%. Предварительная пневмогидродинамическая обработка

пластов увеличивает объём извлекаемого метана в 2,3-2,6 раза, что обеспечивает снижение газовыделения из разрабатываемых пластов на 59-71%.

В Институте горного дела (ИГД) им. А.А. Скочинского разрабатываются эффективные технологии дегазации разрушенного и неразрушенного угольного массива, включая средства бурения и интенсификации газоотдачи [37]. Создаётся оборудование, методы подготовки и обогащения метановоздушных смесей дегазационных и вентиляционных систем, что позволит повысить эффективность дегазации в 1,3-2,2 раза. Это позволит использовать до 50% выделяемого шахтами метана, снизить их газообильность в 1,5-2 раза и увеличить энерговооруженность шахт за счёт использования метана на 35-40%. Большое значение при этом имеет удаление из откачиваемых газов азота, углекислоты, паров воды и кислорода. Особую трудность представляет удаление азота. Все другие газы удаляются освоенными промышленностью методами.

Создаются установки, технологии и средства очистки метановоздушных смесей, метанообогатительные установки.

Оригинальный способ дегазации угольных пластов предложен Клебановым Ф.С. [38]. В массиве угля бурят скважины, герметизируют их и доводят количество естественно выделяющегося метана в объёме скважины до стехиометрической концентрации. Образовавшуюся взрывчатую смесь инициируют с помощью спирали накаливания. После взрыва через образовавшуюся сеть трещин резко увеличивается выделение газа из массива.

Заслуживающий внимания способ добычи метана предлагает Крейнин Е.В. – дегазацию угольных пластов путём бурения горизонтальных и наклонных скважин в пласте с огневым расширением буровых каналов путём противоточного перемещения по ним очага горения [39]. Разрабатываются технологические режимы, оптимизирующие процесс использования созданных коллекторов для извлечения метана.

Васючковым Ю.Ф. и Воробьёвым Б.М. [40] предложена новая концепция бесшахтной эксплуатации угольных месторождений. Она предусматривает следующие процессы: вскрытие угольных пластов через скважины, пробуренные с поверхности; извлечение метана из угольных пластов через скважины на поверхность; подземная газификация (сжигание угля в массиве с получением генераторного газа); использование горючей смеси метана и генераторного газа для выработки электроэнергии на электростанции.

Эта концепция применима на удалённых месторождениях, на полях закрытых шахт, на участках с некондиционными пластами угля, со сложными условиями эксплуатации и в настоящее время она используется под эгидой ООН на месторождении Аль-Камил в Султанате Омана.

Егоров А.Г [41] провёл цикл исследований, направленных на установление влияния глубины залегания угольных пластов на устойчивость раскрываемых при добыче метана трещин в угле. Исследования проводились на пластах $к_{10}$ и $к_{12}$ Промышленного и Саранского участков Карагандинского угольного бассейна. На глубине свыше 500-550 м происходит потеря

устойчивости систем трещин, созданных в процессе гидродинамического воздействия на угольный пласт. Для повышения устойчивости трещин их закрепляют песком, доставляемым рабочей жидкостью.

В США запатентован способ повышения отбора метана из угольных пластов, который предусматривает через обезвоживающие скважины обрабатывать прифильтровые зоны пластов органическими растворителями, увеличивающими их проницаемость и удельную поверхность [42]. Для этого предложены следующие соединения:

– смесь спирта, бензола и жирной кислоты;

– полиэтилен – карбонат;

– бутоксилированный гликоль;

– этоксил-бутоксилированный гликоль.

Их использование обеспечивает повышение продуктивности скважин в течение длительного времени.

В бассейне Паудер-Ривер (США) при добыче метана используют также буровые установки, которые позволяют бурить и обсаживать по 2 скважины в сутки. В угольном пласте скважину расширяют до 30 см, промывают, устанавливают погружной электронасос и откачивают воду и газ, разделение которых происходит на устье скважины. Начальные дебиты скважин составляют 8,5 тыс. $м^3$/сут, иногда достигая 34 тыс. $м^3$/сут. Из одной скважины можно извлечь 8-11 млн. $м^3$ газа.

В Китае проведены петрологические исследования образцов угля с целью выяснения механизма микроразрывов и кливажа угольных пластов для последующего использования результатов этих работ для дегазации угольных пластов. Установлено, что микроразрывы и кливаж пластов формируются в результате неоднократного резкого снижения давления газа под воздействием горного давления в процессе метаморфизма [42, с. 17].

Михлюк А.В. и Бузин В.А. доказали, что разуплотнение угля и пород под влиянием дилатансии при неравномерных динамических нагрузках сопровождается увеличением в несколько раз их фильтрационной проницаемости, рекомендуют новые способы развития дилатансии угля и пород для интенсификации добычи метана.

Новая технология комплексной предварительно-передовой дегазации разрабатываемых пластов [43] с использованием раствора активного реагента (АР) опробована на трёх глубоких шахтах. Водный 2-5% раствор АР под давлением 5-6 МПа нагнетается в часть дегазационных скважин, пробуренных параллельно линии очистного забоя на расстоянии 50-90 м друг от друга. Раствор быстро проникает в угольный пласт изменяет молекулярную структуру, физико-химические свойства угля и способствует росту газоотдачи пласта.

Определённые перспективы связываются с применением вибросейсмического воздействия на пласт для заблаговременного извлечения метана из угольных пластов (Боксерман А.А., Лопухов Г.П.). Этот способ уже хорошо зарекомендовал себя для повышения нефтеотдачи пластов [39, с. 108].

Интересны опыты по воздействию на нефтяные пласты электрического тока, что повышало нефтеотдачу в 2-5 раз. Селяков В.И. [44] рекомендует использовать этот метод на угольных месторождениях для повышения добычи метана из пластов. Для энергоснабжения установки используется трёхфазный ток с подстанции мощностью 100 кВт и выше. Установка монтируется на автомашине, вес её 60 кг.

Заслуживает внимания опыт нефтяников по применению акустического воздействия на пласт, что значительно увеличивает газо- и нефтеотдачу пластов. Рабочие частоты этих установок 1,5 и 12 кГц мощностью до 5 кВт и скважинных погружных вибраторов рабочей частоты 50 Гц, мощностью 2-4 кВт.

Дегазация применяется на подавляющем большинстве шахт, особенно в Казахстане (Карагандинский бассейн). Объём метана, выделяющегося на шахтах в год, превышает 5 млрд. $м^3$, кроме того, каптируется 1,15 млрд. $м^3$, из которых используется только около 20% (230 млн. $м^3$). Весь шахтный метан, извлекаемый вентиляционными системами, пока нигде не используется. Извлекается метан из недр различными способами (таблица 1.6).

Таблица 1.6 – Добыча и использование метана на шахтах стран СНГ

Страна	Добыча угля на шахтах с дегазацией, %	Среднесуточная добыча угля, тыс. т	Выделение метана	
			тыс. $м^3$/год	на 1 т добычи
Россия	75,1	327	4,23	18,6
Украина	72,4	379	6,45	24,5
Казахстан	94,5	115	2,11	26,4
Всего	–	821	12,79	–

Возможность и экономическая целесообразность добычи метана из угольных пластов подтверждается ходом развития углегазовых промыслов мира.

Возможность крупномасштабной промышленной добычи МУП впервые доказали в США. Работу в этом направлении начали с 70-х гг. прошлого века, к началу 90-х гг. годовой объём добытого МУП составил 3 млрд. $м^3$, а к 2010 г. вырос до 54 млрд. $м^3$/год, что составило около 9% от всего добываемого газа в США [45]. Этому способствовала государственная поддержка в виде предоставления субсидий и финансирования.

Добыча МУП ведётся в США довольно длительный период времени и изначально рассматривалась как элемент обеспечения безопасности ведения горных работ при добыче угля, но позднее МУП стал рассматриваться как самостоятельное полезное ископаемое и масштабы его добычи стали стремительно расти.

В настоящее время основная добыча метана из угольных пластов сосредоточена в штатах, расположенных вдоль Скалистых гор: Колорадо,

Монтана, Нью-Мексико, Юта и Вайоминг. Самые крупные запасы обнаружены в бассейне Сан-Хуан, расположенном на севере Нью-Мексико и юге Колорадо, там, в настоящее время уже извлекаются наибольшие объёмы данного сырья. А быстрее всего производство развивается в бассейне Паудер Ривер на востоке Вайоминга и северо-востоке Монтаны. Технология добычи МУП в США заключается в бурении вертикальных стволов скважин с последующей интенсификацией притока в угольных пластах. В качестве методов интенсификации в 80% от общего фонда скважин по добыче МУП применяется гидравлический разрыв пласта (ГРП), в 16-18% – кавернообразование (гидроимпульсное воздействие на угольные пласты большой мощности и проницаемостью не менее 10^3 мкм^2), а в остальных случаях – закачка в угольные пласты диоксида углерода, либо вовсе отказ от интенсификации в связи со значительными пластовыми давлениями в угольном пласте. По завершении строительства скважины и её интенсификации проводится спуск компоновки подземного оборудования для откачки пластовой жидкости [46].

Наряду с вертикальными также строятся горизонтальные, многоствольные и горизонтально-разветвлённые скважины. Наиболее успешное развитие эти способы разработки метаноугольных месторождений получили в бассейнах Аркома и Аппалачском. Горизонтально-разветвлённая скважина имеет высокую эффективность извлечения по сравнению с любым другим методом стимулирования: коэффициент извлечения метана может достигать 85%. Затраты, связанные со строительством таких скважин, значительно отличаются от затрат на строительство вертикальных [47].

Удачное вовлечение в разработку угольных формаций и сланцевых отложений в США связывают в обоих случаях с уникальными бассейнами. Внимание к угольному газу было привлечено благодаря нефтегазоугольному бассейну СанХуан, расположенному на стыке штатов Колорадо и Нью-Мексико. В бассейне Сан-Хуан на данный момент добыто 65% из суммарной накопленной добычи метана угольных отложений в США [48].

Освоение же бассейна Форт Ворт (Fort Worth) привлекло внимание мировой общественности к сланцевому газу. При этом ситуация в области добычи сланцевого газа схожа с ситуацией добычи угольного газа, по итогам 2008 г. в бассейне было добыто 69,1% всего сланцевого газа в США. По состоянию на 1 января 2009 г. доказанные запасы угольного газа в США составляли 589,18 млрд. м^3, что составляет 8,5% от всех запасов газа в США (рисунок 1.5). В абсолютных значениях доказанные запасы за период 2000-2008 гг. выросли в 1,32, но начиная с 2002 г. доля метана угольных пластов в суммарных запасах снижается с 9,91% в 2002 г. до 8,5% в 2008 г. И, соответственно, снижается его значение для газовой отрасли. Следует отметить, что запасы сланцевого газа показывают обратную динамику – их доля в запасах газа растёт [49].

Структура запасов МУП такова, что 90% запасов сосредоточены в пяти бассейнах – Сан-Хуан (San Juan), Ратон (Raton), Паудер Ривер (Powder River),

Блэк Варриор (Black Warrior) и Центральные Аппалачи (Central Appalachian) [50].

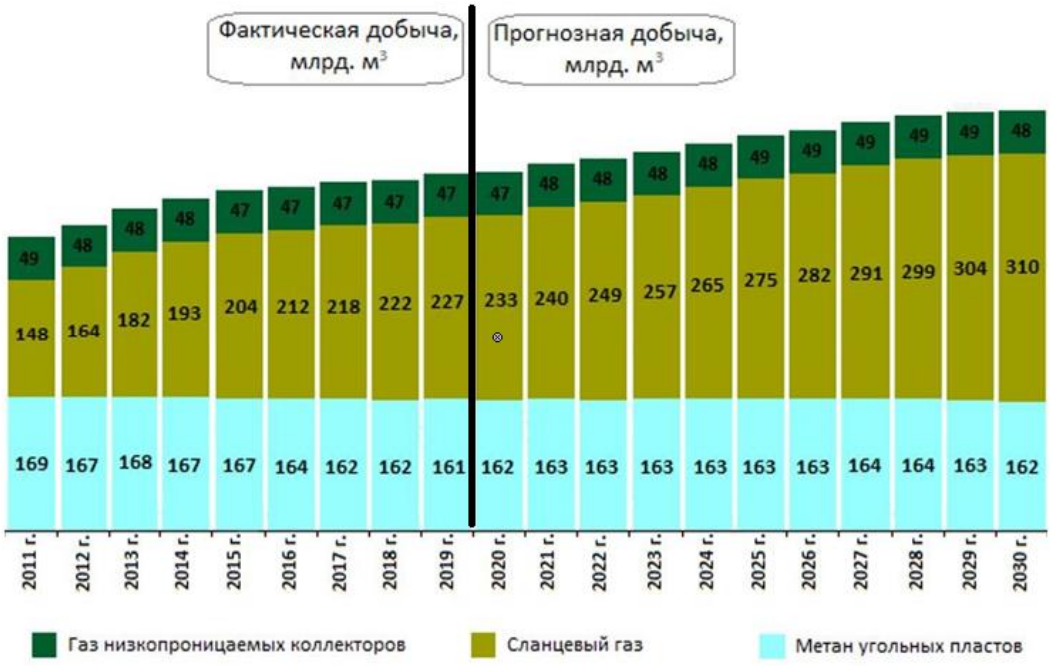


Рисунок 1.5 – Добыча газа из нетрадиционных источников в США

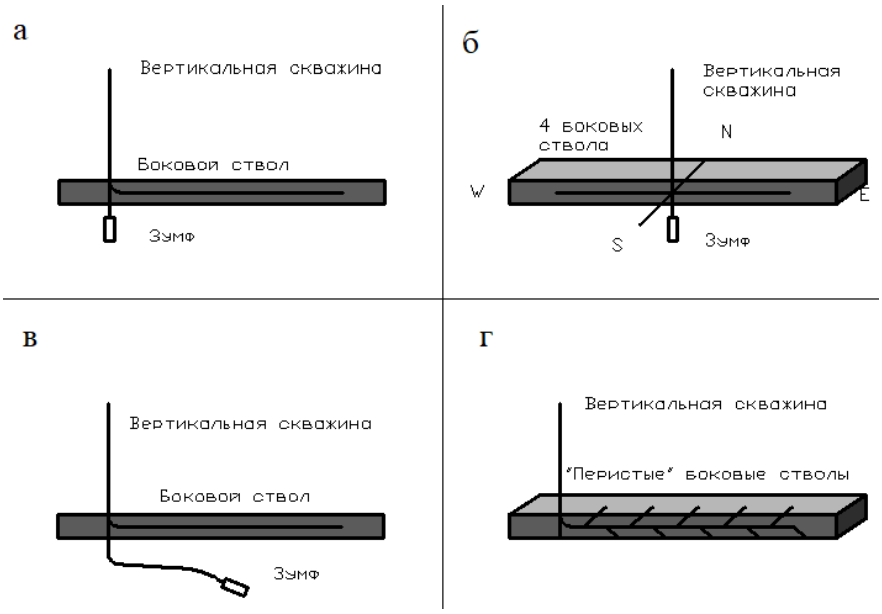
Первоначально технология направленного бурения разрабатывалась для нефтегазовой отрасли, где горизонтальное бурение показало высокую окупаемость ввиду роста объемов добычи и появившейся возможности повторных отработок ликвидированных промыслов.

В проектах по добыче метана из угольных пластов вертикальные скважины, безусловно, составляют большинство из пробуренных скважин. Годы опыта, надежность, низкая стоимость бурения и низкие эксплуатационные расходы характеризуют основные преимущества вертикальных скважин. Однако, для того, чтобы увеличить коэффициент извлечения газа и максимизировать добычу, вертикальные скважины должны буриться с плотной сеткой. Это является недостатком вертикальных скважин относительно наклонно направленных. Ключевым преимуществом наклонно направленного бурения и бурения скважин с субгоризонтальным окончанием является то, что их требуется значительно меньше, чем при вертикальном бурении. Скважины с субгоризонтальным окончанием способны охватывать большую площадь и, таким образом, охватывать большую часть угольного пласта и поставлять большие объемы газа. Описываемые скважины также могут применяться там, где существуют проблемы с доступом к земельным угодьям, поскольку они могут проходить под спорными площадями [21, с. 28].

Основными недостатками наклонно направленных скважин и скважин с субгоризонтальным окончанием является то, что их бурение технически более трудное и более дорогостоящее, чем вертикальных.

Скважина для добычи метана из угольных пластов обычно характеризуется низкими дебитами. Для максимального увеличения площади дренирования приток из скважин интенсифицируют несколькими способами. Самым распространенным способом интенсификации является гидравлический разрыв пласта. Причем эта технология применима для разного рода условий в угольных пластах. Гидравлический разрыв пласта проводят для образования новых или раскрытия уже существующих трещин с целью повышения проницаемости призабойной зоны пласта и увеличения производительности скважины. В процессе гидроразрыва специальную технологическую жидкость нагнетают в пласт под высоким давлением, достаточным для того, чтобы вызвать разрыв этого пласта. На следующем этапе гидроразрыва пласта в жидкость разрыва добавляют расклинивающий агент – пропант. Пропант распределяется в трещинах для предотвращения их закрытия после завершения операции. В качестве расклинивающего материала используют натуральные пески и искусственные керамические пропанты. При этом в мировой практике в большинстве проводимых операций гидроразрыва применяют кварцевый песок. Это во многом обусловлено его доступностью, относительно низкой стоимостью и пригодностью для различных пластовых условий. Подача песка обязательна как во вновь созданные, так и в существовавшие в пласте трещины, раскрытые при гидроразрыве [24].

Обычно скважины для добычи метана бурятся со средним радиусом закругления (от 2,3°/10 м до 13,1°/10 м) и могут буриться с использованием традиционно применяемого бурового инструмента.



а, б - Зумф является продолжением вертикальной скважины; в - со смещенным зумфом; г - технология «рыбий хвост»

Рисунок 1.6 – Варианты наклонно направленных скважин для добычи метана угольных пластов

Первая конструкция скважины (рисунок 1.6а) включает вертикальный участок, пробуренный ниже глубины залегания угольного пласта, который используется в качестве отстойника (зумпфа), и боковой ствол, направленный в угольный пласт. Вода, откачивается из отстойника и газ естественным путем по боковому стволу поступает в вертикальный и далее на поверхность. Для более эффективной откачки воды важно правильно расположить отстойник по отношению к боковому стволу (рисунок 1.6б), поэтому для его размещения непосредственно под горизонтальным стволом бурится еще один наклонный ствол [51].

Сложная скважина, используемая буровиками в США, показана на (рисунок 1.6в), когда четыре боковых ствола бурятся перпендикулярно по отношению друг к другу по угольному пласту. Не получила широкого распространения ни где кроме штатов.

Современные разработки представлены пересеченными горизонтальными скважинами с ответвлениями (рисунок 1.6г). Первая пластовая скважина пробурена с помощью забойного двигателя. Отводы формируются путем временной установки клина-отклонителя и бурения дополнительных боковых стволов. Таким образом, необходимая структура «рыбий хвост» (перистая структура) создается на всем участке от забоя скважины до точки входа в угольный пласт. Дальнейшие варианты структур скрещивания были разработаны CDX Ltd [52].

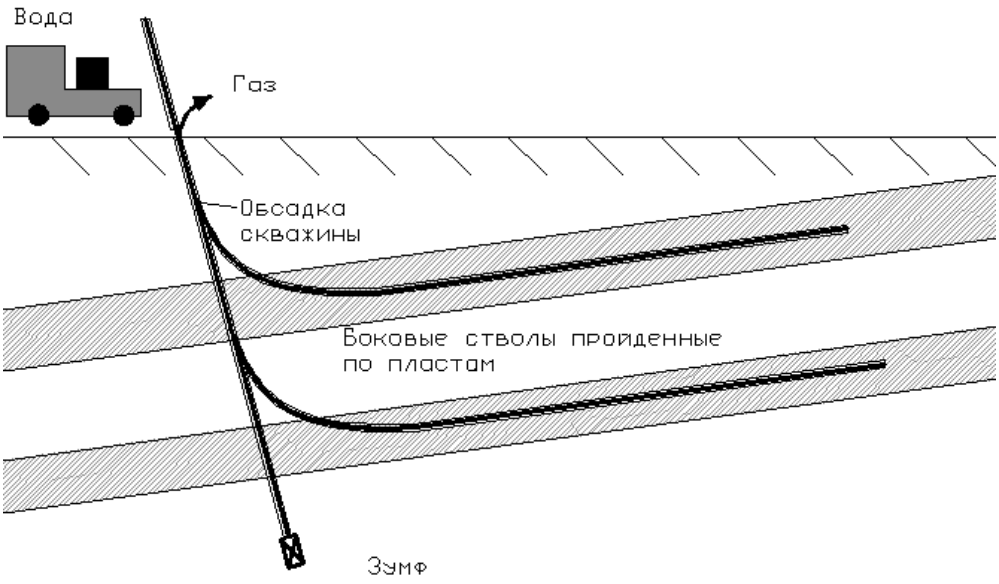


Рисунок 1.7 – Многопластовое бурение при добыче метана из угольных пластов

Другой вариант – бурение боковых стволов в несколько слоев (рисунок 1.7). Отстойник размещается на дне вертикальной скважины, а боковые скважины пробуриваются под небольшим углом для сбора пластовой воды. Специализированные буровые компании в США сообщают, что первоначальный дебит горизонтальных скважин, пробуренных для добычи

метана угольных пластов, может быть в 4 раза выше, чем объем, полученный из вертикальных скважин, а экономические показатели таких скважин значительно выше из-за высокой начальной производительности. На одном основном участке скважины пробурено до 12 зарезок. Прирост общего объема добычи газа в период эксплуатации скважин будет меньшим [53].

CDX Gas успешно применила технологию бурения горизонтальных ответвлений. В этой технологии используются многозабойные скважины, образующие «перья». Бурение многоствольных скважин – это новейший и наименее опытный метод добычи метана из угольных пластов.

Наклонно направленные скважины могут использоваться в мощных угольных пластах с низкой проницаемостью и на участках с хорошей боковой устойчивостью пластов. Система «перистого» дренажа, получаемая путем бурения ответвлений в разных направлениях от основной магистрали, обеспечивает максимальную добычу метана из угольных пластов при идеальных пластовых условиях. Примером успешного применения является система заканчивания одиночной вертикальной скважины с перистыми скважинами, пробуренными из четырех основных горизонтальных полос. На Рисунке 1.8 показана система горизонтального бурения с раздвоенной головкой, разработанная CDX Gas, в которой многоствольные скважины пробуриваются от вертикали до двух угольных пластов. Площадь дренажа составляет 5 км^2 [52].

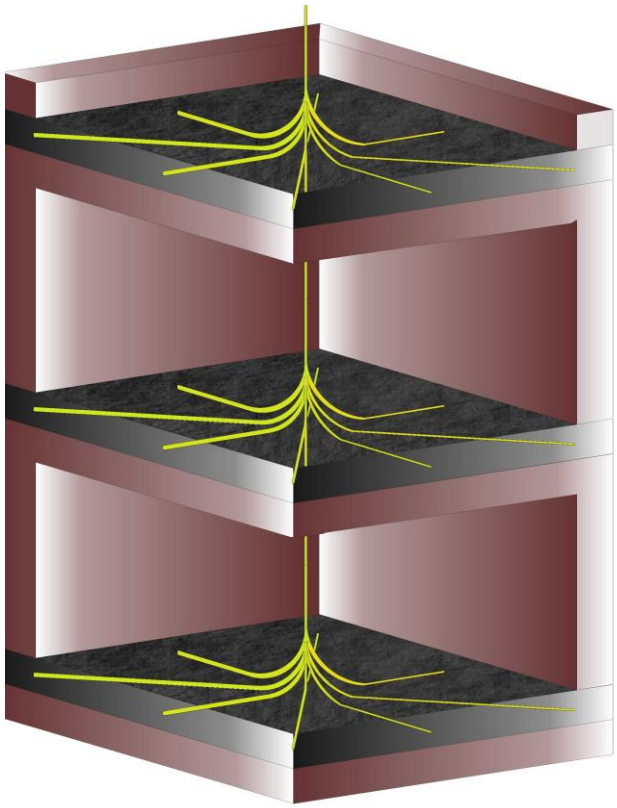


Рисунок 1.8 – Система разветвлено-горизонтального бурения, разработанная компанией CDX (Dual Seam Completion Pinnate Development 1 well)

Компания CDX испытала горизонтально-разветвленное бурение как средство дегазации угольного пласта перед началом горных работ на угольном месторождении Пиннакл в Западной Вирджинии в США, и компания Steel mining первой применила эту технологию для дегазации пластов на глубинах 240-510 м.

При бурении наклонно направленных скважин для извлечения метана из угольных пластов для решения поставленной задачи используется стандартный набор инструментов и приспособлений. В качестве метода строительства ответвлений скважины на месте было предложено бурение гибких труб. Известно, что в США экспериментальное бурение с использованием технологии CTD проводилось с целью извлечения метана из неповрежденного массива, но результаты не были опубликованы. Применение технологии требует дополнительного оборудования на поверхности, стоимость которого может быть высокой для траектории скважины с одним боковым ответвлением, если учитывать стоимость доставки и лизинга оборудования. Процесс бурения скважины с несколькими ответвлениями может быть более экономичным [51].

Технология направленного бурения на метан угольных пластов имеет много инновационных аспектов, и абсолютное количество направленных скважин, пробуренных в США этому подтверждение. Все это свидетельствует о значительном улучшении экономических показателей и производительности скважин на метан угольных пластов. Компании, предоставляющие услуги направленного бурения, наращивают объемы работ, обслуживая все большее число угледобывающих стран, таких как Индия (демонстрационный проект), Болгария и особенно Китай. В Соединенных Штатах горизонтальные скважины, а также многозабойные скважины и горизонтально-разветвленные буровые системы наиболее успешно выполняются в бассейнах рек Аркома и Аппалачи. Горизонтально-разветвленная буровая система имеет самую высокую эффективность извлечения по сравнению с любым другим методом стимулирования, а коэффициент извлечения запасов может составлять 85%. Некоторые угольные пласты в районах Аппалачского бассейна считаются пригодными для добычи метана горизонтальными скважинами. Например, многоствольная скважина, имеет дебит более 55 тыс. $м^3$/сут, в то время как дебит типичной вертикальной скважины колеблется в пределах 1,4-2,8 тыс. $м^3$/сут. В некоторых районах бассейна Сан-Хуана горизонтальные и наклонно-направленные скважины с большим радиусом кривизны в среднем имели более высокие начальные дебиты, чем вертикальные скважины, но из-за технических проблем их долгосрочная производительность оказалась хуже ожидаемой. Стоимость бурения и комплектации наклонно направленных скважин с большим радиусом кривизны, установленных в бассейне, обычно в 2-4 раза превышает стоимость вертикальных скважин. Увеличение добычи и запасов было несоизмеримо с затратами. Несмотря на существующие трудности с горизонтальным бурением в бассейне Сан-Хуан, многие операторы считают, что дополнительные крупные достижения в технологии покажут, что

горизонтальные и наклонно направленные скважины с большим радиусом кривизны станут экономически эффективными и станут альтернативой традиционным вертикальным скважинам в бассейне [20, p. 80].

Буровой раствор кроме удаления шлама должен выполнять другие, в равной степени важные функции, направленные на эффективное, экономичное, и безопасное выполнение и завершение процесса бурения. По этой причине, состав буровых растворов и оценка его свойств становился темой большого объема научно-практических исследований и анализа.

В настоящее время в мировой практике наблюдается тенденция роста глубин бурения скважин, а как следствие, и увеличение опасности возникновения при этом различных осложнений. Кроме того, постоянно ужесточаются требования более полной и эффективной эксплуатации продуктивных пород. В этой связи буровой раствор должен иметь состав и свойства, которые обеспечивали бы возможность борьбы с большинством из возможных осложнений и не оказывали негативного воздействия на коллекторские свойства продуктивных горизонтов.

Так же необходимо отметить, что буровые промывочные жидкости являются очень важной частью при бурении, особе внимание следует уделить моменту входа в угольный пласт, когда возможно поглощение раствора. Следует помнить, что слои горных пород в этой зоне могут быть химически активными, что приводит к их набуханию и, как следствие, захвату бурового инструмента. Некоторые американские компании, которые в основном занимаются добычей метана из нетронутой угольной массы, являются сторонниками бурения с отрицательным перепадом давления, бурения на депрессиях, считая, что это препятствует проникновению раствора в макропоры угля. Это достигается за счет частичного вспенивания бурового раствора и сжатого азота (или воздуха) с использованием поверхностно-активных веществ (ПАВ). Однако следует отметить, что бурение с отрицательным перепадом давления может спровоцировать обвал в стволе скважины, если результирующее давление будет слишком низким [54].

Зарубежный опыт по бурению скважин для добычи метана показывает, что метан так же добывают и с ликвидированных шахт, преимущественно при помощи вертикального бурения. В условиях Карагандинского угольного бассейна целесообразно использовать наклонно направленные скважины для добычи метана с полей ликвидированных шахт [55-58].

В качестве показательных примеров можно привести следующие примеры [59]:

– в Австралии из шахты «Бэлмайн», закрытой после взрыва в 1942 г., в течение 25 лет каптировали 365 млн. $м^3$ газа содержащего 50-60% метана, 3% этана;

– в Сааре (Германия) из закрытой шахты в 1959 г. «Санта барбара» до 1985г. Извлечено 265 млн. $м^3$ метана;

– из пробуренных с поверхности скважин в выработанное пространство в бассейне Вэрриор – Блу Крик (США) при глубине 500-700 метров добыт газ на сумму 100 млн. долларов.

Выводы по разделу 1

1. Добычей метана угольных пластов в мире в промышленных масштабах занимаются такие передовые страны как Китай, Австралия, Канада, Индия, США и Россия.

2. По подсчету запасов в Центральном Казахстане имеются очень большие и практически нетронутые ресурсы метана угольных месторождений, которые, по оценкам, составляют 2-4 триллиона кубометров.

3. Одним из направлений стимулирования газоотдачи является бурение наклонно направленных скважин обеспечивающих максимальное обнажение площади пласта вдоль скважины.

4. Без дополнительных способов стимулирования газоотдачи, промышленная добыча газа метана угольных пластов на территории Карагандинского угольного бассейна не рентабельна.

2 ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ НА ВЫБОР МЕСТА ЗАЛОЖЕНИЯ ОПЫТНО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ДОБЫЧИ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

2.1 Горно-геологическое обоснование выбора экспериментального участка и обзор ранее проведенных исследований

Главной задачей выбора места заложения скважины было наличие ресурсов метана угольных пластов. В Центральном Казахстане имеются очень большие и практически нетронутые ресурсы метана угольных месторождений, которые, по оценкам геологов, составляют 2-4 триллиона кубометров. К таким относятся Карагандинский (1-3 трл. м^3 по разным оценкам), Экибастузский (70 млрд. м^3), Тениз-Коржункольский (45 млрд. м^3) бассейны, Завьяловское и Самарское месторождения и др.

Изучая проведенные ранее работы по добыче метана угольных пластов Карагандинского угольного бассейна научно-исследовательские работы было принято проводить на участке Талдыкудук. В геологическом строении Талдыкудукского участка принимают участие осадочные отложения каменноугольного, юрского, неогенового и четвертичного возрастов. Каменноугольные отложения подразделяются на Ашлярикскую, Карагандинскую и Надкарагандинскую свиты.

Рисунок 2.1 – Ситуационный план Талдыкудукского участка Карагандинского угольного бассейна

Талдыкудукский участок расположен на южном крыле Карагандинской синклинали, где наиболее сильно проявились тангенциальные движения герцинского тектогенеза. Он представляет собой сложную структуру с интенсивной, пликативной и дизъюктивной тектоникой. Наиболее ярко пликативная нарушенность проявилась в центральной части участка –

Талдыкудукская мульда – где образовались три крупные синклинальные складки субширотного простирания, разделенные антиклинальными перегибами того же направления. Восточное и западное крылья синклинали характеризуются моноклинальным залеганием пород, осложненных разрывной тектоникой. Перечисленные нарушения сопровождаются сетью еще более мелких нарушений, образующих значительные зоны дроблений, что обеспечит наибольший поток метана при его извлечении из пластов рассматриваемой площади [60].

Талдыкудукский участок Карагандинского бассейна можно отнести в разряд первоочередных по перспективности на извлечение метана [61]:

– угленосность достигает 9,5 %, общая мощность угольных пластов около 60 м, наибольшей мощности достигает пласт $К_{12}$ (до 12,4 м), практически 19-20 из 23-25 пластов превышают по мощности 0,7 м;

– на участке множество разрывных нарушений и складчатых структур с амплитудами до 400 м;

– по степени метаморфизма – марки углей от КЖ до ОС предполагают высокую сорбционную и газогенерирующую способность угля, высокое содержание витринита (40-91%) в углях предполагает интенсивную трещиноватость и газопроницаемость углей;

– газоносность угля до 26 $м^3$/т и площадная плотность ресурсов метана до 780 млн. $м^3/км^2$ одна из самых высоких в бассейне.

Средняя подсвита Карагандинской свиты мощностью 309-450 м наиболее продуктивная. Сложена песчаниками, алевролитами, аргиллитами. Подсвита содержит 12-13 угольных. Здесь находятся самые мощные (3-9 м) и наиболее устойчивые угольные пласты $К_{13}$, $К_{12}$, $К_{10}$, $К_7$. По вышеперечисленным критериям наиболее продуктивным является пласт $К_{12}$. Он имеет мощность 6-9 м, угли этого пласта марки КС, ТС, содержание витринита 46%.

Средняя зольность углей на участке изменяется от 16,8 до 33,6%, но наибольшее распространение имеют угли с зольностью до 25% (15 пластов), содержание влаги аналитической в углях всех пластов составляет 0,8-1,3%. Влага рабочая изменяется от 2,6 до 5%, но превалирует менее 4%.

Петрографическое изучение угольных пластов $К_{20}$ – $К_1$ и производилось по керновому материалу разведочных скважин. На основании исследований установлено, что пласты, преимущественно сложного и в меньшей степени относительно сложного и простого строения. Породные прослои составляют 5-20%. Угли от матовых до блестящих. Преобладают полублестящие и полуматовые. Содержание витринита от 44 до 91%, показатель отражения витринита от 1,04 до 1,75%.

По результатам опробования угольных пластов на верхних горизонтах герметическими стаканами было установлено, что зона деметанизации пластов распространяется на глубину 100-150 м от дневной поверхности. Этот интервал глубин подтвердился и данными опробования пластов керногазонаборниками. Отбор проб керногазонаборниками производился из угольных пластов при геологоразведочных работах на верхних и нижних горизонтах. Практически

пробы отобраны из всех пластов и всех тектонических блоков. В верхней группе пластов ($К_{18}^{2}$ –$К_{13}$) содержание метана растет до глубины 700 м (91%), а затем снижается до 88-83% за счет роста процентного содержания тяжелых углеводородов (до 6,5%). В пластах $К_{12}$-$К_{7-8}$ эта граница проходит глубже – на 1100-1300 м, а в пластах нижней подсвиты карагандинской свиты она не установлена, но ее глубина более 1000 м (рисунок 2.2). Для угольных пластов Талдыкудукского участка установлено интенсивное нарастание метаноносности от поверхности метановой зоны (115-125 м) до глубины 400 м. В этом промежутке она возрастает от 0 до 20,2 $м^3$/т. Глубже ее рост замедляется и каждые последующие 100 м углубления пластов их метаноносность возрастает на 0,9-0,1 $м^3$/т. На глубине 1300 м метаноносность достигает 24,4 $м^3$/т [62].

Расчет метаноносности угля базировался на средних поинтервальных значениях, в то время как ее наибольшие значения, уже на глубинах превышающих 300 м, достигали 24-26 $м^3$/т. Максимальные значения в расчетах не могут быть использованы, так как на участке до конца не выяснено влияние разрывной тектоники и покровных отложений на метаноносность угольных пластов и вмещающих пород. По единичным пробам установлено, что в восточной части поля, где угольные пласты перекрыты отложениями мезозоя мощностью от 120 до 260 м, непосредственно под ними пласты находятся в метановой зоне, причем метаноносность угля нередко превосходит 10 $м^3$/т. Уровень газонасыщенности угля не изучался [63].

Угленосный массив обладает природной трещиноватостью (кливаж), с интенсивностью 2-5 трещин на метр. Напряжение на глубине залегания не определялось, но можно предполагать как геостатическое, с вероятным дополнительным горизонтальным стрессом из-за тектонического сдвижения с юга на север. Распределение проницаемости не определялось.

Изученность гидрогеологических условий участка основывается на данных полевых работ, выполненных в достаточном объеме (рисунок 2.3). Эти работы включают проведение откачек из отложений карбона и юры, стационарные наблюдения за режимом подземных вод и гидрологические наблюдения за паводковым стоком ручья Кок-Узек.

Проведёнными работами на нижних горизонтах Талдыкудукского участка выделены следующие водоносные горизонты и комплексы [64]:

– водоносный горизонт аллювиальных четвертичных отложений;

– водоносный горизонт нижнеюрских отложений;

– водоносный комплекс продуктивной толщи нижнекаменноугольных отложений (надкарагандинской и карагандинской свит);

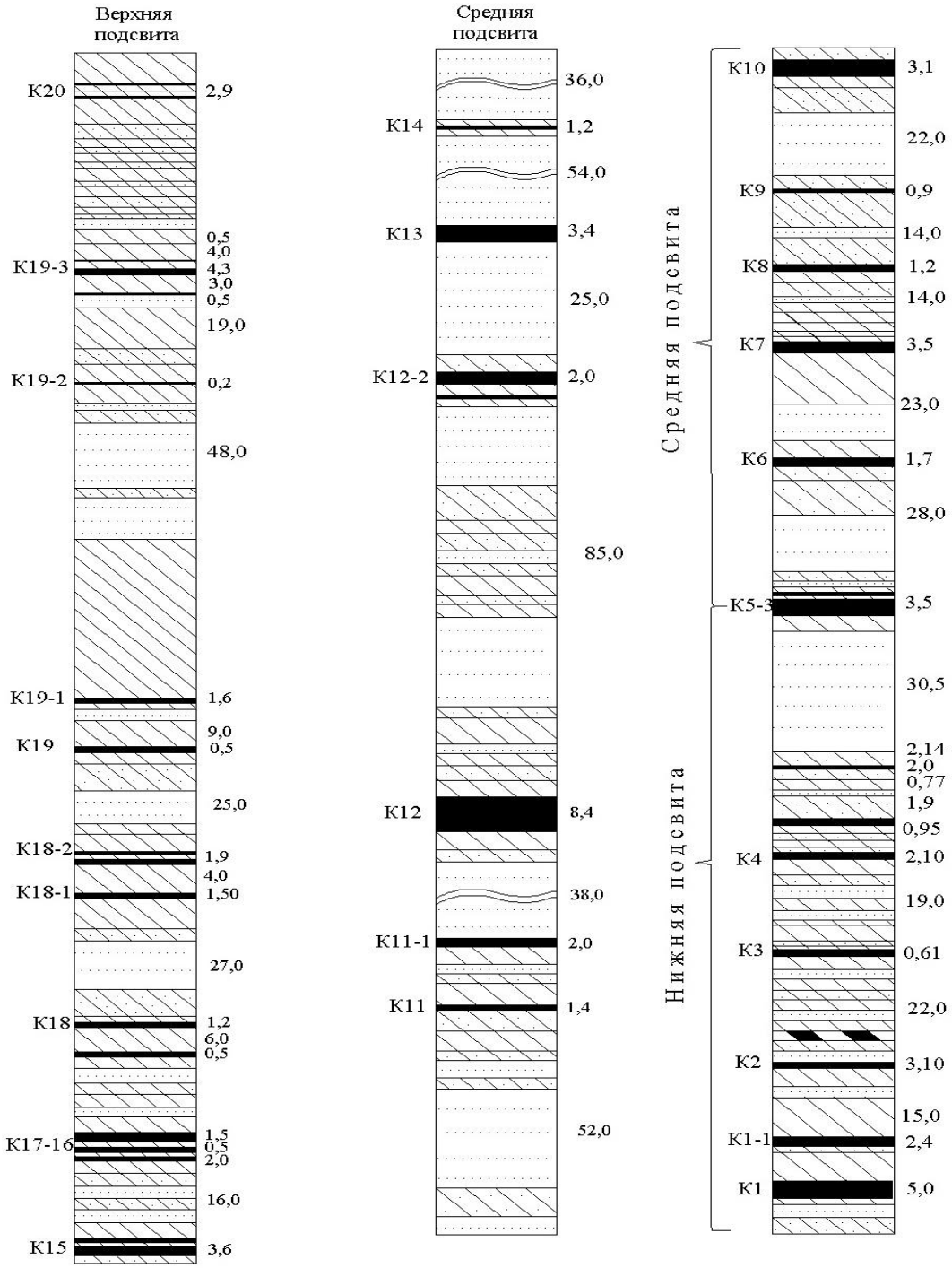
– водоносный горизонт подстилающей толщи ашлярикской свиты.

На основании результатов, полученных при откачках из разведочных скважин, можно сделать следующие выводы:

– гидрогеологические условия Талдыкудукского участка являются благоприятными для его освоения;

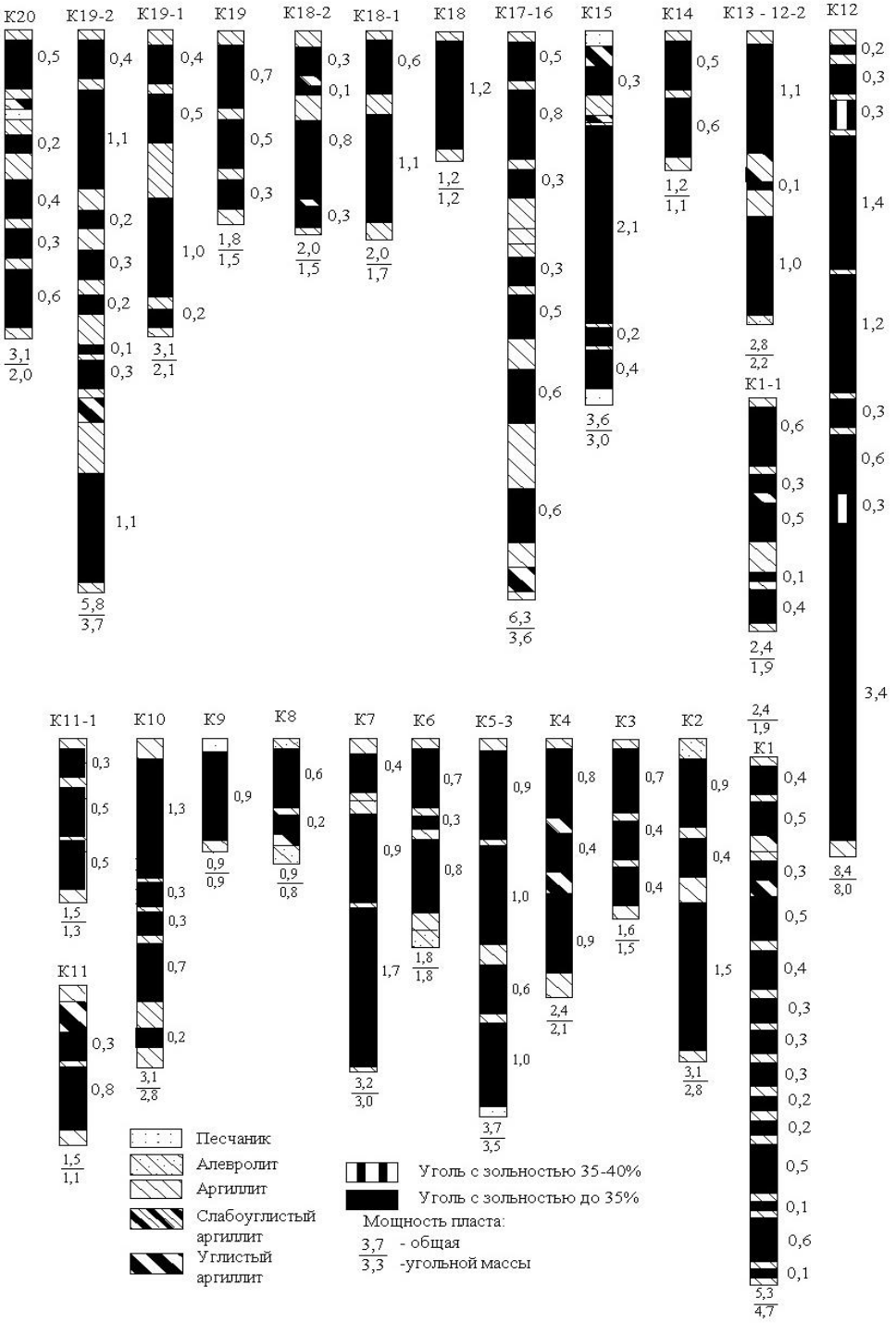
– в связи с глубоким залеганием угольных пластов и наличием толщи водонепроницаемых (неогеновые глины, аргиллиты, алевролиты) пород,

поступление поверхностных и подземных (аллювиальных четвертичных и юрских отложений) вод в пласты карагандинской свиты практически исключается.



М 1:1000

Рисунок 2.2 – Разрез карагандинской свиты Талдыкудукского участка



М 1:50

Рисунок 2.3 – Разрезы угольных пластов Талдыкудукского участка

Талдыкудукский участок представляет собой сложную структуру с интенсивной пликативной и дизъюнктивной тектоникой, что хорошо заметно на геологическом разрезе по линии XXVII (рисунок 2.4). Наиболее ярко пликативная нарушенность проявилась в центральной части участка – Талдыкудукская мульда – где образовались три крупные синклинальные складки субширотного простирания, разделенные антиклинальными перегибами того же направления. Протяженность складок 2,5-5 км, при ширине 0,9-1,5 км и высоте 350-600 м. Углы падения крыльев складок 30-40°, а вблизи южного Талдыкудукского взброса –

50-60°. Восточное и западное крылья синклиналей характеризуются моноклинальным залеганием пород, осложненным разрывной тектоникой [64, с. 96].

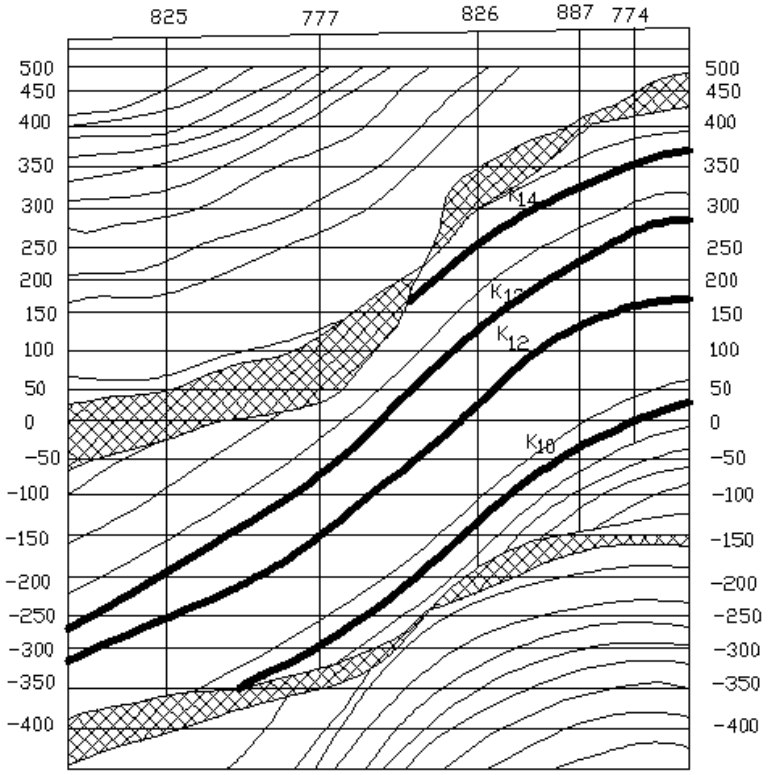


Рисунок 2.4 – Геологический разрез участка Талдыкудук по XXVII линии

Согласно, анализа проведенных исследований, экспериментальная разведочная скважина, должна находится, в 65 м северо-восточнее разведочной скважины 829, между разведочными скважинами 898 и 21134. На данном участке геологического отвода, угол падения пласта варьирует от 25-27° (при прохождении скважины по крылу антиклинали увеличивается газоотдача), азимут направления 265°, что соответствует бурению вкрест простирания природной трещиноватости, что максимально увеличит газоотдачу (рисунок 2.5).

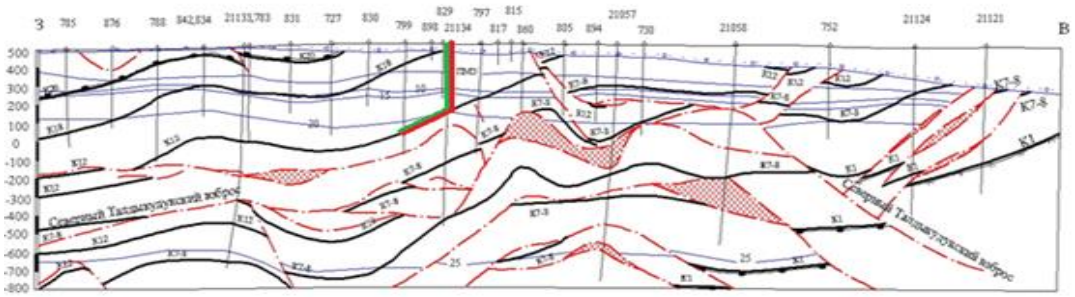


Рисунок 2.5 – Скважина на геологическом разрезе участка Талдыкудук по XXV линии

2.2 Обоснование выбора перспективного пласта для реализации проекта по добычи метана угольных пластов

Подсчет запасов углей в 1982-1989 гг. был произведен по всем угольным пластам карагандинской свиты, имеющим кондиционную, кондиционную зольность угля. Подсчет запасов произведен до абсолютной отметки минус 100, т.е. до глубины 600 м. Запасы по перспективным пластам представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Запасы угля на перспективных пластах Талдыкудукского участка

Индекс пласта	Балансовые запасы по категориям, тыс.т.		Прогнозные ресурсы категории P_1, тыс.т.	Всего, тыс.т.
	C_1	C_2		
$К_{14}$	8 722	5 544	21 928	36 194
$К_{13}$	15 742	41 987	34 809	92 538
$К_{12}$	92 055	132 479	111 099	335 633
$К_{10}$	10 283	65 557	54 887	130 727
Итого				595 092

Всего по изучаемым пластам 595 092 тыс. т.

Ресурсы метана

В таблице 2.2 приведены ресурсы метана по отдельным пластам. Ресурсы метана подсчитывались по центральной и северной частям Талдыкудукского участка в нескольких вариантах: при мощности угля более 0,7 м и 0,7-0,5 м, при его метаноносности более 10 $м^3$/т с.б.м. и более 5 $м^3$/т с.б.м.

Таблица 2.2 – Ресурсы метана в угольных пластах Талдыкудукского участка

Индекс пласта	Всего по пласту					до гл. 1000 м.
	>0,7м.			0,7-0,5м		
	при х>5$м^3$/т с.б.м.	при х от 5 до 10 $м^3$/т с.б.м.	при х>10 $м^3$/т с.б.м.	при х от 5 до 10 $м^3$/т с.б.м.	при х>10 $м^3$/т с.б.м.	
$К_{14}$	541,2	2,8	538,4	0,2	28,4	465,5
$К_{13}$	1404,8	9,4	1395,4	-	-	1 230,1
$К_{12}$	5505,0	17,3	5487,7	-	-	3 907,7
$К_{10}$	2200,0	10,2	2189,8	-	-	1 549,8
Всего						7 153,1

Итого по исследуемым пластам Талдыкудукского участка суммарные запасы (согласно данным 1989г.) примерно равны 7,1 млрд. $м^3$.

Поэтому к утверждению предлагаются ресурсы метана по перспективным пластам при мощности угольной массы пластов 0,5 и более метров и метаноносности 5 $м^3$/т с.б.м. и более, которые на площади всего Талдыкудукского участка оцениваются в 7,2 млрд. $м^3$. В связи с тем, что из-за неоднородности структурного строения Талдыкудукского участка и многочисленных разрывных нарушений залегание угольных пластов

изменчиво, изменчива и плотность ресурсов метана, определенная по суммарной мощности угольной массы (более 0,5 м) пластов, пересекаемых конкретной скважиной [65, 66].

Плотность ресурсов метана на глубинах 200-1000 м по горизонтали в среднем изменяется от 400 до 700 млн. $м^3/км^2$, достигая в юго-западной части поля 870-1060 млн. $м^3/км^2$.

Итого по исследуемым пластам Талдыкудукского участка суммарные запасы (согласно данным 1989г.) примерно равны 7,2 млрд. $м^3$.

Для более детального подсчёта ресурсов газа метана и изучения участка Талдыкудук было принято решение провести дополнительные исследования изотермы сорбции углей карагандинского угольного бассейна.

Целью являлось исследование угольных пластов на зависимость количества адсорбированного вещества (газа) от парциального давления этого вещества в газовой фазе при постоянной температуре, а так же составление прогнозной карты количества газа метана в различных условиях.

Мною предлагается технология подсчета полезного компонента путем усредненного количества сорбционной емкости углей каждого из пластов.

Сорбция – поглощение твёрдым телом либо жидкостью различных веществ из окружающей среды. Поглощаемое вещество, находящееся в среде, называют сорбатом, поглощающее твёрдое тело или жидкость – сорбентом. К существенным плюсам можно отнести точный результат исследований [67].

Данное исследование позволит более точно вычислить ресурсы газа метана угольных пластов. Совершенствование методики подсчета запасов метана имеет огромное значение для угольных предприятий, начиная с использования добываемого метана в котельной и заканчивая промышленной добычей газа. Недостаток энергетических ресурсов в Казахстане способствует повышению интереса к использованию нетрадиционных источников получения топливно-энергетического сырья. Одним из них, к тому же достаточно перспективным, является метан угольных пластов.

Недостаточная изученность оценки ресурсов газа метана при отработке угольных месторождений приводит как к большим потерям непосредственно самого газа метана, так и к аварийным ситуациям, стоимость которых во много раз превышает затраты, связанные с изучением газоносности угольных месторождений.

Испытания проводились в испытательной лаборатории метановой энергетики в горно-металлургическом комплексе НАО «Карагандинский технический университет» МОН РК (Приложение А).

Для проведения эксперимента было отобрано 12 проб, по три пробы с каждого пласта $К_{10}$, $К_{12}$, $К_{13}$, $К_{14}$. (рисунок 2.6).

а б

а - гермитичный контейнер для проб угля; б - проба угля в контейнере

Рисунок 2.6 – Пробы угля в герметичной емкости

Для проведения сорбционного анализа при помощи вибрационной дисковой мельницы Retsch RS-200 образцы угля были доведены до аналитической пробы (рисунок 2.7). Для определения сорбционных свойств угля, мы использовали испытательный стенд насыщения метаном рисунок 2.8 и применили следующие методы.

ГОСТ 9516-92. Уголь. Метод прямого весового определения влаги в аналитической пробе.

ГОСТ 10742-71. Угли бурые, каменные, антрацит, горючие сланцы и угольные брикеты. Методы отбора и подготовки проб для лабораторных испытаний.

ГОСТ 23781. Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава.

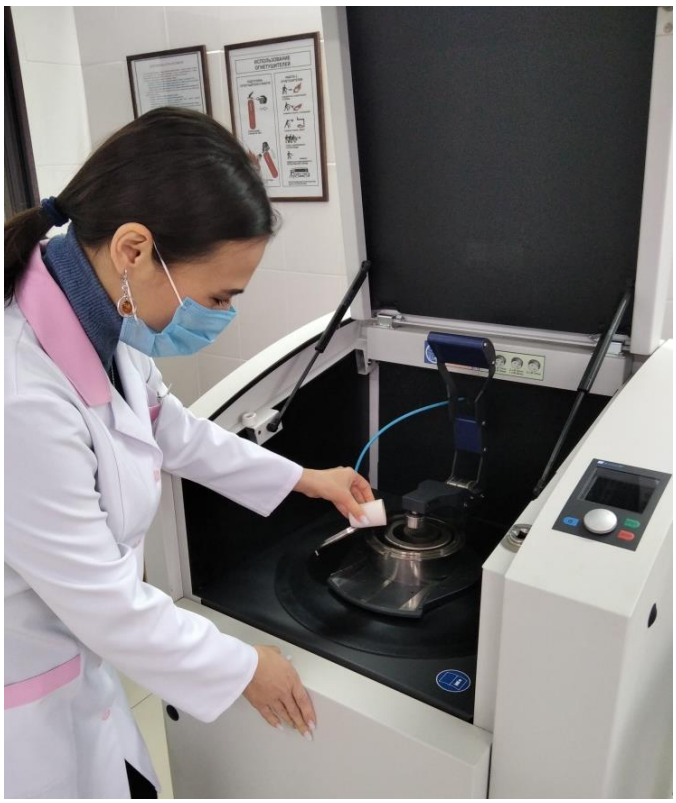


Рисунок 2.7 – измельчение образцов на вибрационной дисковой мельнице Retsch RS-200

Рисунок 2.8 – испытательный стенд насыщения метаном

Полученные результаты были сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты сорбционного анализа

№ пласта	Глубина разработки, м.	Проба №1, $м^3/т.$	Проба №2, $м^3/т.$	Проба №3, $м^3/т.$	Средняя с.ёмкость, $м^3/т.$
$К_{14}$	340	31,2	30,78	31,82	31,93
$К_{13}$	350	30,25	27,81	30,3	29,45
$К_{12}$	630	29,7	28,9	28,8	29,13
$К_{10}$	710	27,74	28,12	27,81	27,89

Моделирование на рисунке 2.9 (графике) показывает, что с увеличением глубины сорбционная ёмкость уменьшается.

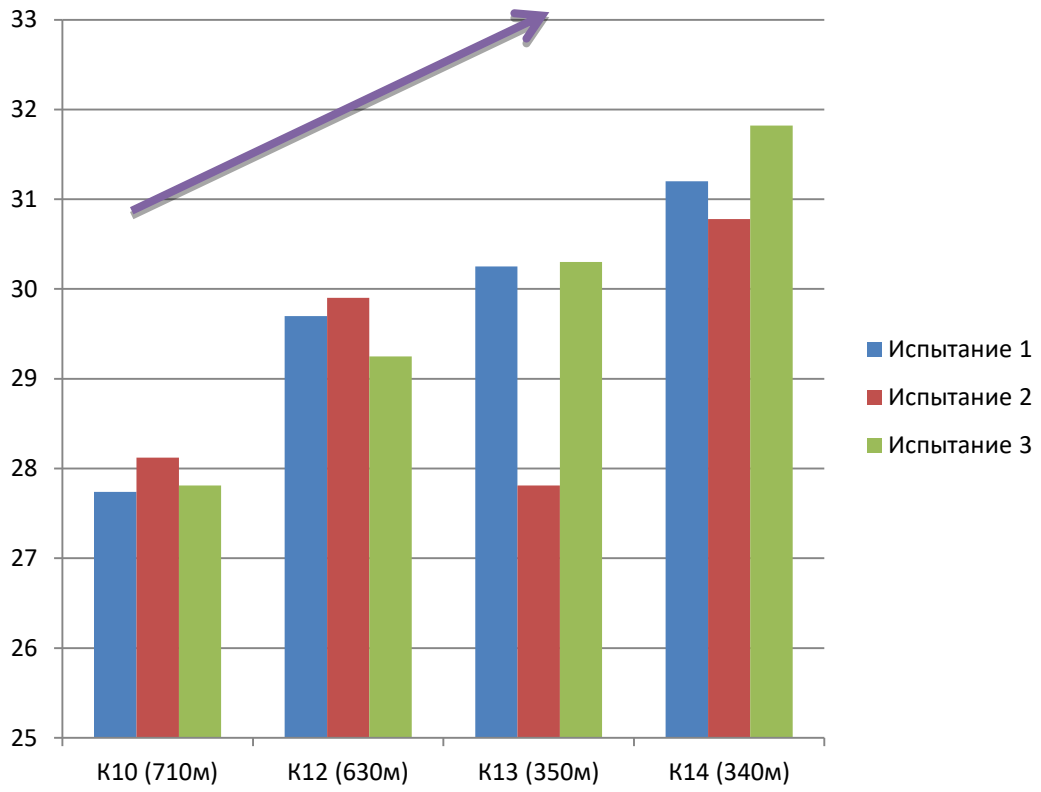


Рисунок 2.9 – График зависимости сорбционной емкости от глубины

Максимальное количество газа метана можно вычислить произведением сорбционной емкости и запасов угля по пластам, данные расчетов сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Максимально возможное количество газа метана на перспективных угольных пластах

№ пласта	Запасы угля по пласту, тыс.т.	Средняя сорбционная емкость, $м^3/т$.	Объём газа метана, млн.$м^3$.
$К_{14}$	36 194	31,93	1 155,67
$К_{13}$	92 538	29,45	2 843, 04
$К_{12}$	335 633	29,13	9 776, 99
$К_{10}$	130 727	27,89	3 645, 98
Итого			17 421,68

Суммарное количество максимального газа метана в исследуемых пластах путем сложения получается примерно 17 млрд.$м^3$.

Исследование газоносности продуктивных угольных пластов по керну, полученному из метаноугольных скважин большого диаметра (более 146 мм), рекомендуется проводить по прямым методам, утвержденным Горным Бюро США (RI-8515) и Институтом Исследований Газа (GRI-94/0396). Этот метод позволяет отобрать пробы угля, пород и газа в их естественном соотношении и определить содержание газа в керне, близкое к природному.

После подъема угольного керна двойной колонковой трубой (типа «Недра») из него отбираются пробы угля и помещаются в герметические сосуды (канистры). Объем свободного пространства сосуда (канистры) не заполненный угольным керном заполняется дистиллированной водой для вытеснения воздуха, попавшего в сосуд вместе с керном, примесь которого в десорбированном газе искажает результаты анализа.

Сосуды устанавливаются в термостат (водяную ванну) настроенный на температуру, равную температуре пласта, из которого были отобраны пробы. Температура пласта принимается по данным геофизических исследований проведенных ранее в скважине, находящейся в непосредственной близости от исследуемой скважины и в таких же геологических условиях. Дегазация керна помещенного в канистру при пластовой температуре производится в течение 24-48 часов. За это время строится кривая десорбции и определяется объем потерянного газа. Измерение объема десорбированного газа проводится с помощью измерительного цилиндра или измерительной бюретки с уравнительной колбой.

Далее мы провели десорбционный анализ углей по тем же пластам. Данные сведены таблицу 2.5 и сведены в график на рисунке 2.10.

Таблица 2.5 –- Результаты десорбционного анализа.

№ пласта	Глубина разработки, м.	Проба №1, $м^3/т.$	Проба №2, $м^3/т.$	Проба №3, $м^3/т.$	Проба №4, $м^3/т.$	Проба №5, $м^3/т.$	Средняя с.ёмкость, $м^3/т.$
$К_{14}$	340	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01
$К_{13}$	350	5,56	9,74	11,18	10,37	10,55	9,48
$К_{12}$	630	12,69	10,22	11,81	11,04	12,27	11,6
$К_{10}$	710	9,96	8,72	7,27	8,52	9,95	8,89

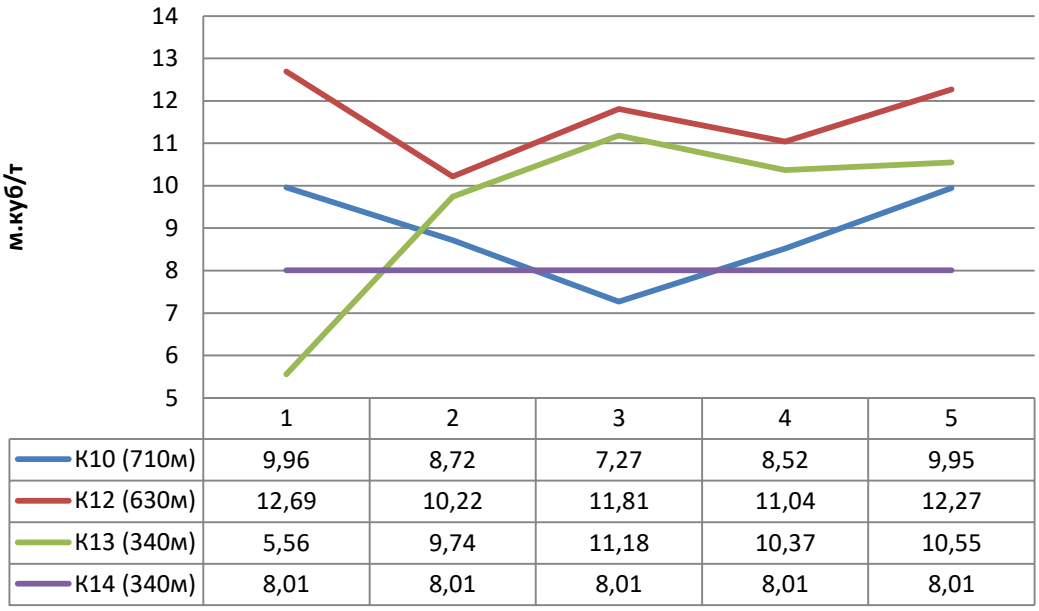


Рисунок 2.10 – Результаты десорбционного анализа.

Посчитав среднюю десорбционную емкость, мы рассчитали количество газа метана, которое реально получить при отработке перспективных угольных пластов Талдыкудукского участка, результаты расчетов сведены в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Подсчет запасов газа метана по перспективным угольным пластам Талдыкудукского участка

№ пласта	Запасы угля по пласту, тыс.т.	Средняя десорбционная емкость, $м^3/т$	Объём газа метана, млн.$м^3$.
$К_{14}$	36 194	8,01	289, 914
$К_{13}$	92 538	9,48	877, 26
$К_{12}$	335 633	11,6	3 893,343
$К_{10}$	130 727	8,89	1 162,163
Итого			6 222,68

Суммарное количество газа метана в исследуемых пластах путем сложения получается примерно 6.2 млрд.м^3.

Акты проведённых испытаний подтверждаются приложением А. Согласно, проведенным анализам можно констатировать, что участок Талдыкудук, Карагандинского угольного бассейна подходит для промышленной добычи газа метана. Исходя из анализов по сорбционной ёмкости, и объёма газа метана, для дальнейшего исследования был выбран пласт $К_{12}$.

2.3 Исследование угольного пласта К12 на Талдыкудукском участке Карагандинского угольного бассейна методом электромагнитного резонанса

Целью дальнейшего исследования было определение геологических условий залегания угольного пласта $К_{12}$ определение наличия метана и воды в пласте с тем, чтобы эти данные можно было бы использовать для последующего заложения наклонно направленной скважины. Талдыкудукский участок находится в 15 км к Югу - Юго-Востоку от города Караганды. Исследованная поверхность участка относительно ровная с единичными холмами. Участок принадлежит к южной Карагандинской синклинали, где ярко выражен герцинский тектогенезис. Участок характеризуется тектоническими нарушениями.

Для исследования был выбран способ ГЕО-ЭМР. это новый, неразрушающий геофизический метод исследований геологических параметров месторождений полезных ископаемых. Все исследования этим методом проводятся на поверхности без бурения (создаются виртуальные буровые скважины) и основаны на непосредственном определении наличия того или иного вещества, в качестве которых могут выступать такие субстанции, как нефть и газ, вода, руды и минералы. Технология и метод Гео-ЭМР позволяют проводить картографирование и зондирование месторождения [68].

ГЕО-ЭМР зондирование было проведено по двум профилям в точках S1-S7 для профиля I и точках S8-S12 для профиля II (рисунок 2.11). Протяженность линии профиля I на местности составляет 300 м, а для профиля II – 400 м. Координаты точек измерения устанавливали с помощью GPS навигатора Trimble R-6. Первая точка зондирования S1 располагалась в 583 метрах к западу от последующего места заложения скважины. Соответственно, S8 профиля II – в 163 метрах к северо-западу.

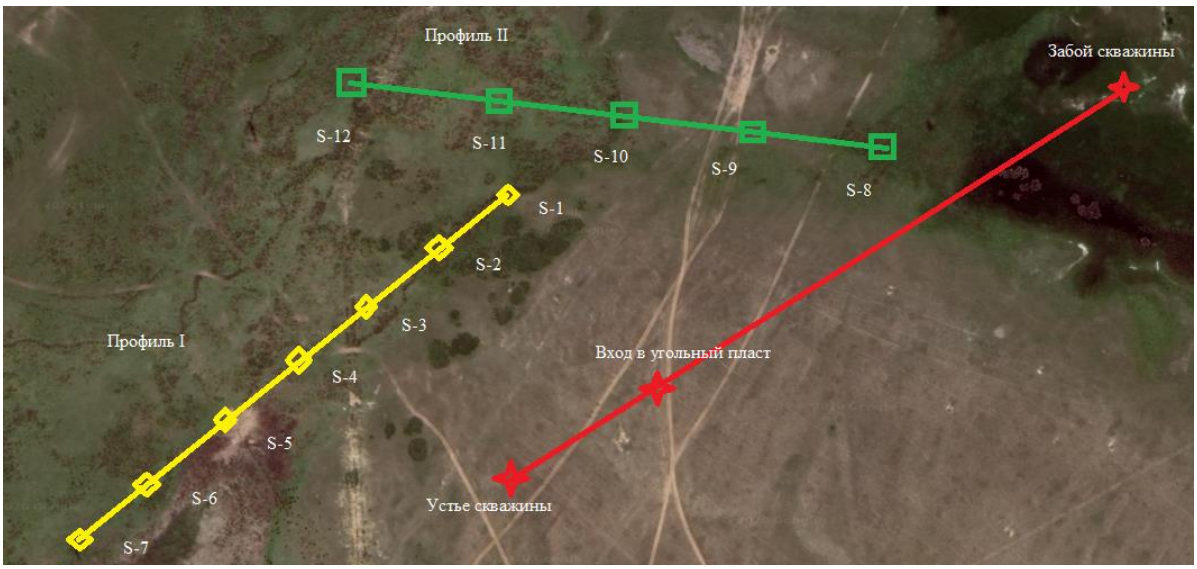


Рисунок 2.11 – Ситуационный план ГЕО-ЭМР зондирования на Талдыкудукском участке

Глубина пласта $К_{12}$ по профилю I увеличивается от S1 до S7 с 517 до 526,5 м, а мощность пласта варьируется от 7 до 12,5 м. По профилю II глубина залегания пласта $К_{12}$ снижается от S8 до S12 с 311,5 до 291,5 м, толщина пласта вдоль профиля меняется от 7 до 12,5 м.

На рисунках 2.12 и 2.13 представлены данные ГЕО-ЭМР исследования угольного пласта по профилю I в виде литологических колонн, по профилю II (рисунок 2.14).

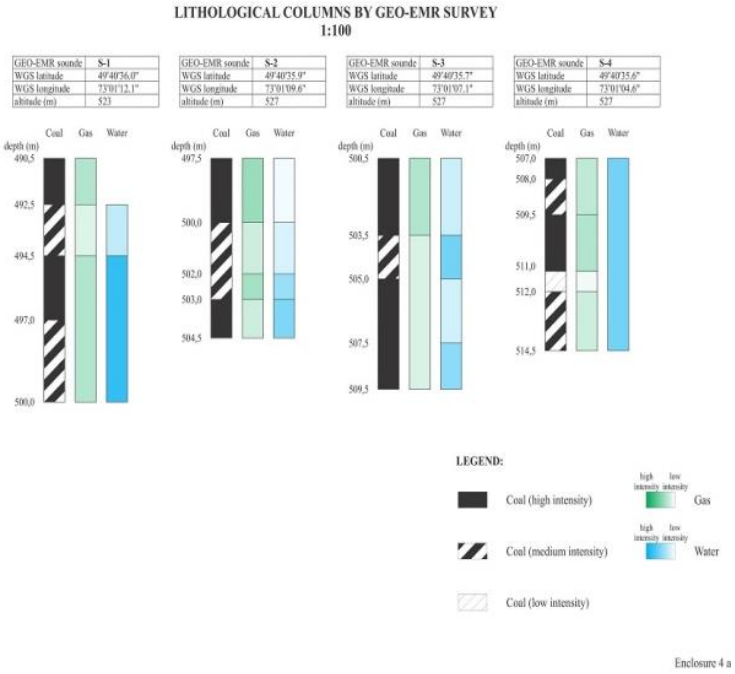


Рисунок 2.12 – Результаты исследования по профилю I от S1 до S4

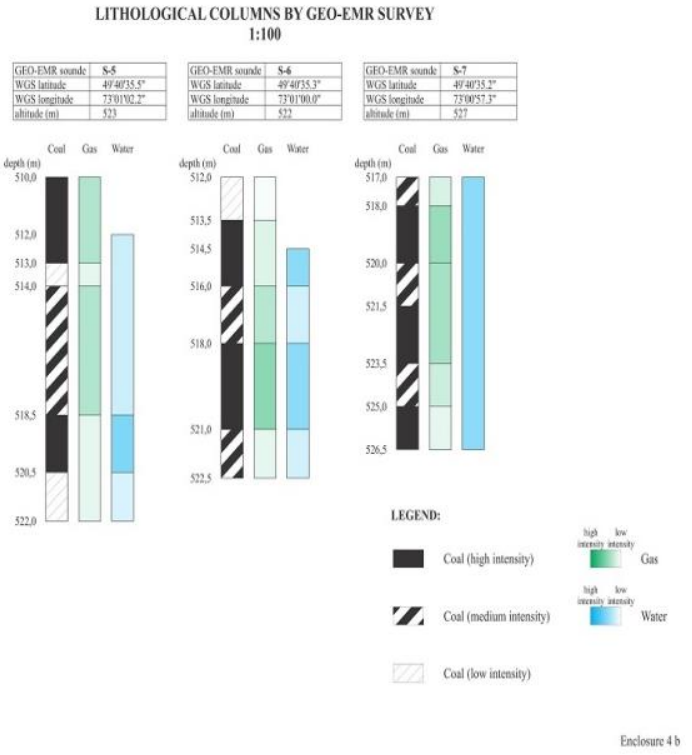


Рисунок 2.13 – Результаты исследования по профилю I от S5 до S7

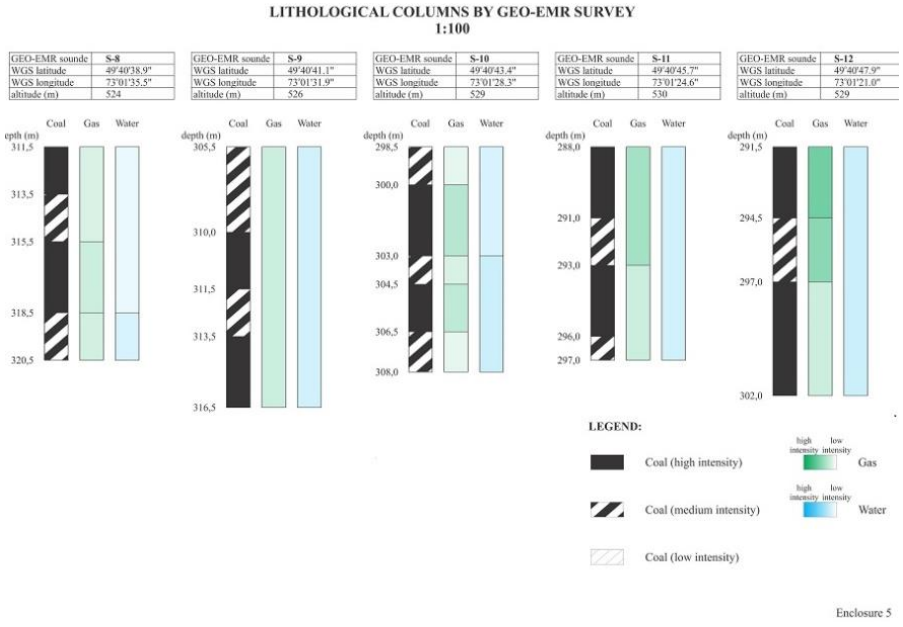


Рисунок 2.14 – Результаты исследования по профилю II от S5 до S7

Угольный пласт содержит участки, которые характеризуются различной интенсивностью резонансного ГЕО-ЭМР сигнала. Участки с повышенной интенсивностью (черный цвет) соответствуют углю, а с пониженной (заштрихованная область) могут быть отнесены к аргилитам или алевролитам. Известно, что зольность пласта $К_{12}$ высока и достигает 30%. Полученные результаты в этом плане хорошо корреспондируют с известными данными.

Изучена относительная насыщенность пласта метаном (зеленый цвет) и водой (голубой цвет). Чем ярче цвет, тем выше содержание газа или воды в угольном пласте.

Приведенные примеры указывают насколько информативным и точным методом является ГЕО-ЭМР зондирование, особенно это проявляется при изучении месторождений нефти, газа, угля и воды.

На основе этих измерений была выбрана схема заложения экспериментальной наклонно направленной скважины для добычи метана угольных пластов. Скважина должна войти в угольный пласт на глубине 370 м под углом 26° и далее пройти 500 м по угольному пласту до финальной точки (рисунок 2.15).

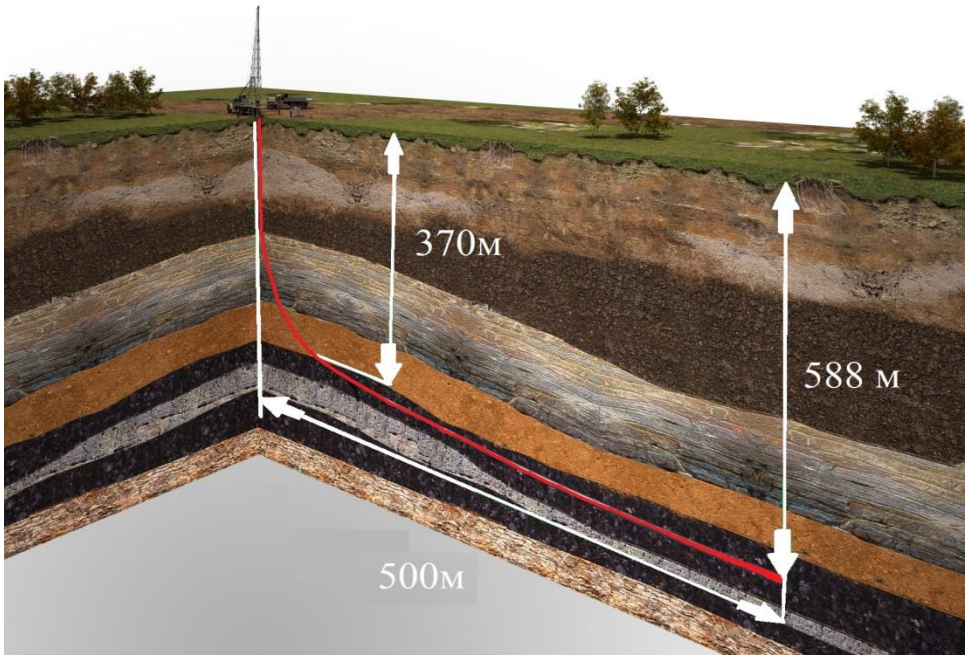


Рисунок 2.15 – Профиль наклонно направленной скважины

2.4 Разработка оптимальной технологии строительства наклонно направленной скважины для добычи метана угольных пластов Карагандинского угольного бассейна

Как показали исследования выше, в пласте $К_{12}$ присутствует пластовая вода, которая в свою очередь не позволит эффективно добывать газ метан вследствие заиливания прискважинной зоны и смыкания трещин расчленения после откачки жидкости. Для предотвращения влияния пластовой воды мною была разработана технология добычи метана из угольных пластов адаптированная под горно-геологические характеристики Карагандинского угольного бассейна [69].

Проблема промышленной добычи метана из угольных пластов представляет собой сложную научно-техническую задачу ввиду сложности собственно источника газовыделения. В соответствии с современными представлениями угольный пласт есть малопроницаемая блочно-трещиноватая среда с огромной анизотропией свойств. При этом 80-90% угольного метана

находится в сорбированном состоянии. Механизм извлечения газа из низкопроницаемых угольных пластов существенно отличается от механизма извлечения газа при эксплуатации газовых месторождений. Проблема извлечения метана из неразгруженных горными работами угольных пластов по существу является проблемой управления сорбционными процессами в системе «уголь-метан-жидкость».

Известен способ дегазации угольных пластов, включающий бурение скважин с поверхности на пласт, попеременное нагнетание в него 0,5-1,0% раствора соляной кислоты и нейтрализатора с темпом, превышающим естественную приемистость пласта, выдержку жидкости в пласте, ее откачку и отсос газа из пласта (А.С. 2430237, РФ, E21D20/00, 2011 г.).

Недостатками данного способа являются незначительная эффективность извлечения метана вследствие заиливания прискважинной зоны и смыкания трещин расчленения после откачки жидкости.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому решению является способ дегазации угольных пластов, включающий бурение скважин с поверхности на пласт, обработку пласта рабочей жидкостью в режиме гидрорасчленения, закрепление трещин расчленения песком, извлечение газа на поверхность [70].

К недостаткам способа относится длительный срок дегазации для достижения требуемого коэффициента эффективности дегазации и недостаточная эффективность из-за неравномерности обработки массива, малый радиус обработки скважины, низкие дебиты газа при применении данной технологии на больших глубинах.

Задачей изобретения является повышение эффективности извлечения метана за счет интенсификации газоотдачи из угольного пласта и обеспечения равномерности его обработки (Приложение Б).

Цель достигается тем, что способ дегазации угольных пластов, включающий направленное бурение скважин с поверхности по угольному пласту, обработку пласта рабочей жидкостью в режиме гидрорасчленения, закрепление трещин расчленения песком, извлечение газа на поверхность основанный на том, что бурение скважины осуществляется по специальным профилям, где верхний интервал скважины имеет вертикальный или субвертикальный профиль, а нижний, с отклонением ствола скважины от вертикали по простиранию продуктивного угольного пласта параллельно напластованию, причем на продуктивный угольный пласт, с целью интенсификации притока метана, производят воздействие методом многостадийного поинтервального гидроразрыва (длина интервала 120-130 м), а освоение скважины с откачкой рабочей жидкости гидроразрыва и газа производят через вертикальную скважину, предварительно пробуренную с поверхности на продуктивный пласт, забой которой совмещаем с наклонно-направленной полостью образованной в результате расширения стенок скважины с целью увеличения площади контакта (рисунок 2.16).

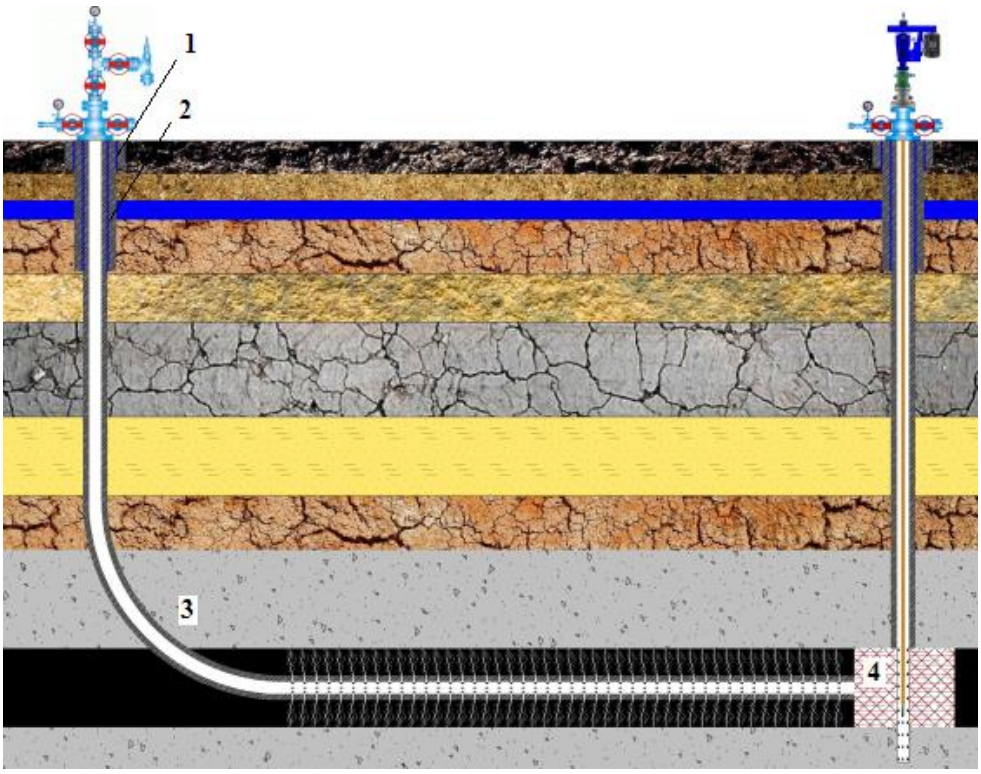


Рисунок 2.16 – Разработанная технология добычи метана из угольных пластов Карагандинского угольного бассейна

Реализация предлагаемого способа интенсификации газоотдачи для добычи метана из угольных пластов осуществляется в следующей последовательности.

Бурение под направление – вращательный способ бурения с промывкой полимерным буровым раствором. По окончанию бурения устанавливается обсадная колонна 1 (рисунок 2.16) (направления). По завершении спуска колоны (направления), затрубное пространства тампонируется цементным раствором.

При бурении под кондуктор, так же применяется вращательный способ бурения с промывкой полимерным буровым раствором. По окончанию бурения данного интервала предусматривается установка кондуктора 2 (рисунок 2.16), стальными обсадными трубами с целью охраны недр и сохранения водоносных горизонтов кондуктор цементируется до устья.

Для бурения по угольному пласту нам необходимо войти в угольный пласт, под углом залегания угольного пласта 3 (рисунок 2.16). Набор угла будет производиться с помощью винтового забойного двигателя.

Для набора угла, выставляется необходимый угол перекоса на забойном двигателе, затем собирается необходимая компоновка бурового инструмента для наклонно-направленного бурения, с отцентровкой верхней части забойного двигателя с верхней частью оборудования телеметрии, для отслеживания угла поворота двигателя. Затем буровой инструмент спускается до забоя при медленном вращении, делается замер положения координат долота в забое, с помощью оборудования телеметрии. Далее вращением бурового инструмента,

поворачивают направление забойного двигателя в сторону необходимого азимута. Затем под давлением подается буровой раствор с помощью шламового насоса, что приводит во вращение долото на забойном двигателе. При этом буровой инструмент не должен вращаться, чтобы не нарушить выставленное направление по азимуту. За счет угла перекоса на забойном двигателе, под давлением веса бурового инструмента, профиль скважины начнет медленно искривляться в сторону необходимого азимута.

При бурении по угольному пласту необходимо постепенно уменьшать количество химических реагентов в буровом растворе, постепенно переходя на воду, чтобы предотвратить кальмотирование пор угля в стволе скважины. После окончания бурения, необходимо проработать скважину и подготовить ее к спуску эксплуатационной колоны. Эксплуатационная колона спускается с целью закрепления склонных к обрушению пород и разработки продуктивного метаноугольного пласта.

По завершении спуска эксплуатационной колоны, затрубное пространства тампонируется цементным раствором. При этом будет применяться технология манжетного цементирования, для герметичного разобщения участков затрубного пространства от остальной скважины при манжетном цементировании обсадной колонны.

Для стимулирования газоотдачи на продуктивный угольный пласт производим воздействие методом многостадийного поинтервального гидроразрыва (длина интервала 120-130 м) через перфорированные отверстия, а освоение скважины с откачкой рабочей жидкости гидроразрыва и газа производят через вертикальную скважину.

Освоение скважины с откачкой рабочей жидкости и газа производят через вертикальную скважину, предварительно пробуренную с поверхности на продуктивный пласт, забой которой совмещаем с наклонно-направленной полостью образованной в результате расширения стенок скважины 4 (рисунок 2.16).

Разработанные патент на способ добычи метана угольных пластов используется в программе обучения студентов специальности «Нефтегазовое дело», а так же планируются к использованию в будущих проектах по добычи метана угольных пластов, реализуемых ТОО «TaldyKuduk-Gas» (Приложение В).

Выводы по разделу 2

1. На основе горно-геологических исследований для испытания технологии бурения наклонно направленной скважины для добычи метана угольных пластов был выбран перспективный участок Карагандинского угольного бассейна.

2. Выполнен подсчет запасов метана на основе десорбционного анализа и определен наиболее подходящий угольный пласт для реализации проекта по бурению наклонно направленной скважины.

3. На основе проведенных исследований с целью определение геологических условий залегания угольного пласта $К_{12}$, определение наличия метана и воды в пласте разработана конструкция профиля наклонно направленной скважины.

4. Разработан и запатентован способ добычи метана из угольных пластов Карагандинского угольного бассейна.

3 РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН С ПРОФИЛЕМ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ТИПА

3.1 Определение необходимого базового профиля наклонно направленной скважины

Разработка проекта скважины базируется на следующих основных геологических и технико-экономических факторах [70]:

– геологические особенности залежи горных пород, их физико-механические характеристики, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва пород;

– назначение и цель бурения скважины;

– предполагаемый способ заканчивания скважины;

– способ бурения скважин;

– уровень организации, оснащения, технологии бурения и геологического изучения участка бурения;

– уровень квалификации буровой бригады и организация материально-технического обеспечения;

– методы и приемы разработки, эксплуатации и ремонта скважин.

К объективным геологическим факторам относятся предполагаемая и фактическая литология, стратиграфия и тектоника разрезов, мощность пород с различной проницаемостью, прочностью, пористостью, наличие флюидосодержащих пород и пластовые давления.

Геологическое строение разреза породы учитывается как постоянный фактор при проектировании структуры скважины.

В процессе разработки месторождения его исходные пластовые характеристики будут меняться, так как пластовые давления и температура зависят от продолжительности эксплуатации, скорости отбора флюида, способов интенсификации добычи и поддержания пластовых давлений, использования новых видов воздействия на продуктивные горизонты с целью более полного извлечения нефти и газа из недр, поэтому эти факторы необходимо учитывать при проектировании конструкции скважины [71].

Конструкция скважины должна соответствовать условиям охраны окружающей среды и исключать возможное загрязнение пластовых вод и межпластовых потоков жидкости не только в процессе бурения и эксплуатации, но и после завершения работ и ликвидации скважины. В связи с этим необходимо обеспечить условия для качественного и эффективного разделения пластов. Это один из главных факторов. Все технические и экономические факторы субъективны и изменяются с течением времени. Они зависят от уровня и степени совершенства всех форм организации, оборудования и технологии буровых работ в совокупности. Эти факторы влияют на выбор конструкции скважины, позволяют ее упростить, но не являются решающими при проектировании. Они широко варьируются и зависят от исполнителей [72].

Таким образом, принципы проектирования конструкций скважин, прежде всего, должны определяться геологическими факторами.

Простая конструкция не всегда рациональна. В первую очередь это относится к глубоким скважинам (4000 м и более), которые открывают комплекс различных месторождений, в которых происходят различные, иногда диаметрально противоположные по своей природе и характеру осложнения.

Поэтому рациональным строением можно назвать такое, которое соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение скважины и другие факторы, отмеченные выше, и создает условия для бурения интервалов между креплениями в кратчайшие сроки. Последнее условие является основополагающим, так как практика буровых работ четко подтверждает, что чем меньше времени уходит на бурение интервала ствола между анкерными креплениями, тем меньше число и тяжесть возникающих осложнений, а также тем ниже стоимость проводки скважины.

В настоящее время профили наклонно направленных скважин следующих типов широко применяются и отвечают практически всем геолого-техническим условиям и технологическим требованиям [73]:

– тангенциальный – вид профиля, состоящий из трех секций: вертикального, секции набора зенитного угла, секции стабилизации зенитного угла, продолжающегося до расчетной глубины скважины; этот профиль обеспечивает максимальное отклонение ствола скважины от вертикали при минимальном зенитном угле, поэтому предпочтительно использовать его в случае кустового бурения;

– вид профиля S-образный, состоящий из пяти секций: вертикальной, секции набора зенитного угла, секции стабилизации зенитного угла, секции падения зенитного угла, вертикальной секции; отличительной особенностью этого профиля является наличие секций набора и падения зенитного угла, поэтому, помимо общей пятиинтервальной, четырех-и трехинтервальной его модификации возможны: этот профиль используется при необходимости установки промежуточных обсадных колонн, подавления другой, фонтанирующей, скважины, бурения скважин с одной платформы, например, в открытом море; этот профиль обеспечивает промежуточную колонну в пределах второго диапазона отклонения;

– J-образный - тип профиля, состоящий из двух участков: вертикального и участка малоинтенсивного набора зенитного угла по большому радиусу; этот профиль используется для бурения на пластах, расположенных под соляными куполами, кустового бурения, а также вскрытия глубоколежащих объектов.

Тангенциальный и J-образный типы профилей выгодно отличаются от S-образных тем, что они не имеют перегибов; это повышает проходимость инструмента и геофизических приборов, уменьшает объем работы отклоняющего устройства, уменьшает силы сопротивления при движении бурильных и обсадных колонн, облегчает условия эксплуатации скважины.

Наклонно-направленные скважины, пробуренные по типу s-образного профиля, имеют следующие технологические недостатки [74]:

– требуется увеличенный интервал бурения с отклонителем, что ухудшает технико-экономические показатели;

– интервал уменьшения зенитного угла реализуется за счет фрезерования стенки скважины с боковой поверхностью долота, что сокращает срок его службы;

– при подъеме БК из скважины возникают большие нагрузки;

– значительные суммарные углы охвата и изменение знака кривизны профиля приводят к возникновению прижимных сил, способствующих затирке и износу обсадных колонн.

Расчеты показывают, что нагрузка при подъеме бурильной колонны из скважины в случае их бурения по s-образному типу на 35% выше, чем при бурении по j-образному типу, и на 20% выше, чем при бурении по тангенциальному типу скважин [56, с. 70].

Использование тангенциального и j-образного типов профилей направленных скважин в отличие от s-образного позволяет на практике [75]:

– уменьшить общий угол охвата и сопутствующие нагрузки на буровое оборудование;

– минимизировать длину начального участка кривизны;

– выполнять проходку скважин с большими отклонениями от вертикали;

– максимально используйте вес бурильной колонны для создания осевой нагрузки на долото.

К сожалению, тангенциальные и j-образные типы наклонно направленных скважин требуют более сложной технологии проходки скважин по сравнению с s-образными скважинами.

Горизонтальными являются те скважины, часть ствола которых наклонена под углом 90° относительно вертикали, хотя другие скважины, пробуренные под более острым углом, часто подпадают под это определение.

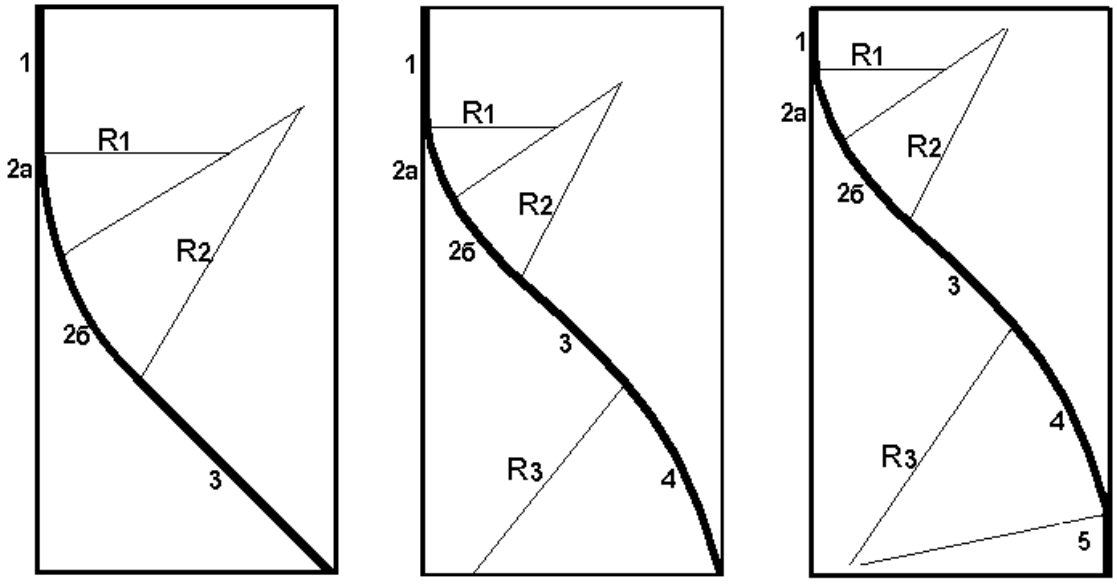
В зависимости от траектории горизонтального ствола скважины и принятой технологии бурения ГС условно подразделяют на четыре группы.

Скважины с большим радиусом набора кривизны бурят с использованием обычного оборудования для наклонных скважин. Они характеризуются скоростью набора кривизны 1-20/10 м и горизонтальными стволами длиной 1500 м и более. Такие скважины могут быть глубокими и иметь ствол диаметром до 444,49 мм.

Горизонтальные скважины среднего радиуса кривизны бурятся специальными забойными двигателями с отклонителями и стабилизаторами. Горизонтальные скважины малого радиуса кривизны бурятся специальными буровыми системами двух типов. Механическая роторная система использует композитное направление, гибки штанги с внутренним приводным валом для долота. Горизонтальные скважины малого радиуса кривизны характеризуются скоростью набора кривизны 30-100° на 10 м; наклон до 90° достигается в интервале 6-12 м. Горизонтальные стволы этого типа скважин ограничены по диаметру и бурятся долотом диаметром 114,3-165,1 мм; нормальная длина горизонтального ствола 180-300 м [76].

Типы профилей, используемых для бурения наклонно направленных скважин, делятся на две группы. К первому относятся профили обычного типа,

представляющие собой криволинейную линию, расположенную в одной вертикальной плоскости, то есть плоские профили; ко второму относятся профили пространственного типа, представляющие собой пространственную криволинейную линию (рисунок 3.1).



а б в

а - трехинтервальный профиль; б - четырехинтервальный профиль; в - пятиинтервальный профиль

Рисунок 3.1 – Основные типы плоских профилей

Профиль первого типа – трехинтервальный (рисунок 3.1а) – 2 и прямолинейно-наклонного участка – 3, который продолжается до проектного забоя в продуктивном пласте. Характерной особенностью является включение участка углового набора с неориентированными компоновками в участок 2, то есть участок зенитного углового набора состоит из двух: на первом (2а) установлен зенитный угол с дефлектором, на втором (2б) – угловой набор с неориентированными компоновками. Включение этого участка сокращает время на дорогостоящее бурение с помощью отклонителя. Применение этого профиля позволяет ограничить до минимума число пролетов с ориентированными отклонителями КНБК, получить наибольшее отклонение забоя скважины от вертикали при наименьшем зенитном угле и затратить наименьшее время на строительство скважины [77].

Профиль второго типа (рисунок 3.1б) – четырехинтервальный – состоит из четырех участков: вертикального – 1, набора зенитного угла – 2, стабилизации – 3 и уменьшения угла – 4. Этот профиль применяется при бурении наклонных скважин для месторождений, где имеет место естественная кривизна скважин.

Профиль третьего типа – пятиинтервальный (рисунок 3.1в). Она состоит из пяти участков: верхнего вертикального – 1, набора зенитного угла – 2, прямолинейного наклонного – 3, уменьшения зенитного угла ä 4 и нижнего

вертикального – 5, что позволяет при пересечении стволом нескольких продуктивных горизонтов эксплуатировать любой из них с сохранением общей сетки разработки [78].

Для наклонно направленного бурения, согласно, разработанного способа во второй главе диссертации, наиболее подходящий будет тангенциальный трехинтервальный.

3.2 Обоснования выбора технических средств и способов для наклонно направленного бурения

Вращательный способ бурения нефтяных скважин также основан на применении долота, но иным методом. Устройство углубляется в горные пласты, испытывая одновременно два вида воздействия: вертикальную нагрузку и крутящий момент. Таким образом, долото прорывает породу, измельчает ее методом дробления, истирания.

В свою очередь вращательный способ имеет две разновидности, которые обусловлены расположением силового агрегата на устройстве [79]:

– роторный – двигатель расположен на поверхности земли, передача крутящего момента долоту производится посредством колонн буровых труб;

– забойный – двигатель устанавливается сразу за долотом, чем и обеспечивает исключительно его движение, без участия буровой колонны. Технология роторного бурения предусматривает использование специальных установок – смонтированных на основе самоходного транспорта или стационарных.

Для начального отклонения ствола скважины от вертикали при бурении роторным способом используются следующие методы [80]:

– использование отклонителей;

– использование роторных управляемых систем. Отклонитель представлен на рисунке (рисунок 3.2).

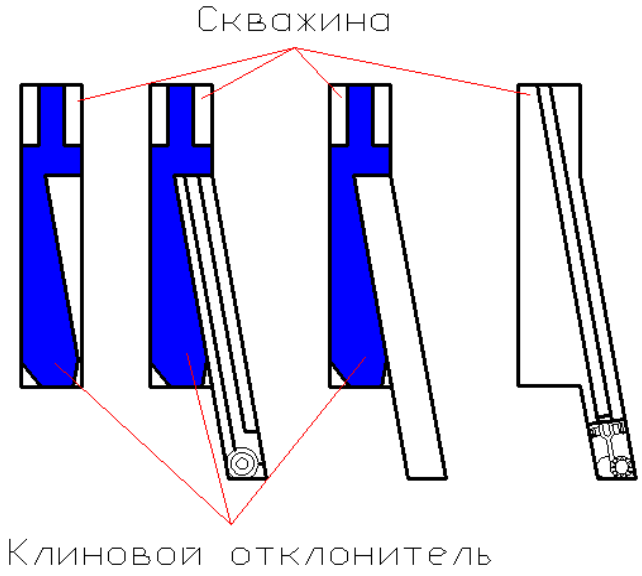


Рисунок 3.2 – Отклонитель для КНБК

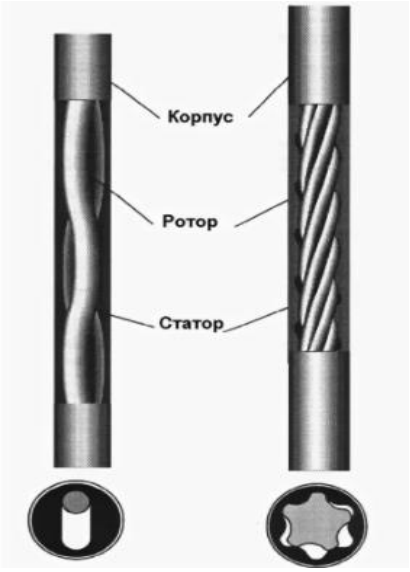
После отклонения от вертикали дальнейшее бурение может быть продолжено с использованием КНБК предназначенного для набора зенитного угла скважины.

Технология бурения с винтовым забойным двигателем.

Рабочим органом винтового забойного двигателя (ВЗД) является винтовая пара - статор и ротор.

Статор представляет собой металлическую трубу, к внутренней поверхности которой привулканизирована резиновая обкладка, имеющая винтовые зубья левого направления, обращенных к ротору. Ротор выполнен из высоколегированной стали с винтовыми зубьями на один меньше, чем у статора, левого направления и расположен относительно оси статора эксцентрично.

Кинематическое отношение винтовой пары «а к а-1» и соответствующее профилирование её зубьев обеспечивает при движении бурового раствора планетарное обкатывание ротора по зубьям статора и сохранение при этом непрерывного контакта ротора и статора по всей длине. В связи с этим образуются полости высокого и низкого давления и осуществляется рабочий процесс двигателя. Схематично винтовая пара представлена на рисунке (рисунок 3.3).



а б

а – двигатель 1:2; б – двигатель 5:6

Рисунок 3.3 – Винтовая пара ВЗД с разной заходностью

Вращающий момент от ротора передаётся с помощью двухшарнирного соединения на вал шпинделя, укомплектованного многорядной осевой шаровой опорой и радиальными резино-металлическими опорами. К валу шпинделя присоединяется долото. Уплотнение вала достигается с помощью торцевых сальников.

Типичная характеристика ВЗД при постоянном расходе бурового раствора следующая. По мере роста момента М перепад давления в двигателе Р увеличивается почти линейно, а частота вращения вала двигателя снижается вначале незначительно, а при торможении – резко. Зависимости изменения мощности двигателя и К.П.Д. от момента М имеют максимумы. Когда двигатель работает с максимальным, режим называют оптимальным, а с максимальной мощностью – экстремальным. Увеличение нагрузки на долото после достижения экстремального режима работы двигателя приводит к торможению вала двигателя и к резкому ухудшению характеристик двигателя [81, 82].

КНБК при бурении с ВЗД. Применение кривого переводника

При использовании кривого переводника, он устанавливается непосредственно над ВЗД. Типовая КНБК включает в себя: долото, ВЗД, Кривой переводник, ЗТС, немагнитный УБТ, УБТ, БУ (рисунок 3.4).

Рисунок 3.4 – Типовая схема КНБК при бурении с ВЗД с кривым переводником

Ниппель кривого переводника устанавливается под углом 1-3°. Кривой переводник заставляет менять направление бурения, «толкая» ВЗД в нужном направлении. По мере продвижения бурения, долото вынуждено следовать по кривой. Кривизна зависит от установочного угла кривого переводника, наружного диаметра ВЗД и диаметра ствола скважины. Соответствующая комбинация этих параметров позволяет получить желаемую кривизну. Из-за наличия несоосности долота и основной части колонны вращение такого типа КНБК не желательно [83].

ВЗД с искривленным корпусным переводником

Наиболее обычный тип ВЗД – это двигатель с изгибом в месте его корпуса (рисунок 2.10). Корпус двигателя – не прямой. Соединение между винтовой парой и шпиндельной секцией выполнено с установкой под точным или регулируемым углом – угол установки двигателя. При больших углах

установки, становится трудным вращение и жизнь ВЗД укорачивается. Из-за близости угла изгиба к долоту, номинальный угол установки долота становится намного меньшим, чем в случае прямого двигателя и кривого переводника над ним [84].

Этот тип ВЗД можно применять при наборе зенитного угла ствола скважины, его корректировки, а также при забурке боковых стволов. В настоящее время существуют ВЗД с заданными углами перекоса (угол перекоса устанавливается на заводе-изготовителе, на базе предприятия), с регулируемыми углами перекоса непосредственно при бурении скважины на месте ведения работ. Также существуют ВЗД, позволяющие регулировать угол перекоса без подъема КНБК, на забое скважины, за счет вращения БК.

3.3 Обоснование выбора буровой установки

Поиск новых путей повышения отдачи от скважин становится актуальной научной отраслью. Попытки извлечь максимум из скважины концентрировались только на ее диаметре или способе освоения с использованием различных методов обсадки или ГРП. Но сегодня производительность скважины зависит и от того, как она была пробурена. Поэтому выбор бурового оборудования является одним из важных моментов проведенных работ [85].

При бурении наклонно направленной скважины, особенно в ее горизонтальной части роторное бурение подходит не в полной мере. Для такого бурения больше подходит турбинное бурение с забойным двигателем. Это тяжелые, габаритные станки оснащенные турбобурами и электробурами. При данной компоновке предусматривается применение отклонителей. Так как в горизонтальной части скважины инклинометрия затруднена, предпочтение отдают электробурению с непрерывным телеконтролем положения ствола скважины [86].

Установки для сооружения наклонно направленных скважин должны удовлетворять следующим основным требованиям [87]:

– обеспечивать высокие скорости бурения долотами разных типоразмеров и в различных горно-геологических условиях;

– механизмы бурового агрегата должны выполнять спускоподъемные операции с трубами и шлангами различных типоразмеров, изготовленных из различных материалов (сталь, полиэтилен, стеклопластик и др.);

– способствовать применению различных очистных агентов, способов вскрытия и освоения продуктивных горизонтов;

– обеспечивать высокое качество цементирования обсадных и эксплуатационных колонн, изготовленных из различных материалов, а также высокой качество гидроизоляции рабочих и продуктивных растворов;

– обеспечивать высокий уровень механизации вспомогательных операций в процессе бурения и оборудования скважин, а также при монтаже и демонтаже буровой установки;

– основное и вспомогательное оборудование и инструмент должны быть

размещены на одной платформе, смонтированной на колесном или гусеничном ходу, обеспечивающем быстрое перемещение установки с точки на точку.

На территории Казахстана современное оборудование для бурения наклонно направленных скважин не выпускается, так как нет определенного спроса и объёма работ. Поэтому для начала рассмотрим только то оборудование, которое у нас имеется в наличии. Из современных буровых установок, применяемых для добычи метана угольных пластов в карагандинском угольном бассейне, имеются:

1. RD20.
2. УПА 60-80.

Буровая установка RD20 с приводом от палубного двигателя смонтирована на шасси и предназначена для бурения скважин на воду, нефть и газ. Производительность, мощность и мобильность позволяют использовать RD20 для бурения на нефть и газ в широком спектре задач. Эта мобильная буровая установка требует меньшее время подготовки на месте эксплуатации, меньший размер площадки, таким образом сокращаются затраты на переезды, не требует большого количества персонала. Основой RD20 является запатентованная система подачи вращателя. Данная система подачи и конструкция буровой мачты создают определенные преимущества для заказчиков, которые не имеют опыта эксплуатации оборудования подобного класса.

Система подачи исключает необходимость в талевом блоке и роликах кронблока, которые можно найти на сопоставимом оборудовании, что значительно упрощает конструкцию мачты, так как нагрузку воспринимает только нижняя ее часть, нагрузку на растяжение. Подающая каретка RD20 поднимается и опускается двумя расположенными в буровой мачте цилиндрами. Система подачи каретки RD20 обеспечивает общий КПД более 90%.

Установка УПА 60-80 предназначен для текущего ремонта, освоения и капитального ремонта нефтяных скважин, а также ведения буровых работ роторным способом или забойными двигателями (при соответствующей комплектации) скважин различного назначения: поисковых, гидрогеологических, водозаборных, эксплуатационных (нефтяных, газовых) в районах с умеренным и холодным климатом при температуре окружающего воздуха от – 45°С до + 45°С.

УПА 60-80 позволяет производить следующие операции:

– передвижение по дорогам всех категорий;

– монтаж-демонтаж агрегата на скважине;

– монтаж и демонтаж скважинного оборудования;

– спускоподъемные операции с насосными штангами, насосно-компрессорными и бурильными трубами;

– механизированное свинчивание и развинчивание колонны НКТ и бурильных труб;

– постановку цементных мостов в скважинах через манифольд вышки;

– разбуривание песчаных пробок и цементных мостов ротором или забойным двигателем;

– ловильные и другие виды работ по ликвидации аварий;

– бурение скважин ротором или забойным двигателем;

– зарезку и бурение вторых стволов скважин;

– промывку скважин через манифольд вышки;

– освоение скважин после завершения буровых работ.

Основным недостатком имеющихся установок является их грузоподъёмность. Значение грузоподъемности на крюке установки определяется величиной и характером нагрузок, воспринимаемых ею в процессе бурения скважин. Эти нагрузки в зависимости от вида выполняемых технологических операций при бурении подразделяются на три основные категории [88]:

– систематические нагрузки, которые обусловлены весом бурильной колоны в процессе многократных спусков и подъемов породоразрушающего инструмента. Они носят циклический характер и при бурении даже одной скважины воспринимаются буровой установкой тысячи раз;

– несистематические нагрузки, обусловленные весом обсадных колонн в процессе их спуска в скважину. Эти нагрузки также имеют циклический характер, но воспринимаются установкой обычно не более 800 раз (по числу труб во всех обсадных колоннах, спущенных в скважину);

– случайные нагрузки, воспринимаемые буровой установкой в процессе ликвидации прихватов бурильной и обсадной колонн и их «расхаживания».

Спуск и подъем бурильной колонны по продолжительности и числу циклов является основным видом работы подъемной части буровой установки и определяет ее загрузку. Именно поэтому нагрузка на крюке, равная наибольшему весу бурильной колонны, допустимому для нормальной длительной работы оборудования главного подъема, характеризует существенные эксплуатационные качества буровой установки и определяет ее важнейший параметр – номинальную грузоподъемность.

Однако, учитывая характер нагрузок, воспринимаемых буровой установкой при спуске и «расхаживании» обсадных колонн и ликвидации прихватов, регламентируется и максимальная нагрузка на крюке, которую подъемная часть буровой установки может воспринимать без ущерба для своей прочности. Эта нагрузка, характеризующая прочность подъемной части буровой установки, определяет другой важный параметр буровой установки – максимальную грузоподъемность. Величина номинальной грузоподъемности определяет не только глубину скважин, бурящейся трубами данного типоразмера, но и является исходной нагрузкой для расчета на выносливость узлов и деталей подъемной части буровой установки – буровой лебедки, элементов талевой системы, вертлюга, бурильного крюка, буровой вышки. Величина максимальной грузоподъемности определяет предельную допустимую нагрузку на крюке и является исходной нагрузкой для расчета деталей и узлов подъемной части буровой установки на статическую прочность

[89].

Выбор установки для бурения скважины производится с таким расчетом, чтобы сумма статических и динамических нагрузок при спуске (подъеме) наиболее тяжелых бурильных и обсадных колонн, а также при ликвидации прихватов, не превышала величины параметра «Допускаемая нагрузка на крюке» (максимальная грузоподъемность) буровой установки. Как правило, нагрузка на крюке от максимального расчетного веса бурильной колонны и наибольшего расчетного веса обсадных колонн не должна превышать соответственно 0,6 и 0,9 «Допускаемой нагрузки на крюке» буровой установки. Выбор производится по большей из них. Проанализировав современное оборудование, для бурения наклонно направленных скважин для добычи метана угольных пластов, подойдет более мощное оборудование БУ3900/225 ЭПК-БМ.

Установка БУ3900/225 ЭПК-БМ предназначена для бурения скважин на нефть и газ, с условной глубиной бурения 3900 и имеет, по мнению автора, следующие преимущества:

– возможность бурения на грунтах с низкой несущей способность;

– осуществление центрирования и выравнивания вышечного блока в процессе бурения;

– привод основных механизмов производится электродвигателями постоянного тока от промышленных сетей через;

– экологически чистое бурение за счет исключения амбаров;

– оптимальный режим бурения выбирается за счет 100% регулируемого привода основных механизмов и применения регулятора подачи долота;

– блочно-модульное исполнение;

- современная четырехступенчатая циркуляционная система.

Сравнительная характеристика буровых установок приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики буровых установок

Параметры	RD20	УПА 60-80	БУ3900/225 ЭПК-БМ
1	2	3	4
Грузоподъёмность, т: номинальная максимальная	 5 8	 6,5 13	 22.5 25
Рекомендуемая глубина бурения, м	500	600	3900
Мощность, кВт	39,7	66,2	750
Высота оси кронблока	16	16	45,6
Длина бурильной трубы/свечи, м	4,5/9	6/12	25
Максимальное натяжение талевого каната, кН	28	35	225
Диаметр каната, мм	15,5	18	20

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4
Скорость подъёма крюка, м/с	0,54-1,56	0,34-1,32	1,69
Буровой насос	11ГрИ	НБ12-63-40	УНБТ-950 А2
Приводная мощность, кВт	35,3	50	950
Максимальная подача, л/с	7	12,25	46
Максимальное давление, МПа	6,3	6,3	32

Для выполнения работ, связанных с оборудованием и освоением скважин, в составе бурового агрегата следует предусмотреть установку барабана с полиэтиленовыми шлангами.

С целью сокращения затрат времени и средств на сооружение зумпфов и отстойников предусмотреть в буровых агрегатах передвижную циркуляционную систему. Это будет также важным мероприятием по охране окружающей среды.

3.4 Выбор сопутствующего оборудования и технических средств

В процессе бурения скважины участвуют породоразрушающий инструмент, связанный с бурильным валом, и горная порода. Возможности перемещения бурового снаряда, характер взаимодействия породоразрушающего инструмента с породой и свойства самой породы определяют направление движения центра породоразрушающего инструмента – траекторию скважины. Технические средства направленного бурения включают в себя средства управления кривизной траекторий, устройства искусственного искривления, а также способы и средства их ориентации в пространстве, что в совокупности позволяет бурить скважины по проектной траектории [90].

Таким образом, технические средства направленного бурения делятся на две большие группы. К первой относятся технические средства для регулирования интенсивности искривления и, в частности, снаряды для бурения относительно прямолинейных интервалов скважин. Ко второй – технические средства искусственного искривления: отклонители, работающие в изотропной и анизотропной средах и определяющие кривизну скважины на интервале установки. Они могут быть ориентированы в заданном направлении и, следовательно, устанавливают направление искривления скважины. Кроме этих двух групп технических средств направленного бурения, особую группу составляют приборы (и методы) ориентации отклонителей, которые обеспечивают направленное отклонение траектории скважины, т.е. отклонение в заранее определенном направлении [91].

Для регулирования интенсивности искривления применяют специальные буровые снаряды или так называемые компоновки низа бурильного вала, конструкция и принцип действия которых вытекают из условия вписываемости.

Специальные буровые снаряды, используемые для увеличения кривизны

скважины, получили название шарнирных отклонителей (ШО), так как для гарантированного максимально возможного радиального смещения оси бурового снаряда от оси скважины буровой снаряд соединяют с бурильной колонной посредством универсального шарнирного устройства (УШ). При этом длина бурового снаряда (жесткая база) определяется задаваемой расчетной кривизной при установленном (постоянном) радиальном зазоре. Используемые при искусственном искривлении скважин шарнирные отклонители имеют увеличенный радиальный зазор, что достигается за счет уменьшения диаметра корпуса по сравнению со стандартным диаметром породоразрушающего инструмента. Это при бурении с отбором керна требует специальных коронок [92].

Надежность работы шарнирных отклонителей зависит от качества универсальных шарниров. В отечественной практике направленного бурения скважин малого диаметра применяли универсальные шарниры имеющие две степени свободы.

Введение в забойные компоновки бурильного вала толстостенных труб, имеющих повышенную жесткость, может привести к некоторому уменьшению угла отклонения оси снаряда от оси скважины, снизить возможную интенсивность искривления. Избежать потерю устойчивости забойной компоновки бурильного вала на необходимой длине можно с помощью промежуточных опор – центраторов бурильного вала.

Назначение опор – обеспечить минимальное радиальное отклонение бурильного вала, которое определяется конфигурацией ствола и опоры и должно создавать незначительные сопротивления на пути потока промывочной жидкости, обогащенной шламом. Забойные компоновки УБТ с центраторами широко применяются при роторном и турбинном бурении скважин большого диаметра без отбора керна. Отклонители обеспечивают принудительное формирование ствола скважины в заданном направлении с определенной кривизной – искусственное искривление, применяемое для корректирования направленного бурения. Клинья с полным перекрытием забоя входят в состав стационарных клиновых отклонителей (стационарных клиньев), которые остаются в стволе скважины, постоянно направляя буровые снаряды в отклоненный ствол. Собственно клин для удержания в заданном положении соединяют с фиксирующим устройством, конструкция которого определяется геолого-техническими условиями бурения на интервале установки отклонителя: разработкой ствола, твердостью и устойчивостью пород [93, 94].

При бурении в твердых породах VII-XII категорий по буримости в качестве фиксирующих устройств используют распорные механизмы, раскрепляющие нижнюю, опорную, часть корпуса клина в стволе скважины. В основном применяют распорные механизмы клинового типа. Плашки, расположенные в цилиндрическом опорном корпусе или соединенные с цилиндрическим деформируемым опорным корпусом, перемещаются в радиальном направлении за счет осевой нагрузки и поступательного в осевом направлении передвижения всего снаряда относительно неподвижной опорной

части, установленной на забой, или в результате вращения винта, соединенного с бурильной колонной опирающегося на распорный конус.

При установке отклонителей в мягких породах направляющую пилотную часть клина раскрепляют в предварительно установленной деревянной пробке или затирают без промывки. В особенно ответственных случаях клин цементируют. При отходе от клина и соответствующей проработке ствола клин может быть перекрыт деформирующейся обсадной колонной, что приводит к уменьшению диаметра скважины.

Толщина перемычки в зоне установки опорной части клина между отклоненными стволами скважины мала. Поэтому при использовании клиновых распорных устройств для избежания разрушения перемычки раскрепление должно производиться на расстоянии около 3 м от точки зарезки отклоненного ствола.

Стационарные клинья устанавливают как на естественный, так и на искусственный забой.

Отклонители, извлекаемые после изменения направления скважины и базирующиеся на использовании клиньев закрытого типа с неполным перекрытием забоя, – просты в изготовлении и работе и относительно надежные технические средства направленного бурения. Они позволяют за один цикл работ, включающий установку отклонителя, отбуривание, расширение и проработку отклоненного ствола, изменять направление скважины на 0,5-1,5° и могут применяться неоднократно.

Таким образом, процесс изменения направления скважины (искривления скважины) с помощью извлекаемых клиновых отклонителей включает следующие последовательные операции, составляющие полный цикл искривления [95]:

– установку отклонителя и отбуривание направляющей, пилот-скважины меньшего диаметра, извлечение отклонителя;

– расширение пилот-скважины для достижения относительно равномерной кривизны на участке отклонения.

Расширение и проработка ствола скважины требуют специальных компоновок буровых снарядов, включаемых в комплект отклонителей. Широкое применение в колонковом бурении получили бесклиновые отклонители непрерывного действия, скользящего типа. Характерные представители бесклиновых снарядов непрерывного действия скользящего типа – ТЗ-3 и СБС.

Отклонитель ТЗ-3 диаметром 73 и 57 мм отлично зарекомендовал себя при проведении глубоких направленных скважин в устойчивых породах средней и высокой категории по буримости и характеризуется средней интенсивностью искривления, лежащей в диапазоне 0,5-2 градус/м. Режим бурения при использовании отклонителей типа ТЗ определяется режимом работы соответствующего долота, а ресурс при высокой надежности достигает 200 ч. Формирование участков скважин различной кривизны связано в данном отклонителе с изменением длины жесткой базы.

Перспективный отклонитель – бесклиновой скользящий снаряд типа СБС, в конструкции которого предусмотрена возможность регулирования достижения желаемой средней интенсивности искривления на интервале отклонения в диапазоне 0,5-1,5 градус/м, повышена надежность раскрепления корпуса.

Практически все типы применяемых отклонителей (по характеристике) не обеспечивают формирование ствола скважины на участке отклонения с постоянной кривизной, допускающей беспрепятственное прохождение колонковых снарядов и безаварийную работу бурильной колонны. После формирования отклоненного участка ствола требуется дополнительная операция по его проработке, т.е. по уменьшению кривизны как бы за счет распространения сформированного углового отклонения на больший интервал скважины. Таким образом, в технологическую схему бурения интервалов искусственного искривления включают проработку ствола, а в комплект технических средств направленного бурения – соответствующие инструменты [96].

3.5 Разработка геолого-технической части проекта

В соответствии с проведенными исследованиями была выбрана конструкция наклонно направленной скважины по пласту $К_{12}$. Основные параметры скважины приведены в таблицах 3.2, 3.3, 3.4.

Таблица 3.2 – Конструкция экспериментальной наклонно направленной скважины

Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Назначение обсадной колонны
Направление	340	10	Спускается для предотвращения обрушения рыхлых пород четвертичных отложений на устье скважины и монтажа специального устройства (девертора) используемого для герметизации устья и отвода выбуренного шлама. Направление заглубляется на 10 м
Кондуктор	245	80	Спускается с целью закрепления склонных к обвалам пород затронутых выветриванием, а также перекрытия ряда низкоминерализованых водоносных горизонтов. С целью охраны недр и сохранения водоносных горизонтов кондуктор цементируется до устья
Эксплуатационная колонна	168	840	Спускается с целью разобщения и раздельной эксплуатации продуктивных метаноугольных пластов. Цемент за колонной поднимается до устья

Таблица 3.3 – Характеристика конструкции скважины

Наименование колонны	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Коэффициент кавернозности	Тип цементного раствора	Плотность цементного раствора, кг/м^3
Направление	393,7	339,7	1,30	ПЦТ I-G-CC-2	1900
Кондуктор	311,2	244,5	1,30	ПЦТ I-G-CC-2	1900
Эксплуатационная	222,3	168,3	1,18	ПЦТ I-G-CC-2	1900

Таблица 3.4 – Характеристика, устройство шахтового направления и шурфа под квадрат

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление шахтного направления
наружный диаметр, мм	длина, м	марка материала	толщина стенки, мм	масса, т	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ на изготовление	
340	10	Д	5	0,3	ГОСТ 832-80	Бурение долотом 393,7 мм.

Совмещенный график (рисунок 3.5) давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. График строится на основании горно-геологических условий. При недостатке фактических данных они могут быть получены эмпирическим путем (прогнозные данные). Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения (таблица 3.5), (рисунок 3.6). С учетом наличия геологических осложнений по графику совмещенных давлений решается вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. Градиент пластового давления – темп роста пластового давления с глубиной, который равен отношению разницы пластовых давлений на интервале глубины по вертикали к величине этого интервала [97].

Градиент давления гидроразрыва – темп роста давления гидроразрыва с глубиной, который равен отношению разницы пластовых давлений на интервале глубины по вертикали к величине этого интервала. Градиент гидростатического столба бурового раствора – темп роста гидростатического давления столба бурового раствора, равный отношению гидростатического давления столба БР в рассматриваемой точке скважины к глубине этой точки. Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому или давлению гидроразрыва и может быть вычислен как отношение средневзвешенного градиента пластового давления или давления гидроразрыва на глубине определения к градиенту давления столба воды плотностью [98].

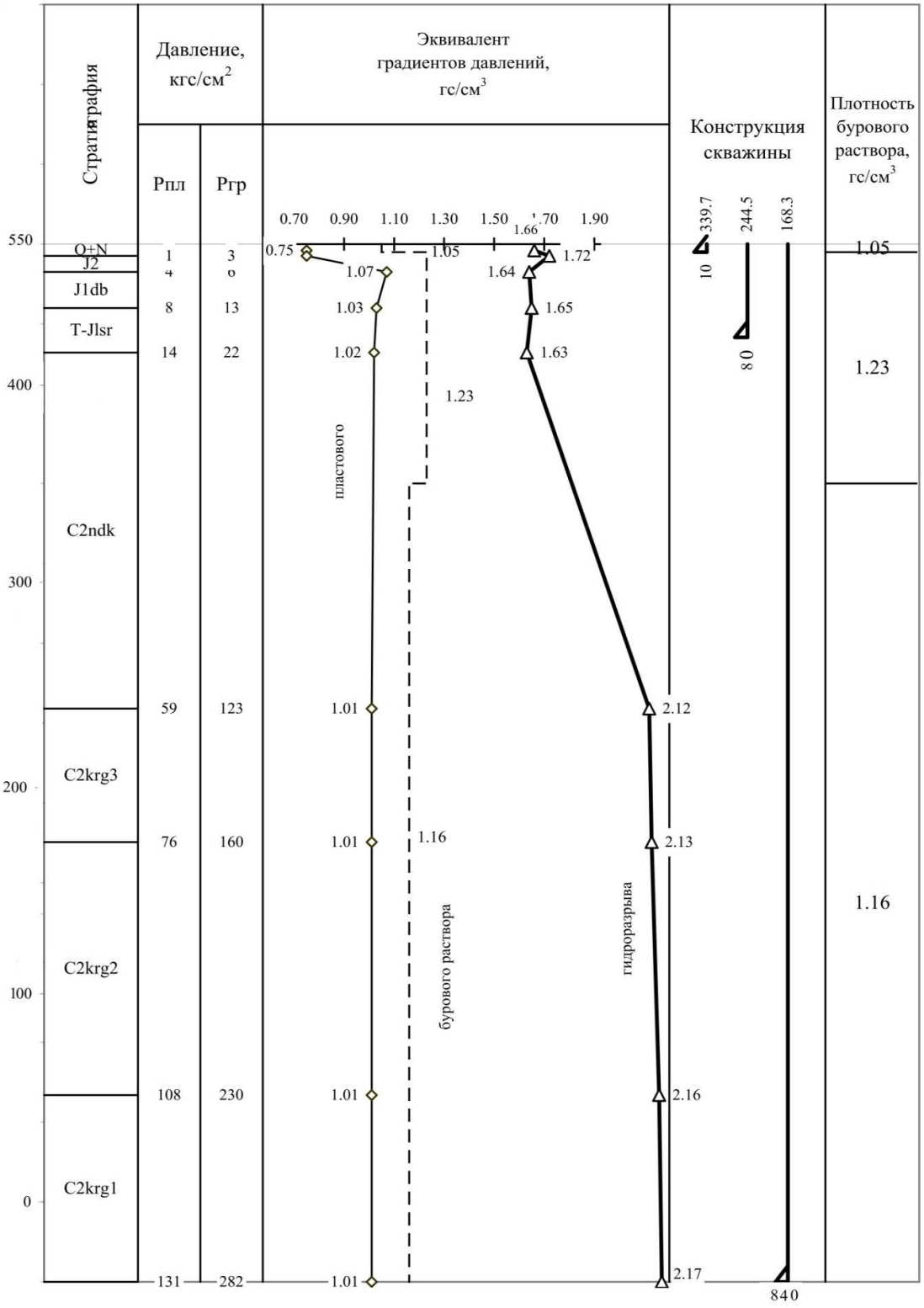


Рисунок 3.5 – График совмещенных давлений

Таблица 3.5 – Данные по профилю наклонно направленной скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м
от (верх)	до (низ)		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	общая
0	110	110	0	0	0	0	110
110	408	298	0,0	66,0	170	170	366
408	840	432	66,0	66,0	488	488	364

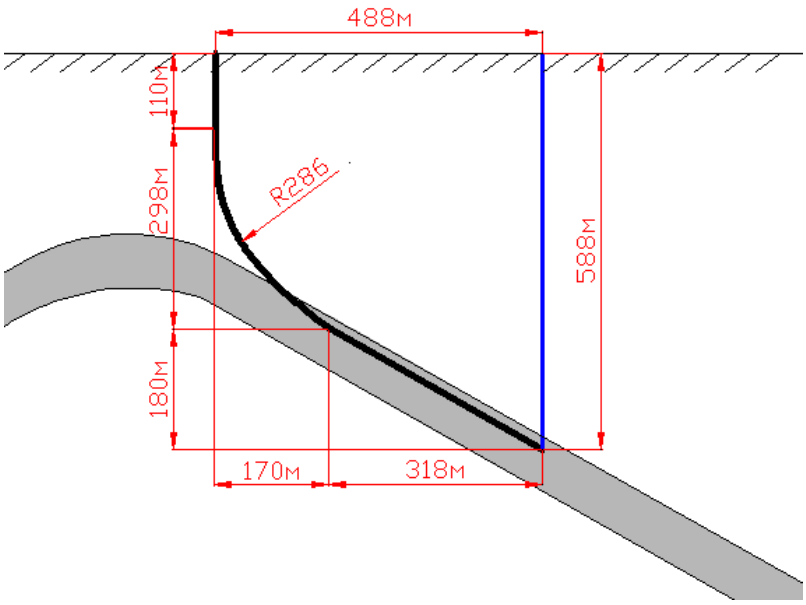


Рисунок 3.6 – Схема профиля наклонно направленной скважины

На экспериментальной наклонно направленной скважине планируется применение технологии бурения с помощью винтового забойного двигателя с использованием телеметрии:

– бурение направления долотом Ø 393 мм, роторно-вращательным способом бурения с промывкой до глубины 10 м;

– бурение кондуктора долотом Ø 311 мм, роторно-вращательным способом бурения с промывкой до глубины 110 м;

– бурение с набором угла с помощью винтового забойного двигателя до 66° в интервале глубин 110-4408 м;

– бурение долотом Ø 215,9 мм по угольному плату $К_{12}$ длиной 364 м.

Выводы по разделу 3

1. Для реализации промышленной добычи метана угольных пластов в Карагандинском угольном бассейне мною были рассмотрены основные

профиля ствола скважины и подобран наиболее подходящий вариант - тангенциальный трехинтервальный

2. Определены основные элементы конструкции бурильной колонны для набора угла при бурении скважины. Выбран способ бурения скважины: вращательный с винтовым забойным двигателем.

3. Рекомендуется, для реализации проекта по добычи метана угольных пластов, применить буровую установку с хорошим показателем грузоподъёмности.

4. Рекомендуется проведение опытных работ по строительству скважин сложной конструкции с пересекающимися траекториями с использованием системы электромагнитного ориентирования горизонтальных скважин и расширения забоя вертикальных скважин для обеспечения пересечения траекторий.

5. В соответствии с действующим законодательством в области недропользования был разработан «Технический проект: строительства разведочной экспериментальной наклонно направленной скважины».

4 СОЦИАЛЬНО-ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕГАЗАЦИИ И ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧИ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В КАЗАХСТАНЕ

4.1 Социально-экологическая эффективность промышленной добычи метана угольных пластов в Казахстане

Метан угольных пластов - это мировая проблема, а не только локальных территорий занимающихся добычей угля. Она касается как вопросов безопасности труда шахтеров, так и экологии, но в то же время она дает направления для целой отрасли получения альтернативных источников электроэнергии. Нельзя забывать и о парниковом эффекте - огромные объёмы метана каждый год выбрасываются в атмосферу. Улучшить ситуацию возможно только совместив три основных столпа – социальный, экологический и экономический.

Метан является парниковым газом. Если степень воздействия углекислого газа на климат условно принять за единицу, то парниковая активность метана составит 23 единицы. Содержание в атмосфере газа метана росло очень быстро на протяжении последних двух столетий. Сейчас среднее содержание метана CH_4 в современной атмосфере оценивается как 1,8 ppm (parts per million, частей на миллион). И, хотя это в 200 раз меньше, чем содержание в ней углекислого газа (CO_2), в расчете на одну молекулу газа парниковый эффект от метана – то есть его вклад в рассеивание и удержание тепла, излучаемого нагретой солнцем Землей – существенно выше, чем от CO_2. Кроме того, метан поглощает излучение Земли в тех «окошках» спектра, которые оказываются прозрачными для других парниковых газов. Без парниковых газов – CO_2, паров воды, метана и некоторых других примесей средняя температура на поверхности Земли была бы всего –23°С, а сейчас она около +15°С. Метан высачивается на дне океана через трещины земной коры, выделяется в немалом количестве при горных разработках и при сжигании лесов. Недавно обнаружен новый, совершенно неожиданный источник метана – высшие растения, но механизмы образования и значение данного процесса для самих растений пока не выяснены [99].

На сегодняшний день газовый барьер, с которым сталкивается отечественная угольная промышленность, появляется с применением высокопроизводительных механизированных комплексов при добыче угля. Справиться с такими объемами выбросов метана возможно только за счет заблаговременной дегазации угольных пластов, что успешно практикуется уже несколько лет в Карагандинском угольном бассейне.

Необходимость проведения высоко технологической заблаговременной дегазации отмечается рядом ученых и экспертов в области горного дела. Системный подход к решению данной проблемы предусматривает дегазацию угольных пластов при строительстве шахты с использованием средств дегазации и вентиляции, а также и на ликвидированных шахтах. Основные функциональные требования к системе дегазации: поддержание физико-

химических параметров кислорода в поземных горных выработках; обеспечение нормальной жизнедеятельности организма человека; предотвращение образования взрывоопасных концентраций метана в атмосфере шахты; снижение загрязнения атмосферы Земли вредными примесями, выделяющимися из угольных пластов; минимизация возможных затрат на производстве [100].

Вопрос метановой опасности является одним из основных факторов, препятствующих увеличению объёмов добычи угля подземным методом из-за возможности образования в шахте взрывоопасной метановоздушной смеси. Из-за этого уровень производственного травматизма и несчастных случаев по-прежнему остается высоким при подземной добычи угля. По этому в странах СНГ (Казахстан, Россия, Украина) происходит модернизация шахт и закупка нового высокопроизводительного оборудования, но, не смотря на это добыча угля остается практически на том же уровне. В связи с отсутствием возможности полностью локализовать проблему газа метана.

Результаты многолетних наблюдений [101, 102] показывают, что значение машинного времени комбайнов сохраняется на уровне 0,7-0,8. Это лучший показатель использования машинного времени для горнодобывающего оборудования. Тем не менее, газовый фактор остается сдерживающим фактором для добычи угля, поэтому фактический коэффициент машинного времени «дегазации» в забоях остается достаточно низким и обычно составляет 0,15-0,5. Так же утилизация шахтного метана значительно снижает объем вредных выбросов в атмосферу Земли. Дело в том, что антропогенные выбросы шахтного метана в атмосферный воздух приводят к его загрязнению, способствуют изменению климата.

Сейчас только шахты Карагандинского бассейна ежегодно выбрасывают на поверхность до 1 млрд. $м^3$ метана, из которого 180 млн. $м^3$ идет на дегазацию и только 16 млн. $м^3$ используется на бытовые нужды. Основной объем газа выбрасывается в атмосферу. Основная причина низкой доли использования газа - отсутствие постоянной добычи скважин, их разрозненность в пространстве и отсутствие необходимого оборудования. Более половины установок дегазации угольных шахт вырабатывают на поверхность газо-воздушную смесь с содержанием метана менее 30%, промышленное использование которой из-за ее взрывоопасности практически невозможно.

Поэтому в условиях возрастающего дефицита органических энергоресурсов проблема интенсивного извлечения метана из угленосных пластов должна считаться одной из самых актуальных в повышении эффективности комплексного использования сырья в Казахстане. Полноценное использование шахтного газа, ограниченного при добыче угля, не только создает предпосылки для повышения эффективности угольных предприятий, получения дополнительного, одновременно добытого топлива, но и будет способствовать улучшению окружающей среды.

В последнее время не зря специалисты в области экологии бьют тревогу из-за воздействия выбросов газообразных отходов промышленности,

количество не только парникового газа, но и прочих отходов значительно увеличилось в атмосфере Земли.

Считается, что сжигание углеводородного топлива приводит к сильному увеличению содержания углекислого газа (CO_2) в атмосфере Земли [103]. Увеличение содержания CO2 (а также NO_2, CH_4 и некоторых других газов) в атмосфере приводит к парниковому эффекту. Это связано с тем, что именно содержание CO_2 в атмосфере определяет в основном долю теплового излучения Земли, уходящего в космос. По мере увеличения содержания CO_2 в атмосфере эта пропорция уменьшается и происходит смещение динамического равновесия в сторону полного потепления на Земле [104].

Это означает, что в целом глобальное потепление является следствием негативных процессов антропогенного загрязнения биосферы, поскольку дополнительный, даже относительно небольшой по сравнению с естественным, выброс газов в атмосферу из антропогенных источников нарушает установленное равновесие в природе со всеми вытекающими отсюда негативными последствиями. Причинами глобального потепления являются: увеличение содержания «парникового» углекислого газа (CO_2) антропогенного происхождения в атмосфере Земли и снижение содержания тропосферного озона при его уничтожении природными газами антропогенного и искусственного происхождения.

Между тем парниковый эффект может вызвать резкое изменение климата на Земле с особо опасными последствиями - наводнение отдельных регионов, нарушение условий для сельскохозяйственной деятельности и т.д. В то же время в работах критически рассматривается гипотеза планетарного потепления и анализируются другие сценарии.

Однако вне зависимости от типа развития климатического планетарного сценария нельзя не заметить колоссальный экологический ущерб, наносимый мировым промышленным производством мегаполисам, городам, населенным пунктам в регионах с угольной, атомной, металлургической, нефтехимической промышленностью, сельскохозяйственной.

Целесообразность разработки и внедрения эффективных методов и параметров дегазации шахт в настоящее время, в связи с увеличением глубины разработки и интенсификацией добычи угля в газоносных пластах, повышается абсолютная и относительная загазованность шахт, а газовый фактор становится определяющим в обеспечении достижения высоких скоростей продвигания очистных и подготовительных забоев. Для высокопроизводительной и безопасной эксплуатации сложных механизированных очистных забоев большое значение имеет снижение загазованности участков. Практика угольных шахт показывает, что процесс эволюции газа разнообразен, а газовые проявления, как и их количественная оценка, зависят от конкретных условий. Метан выделяется не только в очистных выработках, но и в проходческих (подготовительных), и в зонах вне влияния горных работ [105].

Как известно, Карагандинский угольный бассейн - один из самых газовых в мире. Высокие нагрузки на обрабатываемую поверхность, достигавшие 6-8

тысяч тонн в сутки из одной лавы, стали возможны благодаря высокой эффективности применяемых методов дегазации. Середина 50-х годов прошлого века считается началом промышленной дегазации разрабатываемых пластов на шахтах Карагандинского бассейна. Для снижения объема и интенсивности выбросов метана из угольных пластов, разрабатываемых на подготовительном и очистном забое в странах СНГ, используются типовые технологии заблаговременной дегазации, Суть методов дегазации разрабатываемых угольных пластов заключается в бурении через разрабатываемый пласт протяженных (до 240 м) скважин, через которые под вакуумом высасывается метан, содержащийся в нетронутых горных массивах. Отсос метана из пласта через скважины осуществляют под вакуумом в течение относительно длительного (до 36-60 месяцев) периода времени с постепенно затухающей скоростью извлечения газа из пласта. Характерной особенностью газоносности в шахтах Карагандинского бассейна является сложность газового баланса, т.е. вырабатывается не только с разрабатываемых пластов, но и из пластов спутников, пропластков. Поэтому наряду с разработкой предварительной дегазации разрабатываемого пласта, в 1959 году начались исследования по испытанию методов дегазации пластов спутников и отработанного пространства. В 60-е годы впервые в мировой практике была доказана возможность дегазации путем бурения скважин с поверхности, не смотря на то, что в Карагандинском угольном бассейне разрабатываемые пласты находятся на глубине до 600-700 метров, данная технология хорошо себя зарекомендовала не только в плане дегазации, но и начались работы по промышленной добычи метана [106-108].

Чем глубже угольные пласты, тем больше в них газа, но при этом уменьшается их газопроницаемость и, естественно, уменьшается объем добычи метана из скважин. В связи с этим возникает необходимость искусственного воздействия на угольные пласты с целью интенсификации их газоотдачи. В этой связи был проведен большой цикл исследований воздействия на угольные пласты через пробуренные с поверхности скважины. К ним относятся такие способы как гидроразрыв пласта, гидрорасчленение пласта, обработка соляной кислотой, торпедирование скважин, гидроимпульсная обработка, интервальный гидроразрыв пласта, пламенно-импульсное воздействие на пласт и другие. Некоторые из них были реализованы на практике [109].

Среди достижений последних лет в области дегазации стоит отметить разработку и внедрение технических решений по добычи газа из особо опасного пласта $Д_6$ через скважины, пробуренные из вентиляционных выработок, что позволило снизить газоносность до безопасного значения и созданы условия для увеличения глубины разработки.

За многие годы развития дегазации в Карагандинском бассейне метан, полученный с помощью дегазации, использовался в качестве топлива в котельных многих шахт. И в настоящее время он используется на шахтах: им. Костенко, Шахтинская, Абайская, им. Ленина, Саранская с общим объемом сжигания 20-25 млн. $м^3$ в год.

Обобщение практики угольной промышленности в ряде ведущих зарубежных стран показывает, что в течение последних 30 лет предпринимались попытки заблаговременно извлекать метан через вертикальные и горизонтальные скважины с целью дегазации угольных пластов и реализации газа для промышленных нужд. Но стоит обратить внимание на то, что эффективность скважин пробуренных с поверхности полностью зависит от проницаемости угольных пластов. В частности, по оценке зарубежных экспертов, при проницаемости пласта менее 1 мД (миллидарси) бурение таких скважин совершенно бесперспективно. Таким образом, в современных условиях существует острая необходимость разработки новых технологий дегазации угольных пластов. Кроме того, по проблемам управления выбросами метана в 2009 году в городе Астане состоялась международная конференция под эгидой Европейского банка реконструкции и развития с участием Премьер-Министра РК и ведущих специалистов угольной промышленности Казахстана, России, Великобритании, Германии, Австралии и др. [110].

В 2011 году в Караганде прошел организованный Европейской экономической комиссией ООН по приглашению ведущих экспертов из угледобывающих стран мира круглый стол на тему «Лидерство и передовая практика эффективной дегазации и использования метанового газа на угольных шахтах».

Сейчас, по расчетам геологов, в недрах Карагандинского бассейна сосредоточено около 8 трлн. $м^3$ метана. Поэтому задача науки в будущем - разработать и внедрить еще более эффективные методы извлечения метана из недр и направления этого источника энергии на благо человечества.

Существуют два принципиально разных способа добычи метана угольных пластов - шахтный (на полях действующих шахт) и скважинный. Шахтный метод предусматривает добычу метана в небольших количествах, в основном для собственных нужд угледобывающих предприятий. Применение этого способа затруднено из-за значительных колебаний объёмов поступающей газовоздушной смеси и концентрации в ней метана. Добыча метана с помощью специально пробуренных скважин с поверхности позволяет производить газ в промышленных масштабах.

Необходимость, возможность и экономическая целесообразность крупномасштабной промышленной добычи метана из угольных пластов подтверждается опытом развития добычи метанового угля в США, занимающих лидирующие позиции в мире по освоению «новых» газовых месторождений.

Сейчас в США создана целая промышленность по добыче газа из угольных пластов. Только за последние 10 лет добыча метана из специальных скважин увеличилась до 60 млрд.$м^3$. В США в этой отрасли работает более 200 компаний. По мнению американских экспертов, «метановое» направление в будущем будет стремительно развиваться. В настоящее время метан уже добывают из угольных пластов более чем в 20 странах мира. Особенно

интенсивные работы по добыче метана ведутся в Австралии, Китае, Канаде, Польше, Германии и Великобритании [111].

По мнению специалистов, угольный метан найдет рынок сбыта в промышленно развитом Центральном регионе страны. Его могут эффективно использовать мощные ТЭС, Карагандинский металлургический завод, Павлодарский алюминий и Аксуский завод ферросплавов, ряд машиностроительных заводов, на которых при использовании метана в качестве энергоносителя потребность может составлять несколько миллиардов кубометров в год. Добыча метана из угольных пластов может газифицировать Нур-Султан и Караганду.

Использование метана в промышленности и энергетике, газификация частного сектора, перевод автомобилей на газ - все это будет иметь огромный экономический, экологический и социальный эффект.

Для Карагандинской области, где сосредоточена основная часть запасов угля Казахстана, развитие технологий и начало промышленного производства метана угольных пластов имеют глобальное значение – это для обеспечения безопасности при добыче угля и экономической эффективности.

Сегодня из угольных пластов Карагандинского бассейна добывается до 150 млн. кубометров метанового газа в год. Например, на шахте «Саранская» угольного департамента (УД) АО «АрселорМиттал Темиртау». Для обеспечения безопасности горных работ при подземной разработке с 2015 года крупная газоснабжающая компания Республики Казахстан АО «КазТрансГаз» ведет разработку месторождения угля в Карагандинской области, получая попутный метан. Геологоразведка расширяется, и, по прогнозам экспертов, содержание угля в казахстанском топливе соизмеримо с крупнейшим месторождением США «Black Warrior», на котором добывается 1,5 млрд. $м^3$ газа.

В настоящее время ведутся разведочные работы на месторождениях Шерубайнуринский, Талдыкудукский, Караджар-Ошаханский и Тентекский (Манжинский участок) угленосных районов Карагандинского бассейна. Уже в Шерубайнуринском угленосном районе пробурены три колонковые скважины с извлечением керна и четыре опытно-промышленных скважины. Керн направлен на исследования в аккредитованные международные лаборатории Corelab (США), NCCBM (КНР) и Geokrak (Польша).

4.2 Экономический расчет рентабельности добычи метана угольных пластов на Талдыкудукском участке

Дефицит нефти и природного газа, являющихся основными энергоресурсами в мире, неизбежен в ближайшее десятилетие, что приведет к необходимости использования других энергоносителей, к числу которых следует отнести, в первую очередь, уголь, а также метан угольных пластов, главным образом, попутно добываемый с углем средствами дегазации. Метан может быть использован взамен природного газа, прежде всего, теми потребителями, которые расположены в угледобывающих регионах, это

позволит существенно уменьшить расходы на доставку газа, снизить за счет использования каптируемого метана себестоимость подземного производства угля и объемы вредных выбросов в атмосферу. Газоносные угольные месторождения считаются нетрадиционными источниками углеводородных газов. Угольный метан в пересчете на условное топливо занимает 3 – 4 место в мире после угля, нефти и природного газа.

Для того что бы подсчитать рентабельность добычи метана угольных пластов на Талдыкудукском участке необходимо сопоставить смету затрат связанных со строительством скважин количеству прибыли от добытого полезного ископаемого.

Согласно настоящей диссертации, скважина пройдет по угольному пласту 364 метра, пласт $К_{12}$ на выбранном участке имеет среднюю мощность 8,4 метра. Для определения радиуса трещинообразования после проведения ГРП мы воспользуемся данными компании ТОО «Trican Well Service Kazakhstan Limited» [111]. Проведенные ими исследования по пластам $К_{10}$, $К_{12}$, $К_{13}$, К16 на Шерубайнуринском участке, Карагандинского угольного бассейна, в 2016 г. показали, что радиус трещин после ГРП пласта составляет до 70 метров, для более достоверных расчетов примем средние данные 50 м., тогда объём обработанного угольного пласта будет составлять: 305760 $м^3$. Учитывая тот факт, что угли пласта $К_{12}$ Карагандинского угольного бассейна имеют плотность 1500 $кг/м^3$ и, основываясь на полученных данных расчетов, настоящей диссертации в таблице 2.5 мы получим порядка 5.3 млн. $м^3$ газа метана. По данным ТОО «AlemGaz» стоимость газа в Карагандинской области составляет 111 тг. за $1м^3$. Итак, с реализации проекта по бурению наклонно направленных скважин для добычи метана угольных пластов мы можем получить порядка 590 000 тыс. тг.

Карагандинский угольный бассейн мог бы полностью покрыть свои потребности в газе за счет широкомасштабной добычи метана из угольных пластов. Потребность в метане угольных пластов отображена на рисунке 4.1.

Рисунок 4.1 - Область применения метана угольных пластов

Формирование себестоимости строительства скважин отражает весь комплекс буровых работ. Это ряд последовательных этапов, каждый из которых соответствует очередной стадии сооружения скважин.

Выделим шесть основных этапов:

- первый этап объединяет затраты на подготовительные работы к строительству скважин;
- второй этап связан со строительством вышки, сооружений и монтажом бурового оборудования;
- третий этап объединяет затраты на проходку ствола скважины, которые изменяются в широких пределах в зависимости от глубины скважины, условий проходки и т.п.;
- четвертый этап охватывает затраты на крепление и цементирование скважины;
- пятый этап связан с работами по стимулированию газоотдачи. Пределы колебаний этих затрат также значительны в зависимости от выбранного метода стимулирования и способа;
- шестой этап охватывает затраты по демонтажу оборудования и вышки.

Таблица 4.1 - Примерный расчет наклонно направленной скважины

Наименование	ед.изм.	кол-во	Цена, тг.	Сумма, тыс. тг, без НДС
1	2	3	4	5
Разработка проекта строительства скважин				10 000
Мобилизация и демобилизация, монтаж				9 000
Строительство площадки и подъездных дорог				16 200
Затраты по зарплате(бур.бригада, АУП, налоги)				8 360
Содержание произв.базы, питание, проезд				3 400
Трубы обсадные				28 070
Обсадная труба Ф 339,7х12,2 мм - 11 метр	тг.	1,2	350	420
Обсадная труба Ф 245х8,9 мм - 270 метр	тг.	26	350	9 100
Обсадная труба Ф 168,3 х8,9 мм, марка стали "L", 1 000 метр	тг.	42	350	14 700
НКТ Ф 73х5,5 мм, марка Е - 1000 метр	тг.	11	350	3 850
Расходные материалы				77 524
Колонная головка ОКК1, трубная головка ГТ	шт.	1	4 500	4 500
Фонтанная арматура	шт.	1	5 500	5 500
Оснастка колонны Ф 245 мм	на сумму			400
Оснастка колонны Ф 168,3 мм	на сумму			300
Запчасти БУ	шт.			6 000

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5
Переводники разные	шт.	5	45	225
Забойный двигатель, пневмоударник	шт.	2	15 000	30 000
Долото Ø 393 мм	шт.	1	500	500
Долото Ø 311,1 мм	шт.	1	1 600	1 600
Долото Ø 216 мм	шт.	2	1 100	2 200
Коронки Ø 216 мм	шт.	2	1 500	3 000
Диз.топливо	л	55 000	0,18	9 900
Бензин	л	1 375	0,16	220
Дизельное масло	л	750	0,87	653
Тосол	л	150	0,53	80
И-40	л	150	0,45	68
Литол	кг	56	0,49	27
Цемент тампонажный	тг	74	58	4 292
Кальцированная сода	тг	2	130	260
Омех 19	кг	300	9	2 700
Анализ цемента	шт.	2	85	170
Арматура, 10 мм	тг.	0,1	130	13
Геомембрана	рулон	1	350	350
Хим.реагенты (глинистый раствор в интервале 0-200 метр)				
Бентонитовая глина	тг.	2	120	240
Кальцинированная сода	тг.	1	130	130
Каустическая сода	тг.	0,3	150	45
Хим.реагенты FA 367	тг.	0,5	320	160
Хим.реагенты ХУ 27	тг.	0,7	315	221
КМЦ 888	тг.	0,8	315	252
Хим.реагенты(пенистая вода, в интервале 200-1000 м)				
Пена SUPER-FOAM	тг.	4	880	3 520
Утилизация бурового шлама	тг.	100	20	2 000
Прочие материалы(Сетка вибросита.Кислород.Пропан.СИЗ)				2 700
Работа техники				10 015
Автокран	сут.	25	40	1 000
Полуприцеп ППЦ	день	15	46	690
Экскаватор	день	5	65	325
Агрегат ЦА-32 - 3 ед.	опер	3	2 000	6 000
СМН 20	опер	2	1 000	2 000
Услуги телеметрии	опер			10 000
Геофизические исследование скважин	опер			12 000
Керн	-	-	-	
Амортизация бурового оборудования				12 300
Итого				201 569
Итого $				464

Итого строительство наклонно направленной скважины в соответствии с таблицей 4.1, составит 201 569 тыс. тг. (по курсу Народного банка на ноябрь 2020 г. 464 тыс. дол). К расходам так же стоит добавить строительство вертикальной скважины для откачки воды и затраты связанные с ГРП угольного пласта, в сумме эти затраты составляют около 95 млн. тг.

Из расчетов видно, что затраты на строительство вертикальной скважины с пересекающейся наклонно направленной скважиной для добычи метана угольных пластов, с проведением ГРП перекрываются возможной прибылью с реализации полученного газа метана, и составляют 293 431 млн. тг. или (по курсу Народного банка на ноябрь 2020 г.494 тыс. дол).

4.1 Вывод по разделу 4

Извлечение метана угольных пластов Карагандинского угольного бассейна способствует ряду задач.

Социальных:

- повышение уровня безопасности горных работ в угольной промышленности и сокращение количества смертельных случаев и травматизма, в связи с уменьшением риска взрывов метана на угольных шахтах;

- создание дополнительных рабочих мест, в связи с обустройством газовых промыслов и, как следствие, снижение социальной напряженности в угледобывающих районах.

Экологических:

- улучшение экологической ситуации в угледобывающих районах, за счет сокращения объема выбросов метана (парникового газа) в атмосферу угледобывающими предприятиями.

Экономических:

- создание новой топливно-энергетической отрасли в Республике Казахстан, основанной на использовании метана;

- снижение экономических затрат на последующую добычу угля;

-уменьшение расходов связанных с ликвидацией последствий аварий на шахтах и увеличение объемов добычи угля;

-сокращение расходов на покупку и транспортировку природного газа из газодобывающих областей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Мною были проведены научные и экспериментальные исследования перспективного участка Карагандинского угольного бассейна для добычи метана угольных пластов так же определены основные технологические параметры промышленной разработки метана, что позволят решить актуальную проблему безопасности труда шахтеров. Организация добычи и утилизации метана из угольных месторождений также будет способствовать сокращению выбросов парниковых газов в атмосферу.

Основные **выводы** и результаты:

1. На основе горно-геологических исследований для испытания технологии бурения наклонно направленной скважины для добычи метана угольных пластов был выбран перспективный участок Карагандинского угольного бассейна.

2. Выполнен подсчет запасов метана на основе десорбционного анализа и определен наиболее подходящий угольный пласт для реализации проекта по бурению наклонно направленной скважины.

3. На основе проведенных исследований с целью определение геологических условий залегания угольного пласта $К_{12}$, определение наличия метана и воды в пласте, разработана конструкция профиля наклонно направленной скважины.

4. Разработан и запатентован способ добычи метана из угольных пластов Карагандинского угольного бассейна.

5. В соответствии с действующим законодательством в области недропользования был разработан «Технический проект: строительства разведочной экспериментальной наклонно направленной скважины».

6. В соответствии с горно-геологическими условиями Талдыкудукского участка и имеющимся мировым опытом, мною была выбрана конструкция экспериментальной наклонно направленной скважины для добычи метана угольных пластов по угольному пласту $К_{12}$ со следующими параметрами: направление - 10 м., кондуктор 80 м., эксплуатационная колонна 840 м.

На экспериментальной наклонно направленной скважине планируется применение технологии бурения с помощью винтового забойного двигателя с использованием телеметрии:

- бурение направления долотом Ø 393 мм, роторно-вращательным способом бурения с промывкой до глубины 10 м;
- бурение кондуктора долотом Ø 311 мм, роторно-вращательным способом бурения с промывкой до глубины 110 м;
- бурение с набором угла с помощью винтового забойного двигателя до 66° в интервале глубин 110-4408 м;
- бурение долотом Ø 215,9 мм по угольному плату $К_{12}$ длиной 364 м.

7. В рамках исследований проведена социально-экологическая эффективность дегазации и промышленной добычи метана угольных пластов в Казахстане.

8. Рентабельность принятой технологии добычи метана угольных пластов составит 293 431 млн. тг. или (по курсу Народного банка на ноябрь 2020 г.494 тыс. дол).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Горная энциклопедия: в 5 т. / под ред. Е.А. Козловского. – М.: Советская энциклопедия, 1984. – Т. 1. –558 с.

2 Наклонно-направленное бурение // https://ru.wikipedia.org/wiki/. 8.09.2020.

3 Бабаев Р. Из когорты первопроходцев // Бакинский рабочий. – 2011, февраль – 24.

4 Бурение скважин // https://www.slb.com/drilling/bottomhole-assemblies/drill-bits 8.09.2020.

5 Rotary steerable drilling technology matures // http://www.drilling contractor.org/dcpi/2003/dc-julyaug03/July3-Rotary.pdf. 8.09.2020.

6 Статистика по углю // https://www.iea.org/data-and-statistics/?country=WORLD&fuel=Coal&indicator=CoalConsBySector. 10.09.2020.

7 Кошелец А.В. Экономический потенциал промышленного освоения ресурсов метана угольных пластов в современной России // Газовая промышленность. – 2012. – №9. – С. 86-89.

8 Статистика // https://www.slideshare.net/BP_plc/bp-statistical-review-ofworldenergy2013. 10.09.2020.

9 Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных формациях. – М.: Недра, 1984. – 205 с.

10 Голицин М.В. и др. Газоугольные бассейны России и мира. – М., 2002. – с. 249

11 О перспективах добычи в России угольного газа // http://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan. 25.09.2020

12 Карасевич А.М. и др. Основные направления стратегии развития ОАО «Газпром» промышленной добычи метана из угольных пластов // Газовая промышленность. – 2012. – №672. – С. 12-17.

13 Карасевич А.М. и др. Перспективы освоения и ресурсная база метана угольных пластов России // Газовая промышленность. – 2004. – №8. – С. 30-35.

14 Мастепанов А.М., Степанов А.Д., Горевалова С.В. Некоторые особенности оценки ресурсного потенциала нетрадиционных источников газа // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2013. – №4. – С. 43-48.

15 Якушев В.С. и др. Ресурсы и перспективы освоения нетрадиционных источников газа в России. – М.: ИРЦГазпром, 2007. – 151 с.

16 Нан Ф.С. Оценка эффективности освоения месторождений метана угольных пластов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2011. – №10. – С. 53-58.

17 Васильев А.Н., Шишляев В.В., Голубцов Р.В. Организационные мероприятия по оптимизации процесса строительства скважин для добычи метана из угольных пластов // Газовая промышленность. – 2012. – №672. – С. 9-11.

18 Мастепанов А.М., Ковтун В.В. Метан угольных пластов в газовом балансе КНР: состояние и перспективы // Газовая промышленность. – 2012. – №672. – С. 80-90.

19 Постановление Государственный комитет по развитию и реформам Китайской Народной Республики. О цене на природный газ проекта «Запад – Восток»: утв. 28 сентября 2003 года, №(2005)-1323 // https://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2018/27042018/Khotimskiy.pdf 30.10.2020.

20 Mingxun J., Zhuping H.A.W. Analysis on current status and development trend of China's coalbed methane resources // Proceed. the 8th internat. conf. on Northeast Asian Natural Gas and Pipeline: multilateral cooperation. – Shanghai, 2004. – P. 75-85.

21 Добыча газа метана в Китае // https://www.forbes.ru/biznes/350157-sdelano-v-kitae-chemu-rossiya-mozhet-pouchitsya-v-sfere-dobychi-gaza 12.06.2020.

22 Тенденции в газовой отрасли Китая // https://burneft.ru/archive/issues/2016-11/3 25.09.2020.

23 Марков Н. Грозит ли рынку «взрыв метана»? Проекты по добыче газа угольных пластов получают всё большее распространение в различных странах мира // Нефть России. – 2011. – №10. – С. 88-93.

24 Метан угольных пластов // http://azimut-geology.kz/library/40-metan-iz-ugolnyh-plastov.html. 2.11.2020.

25 Карасевич А.М. и др. Перспективы освоения и ресурсная база метана угольных пластов России // Газовая промышленность. – 2004. – №8. – С. 30-35.

26 Буслаев В.Ф., Кейн С.А., Нор А.В. Оценка ресурсов нетрадиционных источников углеводородов и технологии их разработки // Матер. 4-й межрегион. науч.-практ. конф. «Освоение минер. ресурсов Севера: проблемы и решения». – Воркута; Сыктывкар; Ухта, 2006. – С. 12-14.

27 Горин А.С., Спектр Ю.И., Красков В.А. Перспективные технологии бурения скважин // Трубопроводный транспорт нефти. – 2003. – №11. – С. 25-32.

28 Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2001. – 674 с.

29 Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М., 1967. – 352 с.

30 Абрамов Г.С., Барычев А.В., Камнев Ю.М. и др. Опыт эксплуатации перспективы развития забойных инклинометрических систем с электромагнитным каналом связи // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности». – 2001. – №1-2. – С. 20-23.

31 Березин В.Л., Зиенко А.И., Минаев В.И. Строительство предприятий нефтяной и газовой промышленности: обзор. инф. – 1984. – №3. – 55 с.

32 Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах / Институт горного дела им. Л.А. Скочинского – М.: Недра, 1977. – 96 с.

33 Пучков Л.А., Сластунов С.В., Коликов К.С. Извлечение метана из угольных пластов. – М.: МГГУ, 2002. – 383 с.

34 Хрюкин В.Т. и др. Типизация метаноугольных месторождений (на примере Кузбасса) с оценкой возможности применения различных технологий интенсификации газоотдачи угольных пластов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – №3. – С. 22-30.

35 Эттингер И.Л. Газоёмкость ископаемых углей. – М.: Недра, 1966. – 223 с.

36 Буханцов А.И., Галазов Р.А. Опыт извлечения метана из угленосной толщи скважинами, пробуренными с поверхности // Горн. информ.-анал. бюл. МГГУ. – 1997. – №6. – С. 110-118.

37 Рубан А.Д. О некоторых приоритетных направлениях НИОКР в ИГД им. А.А. Скочинского // Уголь. – 1997. – №9. – С. 9-12.

38 Колмаков В.А. Разработка теории управления газовыми скоплениями в рудничной атмосфере// Отчетная сессия Кузбасского РНОК за 1993-1995 гг., 30-31 мая 1996 г.: тез. докл. – Кемерово, 1996. – С. 174-175.

39 Крейнин Е.В. Проблемы и возможности интенсифицированной дегазации угольных пластов // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1996. – №5. – С. 106-111.

40 Васючков Ю.Ф., Воробьёв Б.М. Новая концепция эксплуатации угольных месторождений // Горный вестник. – 1996. – №3. – С. 25-28.

41 Егоров А.Г., Коликов К.С. Влияние глубины залегания угольных пластов на устойчивость раскрываемых трещин // Горн. информ. анал. бюл. МГГУ. – 1995. – №4. – С. 66-68.

42 Голицин М.В. и др. Газоугольные бассейны России и мира. – М., 2002. – 249 с.

43 Малышев Ю.Н., Айруни А.Т., Зверев И.В. Высокопроизводительная технология дегазации угольных пластов на больших глубинах // Горн. информ.-анал. бюл. МГГУ. – 1997. – №6. – С. 78-87.

44 Селяков В.И. Опыт применения электровоздействия на горный массив при добыче нефти и перспективы его использования для извлечения метана из угольных месторождений // Горн. информ.-анал. бюл. МГГУ. – 1997. – №6. – С. 129-130.

45 Калинкин А.В. и др. Результаты и перспективы реализации инновационного проекта по добыче метана из угольных пластов в Кузбассе // Газовая промышленность. – 2012. – №672. – С. 6-8.

46 Васильев А.Н., Шишляев В.В., Голубцов Р.В. Организационные мероприятия по оптимизации процесса строительства скважин для добычи метана из угольных пластов // Газовая промышленность. – 2012. – №672. – С. 9-11.

47 Ramaswamy S. Selection of best drilling, completion and stimulation methods for coalbed methane reservoirs: A thesis … master science. – Texas: A & M University, 2007. – 147 c.

48 US Coalbed Methane: Past, Present, Future / U.S. Energy Information Administration // http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/cbmusa2,pdf. 2.11.2020.

49 Бахтизина Н.В., Савельев В.И., Ерофеев А.А. Освоение нетрадиционных ресурсов газа: тенденции и перспективы // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №8. – С. 130-134.

50 Хегай А.М. Современное состояние и перспективы добычи метана угольных пластов США // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2010. – №12. – С. 38-44.

51 Виды скважин // https://portal.tpu.ru/SHARED/e/EPIKHIN/eng/Pedagogics/Tab/Lecture_TBNG_2.pdf. 5.10.2019.

52 Конструкция скважин // https://promzn.ru/burenie-skvazhin/neftyanyh-i-gazovyh.html. 12.11.2018.

53 Сторонский Н.М., Хрюкин В.Т., Митронов Д.В., Швачко Е.В. Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ // Российский химический журнал. – 2008. – Т. 52, №6. – С 63-72.

54 Бурение // https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/142386-burovye-rastvory-dlya-bureniya-zakanchivaniya-i-kapitalnogo. 2.08.2020.

55 Kamarov R.K., Akhmatnurov D.R., Mussin R.A., Zamaliyev N.M. Setting the volume and location of the gas collectors of abandoned coal mines // Naukovyi Visnyk Natsionalnogo Hirnychoho Universytetu. – 2018. – №2. – P. 5-11.

56 Дрижд Н.А., Ахматнуров Д.Р., Мусин Р.А. и др. Экспериментальные исследования эмиссии метана из подрабатываемого пространства на дневную поверхность // Вестник национальной академии горных наук. – 2017. – №1. – С. 69-72.

57 Дрижд Н.А., Замалиев Н.М., Мусин Р.А. и др. Исследование эмиссии метана из выработанного пространства на дневную поверхность // Тр. университета КарГТУ. – 2017. – №3. – С. 40-44.

58 Замалиев Н.М., Мусин Р.А., Александров А.Ю. и др. Факторы, влияющие на режим движения метановоздушной смеси в ликвидированных шахтах // Технические науки: проблемы и решения: сб. ст. по матер. 7-й междунар. науч.-практ. конф. – М.: Интернаука, 2018. – С. 134-138.

59 Пучков Л.А., Сластунв С.В. Системный подход к решению проблемы угольного метана // Энергетическая безопасность России. Новые подходы к развитию угольной промышленности: тр. 7-й междунар. науч.-практ. конф. – Кемерово: ННЦ ГП-ИГД им. А.А. Скочинского, 2005. – С. 25-29.

60 Дрижд Н.А., Мусин Р.А., Жунис Г.М. Картжанов Б.Б. Испытание технологии добычи метана бурением скважины с поверхности // Mater. XIII mezinár. věd.-prakt. konf. «Efektivní nástroje moderních věd - 2017». – Května, 2017. – С. 27-30.

61 Дрижд Н.А., Муллагалиев Ф.А., Мусин Р.А. и др. Испытание технологии добычи метана бурением скважины с поверхности по угольному пласту // Mater. XII mezinár. věd.-prakt. konf. «Vědecký pokrok na přelomu tysyachalety». – Praha, 2016. – С. 58-62.

62 Дрижд Н.А., Мусин Р.А., Ахматнуров Д.Р., Замалиев Н.М. Современные проблемы и перспективы развития карагандинского угольного бассейна // Тр. университета КарГТУ. – 2016. – №2. – С. 37-41.

63 Портнов В.С., Филимонов Е.Н., Мусин Р.А. и др. Исследования газоносности пласта К10 в условиях Шерубайнуринского участка на основе данных фактического газовыделения // Комплексное использование минерального сырья. – 2016. – №2. – С. 3-10.

64 Дрижд Н.А., Мусин Р.А., Кельмялене А.А., Баизбаев М.Б. Анализ места заложения экспериментальной скважины // Молодой исследователь: вызовы и перспективы: сб. ст. по матер. CLII междунар. науч.-практ. конф. – М.: Интернаука, 2020. – С. 92-97.

65 Айруни А.Т. и др. Проблемы разработки метаноносных угольных пластов промышленного извлечения и использования шахтного метана в Карагандинском угольном бассейне. – М.: Изд-во Академия Горных наук, 2009. – 179 с.

66 Садыков Р.М., Коробкин В.В. Особенности геологического строения и бассейновое моделирование участка Талдыкудукский Карагандинского угольного месторождения // Геология и охрана недр. – 2018. – №2. – С. 20-29.

67 Сорбция // https://ru.wikipedia.org/wiki/сорбция. 2.09.2020.

68 Зейнуллин А.А., Хасен Б.П., Ожогина Т.В., Крысин А.В., Лис С.Н. Ключевые параметры углей карагандинского бассейна для добычи метана угольных пластов // Геология и охрана недр. – 2015. – №2. – С. 12-23.

69 Васютенко Д.М., Мусин Р.А. Кельмялене А.А. Способ добычи метана из угольных пластов // Тр. междунар. науч.-практ. online конф. «Интеграция науки, образования и производства – основа реализации Плана нации». Сагиновские чтения №12. – Караганда, 2020. – Ч. 2. – С. 15-18.

70 Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений. – М.: Недра, 1979. – 271 с.

71 Калинин А.Г., Ошкордин О.В., Питерский В.М. и др. Разведочное бурение. – М.: Недра, 2000. – 748 с.

72 Калинин А.Г., Никитин Б.А. Повышение газонефтеотдачи продуктивного пласта при бурении горизонтальных и разветвлено-горизонтальных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 648 с.

73 Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник. – М.: Недра, 1997. – 647 с.

74 Калинин А.Г., Левицкий А.З. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. – М.: Недра, 1988. – 373 с.

75 Акбулатов Т.О., Левинсон Л.М. Расчеты при бурении наклонно-направленных скважин: учебное пособие. – Уфа, 1994. – 66 с.

76 Роторное бурение скважин // https://fb.ru/article/357874/rotornoe-burenie-skvajin-tehnologiya-printsip-rabotyi-i-osobennosti. 2.09.2020.

77 Типы КНБК // http://www.megapetroleum.ru/tipy-knbk-primenyaemye-dlya-bureniya-razlichnyx-intervalov-naklonno. 22.09.2020.

78 Особенности режимов бурения // https://helpiks.org/6-38841.html. 11.09.2020.

79 Гусман М.Т., Балденко Д.Ф., Кочнев А.М. и др. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин. – М.: Недра, 1981. – 232 с.

80 Буровые установки // https://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/directional-drilling/downhole-drilling-motors. 25.09.2020.

81 Овчинников В.П. и др. Винтовые забойные двигатели для бурения скважин. – Тюмень: Печатник, 2009. – 203 с.

82 Справочник по бурению на воду / под ред. Д.Н. Башкатова. – М.: Недра, 1979. – 560 с.

83 Кудряшов Б.Б., Кирсанов А.И. Бурение разведочных скважин с применением воздуха. – М.: Недра, 1990. – 263 с.

84 Куликов И.В. Пневмоударное бурение разведочных скважин. – М.: Недра, 1989. – 239 с.

85 Сулакшин С.С. Бурение геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1991. –334 с.

86 Ударно вращательный способ бурения // http://www.drillings.ru/udar. 25.09.2020.

87 Виды скважин // https://scvazina.ru/sposoby-bureniya-skvazhin. 25.09.2020.

88 Строительство скважин // http://www.weatherford.rU/ru. 25.09.2020.

89 Дрижд Н.А., Мусин Р.А., Александров А.Ю., Жунис Г.М. Сравнение бурового оборудования для бурения скважин в Карагандинском угольном бассейне // Интернаука: электронный научный журнал. – 2019. – №21(103). – С. 5-8.

90 Калинин А.Г., Ганджумян Р.А., Никитин Б.А.. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: справочное пособие. – М.: Недра, 2000. – 429 с.

91 Ножкин Н.В., Сластунов С.В., Швец И.А. Перспективы и разновидности технологий заблаговременной дегазации угольных месторождений /Горный информационно-аналитический бюллетень. 1992. № 1. С. 20-21.

92 Костин Ю.С. Современные методы направленного бурения скважин. – М.: Недра, 1981. – 153 с.

93 Зинченко В.П. Направленное бурение. – М.: Недра, 1990. – 152 с.

94 Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1981. – 199 с.

95 Перспективы добычи МУП в Китае // http://www.searchanddiscovery.com/documents/2015/80452shen/ndx_shen.pdf. 02.08.2020.

96 Васильев А.Н. Проектирование наклонно направленных скважин для разведки метана в угольных пластах: дис. … канд. тех. наук: 25.00.14. – М.: РГГУ им Серго Орджоникидзе, 2013. – 112 с.

97 Дрижд Н.А., Мусин Р.А., Муллагалиев Ф.А. и др. Опыт бурения экспериментальной наклонно-горизонтальной скважины для извлечения метана угольных пластов // Горный журнал Казахстана. – 2016. – №10. – С. 12-15.

98 Дрижд Н.А., Муллагалиев Ф.А., Мусин Р.А. и др. Опыт производства пилотного проекта по извлечению метана угольных пластов // Горный журнал Казахстана. – 2016. – №6. – С. 24-26.

99 Арутюнов В.С. Глобальное потепление: миф или реальность // Российский химический журнал. – 2005. – Т. 44, №4. – С. 102-109.

100 Баймухаметов С. Проблемы проектирования и технологического обеспечения безопасной и экономически эффективной работы газоносных угольных шахт // Комплексное использование минерального сырья. – 1993. – №6. – С. 73-76.

101 Павленко М.В., Хайдина М.П. Вибровоздействие при механическом разрушении угля комбайном как фактор интенсификации метановыделения // Горная промышленность. – 2015. – №2(120). – С. 110-114.

102 Зайнденварг Е.Е., Айруни А.Т. Роль добычи угля в глобальном загрязнении биосферы метаном // Уголь. – 1993. – №1. – С. 6-10.

103 Лепесов К., Мукаев С., Лепесов С. Водородная экономика XXI века // Промышленность Казахстана. – 2012. – №3(72). – С. 26-30.

104 Арутюнов В.С. Некоторые проблемы энергетики начала XXI века // Российский химический журнал. – 2005. – Т. 44, №4. – С. 4-10.

105 Вильчицкий В.В., Сергеев И.В. Методы повышения эффективности дегазации угольных пластов // Уголь. – 1979. – №9. – С. 10-12.

106 Дрижд Н.А., Замалиев Н.М., Мусин Р.А. и др. Состояние и перспективы добычи метана на полях ликвидированных угольных шахт Карагандинского бассейна. – Караганда: Изд-во КарГТУ, 2016. – 274 с.

107 Мухамеджанов Д. Метаном надо управлять // Индустриальная Караганда. – 2011, май. – 28.

108 Дрижд Н.А., Харьковский В.С., Шарипов Н.Х. К проблеме метана угольных пластов Караганды // Инновационная роль науки в подготовке современных технических кадров: тр. междунар. науч.-практ. конф. – Караганда: Изд-во КарГТУ, 2008. – С. 42-53.

109 Кубайчук Ю. Энергия будущего зарождается сегодня // Казахстанская правда. – 2013, февраль – 16.

110 Зайденварг В.Е., Айруни А.Т., Забурдяев В.С. Новые методы дегазации разрабатываемых угольных пластов // Уголь. – 1993. – №3. – С. 20-23.

111 Гидроразрыв пласта // https://tricanwellservice.com/. 6.11.2020.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Протокол испытаний сорбционной емкости углей

ФРК.12.9-08

ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ МЕТАНОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ КАРГТУ

КарГТУ

100000,г.Караганда,
ул. Ленина 67,
2 учебный корпус

Стр 1 из 1

Протокол испытаний: 87 от 05.03.2020 г.
Регистрационный номер образцов: 206-217

Наименование и адрес заказчика: Р.А. Мусин

Продукт: Уголь

Информация об образце и испытании:

Наименование	Проба угля
Дата/время приема образца:	20.02.2020 10:00
Дата/время проведения испытаний:	05.03.2020 11:00
Наименование показателя:	Сорбционная емкость
Номер заявки на химический анализ:	16
Условия проведения испытаний:	Температура: 22^{0}С, Влажность:64%, Атмосферное давление: 720 мм. рт. ст.

№ пласта	Глубина разработки, м.	№ пробы	Регистрационный номер образца	Фактическое значение	Среднее значение	Единицы измерения
К14	340	№1	206	31,2	31,93	м^3/т
		№2	207	30,78		
		№3	208	31,82		
К13	350	№1	209	30,25	29,45	м^3/т
		№2	210	27,81		
		№3	211	30,3		
К12	630	№1	212	29,7	29,13	м^3/т
		№2	213	28,9		
		№3	214	28,8		
К10	710	№1	215	27,74	27,89	м^3/т
		№2	216	28,12		
		№3	217	27,81		

Исполнитель: (подпись) Р.А. Мусин

Руководитель лаборатории: (подпись) А.А. Кельмялене

Примечания:
1. Результаты испытаний относятся только к испытуемым образцам;
2. Этот протокол испытаний не должен переиздаваться в полном объеме без письменного разрешения лаборатории;
3. Частичная или полная перепечатка протокола без разрешения лаборатории запрещена

ФРК.12.9-08

ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ МЕТАНОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ КАРГТУ

100000,г.Караганда,
ул. Ленина 67,
2 учебный корпус

Протокол испытаний: 88 от 05.03.2020 г.
Регистрационный номер образцов: 218-237

Наименование и адрес заказчика: Р.А. Мусин

Продукт: Уголь

Информация об образце и испытании:

Наименование	Проба угля
Дата/время приема образца:	20.02.2020 10:00
Дата/время проведения испытаний:	05.03.2020 11:00
Наименование показателя:	Сорбционная емкость
Номер заявки на химический анализ:	17
Условия проведения испытаний:	Температура: 22^{0}С, Влажность:64%, Атмосферное давление: 720 мм. рт. ст.

№ пласта	Глубина разработки, м.	№ пробы	Регистрационный номер образца	Фактическое значение	Среднее значение	Единицы измерения
К14	340	№1	218	8,01	8,01	м^3/т
		№2	219	8,01		
		№3	220	8,01		
		№4	221	8,01		
		№5	222	8,01		
К13	350	№1	223	5,56	9,48	м^3/т
		№2	224	9,74		
		№3	225	11,18		
		№4	226	10,37		
		№5	227	10,55		
К12	630	№1	228	12,69	11,6	м^3/т
		№2	229	10,22		
		№3	230	11,81		
		№4	231	11,04		
		№5	232	12,27		
К10	710	№1	233	9,96	8,89	м^3/т
		№2	234	8,72		
		№3	235	7,27		
		№4	236	8,52		
		№5	237	9,95		

Исполнитель: _____ Р.А. Мусин
(подпись)

Руководитель лаборатории: _____ А.А. Кельмялене
(подпись)

Примечания:
1. Результаты испытаний относятся только к испытуемым образцам;
2. Этот протокол испытаний не должен переиздаваться в полном объеме без письменного разрешения лаборатории;
3. Частичная или полная перепечатка протокола без разрешения лаборатории запрещена

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Разработка технологических решений с оформлением объектов интеллектуальной собственности.

Өтінімнің түскен күні/Дата поступления заявки: 11.07.2016

ҚР ӘМ «ҰЗМИ» ШЖҚ РМК
Шығыс 1103 Бет 1
17 07 2018 ж. Копи 0

КарГТУ, кабинет научно-технической документации
Бульвар Мира, 56, г. Караганда, Карагандинская область, 100027

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
о выдаче патента на изобретение

(21) Заявка № 2016/0604.1
(22) Дата подачи заявки 11.07.2016

ПРИОРИТЕТ УСТАНОВЛЕН:

☐ (22) по дате подачи заявки: 11.07.2016
☐ (23) по дате поступления
☐ дополнительных материалов от к более ранней заявке №
☐ (66) по дате подачи ранее поданной заявки № от
☐ (62) по дате подачи первоначальной заявки № от
☐ по дате подачи первой заявки в государстве-участнике Парижской конвенции

(31) № приоритетной заявки (32) Дата подачи приоритетной заявки (33) Код страны приоритетной заявки

(85) Дата перевода международной заявки на национальную фазу
(86) Регистрационные данные заявки PCT

(71) Заявитель(и) Қазақстан Республикасы Білім және ғылым министрлігінің "Қарағанды мемлекеттік техникалық университеті" шаруашылық жүргізу құқығындағы республикалық мемлекеттік кәсіпорны (KZ)
Республиканское государственное предприятие на праве хозяйственного ведения "Карагандинский государственный технический университет" Министерства образования и науки Республики Казахстан (KZ)

(72) Автор (ы) Дрижд Николай Александрович (KZ); Муллагалиев Фандус Ахматгалиевич (KZ); Акбаров Ерлан Есеналиевич (KZ); Портнов Василий Сергеевич (KZ); Камаров Рымгали Кумашевич (KZ); Ахматнуров Денис Рамильевич (KZ); Мусин Равиль Альтавович (KZ); Замалиев Наиль Мансурович (KZ)

(73) Патентообладатель (и) Қазақстан Республикасы Білім және ғылым министрлігінің "Қарағанды мемлекеттік техникалық университеті" шаруашылық жүргізу құқығындағы республикалық мемлекеттік кәсіпорны (KZ)
Республиканское государственное предприятие на праве хозяйственного ведения "Карагандинский государственный технический университет" Министерства образования и науки Республики Казахстан (KZ)

(51) МПК ***E21B 43/00*** (2006.01)

(54) Название изобретения Способ добычи метана из угольных пластов
Көмір қабаттарынан метан алу тәсілі

Республиканское государственное предприятие
"Национальный институт интеллектуальной собственности"
Министерства юстиции Республики Казахстан

Электронный бюллетень 21'2018

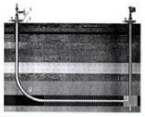
A B C E F

E 04 032861
E 05 032860
E 21 032858
032859

ИЗОБРЕТЕНИЯ
FG4A (12) Патенты

(13) B (11) 32858
(51) ***E21B 43/00*** (2006.01)
(21) 2016/0604.1
(22) 11.07.2016
(72) Дрижд Николай Александрович (KZ); Муллагалиев Фандус Ахматгалиевич (KZ); Акбаров Ерлан Есеналиевич (KZ); Портнов Василий Сергеевич (KZ); Камаров Рымгали Кумашевич (KZ); Ахматнуров Денис Рамильевич (KZ); Мусин Равиль Альтавович (KZ); Замалиев Наиль Мансурович (KZ)
(73) Республиканское государственное предприятие на праве хозяйственного ведения "Карагандинский государственный технический университет" Министерства образования и науки Республики Казахстан (KZ)
(54) **СПОСОБ ДОБЫЧИ МЕТАНА ИЗ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ**

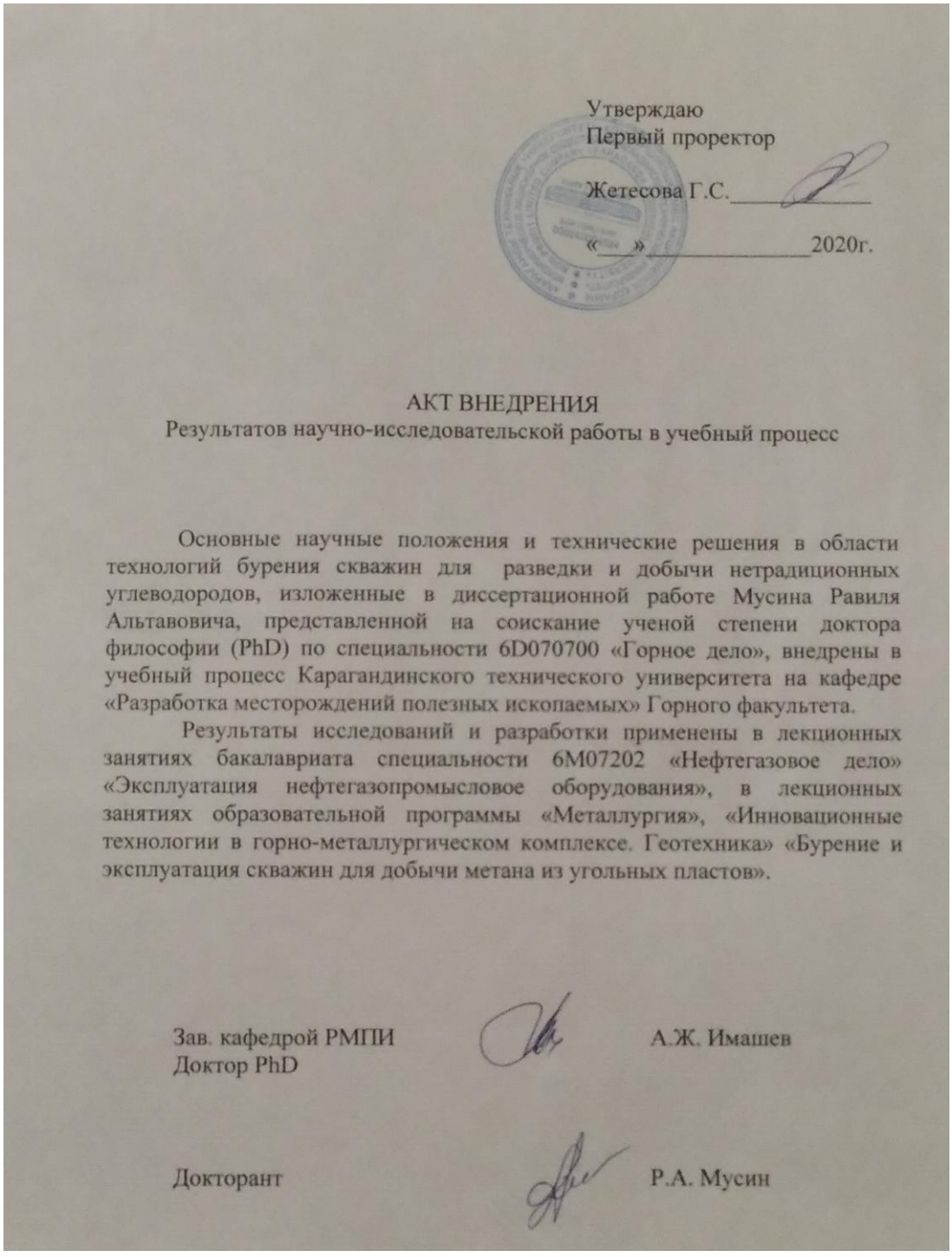
(57) Способ добычи метана из угольных пластов, включающий направленное бурение скважин с поверхности по угольному пласту, обработку пласта рабочей жидкостью в режиме гидрорасчленения, закрепление трещин расчленения песком, извлечение газа на поверхность отличающийся тем, что бурение скважины осуществляют по профилям, где верхний интервал скважины имеет вертикальный или субвертикальный профиль, а нижний, с отклонением ствола скважины от вертикали по простиранию продуктивного угольного пласта параллельно напластованию, причем на продуктивный угольный пласт, с целью интенсификации притока метана, производят воздействие методом многостадийного поинтервального гидроразрыва (длина интервала 120-130 м), а освоение скважины с откачкой рабочей жидкости гидроразрыва и газа производят через вертикальную скважину, предварительно пробуренную с поверхности на продуктивный пласт, забой которой совмещают с наклонно-направленной полостью образованной в результате расширения стенок скважины с целью увеличения площади контакта.



(c) РГП "НИИС" МЮ РК, 2018

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Акты внедрение результатов НИР



Утверждаю
Первый проректор

Жетесова Г.С._____

«___»_____2020г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ
Результатов научно-исследовательской работы в учебный процесс

Основные научные положения и технические решения в области технологий бурения скважин для разведки и добычи нетрадиционных углеводородов, изложенные в диссертационной работе Мусина Равиля Альтавовича, представленной на соискание ученой степени доктора философии (PhD) по специальности 6D070700 «Горное дело», внедрены в учебный процесс Карагандинского технического университета на кафедре «Разработка месторождений полезных ископаемых» Горного факультета.

Результаты исследований и разработки применены в лекционных занятиях бакалавриата специальности 6М07202 «Нефтегазовое дело» «Эксплуатация нефтегазопромысловое оборудования», в лекционных занятиях образовательной программы «Металлургия», «Инновационные технологии в горно-металлургическом комплексе. Геотехника» «Бурение и эксплуатация скважин для добычи метана из угольных пластов».

Зав. кафедрой РМПИ
Доктор PhD А.Ж. Имашев

Докторант Р.А. Мусин

TaldyKuduk Gas

010000, Қазақстан Республикасы, Астана қ.Күйші Дина к. 14 үй
тел/факс: +7(7172) 34-30-89
010000, Республика Казахстан, г. Астана, ул. Куйши Дина, д. 14
тел/факс: +7(7172) 34-30-89
010000, Republic of Kazakhstan, Astana city, Kuishi Dina St., 14 build
Tel/fax: +7(7172) 34-30-89

«_____»_____ 2020 ж. №26/12 «07» 09 2020 г.

Диссертационный совет
«Горное дело» по специальностям:
6D070700 «Горное дело»,
6D070600 «Геология и разведка
месторождений полезных ископаемых»
при Карагандинском
техническом университете.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

Мы, нижеподписавшиеся, комиссия в составе:
Кабирова С.В. - главный геолог ТОО «TaldyKuduk-Gas»;
Дрижд Н.А. - директор НТЦ «Метан» КарТУ, д-р, т.н., профессор;
Мусин Р.А. - докторант кафедры РМПИ КарТУ
составили настоящий акт в том, что основные положения диссертационной работы Р.А. Мусина на тему «Разработка технологических решений по бурению наклонно направленных скважин для добычи метана угольных пластов» докладывались и получили одобрения на заседании научно-технического совета ТОО «TaldyKuduk-Gas». Проведенные научные исследования можно характеризовать как научно обоснованные разработки, которые имеют практическую ценность и рекомендуются к внедрению и использованию при проведении научно-исследовательских и опытно промышленных работ по разведке и добыче метана угольных пластов на Талдыкудукском участке Карагандинского угольного бассейна.

Настоящим письмом подтверждаем о положительных итогах внедрения научно-практических результатов диссертации, которые планируются к использованию в будущих проектах по добычи метана угольных пластов, реализуемых ТОО «TaldyKuduk-Gas».

Данный акт внедрения не является основанием для предъявления каких-либо финансовых претензий, а так же требований связанных с авторскими правами.

Директор
ТОО «TaldyKuduk-Gas» Ф.А. Муллагалиев