

*Посвящается 85 – летию
РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина*



Автор выражает признательность
и благодарность ПАО «Газпром» за поддержку
и участие в издании настоящего учебного пособия
для студентов ВУЗов нефтегазового профиля

M.P. Khaydina

**NON-CONVENTIONAL
HYDROCARBON RESOURCES.
CBM Fields**

A Textbook



**ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
2015**

М. П. Хайдина

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ
УГЛЕВОДОРОДНЫЕ РЕСУРСЫ.
Метаноугольные месторождения**

Учебное пособие

*Учебное пособие рекомендовано к изданию
учебно-методической комиссией факультета
разработки нефтяных и газовых месторождений*



**ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина
2015**

УДК 553.982
ББК 74.58
Х12

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор НИТУ МИСиС *К.С. Коликов*;
доктор технических наук, профессор кафедры МиУ ТюмГНГУ
М.Л. Карнаухов

Хайдина М.П.

Х12 Нетрадиционные углеводородные ресурсы. Метано-
угольные месторождения: Учеб. пособие. – М.: Рос-
сийский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина, 2015. – 101 с.: ил.
ISBN 978-5-91961-207-0

Освещена лишь часть тем учебного плана дисциплины «Нетра-
диционные источники природных газообразных углеводородов»
вариативной части цикла профессиональных дисциплин для про-
грамм подготовки «Технологии освоения морских нефтегазовых
месторождений». Нетрадиционными месторождениями природного
газа называются такие, в которых более 5 % газа находится в не-
свободном состоянии.

Для магистрантов, обучающихся по программе «Технологии
освоения морских нефтегазовых месторождений».

УДК 553.982
ББК 74.58

Данное издание является собственностью РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина и его репродуцирование (воспроизведение)
любыми способами без согласия университета запрещается.

ISBN 978-5-91961-207-0

© Хайдина М.П., 2015
© Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015
© Голубев В.С., оформление серии, 2007



СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1. ГЕОГРАФИЯ И ГЕОЛОГИЯ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	7
2. ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	26
3. ОСОБЕННОСТИ ТЕЧЕНИЯ ФЛЮИДОВ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОЙ УГОЛЬНОЙ ПОРОДЕ ПРИ УСЛОВИИ СОРБЦИИ ГАЗА	35
4. СКВАЖИННЫЕ МЕТОДЫ ДОВЫЧИ И ДЕГАЗАЦИИ МЕТАНА НА МЕТАНОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ...	41
5. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ГАЗООТДАЧИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ.....	79
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	97
ОБ АВТОРЕ	100

● ВВЕДЕНИЕ

В метаноугольных месторождениях в сорбированном состоянии находится более 90 % газа. Технологии разработки метаноугольных отложений (МУО) отличаются от того, как разрабатываются традиционные газовые месторождения.

В мире, в США, Австралии и других странах уже накоплен 40-летний опыт разработки метаноугольных месторождений.

Официально разработка первого метаноугольного месторождения в России началась в Кузбасском бассейне в феврале 2010 г., где были пробурены первые семь скважин.

С появлением нового типа разрабатываемых месторождений природных углеводородов, входят новые понятия для газодобывающей отрасли [1].

Метаноугольная залежь – естественное скопление в угольном пласте или группе сближенных пластов свободного и сорбированного метана на площади, ограниченной по структурным, горно-геологическим или технико-экономическим признакам, по количеству и условиям залегания, пригодное для промышленной добычи.

Метаноугольное месторождение – локальная, пространственно ограниченная по структуре, горно-геологическим, географическим или технико-экономическим признакам часть метаноугольного бассейна, содержащая одну или несколько метаноугольных залежей, пригодных для промышленной добычи и расположенных в разрезе одна над другой, проекция контуров которых на земную поверхность полностью или частично находится внутри контура большей по площади залежи.

Метаноугольный бассейн – значительная по размерам (несколько десятков или сотен тысяч квадратных километров) площадь непрерывного или островного распространения одних и тех же угленосных формаций, содержащих метаноугольные залежи (метаносные угольные пласты), которые могут быть объектами промышленной добычи метана.

Метаноугольная площадь – значительная по размерам, порядка нескольких десятков или сотен квадратных километров, слабо изученная часть метаноугольного бассейна.

1

ГЕОГРАФИЯ И ГЕОЛОГИЯ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

География залегания угольных отложений весьма обширна. На рис. 1.1 схематично показаны места, где на сегодня ведется разработка метаноугольных месторождений. Как полезное ископаемое уголь добывается на протяжении нескольких столетий. Методы разведки и оценки качества залежей, необходимые для угледобывающей отрасли, отличаются от методов для газовой отрасли по цели. Многие из характеристик, которые интересуют в первую очередь при разработке газообразных углеводородов, не столь актуальны при извлечении непосредственно твердого ископаемого. В частности вопросы флюидодинамики, фильтрационно-емкостные свойства угольных пластов исследуются для тех пластов, в которых планируются работы по заблаговременной дегазации для разработки угольных залежей шахтными методами, и при комплексном освоении метаноугольных месторождений, когда метан, содержащийся в угольных отложениях, рассматривается как самостоятельное полезное ископаемое. Поэтому с началом истории новой ветви газовой отрасли, добычи метана угольных отложений, были созданы и развиты методы исследования метаноугольных отложений, позволяющие оценить потенциал добычи метана скважинными методами с дневной поверхности [2, 3].

В Российской Федерации в 2012 г. введено в эксплуатацию первое метаноугольное месторождение, как газовое в Кузбассе на Талдинской площади. В настоящее время там же ведется подготовка к вводу второй площади, Осташко-Нарышкинской. Перспективными для добычи МУО считаются Воркутинские отложения.

Стандартный, единообразный процесс образования угля начинается в болоте. В такой водонасыщенной среде



Рис. 1.1. География мест, где ведутся работы по добыче метана угольных отложений

погибшие мхи, листья, сучки и другие части деревьев не разлагаются полностью. Напротив, эта растительная масса превращается в слой торфа. В различные периоды времени болото может покрываться песком или илом, когда происходит разлив рек или поднимается уровень океана. Под тяжестью этих осадков торф может утрачивать часть воды и газов, в конечном счете превращаясь в мягкий бурый уголь, называемый лигнитом. При увеличении давления или температуры в больших количествах изгоняются вода и газы, образуя распространенную битумную семью углей. Наконец, высокие температуры и давление могут превратить битумный уголь в твердый черный уголь под названием антрацит. Степень метаморфизма угля характеризуется повышением содержания углерода.

Первые результаты эффективной добычи МУО были получены почти 30 лет назад в США, где на сегодняшний день идет интенсивная добыча во многих штатах (рис. 1.2).

В соответствии с рис. 1.3 диаграмма Ван-Кревелена показывает основные группы органической материи, изображенные как соотношение водорода/углерода против соотношения кислорода/углерода. Витринит – это основной компонент большинства обычных углей, происходящих от лигнина – стойкого вещества, придающего прочность деревьям. Повышение температуры и давления изменяет физические и химические свойства лигнина. В результате получается уголь различных видов. Повышение категории угля от лигнита до антрацита представляет собой увеличение содержания углерода в соотношении с водородом и кислородом.

Угли классифицируются по маркам (табл. 1.1) с целью их рационального промышленного использования. Угли подразделяются на марки и технологические группы по параметрам, характеризующим поведение углей в процессе термического воздействия на них [4]. Российская классификация отличается от западной.

Кроме указанных марок (см. табл. 1.1), в некоторых бассейнах выделяются промежуточные марки: газовые жирные (ГЖ); коксовые жирные (КЖ); коксовые вторые (К2); слабоспекающиеся (СС).

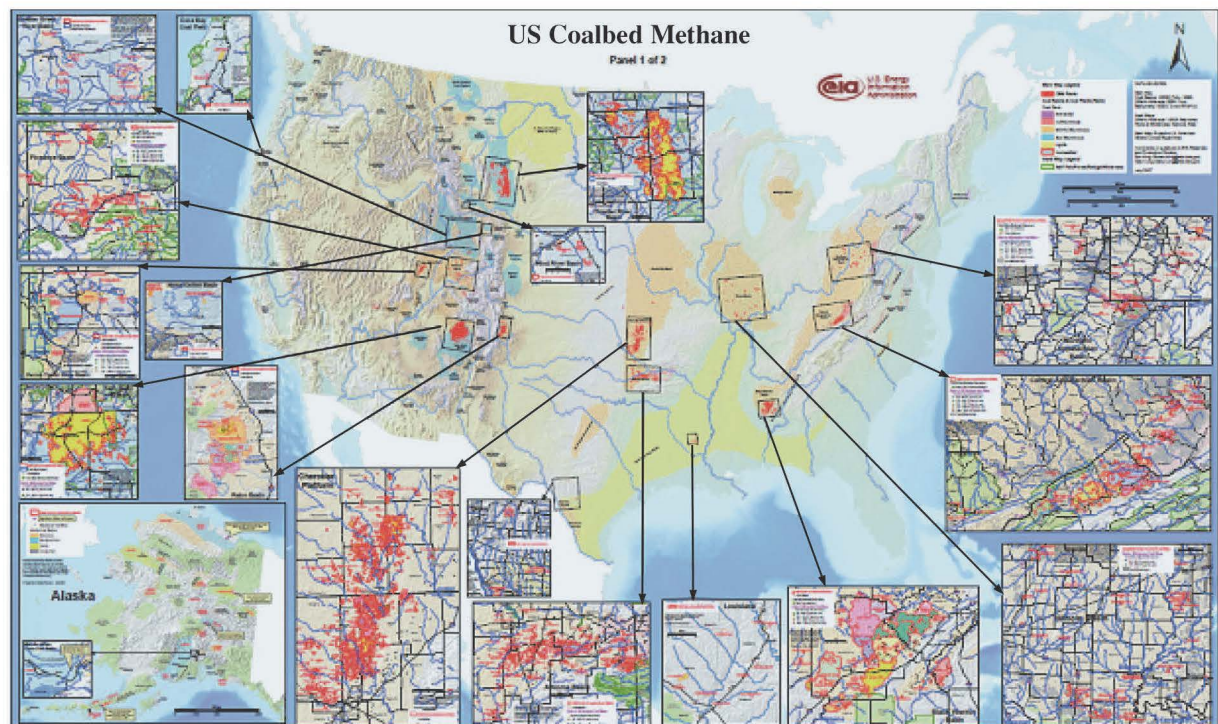


Рис. 1.2. Карта штатов США, где ведется добыча МУО, сайт Министерства энергетики США, 2012 г.

**СХЕМА ЭВОЛЮЦИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА (ОВ)
НА ДИАГРАММЕ ВАН-КРЕВЕЛЕНА**

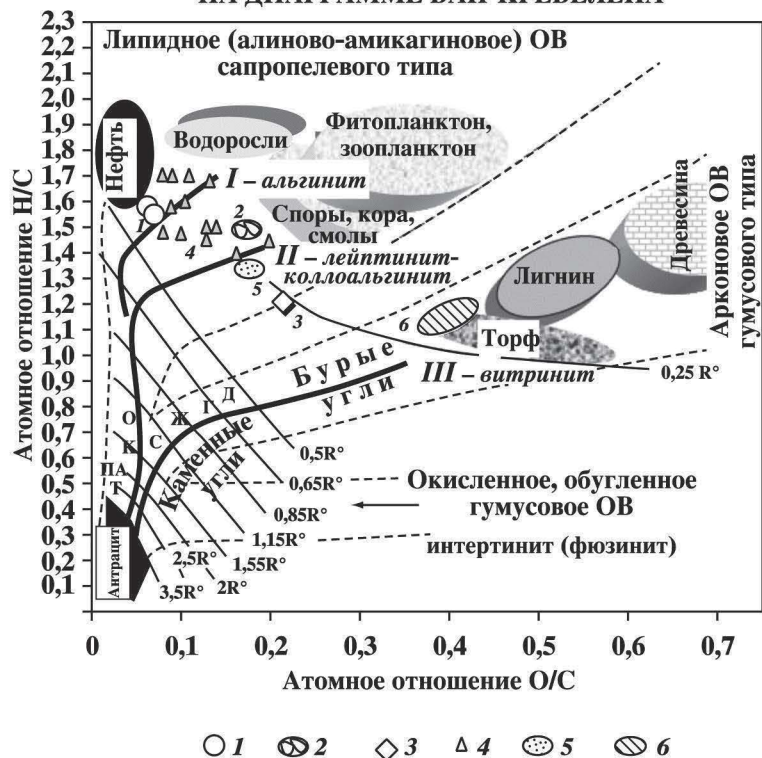


Рис. 1.3. Классификация каустобиолитов по элементарному составу:
 1 – сапропелиты: угли класса богхеда, сложенные водорослями, фито- и зоопланктоном, основным микрокомпонентом ископаемого сапропелитового ОВ является альгинит; 2 – липтобиолиты: класс гумусовых углей, сложенных лейптинитовыми микрокомпонентами ископаемого ОВ. Группа лейптинита включает: споринит (остатки спор), кутинит (остатки покровных тканей листьев и стеблей), суберинит (остатки коровых тканей), резинит (остатки смолы). В зарубежной литературе (Дж. Хант, 1982) группа лейптинита называется также экзинитом и включает наряду с липтобиолитами микрокомпоненты сапропелитовых углей группы альгинита; 3 – гумито-сапропелиты: угли класса кеннелей, в которых наряду с водорослями присутствуют компоненты высшей растительности группы лейптинита, представленной преимущественно микроспорами, и витринита; 4 – горючие сланцы, сложенные сапропелевым ОВ; 5 – рассеянное органическое вещество (кероген) сапропелевого типа в нефтематеринских отложениях. Основным микрокомпонентом является колоальгинит; 6 – рассеянное органическое вещество (кероген) гумусового типа в газоматеринских отложениях. Диагностируемый форменный микрокомпонент – витринит; 0,5R° – изолинии и значения отражательной способности витринита в масле, %; I-III – кривые основных типов ОВ (керогена) с диаграммы Ван-Кревелена; Д-Т – индексы стадий углефикации каменных углей

Таблица 1.1

Российская классификация марок угля

Марки угля	Буквенное обозначение марок	Выход летучих веществ V^T , %	Содержание углерода C^T , %	Теплота сгорания Q_6^T , ккал/кг	Отражательная способность в масляной иммерсии, %
Бурые	Б	41 и более	76 и менее	6900–7500	0,30–0,49
Длиннопламенные	Д	39 и более	76	7500–8000	0,50–0,64
Газовые	Г	36	83	7900–8600	0,6–0,84
Жирные	Ж	30	86	8300–8700	0,85–1,14
Коксовые	К	20	88	8400–8700	1,15–1,74
Отощенно-спекающиеся	ОС	15	89	8450–8780	1,7–2,04
Тощие	Т	12	90	7300–8750	2,0–2,49
Антрациты	А	Менее 8	91 и более	8100–8750	2,50–6,00

ГЕОЛОГИЯ КУЗНЕЦКОГО УГОЛЬНОГО БАСЕЙНА

Кузнецкий угольный бассейн находится на юге Западной Сибири, в основном на территории Кемеровской области [5, 6]. Небольшая северо-западная часть его расположена в Новосибирской области и еще меньшая на юго-западе – в Алтайском крае. Площадь бассейна около 26700 км², длина 335 км и ширина 110 км. Бассейн расположен на западной окраине Алтае-Саянской горной области, в неглубокой котловине между Кузнецким Алатау, Горной Шорией и Салаирским кряжем (рис. 1.4). Рельеф Кузнецкой котловины имеет незначительное, но непрерывное понижение к ее центральной части, где отметки уреза воды р. Томь составляют 112 м (район г. Кемерово) и 193 м (г. Новокузнецк). В центральной части котловины



Рис. 1.4. Талдинская и Нарыкская площади Ерунаковского района Кузбасса

расположены возвышенности (высоты до 530–723 м) широтного и северо-западного простирания: Караканские горы, Тарадановский увал, Салтымаковский хребет. Эти возвышенности являются водоразделами между притоками двух крупнейших рек Кузбасса Ини и Томи (правые притоки р. Обь).

По геолого-экономическим особенностям Кузбасс делят на 25 районов, которые в разной степени освоены. Наибо-

лее разведаны районы: Прокопьевско-Киселевский, Байдаевский, Осиновский, Томь-Усинский, Мрасский, Анжерский и Кемеровский.

В последние годы проведено интенсивное геологическое изучение Ерунаковского района, перспективного для угледобывающей и газодобывающей промышленности. Проведены геологоразведочные работы. На площадях, перспективных для промысловой добычи метана из угольных пластов, пробурены и исследованы шесть пилотных геолого-промысловых скважин глубиной до 1100–1400 м.

СТРАТИГРАФИЯ КУЗНЕЦКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО БАСЕЙНА

Кузнецкий каменноугольный бассейн – один из крупнейших угледобывающих регионов России и мира, где на сравнительно небольшой территории сконцентрированы огромные ресурсы и запасы углей, пригодных для использования в энергетике, металлургии (коксование), химической промышленности, а также для получения жидкого топлива. В целом разведанные запасы углей в Кемеровской области составляют около 91 млрд т (около 46 % от общероссийских), коксующихся углей – около 29 млрд т (около 73 % от общероссийских).

Мощность угленосных отложений в Кузнецком бассейне изменяется от 3700 до 6500 м, среди которых насчитывается свыше 350 пластов и пропластков углей.

ТЕКТОНИКА КУЗНЕЦКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО БАСЕЙНА

Кузнецкий краевой прогиб – крупный тектонический элемент Алтае-Саянской складчатой области – располагается на сопряжении каледонид Кузнецкого Алатау и Горной Шории с преимущественно герцинскими структурами Салаира и Колывань-Томской складчатой дуги. Структура бассейна сформирована в основном движениями фундамента и окружающих складчатых сооружений в течение

нескольких геологических периодов – с девона до юры включительно. Многоэтапность геологического развития и переходное тектоническое положение бассейна в сопряжении регионов с различной степенью мобильности предопределили неоднородность его тектонической структуры с усложнением от молодых комплексов к более древним, от средней части к периферии бассейна и по направлению с востока на запад – от каледонских обрамляющих структур к герцинским.

Северо-восточные и юго-восточные районы, примыкающие к Кузнецкому Алатау и Горной Шории, располагающиеся на жестком каледонском основании, характеризуются субплатформенным тектоническим режимом. Это определило сокращенную мощность отложений, относительно низкую степень метаморфизма углей и сравнительно спокойные условия залегания угленосных толщ. Юго-западная и северо-западная окраины бассейна, примыкающие к Салаиру и Колывань-Томской складчатой дуге, формировались в условиях режима, близкого к геосинклинальному. Они отличаются значительными мощностями отложений, высокой степенью метаморфизма углей и интенсивной дислоцированностью верхнепалеозойских угленосных толщ. Во внутренних частях бассейна распространены различного рода переходные структуры.

По тектоноструктурным и формационным признакам, с учетом представлений об этапности геологического развития, стратифицированные образования Кузнецкого бассейна подразделяются на семь структурно-вещественных комплексов: докембрийско-нижнепалеозойский, среднепалеозойский, верхнепалеозойский, нижнемезозойский, среднемезозойский, верхнемезозойско-нижнекайнозойский, верхнекайнозойский.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ТАЛДИНСКОЙ ПЛОЩАДИ КУЗБАССА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСОВ МЕТАНА В УГОЛЬНЫХ ПЛАСТАХ

Талдинская площадь расположена в центральной части Ерунаковского района Кузбасса в пределах одноименной брахисинклинали (см. рис. 1.4). Талдинская брахисин-

клиналь представляет собой почти изометричную структуру площадью 31 км², западное крыло которой срезано нарушением взбросового типа. Углы падения в крыльях складки составляют обычно 10–15°.

Талдинское месторождение слагают породы пермских отложений, представленные песчаниками, разнотермистыми алевролитами, аргиллитами, взаимопереходными разностями, углистыми алевролитами. Мощность слоев колеблется от нескольких сантиметров до нескольких десятков метров. Преобладает кремнисто-глинисто-карбонатный цемент.

Породы пермских отложений в верхней части разреза затронуты выветриванием. Мощность зоны выветривания составляет 50 м. Породы зоны выветривания отличаются бурым и желтовато-бурым оттенком, обусловленным гидроокислами железа, разбиты сетью секущих и послойных трещин. В верхней части зоны коренные породы по прочностным свойствам приближаются к рыхлым отложениям.

Угленосные отложения в пределах Талдинской брахисинклинали представлены почти полным разрезом кольчугинской серии. Исключение составляет тайлуганская свита, верхняя часть которой (до 91 пласта) размыта. Суммарная мощность отложений кольчугинской серии в пределах Талдинской площади около 2000 м, а суммарная мощность угольных пластов марок от Д–ДГ до ГЖ–Ж 140–150 м. Угли малозольные, их зольность* редко превышает 12–15 %.

*Зольность (a. ash content; н. Aschegehalt, Aschehaltigkeit; ф. teneur en cendres; и. contenido de cenizas) – отношение массы негорючего остатка (зола), полученной после выжигания горючей части топлива, к массе исходного топлива. Обозначается символом А (латинской) и выражается в процентах. Для практических целей значение зольности, определенное по аналитической пробе (Аа), обычно пересчитывается на сухое Ad или рабочее Ag состояние топлива. Для всех типов твердых топлив зольность – один из основных нормируемых показателей характеристики и оценки их качества, используемый при разработке технических условий, потребительских стандартов, кондиций и при подсчете запасов. Повышение зольности снижает тепловой эффект сжигания топлив, удорожает (как балласт) стоимость их транспортировки, отрицательно отражается на технологии процессов переработки и качестве получаемых продуктов (кокса, полукокса и др.) [21].

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА УГЛЕЙ И ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД

Удельное сопротивление ρ_{Π} песчаников, алевролитов (песчанистых сланцев), аргиллитов (глинистых сланцев) возрастает с увеличением степени метаморфизма. Удельное сопротивление углей возрастает от 10–200 Ом·м (слабометаморфизированные бурые угли) до 100–15 000 Ом·м (каменные угли марок Д, Г, Ж, К). Величина ρ_{Π} углей марок ОС и Т составляет 10–100 Ом·м. Резко уменьшается удельное сопротивление углей (от 10 до 0,01 Ом·м) при переходе от марки Т к полуантрацитам и антрацитам. Существенно влияет на удельное сопротивление углей одной и той же марки их зольность. С ростом зольности величина ρ_{Π} антрацитов возрастает, а ρ_{Π} каменных и бурых углей уменьшается.

Угли, как и вмещающие породы, способны создавать естественные электрические поля в скважинах. Наибольшими потенциалами самопроизвольной поляризации (СП) характеризуются антрациты, которые на диаграммах СП отмечаются положительными аномалиями до 400–600 мВ [7, 8].

Полуантрациты и тощие угли также выделяются положительными аномалиями СП, но меньшей амплитуды, не превышающей 80–100 мВ. Образование потенциалов собственной поляризации в антрацитах, полуантрацитах и некоторых тощих углях связано с окислительно-восстановительными процессами.

Каменные и бурые угли на диаграммах СП отмечаются как положительными, так и отрицательными аномалиями с амплитудой до 50 мВ. В образовании аномалии СП против бурых и каменных углей наряду с окислительно-восстановительными процессами значительную роль играет диффузия солей.

Угли по сравнению с вмещающими породами обладают повышенной вызванной электрохимической активностью, поэтому на диаграммах метода вызванной поляризации (ВП) угольные пласты в большинстве случаев выделяются четкими аномалиями.

Наблюдается связь поляризуемости углей со степенью их метаморфизма. Так, наибольшими значениями вызван-

ных потенциалов характеризуются антрациты, наименьшими – бурые угли.

Естественная радиоактивность углей всех марок несколько ниже радиоактивности вмещающих пород, поэтому на диаграммах гамма-метода (ГМ) угольные пласты обычно отмечаются минимумами. Исключение составляют угольные пласты, обогащенные в кровле или почве радиоактивными элементами.

Плотность углей на $0,4-1,0 \text{ г/см}^3$ ниже плотности вмещающих пород, при этом $\rho_{\text{п}}$ как углей, так и вмещающих пород растет с увеличением степени метаморфизма (табл. 1.2). Различие в плотности углей и вмещающих пород обусловило использование гамма-гамма плотностного метода (ГГМ-П) в разрезах угольных скважин пластов угля любой марки.

Пласты угля обладают сравнительно малым эффективным атомным номером $Z_{\text{эф}}$ (для углерода $Z_{\text{эф}} = 6$), в то время как для вмещающих пород (глинистые сланцы, песчаники, известняки и др.) $Z_{\text{эф}} = 13-15$. Это позволяет широко использовать селективный гамма-гамма метод (ГГМ-С) для выделения и изучения пластов угля.

Таблица 1.2

Пределы изменения удельного сопротивления ρ , естественного радиоактивного излучения I_{γ} и плотности δ углей и вмещающих пород

Порода	ρ , Ом·м	I_{γ} , фА/кг	δ , г/см ³
Глина	1–20	290–1800	1,9–2,2
Сланец глинистый, аргиллит	5–400	360–2200	2–2,7
Сланец песчанистый	10–800	220–1500	2,1–2,7
Песок	1–20	70–1100	1,8–2,2
Песчаник	20–1000	70–1100	2,0–2,5
Известняк	20–800	35–870	2,3–2,5
Уголь бурый	10–200	220–720	1,10–1,2
Уголь каменный	100–5000	290–1100	1,2–1,4
Угли марок Т и ПА	10–100	360–1350	1,4–1,6
Антрацит	0,01–10	430–1500	1,6–1,8

РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН. ВЫДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВ УГЛЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИХ ТОЛЩИНЫ И СТРОЕНИЯ

Геофизические исследования угольных скважин обычно выполняют в два этапа. Вначале регистрируют по всему стволу скважины диаграммы в масштабе глубин 1:200 с целью литологического расчленения разреза, выделения пластов угля, зон ослабленных (нарушенных) пород. На основании корреляции разрезов скважин, составленных по данным этих исследований, устанавливают синонимику* угольных пластов, определяют местоположение, характер и амплитуду разрывных нарушений, пересеченных скважиной [3].

Мощность, строение и зольность угольных пластов определяют по диаграммам, зарегистрированным в детальном масштабе глубин. Для исследования пластов мощностью 0,30–1,30 м применяют масштаб глубин 1:20, так как их мощность необходимо найти с точностью не менее $\pm 0,05$ м. Пласты мощностью 1,30–3,5 м исследуют в масштабе глубин 1:50, мощные пласты простого строения – в масштабе 1:200.

В табл. 1.3 приведены характеристики геолого-геофизических исследований (ГГИ) на метанугольных месторождениях.

Результаты измерений геофизическими методами зависят одновременно от многих факторов: физических свойств изучаемого пласта, вмещающих пород, бурового раствора, диаметра скважины, мощности пласта, угла встречи пласта со скважиной, параметров измерительных устройств.

Для угольных районов и даже месторождений многие из этих факторов являются особенными по своему влиянию на геофизические параметры. Поэтому наряду с общими методами интерпретации возникли частные, применяемые в отдельных бассейнах (Кузнецкий, Печерский, Донецкий).

*Синонимика пластов угля – единая индексация пластов угля басс., устанавливаемая на основе корреляции пластов угля различными методами.

Таблица 1.3

Характеристики ГГИ на метаноугольных месторождениях

Ком- плекс	Углеразведочные	Метаноугольные	Геолого- промысловые характеристики
Основ- ные	Гамма-каротаж (ГК)	Гамма-каротаж (ГК)	Местоположение и толщина угольного пласта
	Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П)	Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П)	Тип, зольность и плотность угля
	Метод кажущихся сопротивлений (КС) (потенциал-зонд)	Боковой каротаж (БК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), метод кажущихся сопротивлений (КС), резистивиметрия	Флюидонасыщение, оценка пористости и проницаемости
	В дополнительном комплексе	Акустический каротаж (АК)	Физико-механические свойства (ФМС), оценка пористости, проницаемости и трещиноватости
	Кавернометрия (ДС)	Кавернометрия (ДС)	Диаметр скважины, состояние ствола скважины
	В дополнительном комплексе	Инклинометрия (инкл.)	Азимут, зенитный угол скважины
	Не применялся	Акустический каротаж для оценки качества цементирования (АКЦ)	Качественная оценка, выявление зон отсутствия цементного камня
	Не применялся	Термометрия	Температура
Дополнительные	ГГК-С, АК, инклинометрия	Микроэлектрический наклономер	Угол, азимут наклона пластов и трещин, свойства кливажа
		Спектрометрические модификации ГМ и НГМ	Тип углей, вещественный состав, зольность
		С/О-каротаж	Определение содержания витринита и фюзинита

Для выделения в разрезах скважин угольных пластов всех групп применяется комплекс исследований, включающий методы КС, СП, ГМ, ГГМ-П и кавернометрию (КВ).

Бурые угли имеют геофизическую характеристику, близкую к характеристике вмещающих пород, поэтому на диаграммах методы КС, СП, ГМ часто не выделяются, т.е. не отличаются от вмещающих пород. На диаграммах гамма-гамма плотностных исследований (ГГМ-П) бурые угли отмечаются четкими максимумами. Однако в связи с тем, что аналогичными аномалиями характеризуются также каверны в глинистых пластах, для выделения пластов бурого угля необходимо проводить комплексную интерпретацию диаграмм всех методов. Помимо перечисленных методов на месторождениях бурых углей дополнительно регистрируют диаграммы селективный гамма-гамма метод, на кавернограмме пласты бурого угля отмечаются номинальным диаметром. Пример комплексной интерпретации геофизических методов при выделении бурых углей приведен на рис. 1.5. Угольный пласт толщиной 1,2 м залегает в интервале 89,4–90,6 м. По диаграммам всех методов четко отмечается верхняя граница пласта. Под углем залегает пласт песка, который по своим электрическим свойствам и естественной радиоактивности почти не отличается от вышележащего пласта угля, поэтому нижняя граница пласта определена по диаграммам ГГМ-П и ГГМ-С.

Каменные угли так же, как и бурые, имеют геофизическую характеристику, близкую к некоторым разновидностям вмещающих пород (песчаникам, известнякам), поэтому на диаграммах методов КС, ПС, ГМ часто от них не отличаются. Пласты каменного угля марок ДГ, ЖК и ОС отмечаются высокими значениями ρ_k , высокими показаниями ГГК-П и пониженными ГМ. В пластах угля марок К, Ж, ОС часто образуются каверны, причем со временем каверны увеличиваются. При интерпретации особое затруднение вызывает выделение пластов угля, залегающих непосредственно под известняками или песчаниками, а также при наличии каверн в угольных пластах и вмещающих породах. На рис. 1.6 приведен пример комплексной интерпретации геофизических методов при выделении пластов каменного угля.

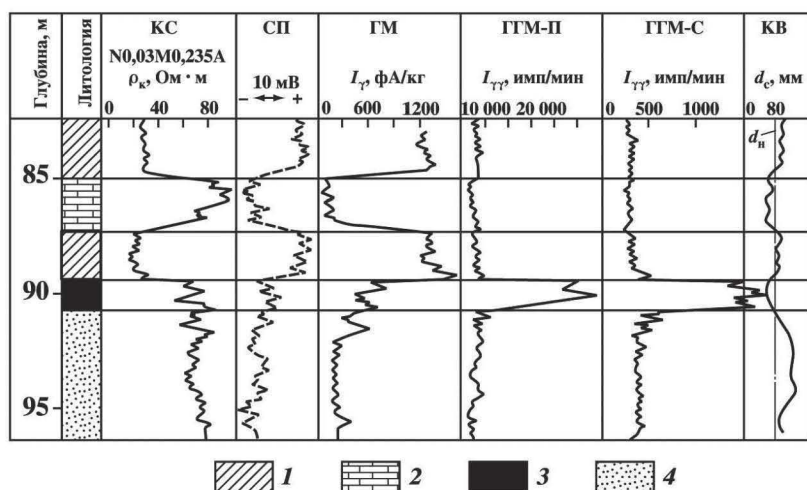


Рис. 1.5. Комплексная интерпретация геофизических исследований на месторождении бурого угля:

1 – глина; 2 – известняк; 3 – уголь; 4 – песчаник

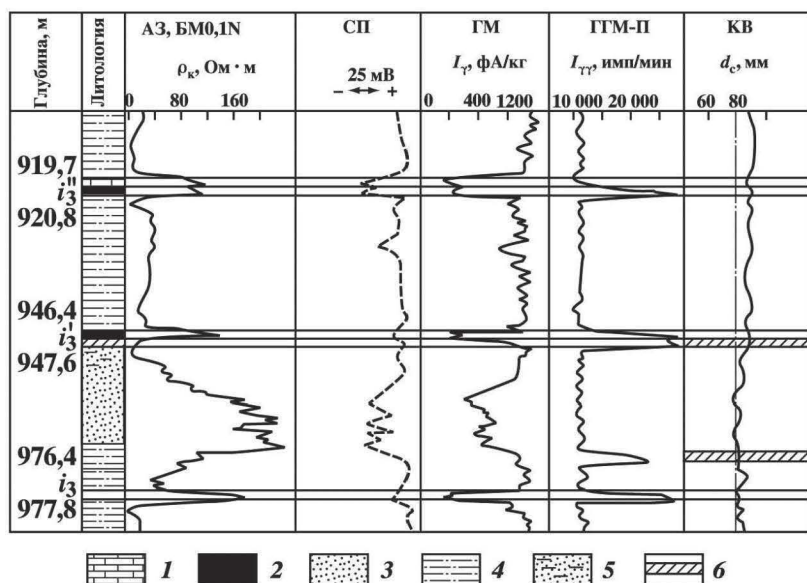


Рис. 1.6. Комплексная интерпретация геофизических исследований на месторождении каменного угля (марка К):

1 – известняк; 2 – уголь; 3 – песчаник; 4 – глинистый сланец; 5 – песчанистый сланец; 6 – каверна

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА УГЛЕЙ

При изучении качества углей по керновым пробам определяют их зольность (Ad), влажность, сернистость, петрофизический и химический состав, выход летучих веществ. Методика определения по геофизическим данным других параметров находится в стадии разработки. В углях зольность колеблется от 2 до 8 %. Природная зольность угля может достигать значительной величины с постепенным переходом углей в углистые породы. Разграничение углей и углистых пород проводят условно с учетом практических соображений. В зависимости от качества углей (а также экономической целесообразности разработки конкретных месторождений) к углям относят пласты, содержащие менее 30–55 % золы. Для оценки зольности углей по данным геофизических исследований используют методы сопротивлений (KC , $CЭЗ$), естественной радиоактивностью ($ГМ$), селективный гамма-гамма метод ($ГГМ-С$), методы рассеянного гамма-излучения ($ГГМ-П$) и потенциалов вызванной поляризации ($ВП$) [3].

Зольность и другие характеристики качества углей определяются с помощью корреляционных зависимостей между показателями качества углей и геофизическими параметрами (плотность, удельное электрическое сопротивление или удельная электропроводность, естественная гамма-активность, эффективный атомный номер).

Корреляционные зависимости между зольностью (и другими характеристиками качества углей) и геофизическими параметрами устанавливаются путем статистической обработки данных геофизических исследований скважин ($ГИС$) по пересечениям угольных пластов при полном выходе (100 %) и хорошей сохранности угольного керна и при условии соответствия мощности и строения пласта по керну и каротажу. Могут быть также привлечены данные анализа грунтоносных проб при отборе их по всей мощности пласта с шагом 10 см по пластам простого строения и 5 см по пластам сложного строения и соответствии мощности и строения пласта по грунтоносным пробам и данным $ГИС$.

Эти корреляционные зависимости строятся для каждого месторождения шахтного поля и, в отдельных случаях, для конкретных пластов.

На рис. 1.7 приведены характеры связи отдельных геофизических параметров и зольности пластов угля, предложенных В.В. Гречухиным [2].

К основным физико-механическим свойствам вмещающих пород, определяющим горно-геологические условия эксплуатации угольных месторождений, относятся: пористость k_p , минералогическая β_m и объемная $\beta_{об}$ плотности, предел прочности на одноосное сжатие $\beta_{сж}$ и одноосное растяжение $\beta_{рас}$ и др.

Критерии перспективности угольных пластов для добычи метана представлены в табл. 1.4.

При шахтном способе добычи угля особо важную роль имеет достоверный прогноз определения устойчивости пород, залегающих в кровле угольных пластов.

В последнее время для прогнозирования поведения кровли и почвы угольных пластов в горных выработках, помимо данных, полученных при изучении керна (испытания его образцов в лабораторных условиях), стали привлекаться данные ГИС.

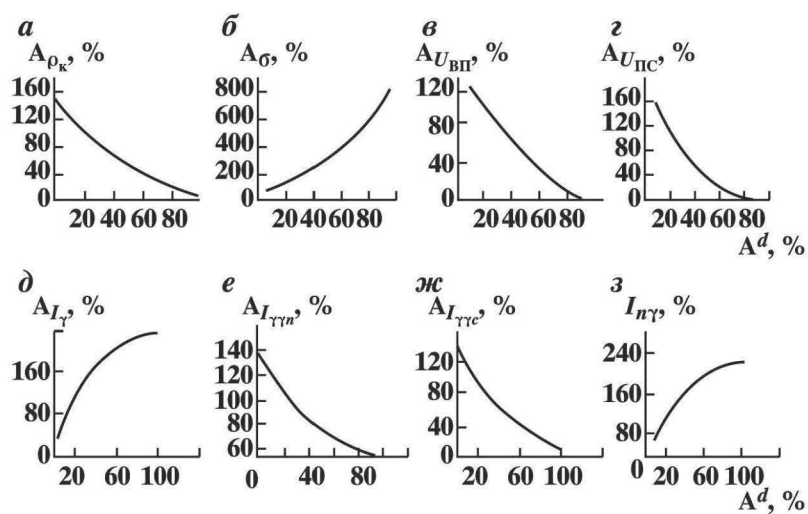


Рис. 1.7. Палетки для определения зольности угольных пластов ($A_{ср.пл} = 20 \%$) [2]

Таблица 1.4

**Критерии перспективности угольных пластов
для добычи метана**

Критерий оценки перспективности	Характеристика критерия перспективности
1. Газоносность угольных пластов	Более 10 м ³ /т, при обязательном росте с глубиной
2. Проницаемость	Более 1 мД
3. Концентрация (плотность ресурсов) метана	Более 150–200 млн м ³ /км ² для продуктивных групп угольных пластов
4. Угленосность продуктивных интервалов	Не менее 8–10 м суммарной толщины угольных пластов
5. Индивидуальные толщины угольных пластов продуктивных групп	Более 1 м
6. Зольность углей	Менее 25–30 %
7. Петрографический состав углей	Витринитовый
8. Степень метаморфизма углей	Группы Г (газовые), Ж (жирные), К (коксовые), ОС (отощено-спекающиеся) и Т (тощие)
9. Трещиноватость углей	Эндогенной трещиноватостью характеризуются угли средних стадий метаморфизма
10. Тектоника месторождений, участков, площадей	Предпочтительны простые пологие складки с углами падения до 30–40°

При прогнозировании устойчивости и обрушаемости кровель угольных пластов строят литолого-прочностные карты кровли, предварительно построив нормальные литолого-прочностные разрезы, охватывающие интервал десятикратной мощности угольного пласта в его кровле, но не более 25 м (активная кровля). Для построения этих разрезов используются определенные по данным ГИС литология и физико-механические свойства пород.

2

ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Особенности добычи метана из угольных пластов обуславливаются высокой неоднородностью отложений: сложной геологией и напряженным состоянием угольных пород, но основное отличие состоит в том, что газ находится в адсорбированном, т.е. не свободном, не газообразном, состоянии.

В соответствии с рис. 2.1 часть метана в угольных пластах так же, как в традиционных месторождениях газа, хранится в виде свободного газа, но основная доля (до 90 %) находится в сорбированном состоянии. Чтобы привести газ в свободное состояние, до начала добычи газа проводят откачку воды из пласта (осушку пласта). Таким образом уменьшается давление в пласте, и под действием возникшего градиента давлений газ освобождается (процесс десорбции) и происходит приток метана к скважине.

Эффективность разработки метаноугольных месторождений зависит от следующих характеристик угольного пласта [9]:

- содержание газа в пласте;
- плотность угольной породы;
- фильтрационные свойства.

Угольный пласт представляет собой систему с двойной пористостью, состоящую из низкопроницаемой угольной матрицы (вторичная пористость) и системы микротрещин (первичная пористость). В связи с этим выделяют следующие этапы процесса миграции МУО в ходе добычи [10, 11]:

- осушка пласта (откачка воды) и снижение пластового давления;
- миграция метана (рис. 2.2):



Рис. 2.1. Состояние газа в МУО

десорбция (освобождение метана с поверхности матричной структуры);

диффузия метана в матричной структуре пласта по закону Фика;

фильтрация метана по системе естественных и искусственных трещин в сторону скважины, описываемая законом Дарси.

Количество газа, содержащееся в угольных пластах, зависит от типа угля, содержания в нем минералов и начального пластового давления. Обычно десорбция метана описывается изотермой Лэнгмюра (1918 г.), которая под-

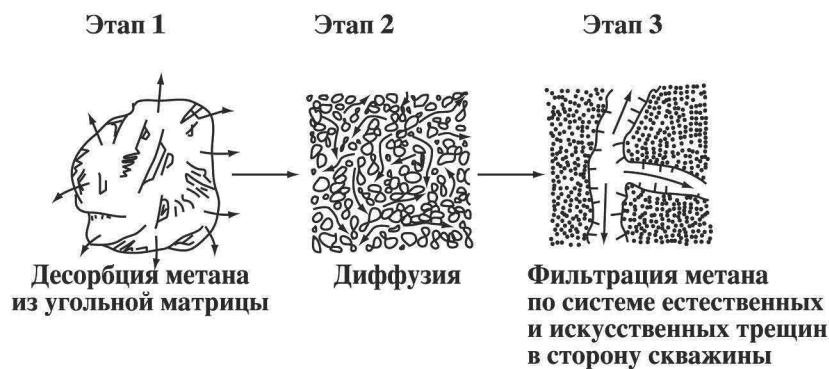


Рис. 2.2. Схема динамики течения метана в МУО [11]

разумеает постоянную температуру в пласте и связывает способность угольной матрицы вмещать газ с пластовым давлением. Иными словами, объем адсорбированного газа (рис. 2.3) выглядит следующим образом:

$$V = V_L \frac{P}{P + P_L}, \quad (1)$$

где V – объем адсорбированного газа при нормальной температуре $T_n = 0^\circ\text{C}$ и давлении, на тонну угля; V_L – объемная постоянная Лэнгмюра (предельное количество газа, которое может находиться в адсорбированном состоянии на единице поверхности угля при бесконечном давлении); P_L – постоянная давления Лэнгмюра (соответствует давлению, при котором половина объема V_L находится в адсорбированном состоянии); P – пластовое давление.

Сжатие и разбухание угольной матрицы вызывает значительные изменения в пористости и проницаемости угольного пласта во время добычи или, даже, закачки в пласт жидкости гидроразрыва.

В работе [12] проведено сравнение традиционного газового и метанугольного месторождений (табл. 2.1).

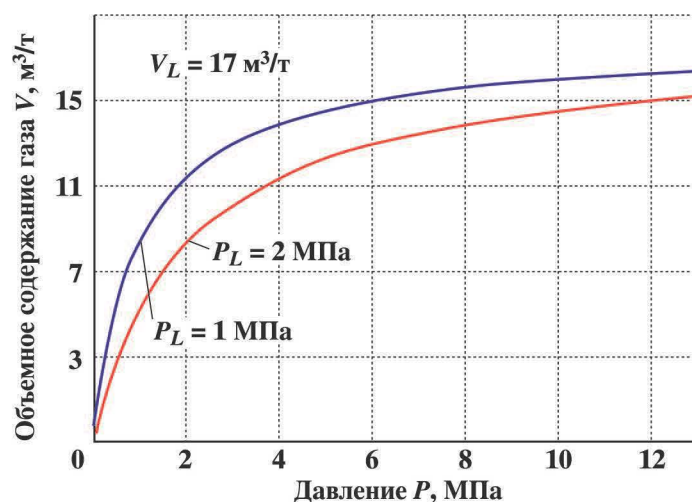


Рис. 2.3. Кривые изотермы Лэнгмюра при постоянном V_L , но для разных предельных давлений P_L

Таблица 2.1

Сравнение традиционного газового и метаноугольного месторождений [12]

Традиционное месторождение	Метаноугольное месторождение
Приток к скважине осуществляется по закону Дарси	Диффузия газа по микропорам по закону Фика
	Поток газа по системе трещин по закону Дарси
Газ содержится в микропорах; закон реального газа	Газ находится на поверхности микропор в адсорбированном состоянии
Режим добычи в соответствии с кривыми падения добычи	Начальное падение отрицательное
Содержание газа определяется по данным каротажа	Содержание газа по керновым образцам. Невозможность определить содержание по каротажу
Соотношение газа к воде падает с течением времени	Соотношение газа к воде увеличивается со временем на более поздних стадиях
Вмещающая порода-коллектор неорганическая	Вмещающая порода-коллектор органическая
Гидроразрыв пласта может быть нужен для повышения отдачи пласта	Гидроразрыв пласта требуется в большинстве случаев. Проницаемость зависит от наличия трещин
Размер макропор: от 1 мкм до 1 мм	Размер микропор: от 5 до 50 Å
Месторождение и питающая порода независимы друг от друга	Месторождение и питающая порода – это одно и то же
Проницаемость не зависит от напора/нагрузки	Проницаемость сильно зависит от напора/нагрузки
Взаимное влияние скважин снижает их продуктивность	Взаимное влияние скважин увеличивает их производительность. Необходимо бурить много скважин для разработки месторождения

В ОАО «Газпром» были разработаны временные методические рекомендации по подсчету запасов метана в угольных пластах как самостоятельного полезного ископаемого [13].

Для представления особенностей содержания газа в угольных отложениях необходимо знать некоторые термины.

Зона газового выветривания – приповерхностная, от 10–20 до 400–500 м, зона газового выветривания угленосных отложений, которая с позиций гидродинамической зональности соответствует зоне активного водообмена, где концентрация метана в природных газах угольных пластов не превышает 70 %, а их метаноносность составляет не более 3–5 м³/т угля.

Зона метаморфогенных метановых газов – часть разреза угленосных отложений, находящаяся ниже зоны газового выветривания, где концентрация метана в природных газах угольных пластов достигает 70–100 %, а их метаноносность изменяется от 3–5 до 35–40 м³/т угля. Эта зона соответствует зонам затрудненного и весьма затрудненного водообмена.

Газоносность угля – объем природного газа, содержащегося в единице массы или объема угля в свободном и сорбированном состоянии в естественных условиях, приведенный к стандартным условиям.

Метаноносность угля – объем метана, содержащегося в единице массы или объема угля в свободном и сорбированном состоянии в естественных условиях, приведенный к стандартным условиям.

Метаноносность угольных пластов – совокупность данных о метаноносности углей в различных точках угольного пласта в пределах исследуемой площади.

Запасы метана в угольных пластах геологические – количество метана в угольных пластах, находящиеся в недрах в изученных в ходе бурения залежах, добытое, извлеченное из залежи, замеренное и учтенное в соответствии с действующими нормативными документами.

Запасы метана в угольных пластах извлекаемые – часть геологических запасов метаноугольных месторождений или залежей, извлечение которых из недр при принятых при их подсчете и экономической оценке параметров технологически возможно и экономически эффективно.

Запасы метана в угольных пластах законсервированные – запасы метаноугольных месторождений или залежей, на которых прекращена разведка или разработка.

Запасы метана в угольных пластах непромышленные – запасы метаноугольных месторождений или залежей, вовлечение которых в разработку на момент подсчета экономически нецелесообразно либо технически или технологически нерентабельно.

Запасы метана в угольных пластах, подготовленные для промышленного освоения – запасы метаноугольных месторождений или залежей, на которые составлен проектный документ, но добыча не ведется, так как идет обустройство месторождения.

Запасы метана в угольных отложениях, пластах, промышленно значимые – извлекаемые запасы метаноугольных месторождений или залежей, вовлечение которых в освоение экономически целесообразно, технически и технологически возможно с соблюдением требований по рациональному использованию недр и охране окружающей среды на момент оценки, а также извлекаемые запасы месторождений или залежей, вовлечение которых в освоение может быть экономически целесообразным в ближайший временной период при определенных условиях.

Запасы метана в угольных пластах разведываемые – запасы метаноугольных месторождений или залежей, на которых проводятся разведочные работы.

Запасы метана в угольных пластах разрабатываемые – запасы метаноугольных месторождений или залежей, на которых ведется добыча метана на основании утвержденного проектного документа.

Метаноемкость угля – количество метана, которое может быть поглощено, адсорбировано, абсорбировано, растворено в виде твердого раствора в угле и/или находится в виде газовой фазы в крупных по сравнению с молекулами метана пустотах угля.

Определение категорий запасов метана принимается по аналогии с категориями запасов природного газа, установленными требованиями [14, 20] с учетом специфики метаноугольных месторождений.

Запасы метана в угольных пластах по геологической изученности и степени промышленного освоения подразделяются на разведанные категории А, В, С₁ и предварительно оцененные – категории С₂.

Ресурсы метана в угольных пластах по степени их обоснованности подразделяются на перспективные – категории С3 и прогнозные – категории Д1 и Д2.

Запасы метана в угольных пластах подсчитываются путем умножения массы (объема) угля в подсчетном блоке на его среднюю метаноносность по формуле

$$Q_m = M_{\text{ср}} \cdot m \text{ или } Q_m = M_{\text{ср}} \cdot V,$$

где Q_m – начальные запасы метана в подсчетном блоке, м^3 ; $M_{\text{ср}}$ – средняя метаноносность по блоку, $\text{м}^3/\text{т}$ угля (или $\text{м}^3/\text{м}^3$ угля); m – масса угля в подсчетном блоке, т; V – объем угля в подсчетном блоке, м^3 .

Подсчет запасов метана в угольных пластах включает в себя выделение в пределах метаноугольной залежи подсчетных блоков, характеризующихся общностью (выдержанностью) основных горно-геологических параметров: толщиной (мощностью) пласта и его строения, тектонической нарушенностью, зольностью, метаноносностью, проницаемостью. Затем определяется масса или объем угля в границах выделенных блоков и рассчитывается средняя метаноносность пласта для подсчетного блока. Таким образом, подсчет запасов метана в угольных пластах является сочетанием метода геологических блоков, обычно используемого для подсчета запасов угля, и объемного метода подсчета запасов газа.

Метаноносность углей определяется путем отбора специальными снарядами (керно-газонаборниками) проб керна угля в структурных и параметрических скважинах с последующим извлечением и анализом газа в лабораторных условиях [16]. Очевидно, что для подсчета запасов метана необходимо применение специальных методик интерполяции и экстраполяции результатов прямого определения метаноносности углей.

Природная метаноносность угольных пластов зависит от большого количества параметров: мощность газового выветривания, глубина залегания пласта, степень метаморфизма углей, температура давление и др.

При подсчете запасов учитывается кондиционная метаноносность, т.е. такая, которая считается минимальной приемлемой для рентабельной добычи метана в конкретных условиях текущего момента. Эта величина со време-

нем будет изменяться, уменьшаться, в зависимости от совершенствования технологии, изменения цен на газ, т.е. в соответствии с текущей экономической оценкой рентабельности.

Природная метаноносность угольных пластов вычисляется как среднеарифметическая, для подсчетного блока, в пределах равномерного ее нарастания с глубиной или как средневзвешенная по площади блока, когда ее увеличение происходит неравномерно.

Для подсчета запасов могут применяться математические геологические модели, которые строятся на основании данных, собранных в процессе разведки и бурения скважин.

Извлекаемая часть запасов, коэффициент извлечения метана, предопределяется горно-геологическими и геолого-экономическими факторами, включающими: фильтрационные характеристики угольных пластов, технологии интенсификации их газоотдачи, сетку эксплуатационных скважин, принятую для рациональной разработки метаноголового месторождения, себестоимость добываемого газа и его оценку. Коэффициент извлечения может быть установлен как фиксированная величина в случае, когда опыт разработки данного типа месторождений мал, т.е. недостаточен для того, чтобы определять его иными методами. Величина коэффициента извлечения газа в этом случае берется из опыта и по аналогии с другими газовыми месторождениями, на основании экспериментальных исследований. Обобщение всего этого материала и применение математических гидродинамических моделей позволяют качественно оценить потенциальное извлечение газа. С течением времени накапливаются результаты опытно-промышленной эксплуатации и эксплуатационной добычи газа, определяется коэффициент извлечения метана из угольных пластов для данного месторождения.

На рис. 2.4 [17] приведена кривая оценки запасов и коэффициента извлечения. Считается на основании опыта разработки и с учетом экономических условий, существующих в США, что 10 % запасов не представляют экономического интереса с точки зрения разработки месторождения. Таким образом, разработка становится рентабель-

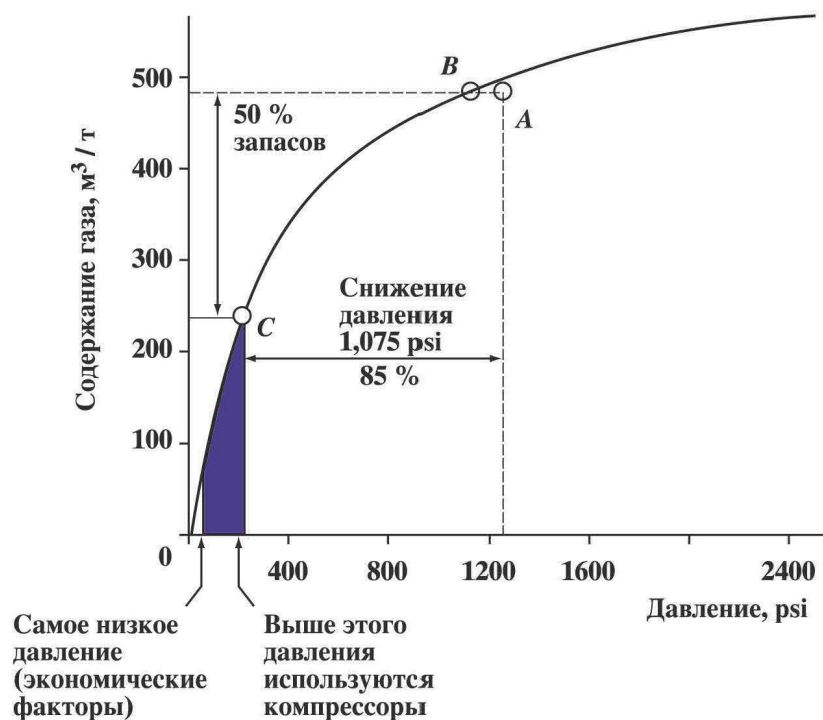


Рис. 2.4. Кривая оценки запасов и коэффициента извлечения [12]; при начальном пластовом давлении содержание газа 484 фут³/т; 10 % запасов экономически не рентабельно добывать

ной, только если предварительные расчеты позволяют оценить коэффициент извлечения более чем 0,1.

Коэффициент извлечения может оцениваться способом, предложенным в [12], учитывающим в соответствии с кривой Лэнгмюра начальное содержание газа в пласте при начальном давлении

$$\text{КИГ} = G_A / G_L,$$

где КИГ — коэффициент извлечения газа; G_A — содержание газа в соответствии с кривой Лэнгмюра при остаточном пластовом давлении, м³/т; G_L — начальное содержание газа, м³/т.

3

ОСОБЕННОСТИ ТЕЧЕНИЯ ФЛЮИДОВ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОЙ УГОЛЬНОЙ ПОРОДЕ ПРИ УСЛОВИИ СОРБЦИИ ГАЗА

Изменение пористости в зависимости от давления по Пальмеру–Мансури дается соотношением [17, 18]

$$\varphi = \varphi_0 + A_m(P - P_0) + \varepsilon_L \left(\frac{K}{M} - 1 \right) \left(\frac{\beta P}{1 + \beta P} - \frac{\beta P_0}{1 + \beta P_0} \right), \quad (2)$$

где A_m – коэффициент сжимаемости естественных пор, отвечающий за влияние напряжений на проницаемость, Па⁻¹; ε_L – предельный коэффициент объемной деформации, учитывающий влияние сжатия угольной матрицы на проницаемость; φ_0 и φ – соответственно начальный и текущий коэффициент пористости; P_0 и P – соответственно начальное и текущее пластовое давление, Па; β – коэффициент приведения размерности Лэнгмюра, Па⁻¹; K – модуль объемного сжатия, Па; M – модуль осевого сжатия, Па.

Коэффициенты K и M связаны соотношением

$$\frac{K}{M} = \frac{1}{3} \left(\frac{1 + \nu}{1 - \nu} \right),$$

где ν – коэффициент Пуассона.

Соответствующее изменение проницаемости в простейшем случае пропорционально кубу пористости (в более общем виде степень может принимать значения до 12)

$$k = k_0 \left(\frac{\varphi}{\varphi_0} \right)^3, \quad (3)$$

где k – проницаемость породы; φ – пористость; индекс 0 относится к начальным (неизменным) значениям параметров.

Впервые эта формула была введена Jones, 1973 г. [19], представляя течение газа через микротрещины как ламинарное течение между двумя узкими параллельными поверхностями. Уравнения Пуазейля можно записать как связывающее перепад давлений и величину среднего раскрытия пор. Тот же перепад давлений описывается законом Дарси и в случае несжимаемого флюида пропорционален проницаемости, откуда следует, что раскрытие пропорционально кубу проницаемости

$$W \propto k^3.$$

Таким образом, средний объем пор (т.е. пористость), пропорциональный раскрытию микротрещин, пропорционален также кубу коэффициента проницаемости, что определяется формулой (3).

Существенную роль в транспорте газа к скважине играют естественные трещины, кливажи. Кливаж – это ста-

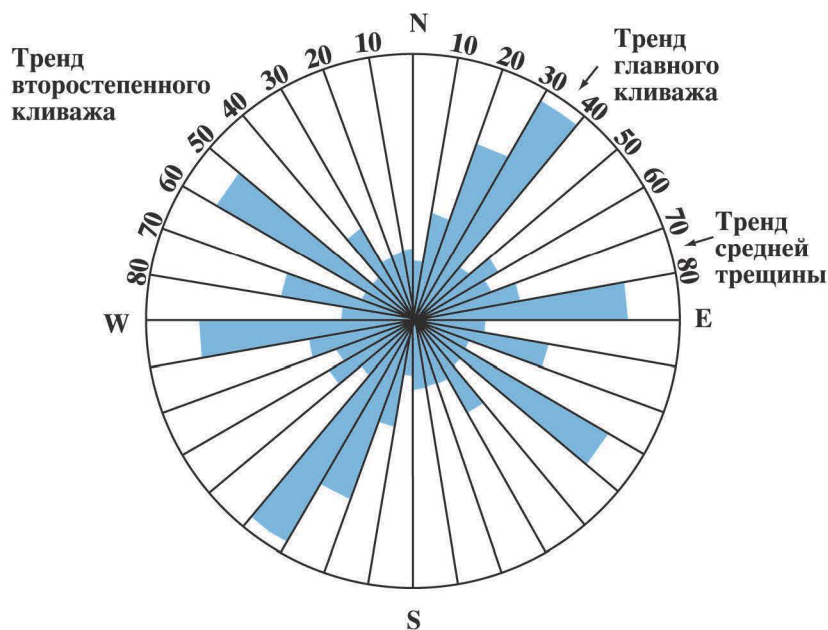


Рис. 3.1. Распределение кливажей по направлениям одного из разрабатываемых метаноугольных месторождений США [12]

рый горнопроходческий термин, впервые описанный в начале 1800-х, а сегодня в отношении метаноугольных месторождений говорят «второстепенный кливаж» или «главный кливаж». Кливаж – результат образования сети трещин в горных породах при их естественном формировании. Он вызывается сжатием при изгибании и метаморфизации пород. В результате порода приобретает свойство легко раскалываться в направлении, параллельном кливажу. Главный кливаж – это протяженный путь, обеспечивающий более высокую проницаемость, в то время как второстепенный кливаж – это путь малой протяженности, примыкающий к главному кливажу. Распределение кливажей по направлениям для одного из разрабатываемых метаноугольных месторождений США [12] показано на рис. 3.1.

Только что пробуренная скважина может быть полностью окружена и заполнена водой, притекающей по кливажам. В соответствии с изотермой Лэнгмюра пласт может быть успешно впоследствии наполнен газом. Какое-то количество воды должно быть откачено, чтобы снизить давление в пласте и инициировать десорбцию. В этом случае в призабойной зоне устанавливается двухфазный поток (рис. 3.2). Для отдельного участка, ячейки, пласта, такого как единичный блок угля, окруженного и пронизанного кливажами (рис. 3.3), предлагается уравнение для определения скорости диффузии, происходящей под действием движущих сил градиента концентрации [20],

$$\frac{dV_i}{dt} = -D_i a (V_i - V_e), \quad (4)$$

где $\frac{dV_i}{dt}$ – объемный поток газа за единицу времени; V_i – объемная концентрация адсорбированного газа, $\text{м}^2/\text{м}^3$; D_i – коэффициент диффузии, $\text{м}^2/\text{ч}$; a – поправочный коэффициент Уоррена–Рута; V_e – равновесная сорбционная изотерма, $\text{м}^2/\text{м}^3$.

Поправочный коэффициент Уоррена–Рута зависит от потока через матрицу между микропорами и макропорами

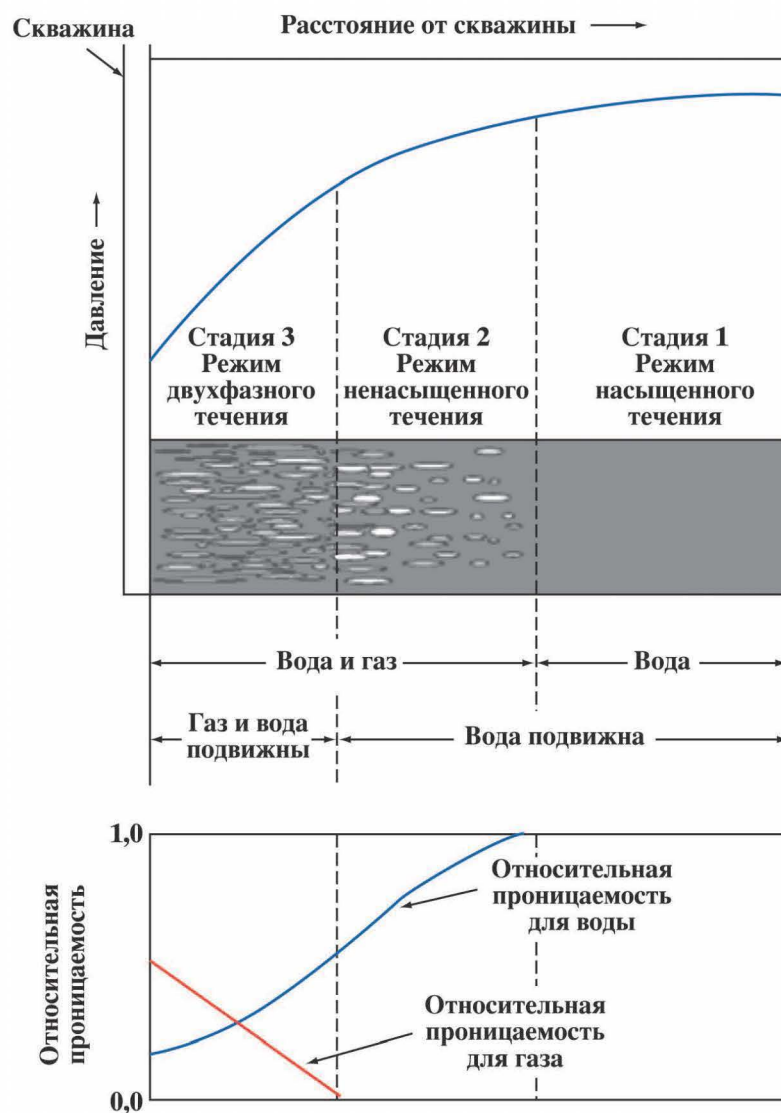


Рис. 3.2. Режим работы скважины в метаноугольном пласте на начальном этапе разработки

$$a = \frac{8\pi}{S^2},$$

где S – расстояние между кливажами, которое определяет размер блока матрицы.

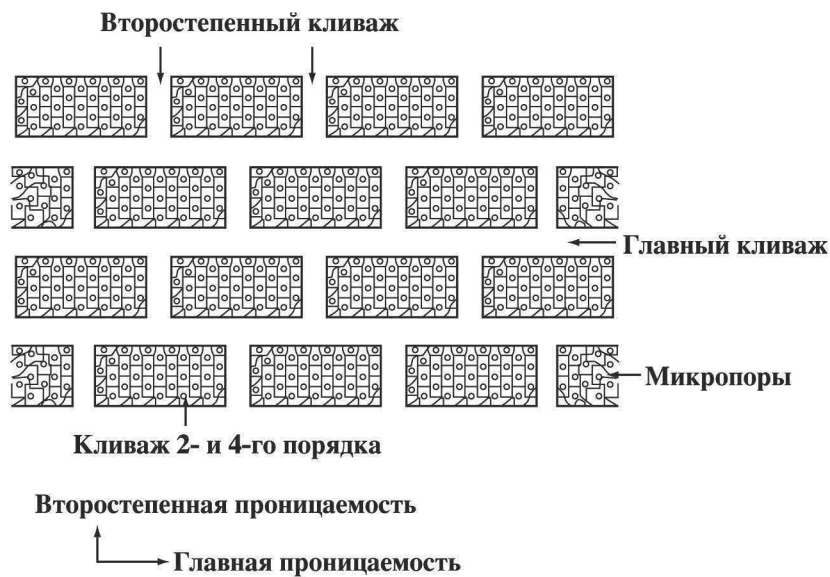


Рис. 3.3. Блоки матриц с кливажами

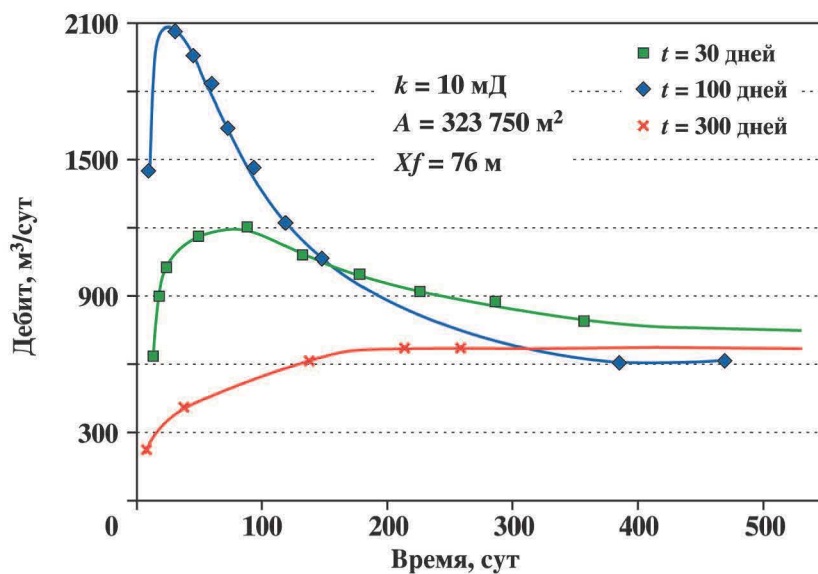


Рис. 3.4. Результаты расчета времени сорбции t для отложений с проницаемостью k 10 мД и площадью A , освоенной скважинами, порядка 0,3 км²

После ряда простых преобразований уравнение (4) может быть приведено к виду

$$\frac{V_0 - V(\tau)}{V_0 - V_e} = 1 - \frac{1}{e},$$

где V_0 – баланс содержания СН₄ в угле при давлении 1 кПа.

На рис. 3.4 показаны результаты расчета времени сорбции для отложений с проницаемостью 10 мД и площадью, освоенной скважинами, порядка 0,3 км².

4

СКВАЖИННЫЕ МЕТОДЫ ДОБЫЧИ И ДЕГАЗАЦИИ МЕТАНА НА МЕТАНОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Производительность скважин зависит от параметров пласта, характера и степени вскрытия пласта этой скважиной.

Одним из основных параметров пласта, определяющих фильтрационные характеристики, является проницаемость, которую можно определить по кернавому материалу и результатам исследований, проводимых на скважинах.

Отбор кернавого материала из угольных пластов является сложным процессом, так как после его извлечения структура угольной породы меняется. Снятие горного давления ведет к более существенным изменениям пористой структуры угля, чем в других породах-коллекторах. Таким образом, возникает необходимость определять проницаемость либо по адаптации данных о добыче по истории разработки, имеется в виду при моделировании, либо проводя следующее:

- испытание пласта на приток пластоиспытателем;
- исследование процесса закачки в пласт;
- исследование падения давления в нагнетательной скважине после ее остановки (емкостной тест, исследование падения давления ниже давления разрыва пласта, исследование при закачке на разрыв пласта);
- исследование скважины методом восстановления давления;
- исследование взаимодействия скважин.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТА НА ПРИТОК ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЕМ

Этот тест аналогичен испытаниям, которые проводятся на традиционных месторождениях [12]. Они проводятся при открытом забое и, скорее, во время буровых работ, чем после достижения запланированной глубины скважины. Такие исследования проводятся при открытом забое, так как угольные породы при этом меньше всего нарушены. Отдельные зоны изолируются пакерами (рис. 4.1) и исследуются с целью определения проницаемости, несовершенства скважины (скин-эффекта), свойств флюидов, пластового давления. Так же, как и в традиционных коллекторах, исследование имеет четыре этапа:

- начальный период работы скважины;
- начальный период останова скважины;
- основной период работы скважины;
- конечный период останова скважины.

Первый этап – очистка скважины. Следующий этап позволяет скважине прийти в равновесное состояние после изменений давления начального периода работы. Основной период работы, как правило, бывает более продолжительным, чем начальный этап и позволяет определить характер течения в пласте. Пробы флюидов, которые берутся во время этого этапа, после исследования могут дополнить полученную информацию. Завершающий, четвертый, этап поможет определить проницаемость отложений и несовершенство скважины, если таковое имеется.

Этот тип исследований не самый распространенный на метаноугольных месторождениях ввиду существующих проблем безопасности, относительной дороговизны и малого радиуса исследуемой области пласта.



Рис. 4.1. Система для исследования скважин на приток пластоиспытателем

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ

Это исследование основано на мгновенном добавлении (или удалении) характерного объема флюида в (или из) скважины и измерения отклика давления по мере того, как уровень флюида возвращается к условиям равновесия. Провести такое исследование относительно легко, для этого требуется следующее:

- инструменты для изоляции исследуемого интервала;
- возможность мгновенной закачки (или откачки) характерного объема флюида;
- возможность провести измерения в то время как скважина возвращается в условия равновесия.

Основные недостатки метода:

- большая продолжительность исследований для низкопроницаемых углей;
- относительно небольшой радиус исследуемой области пласта;
- неточные, неверные результаты при газонасыщенности, не равной нулю;
- неоднозначность результатов.

Схематическое изображение исследований и оборудования приведено на рис. 4.2.

Исследование процесса закачки проводится до проведения операций по гидроразрыву пласта, когда добывается только вода. Помимо проницаемости из этого исследования может быть получено начальное пластовое давление. Более того, если известна сжимаемость пористой среды, может быть рассчитан скин-фактор.

Время проведения исследования зависит от проницаемости отложений и величины гидростатического давления в скважине в соответствии с уравнением

$$t_s = \frac{75,9\mu D_i^2}{kh},$$

где t_s – время проведения исследования; μ – вязкость воды; D_i – внутренний диаметр трубы обсадной колонны скважины или открытого забоя скважины, содержащего исследуемый флюид; k – проницаемость отложений; h – мощность исследуемого угольного пласта.

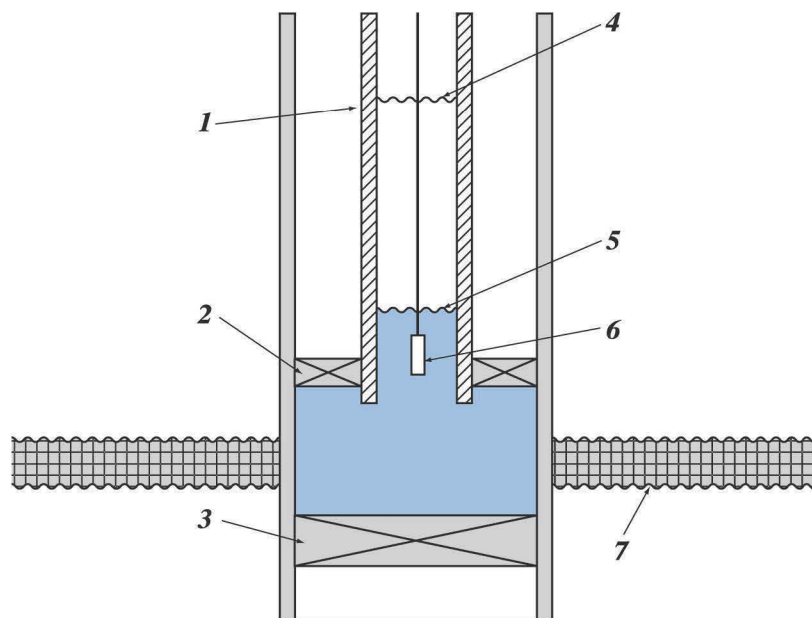


Рис. 4.2. Схематическое изображение исследования закачки в пласт:
 1 — труба; 2 — пакер; 3 — пакер-пробка; 4 — высота закачанной пробки;
 5 — высота водного столба в состоянии равновесия; 6 — датчик давления;
 7 — угольный пласт

Существенно, что продолжительность исследования увеличивается с ростом площади сечения диаметра скважины.

Абсолютная проницаемость пласта рассчитывается из следующего уравнения:

$$k = \frac{5,68 \cdot 10^4 \mu D_c^2}{\rho_{wf} h t^*},$$

где D_c — внутренний диаметр обсадной колонны; ρ_{wf} — плотность флюида; h — эффективная мощность; t^* — время, выбранное по типовым кривым. При этом для определения проницаемости используются типовые кривые, показанные на рис. 4.3.

Коэффициент накопления C_D для скважины рассчитывается с помощью следующего уравнения:

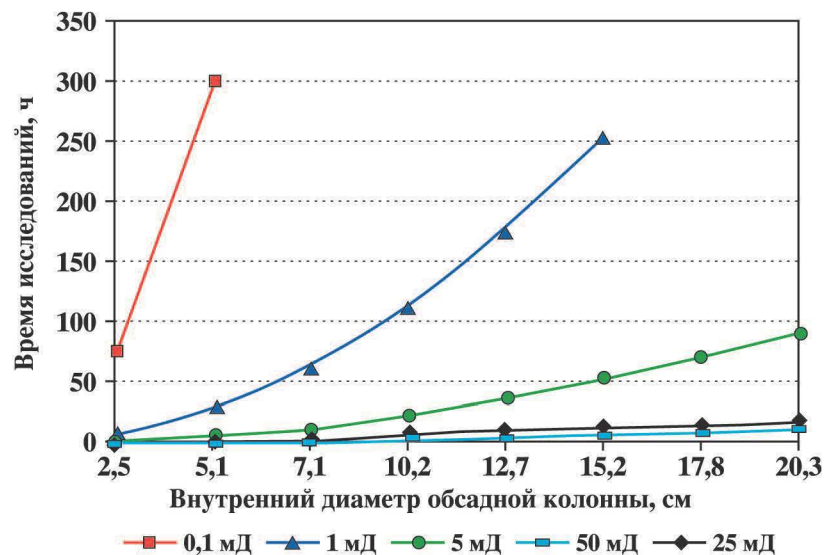


Рис. 4.3. Кривые времени проведения исследований процесса закачки

$$C_D = \frac{72D_c^2}{\rho_{wf} \phi c_t h D_w^2},$$

где ϕ – пористость; D_w – диаметр скважины; c_t – общая сжимаемость,

$$c_t = c_w S_w + c_f + c_g S_g,$$

здесь c_w – сжимаемость воды; S_w – водонасыщенность; c_f – сжимаемость отложений; c_g – сжимаемость газа; S_g – газонасыщенность.

При этом скин-фактор

$$s = \frac{1}{2} \ln \frac{C_D e^{2s}}{C_D}.$$

Ограничения на применение метода:

- не применяется после проведения операций гидро-разрыва пласта;
- эффективен только для водонасыщенных пластов;

- пригоден для гомогенных однопластовых залежей;
- небольшая проникающая способность.

Радиус области исследований может быть оценен с помощью уравнения

$$r_d = 0,29 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu c_t}},$$

где c_t – общая сжимаемость. Радиус исследования увеличивается с увеличением времени исследований.

ЕМКОСТНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Этот тест относится к категории тестов исследования падения давления в нагнетательной скважине после ее остановки, так как в нем используется гравитационный дренаж, чтобы закачать воду в пласт вместо того, чтобы использовать насосы. Схема установки приведена на рис. 4.4.

Основные преимущества метода:

- проводится при однофазном течении, поэтому нет необходимости в построении кривых относительной фазовой проницаемости;
- может проводиться до и после проведения работ по интенсификации притока к скважине;
- сравнительно не дорогой.

Основные недостатки метода:

- достаточно небольшого разрыва пласта, чтобы установить хороший переток между скважиной и угольным пластом;
- радиус исследований ограничивается созданным запасом воды;
- в силу приведенного выше ограничения, требуется большой период времени, чтобы провести закачку, для того чтобы создать достаточный запас воды, прежде чем результаты изменения давления после прекращения закачки будут спровоцированы двухфазным потоком.

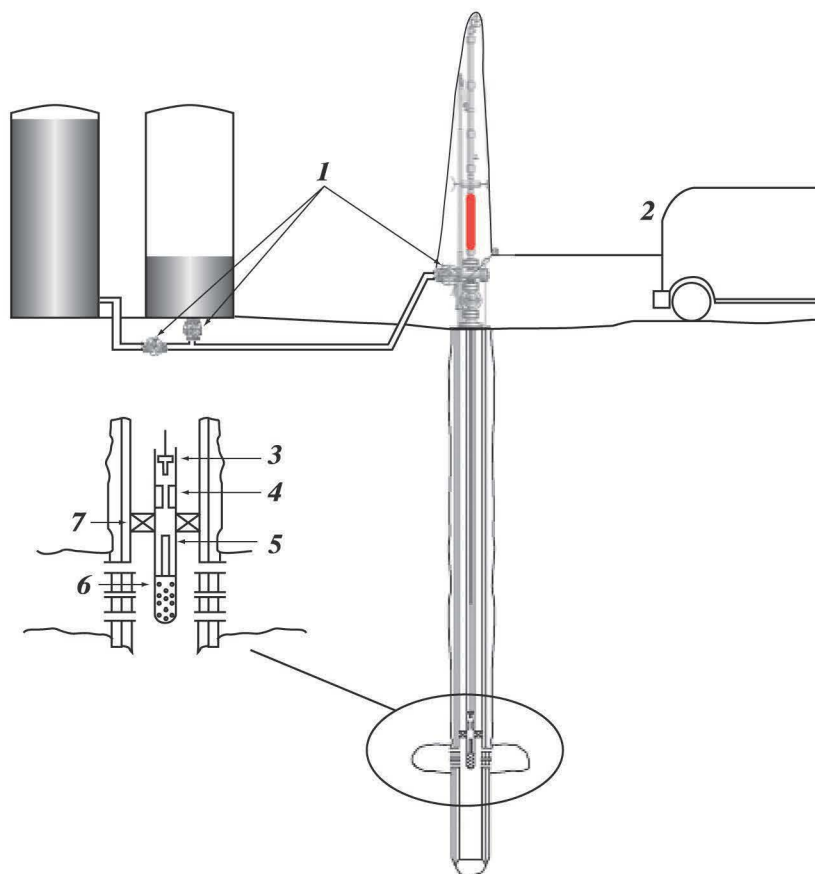


Рис. 4.4. Схема установки для проведения емкостного теста:
 1 – клапаны; 2 – подвижная радиостанция; 3 – заглушка; 4 – установочный патрубок; 5 – автономный цифровой манометр; 6 – перфорированный участок трубы; 7 – пакер

ИССЛЕДОВАНИЯ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НИЖЕ ДАВЛЕНИЯ РАЗРЫВА ПЛАСТА

Этот тип исследований широко применялся в промышленности для исследования углей и получения порового давления, скин-фактора и проницаемости. Если пластовое давление слишком высокое, чтобы проводить гравитаци-

онный дренаж, закачку в пласт воды под действием силы тяжести, то требуется специальное оборудование для закачки, чтобы проводить традиционную закачку. Это исследование может проводиться как в случае залежей с низкими давлениями, так и с высокими настолько долго, пока давление разрыва пласта не будет достигнуто в ходе закачки.

При этих исследованиях вода закачивается в пласт при достаточно низких дебитах закачки (иногда меньше чем 2 л/мин) так, чтобы не образовывалось трещин в пласте. Если проницаемость угля очень низкая, тогда соответственно требуются низкие темпы закачки, чтобы избежать растрескивания области исследования. Период остановки скважины должен быть, по крайней мере, в четыре раза больше периода закачки. Результаты исследований позволяют определить поровое давление, проницаемость, степень несовершенства скважины. Если давление гидроразрыва превышено во время закачки, то такие результаты не пригодны.

Основные достоинства метода:

- не требуется кривых относительной фазовой проницаемости, так как такие исследования проводятся при условиях однофазного потока;
- можно использовать для угольных пластов до и после проведения работ по интенсификации притока к скважине;
- обеспечивает однозначные решения, если исследования были проведены корректно.

Основные недостатки метода:

- закачка флюида должна проводиться при давлении ниже давления разрыва пласта (если данные будут обрабатываться традиционными методами);
- необходимо разрушение до начала проведения исследований, так как слабая связь между скважиной и пластом может привести к неверным результатам;
- нестабильное пластовое давление перед началом исследований может привести к неоднозначности результатов;
- исследования неприменимы для низкопроницаемых углей, так как нагнетание при давлении ниже давления гидроразрыва может оказаться невозможным в силу технических возможностей.

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ ЗАКАЧКЕ НА РАЗРЫВ ПЛАСТА

Эти исследования более подробно рассматриваются при изучении вопросов повышения газоотдачи метаноугольного пласта методами проведения гидроразрыва пласта.

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Эти исследования на угольных пластах проводятся аналогично исследованиям на традиционных месторождениях, но только с учетом специфики свойств угля. Исследования скважин методом восстановления давления могут проводиться только при условии достаточно высокого пластового давления. По результатам могут быть получены проницаемость, скин-эффект, среднее пластовое давление.

Основные достоинства метода:

- предпочтительно использовать для пластов с начальным газонасыщением;
- можно применять до и после проведения работ по интенсификации притока к скважине.

Основные недостатки метода:

- для скважин с низкой производительностью может оказаться невыполнимым;
- поскольку существует депрессия, высока вероятность двухфазного потока;
- для интерпретации результатов данных об относительной фазовой проницаемости необходимо учитывать двухфазность течения;
- некорректность использования метода может привести к неоднозначным результатам.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СКВАЖИН

Эти исследования проводятся, чтобы определить свойства между скважинами: абсолютную проницаемость, сжимаемость порового пространства. Они позволяют оце-

нить гетерогенность метаноугольных пластов наряду со связностью. По существу, этот метод позволяет определить проницаемость по направлению главных и второстепенных кливажей.

Исследования проводятся при закачке или добыче из эксплуатационной скважины, посредством наблюдений и измерений, проводимых в трех наблюдательных скважинах.

Обычно основные и второстепенные кливажи перпендикулярны друг другу. Таким образом исследования по взаимодействию могут быть проведены при наличии только двух наблюдательных скважин, чтобы определить магнитуду трендов высокой и низкой проницаемости. Случается, как уже наблюдалось на месторождениях в США, что максимальная проницаемость может быть не в направлении главного кливажа. Это обуславливалось наличием больших трещин, не совпадающих по направлению с главным кливажем. В таких случаях все же требуются три наблюдательные скважины.

Основные преимущества метода:

- позволяет определить магнитуду и направление проницаемости по направлениям главных и второстепенных кливажей;
- позволяет понять гетерогенность метаноугольного месторождения;
- помогает определить расположение скважин;
- помогает оптимизировать расположение скважин на метаноугольных месторождениях.

Основные недостатки метода:

- высокая стоимость;
- при наличии двухфазных потоков, между скважинами должны быть малые градиенты насыщенности.

Вид зависимости дебита скважины от времени на метаноугольном месторождении существенно отличается от вида аналогичной кривой для скважины на традиционном газовом месторождении. Для скважины, добывающей метан из угольных отложений, добыча газа возрастает первоначально, в то время как откачивается вода, за этим следует пиковое значение дебита газа и потом длительный период падения. На рис. 4.5 показан профиль продуктивности скважины на одном из месторождений в США [12].

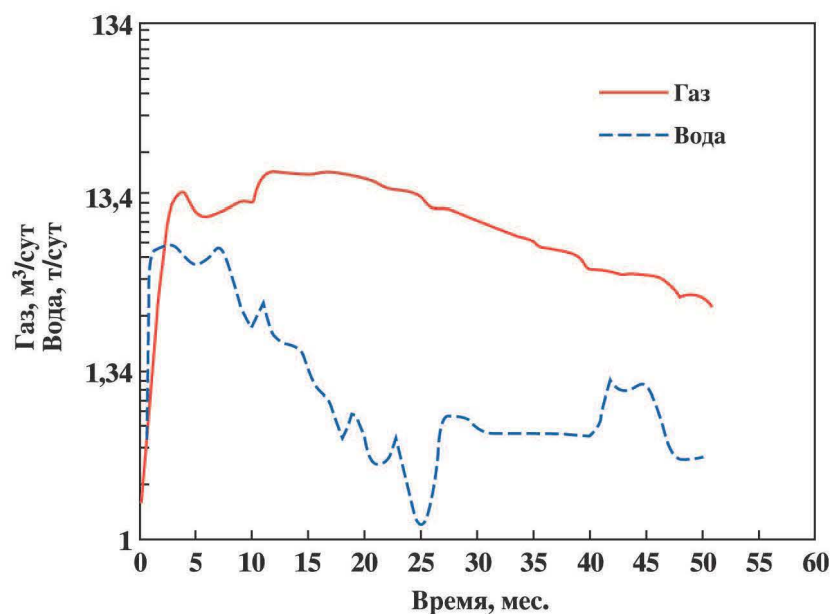


Рис. 4.5. Типичная кривая дебита по воде и газу для скважины, добывающей МУО

Следует обратить внимание, что потребовалось почти 11 мес. для того, чтобы откачать воду, и начался процесс десорбции газа в призабойной зоне. Еще 7 мес. прошло, пока началось стабильное падение добычи.

На метаноугольных месторождениях не могут проводиться исследования скважин методами, принятыми на традиционных месторождениях. В результате исследования [12] и анализа множества кривых зависимости дебита от времени был сделан вывод, что дебит имеет экспоненциальную зависимость от продолжительности работы скважины:

$$q = q_i e^{-Dt},$$

где q – дебит в момент времени t , объем/единица времени; q_i – дебит в начальный момент времени (нулевая отметка по времени), объем/единица времени; D – номинальный экспоненциальный коэффициент падения, 1/единица времени; e – основание натурального логарифма.

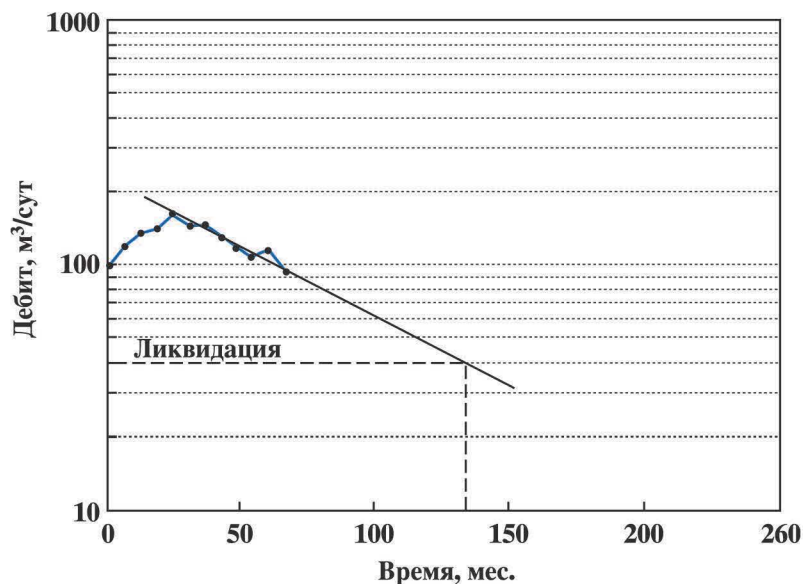


Рис. 4.6. Пример реальной зависимости дебита скважины от времени [12]

Со временем экспоненциальная кривая принимает вид линейной зависимости (рис. 4.6).

Несмотря на то что кривые падения не могут быть использованы до того момента времени, пока они не достигли пика, пригодный постпиковый дебит составляет большую часть времени, в течение которого будет работать добывающая скважина. Продолжительность работы таких скважин в основном составляет 10–20 лет.

На основании анализа кривой падения дебита была выведена следующая формула для определения извлекаемых запасов вплоть до ликвидации скважины

$$G_D = \frac{q_p - q_a}{D},$$

где G_D — запасы, оставшиеся после пикового дебита; q_p — дебит в момент пикового значения (максимальный дебит); q_a — дебит на момент ликвидации; D — экспоненциальный коэффициент падения.

Суммарные запасы составляют остаточные запасы + накопленная добыча.

Суммарная добыча и дренируемая площадь могут быть определены соответствующим образом.

Коэффициент истощения определяется как

$$D_g = \frac{2Jpp_i z^*}{z_i^* G_i} \frac{1}{\left[1 - \frac{p}{z^*} \frac{dz^*}{dp}\right]},$$

при этом

$$J = \frac{kh}{1422\mu zT \left\{ \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s \right\}},$$

где k – эффективная проницаемость по газу, мД; h – мощность угольного пласта, м; μ – вязкость газа, сПз; z – коэффициент отклонения реального газа (безразмерная величина); T – температура пластовая, К; r_e – внешний радиус, м; r_w – радиус скважины, м; s – скин-фактор (безразмерная величина); p – среднее пластовое давление, Па; p_i – начальное пластовое давление, Па; G_i – начальное содержание газа, м³; z^* – псевдогазовый коэффициент отклонения,

$$z^* = \frac{z}{\left[1 - c_f(p - p_i)\right](1 - S_w) + \frac{zTp_{sc}V_{Ldaf}(1 - WF_{DASH} - WF_{RMC})\rho}{32,0368z_{sc}T_{sc}(P_L + p)\Phi_i}},$$

где c_f – сжимаемость объема кливажа, 1/Па; S_w – водонасыщенность, доля; V_{Ldaf} – объемная константа Лэнгмюра для сухого беззольного случая, м²/т; WF_{DASH} – содержание сухой золы, доля; WF_{RMC} – остаточное содержание влаги, доля; ρ – измеренная объемная плотность угля, г/см³; P_L – константа давления Лэнгмюра; Φ_i – пористость кливажа, доля; D_g – номинальный коэффициент падения дебита для газа, %/год; sc в индексе – стандартные условия.

Коэффициент падения дебита для воды определяется так

$$D_w = \frac{q_p}{21,256 Ah\Phi(S_{wt} - S_{wirr}) \frac{1}{B_w} - q_p t_p},$$

где S_{wi} – начальная водонасыщенность, доля; S_{wirr} – не-снижаемая водонасыщенность, доля; D_w – водный объемный коэффициент; q_p – плоский (максимальный) показатель воды, т/сут; t_p – продолжительность водной добычи во время линейного участка, год; B_w – номинальный коэффициент падения дебита для воды, %/год.

Расстояние между скважинами и зоны дренирования на метанугольных месторождениях

Взаимное влияние двух соседних скважин на метанугольном месторождении положительно сказывается на дебите газа, если это взаимодействие способствует откачке воды. Проницаемость, длину трещин гидроразрыва пласта (ГРП) и расположение скважин особенно важно уметь оценивать для успешной разработки месторождения. Эти три параметра необходимо рассматривать совместно, чтобы знать их влияние на интенсивность и количество откачиваемой воды из протяженного угольного пласта.

Это также означает, что проекты разработки МУО должны быть полномасштабными, охватывающими большую площадь, а не изолированные скважины. Минимальным требованием к ним является пятиточечная система размещения скважин, где центральная скважина будет наиболее характерной для данной залежи.

Взаимодействие скважин лучше всего исследуется с помощью численного моделирования.

Результаты исследований [21] добычи газа, проницаемости и расположения скважин, основанных на адаптации истории разработки реального метанугольного месторождения в США, приведены на рис. 4.7. Рассматривалась протяженность трещин.

Исследование, проведенное авторами [22] на основании данных о свойствах и условиях разработки месторождения Сан-Хуан, показывает, как влияет расположение скважин на дебит. Относительно близкое размещение скважин (рис. 4.8) позволяет быстрее достигнуть максимального

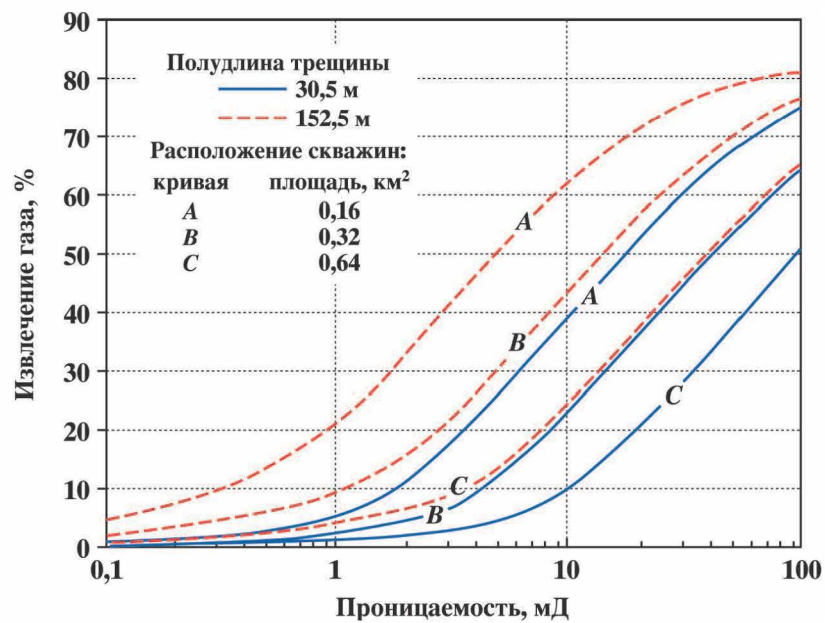


Рис. 4.7. Влияние длин трещин на площадь дренирования [22]

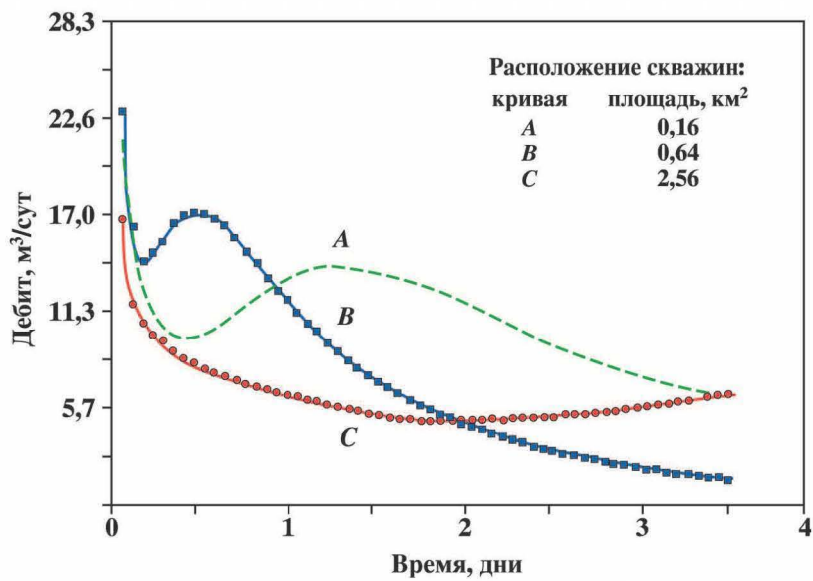


Рис. 4.8. Влияние расположения скважин на дебит [22]

дебита, так как откачка с этого участка ведется более интенсивно.

Большей экономической эффективности можно добиться, используя методы повышения отдачи газа.

СОДЕРЖАНИЕ ВОДЫ В УГОЛЬНОМ ПЛАСТЕ И ЕЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ

Вода в угольных месторождениях, которые на настоящий момент разрабатываются как метаноугольные, сильно варьируется по своему составу от минимально соленых до, практически, насыщенного рассола в самых глубоких отложениях. Чистота и минерализация воды определяют значение и стоимость ее извлечения. Наибольшая доля воды, которая подлежит очистке, содержит взвешенные частицы, растворенные твердые вещества, также после очистки воду приходится обогащать кислородом.

Вода, ассоциируемая с метаноугольными месторождениями, подразделяется на три формы: вязкую жидкость, остаточную (реликтовую) влагу и химически связанную воду.

Вязкая жидкость – вода, которая находится в системе кливажей и имеет нормальное давление насыщенного пара. Добыча воды может начаться с откачки из одной скважины. Это будет вода из насыщенных кливажей. Затем дебит воды снизится и будет оставаться таким на протяжении большего времени эксплуатации скважины. Это та самая вода, которая должна быть добыта во время разработки метаноугольного месторождения.

Остаточная водонасыщенность определяет воду, содержащуюся в системе микропор, которая снижает способность угля адсорбировать метан [12]. Остаточная водонасыщенность не участвует в процессе миграции воды и ее извлечении, но она влияет на низкое содержание газа.

Другие формы водонасыщения могут присутствовать в угольной породе, но они не оказывают существенного влияния на добычу метана. Первая, химически связанная вода, может быть включена в молекулярное строение углей на начальной стадии образования угольных отложений, но затем она диссипирует во время «созревания» углей. Не-

которая часть способствует образованию кливажей. Чтобы избавиться от влаги в этих двух последних формах необходима высокая температура.

Дебит воды зависит от проницаемости, взаимодействия скважин, наличия шахт, подрабатываемых в месторождении, а также от связи с питающим водным бассейном или от вод, скапливающихся в результате атмосферных осадков.

Одним из факторов, влияющих на дебит воды конкретной скважины, может быть ее положение. Так, на месторождениях в США были случаи, когда дебит скважин, расположенных ближе к центру разрабатываемой области, был ниже, чем у скважин на периферии. Чем более глубокие пласты вскрывает скважина, тем дебит воды может оказаться меньше.

В соответствии с рис. 4.9 можно сделать вывод, что с течением времени стоимость добычи снижается в силу падения дебита воды.

Дебит воды, в зависимости от времени, может быть оценен на основании анализа кривых добычи. При этом

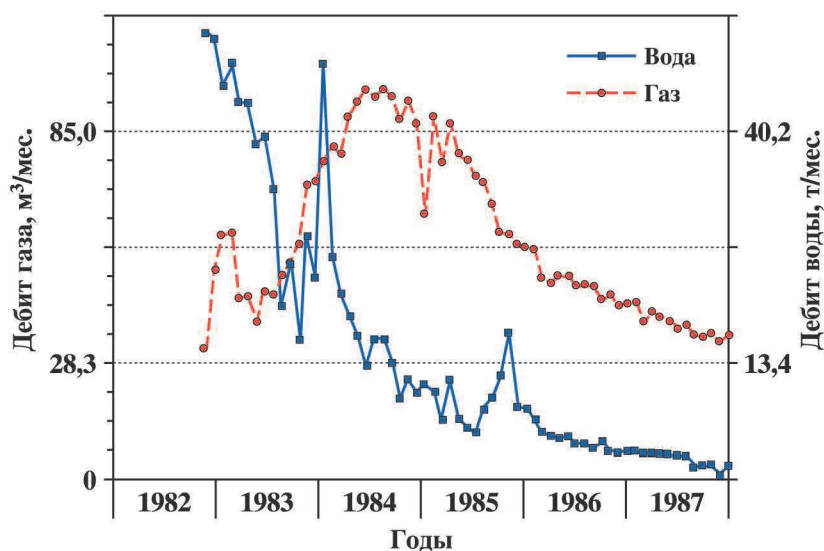


Рис. 4.9. Дебит воды на одном из месторождений США [12]

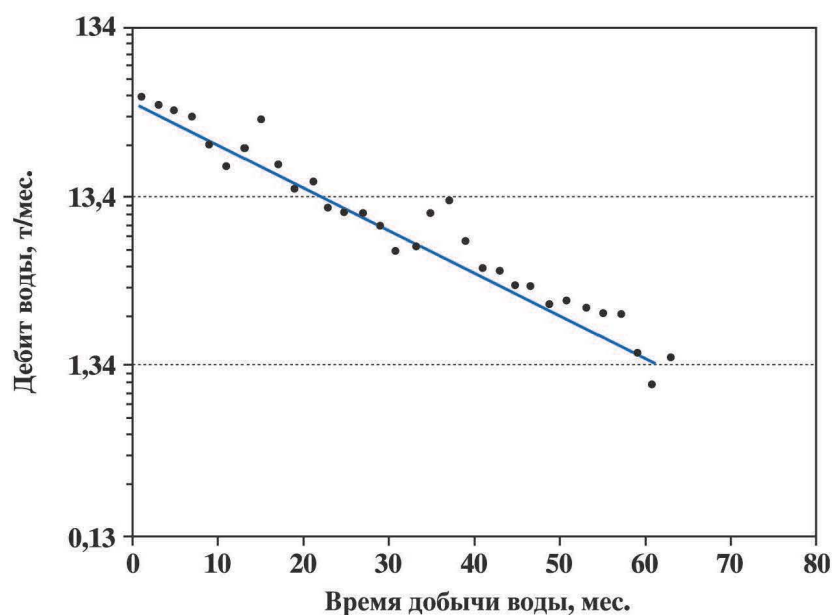


Рис. 4.10. Падение дебита воды в соответствии с экспоненциальным законом на примере реальной скважины метаноугольного месторождения Оак Гров (США) [12]

считается, что исследуемый фрагмент залежи стабилен, т.е. на измеренные параметры не влияла работа другой скважины. Если данные рассматриваются как экспоненциальное снижение, то результирующая прямая линия, полученная для отдельной скважины, на дебите которой не сказывается работа соседних скважин, может быть экстраполирована (рис. 4.10).

На рис. 4.11 показано влияние скважины на потенциальный уровень воды в окружающем ее угольном пласте. Аномально низкие дебиты по воде оказываются у скважин, которые расположены дальше от шахт. Это наблюдалось на примере южной части месторождения Сан-Хуан. Также минимальные дебиты по воде были в неглубоко-залегающих углях месторождения Поудер Ривер. Песчаники, перемежающиеся с угольными отложениями, в результате могут давать меньшие, чем ожидается, дебиты по воде.

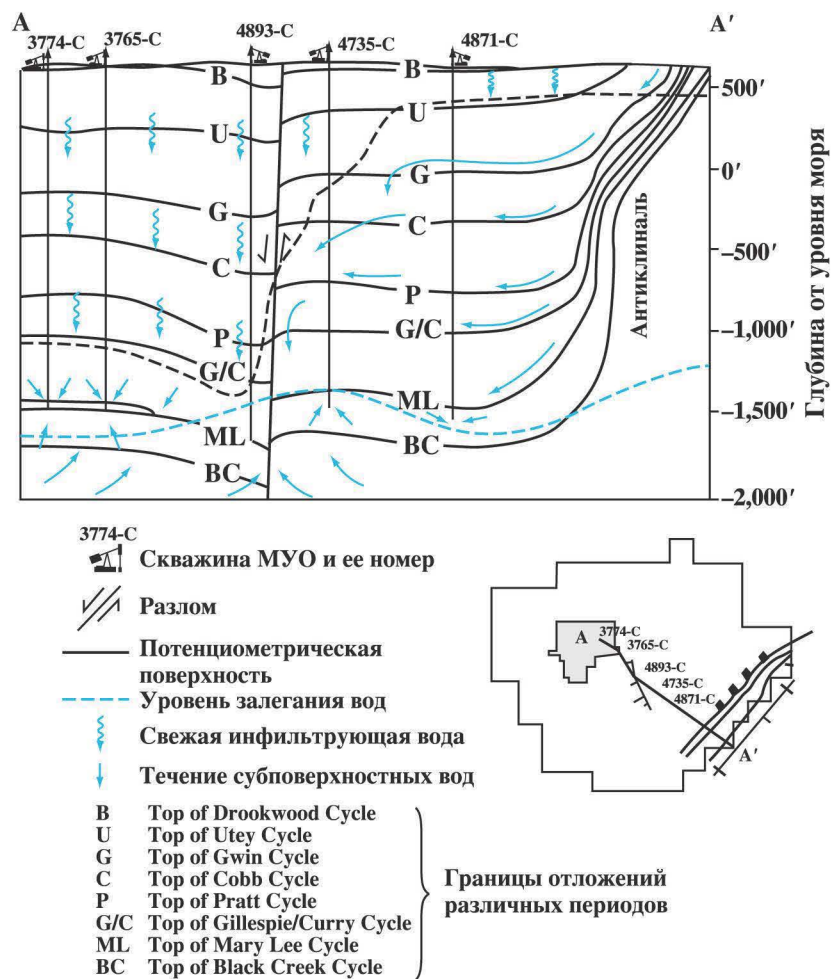


Рис. 4.11. Параметрический уровень воды [21]

Вода, которую обнаруживали в угольных отложениях различных месторождений США, сильно отличалась по своему химическому составу (табл. 4.1) [12]. Очевидно, что должны использоваться различные технологии подготовки этих вод для утилизации: должно снижаться содержание железа, ионов хлорида (почти в 2–10 раз, в зависимости от места добычи воды), растворенных солей.

Таблица 4.1

Химический состав воды угольных отложений в США

Химический состав	Восточная вода		Западная вода	
	Параметры			
	Диапазон	Среднее значение	Диапазон	Среднее значение
	рН			
	6,5 до 9,2	7,8	7,4 до 6,8	8,0
Анионы, мг/л				
Бикарбонат	78 до 12,000	596,5	78 до 1,450	501,1
Хлорид	19 до 15000	2,000	1 до 720	43,3
Фторид	ND до 20	2,6	0,1 до 3,6	0,82
Сульфат	ND до 650	12,9	ND до 2,700	323,2
Металлы, мг/л				
Барий	0,2 до 37	2,78		
Кадмий	ND до 0,026	0,005		
Кальций	ND до 620	69	3 до 480	5,2
Железо	0,005 до 246	9,8	ND до 6	0,43
Литий	0,18 до 3,3	0,49		
Магний	0,3 до 420	33,1	0 до 150	17
Марганец	0,005 до 8,8	0,25		
Калий	0,8 до 24	75	1,1 до 6,5	3,5
Кремний	0,2 до 14	7,3	6,6 до 15	9,3
Натрий	0 до 6,00	1,805	26 до 1290	282,4
Стронций	0 до 56	5,8		
Цинк	0 до 0,36	0,1		
Термодесорбция	550 до 26,700	4,000	263 до 4,050	996,5
Биохимическая потребность в кислороде	100 до 300	200		
Углеводороды	1 до 62	5		

ОСНОВНЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ВОСПРОИЗВОДИМЫЕ В МОДЕЛЯХ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, КАК МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Угольные пласты представляют собой трещиноватые системы, содержащие газ, адсорбированный в ячейках матрицы угольного пласта. Первичная добыча газа происходит изначально при обезвоживании естественных трещин, которое приводит к уменьшению давления в системе трещин. При уменьшении давления начинается десорбция газа с поверхности угля в трещину. Газ диффундирует из массы угля в направлении поверхности трещины.

Модель, воспроизводящая метан в угольном пласте, использует модифицированную модель двойной пористости Уоррена и Рута для описания физических процессов фильтрации в трещиновато-поровом пространстве.

Модель двойной пористости состоит из двух связанных систем, описывающих угольную матрицу и проницаемые трещины породы. Для моделирования таких систем с каждым блоком геометрической сетки связываются две ячейки моделирования, которые описывают угольную матрицу и объемы трещин (рис. 4.12).

Предполагается, что адсорбированная концентрация на поверхности угля является функцией только давления, описываемой изотермой Лэнгмюра. В этом случае: удельный объем – объем газа, который может вместить 1 т угля

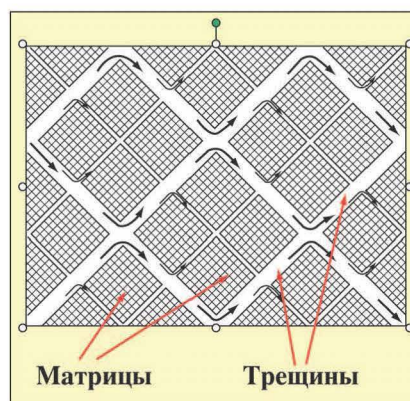


Рис. 4.12. Модель пористой среды в сеточном представлении

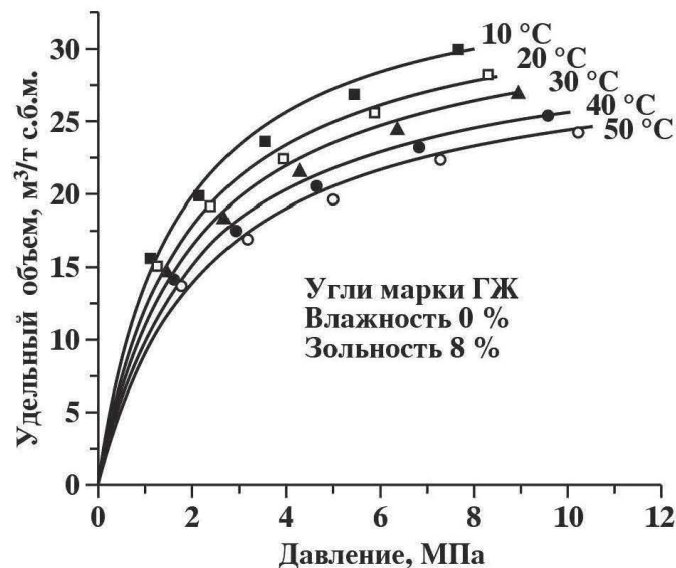


Рис. 4.13. Изотермы Лэнгмюра

при очень большом давлении; давление – давление, при котором количество сорбированного углем газа уменьшится в 2 раза; время – показатель степени, показывающий как быстро система приходит к состоянию равновесия при изменении давления.

Изотерма Лэнгмюра вводится в виде таблицы значений давления при разных адсорбированных концентрациях. В разных областях месторождения могут использоваться разные изотермы (рис. 4.13).

Диффузионное течение газа из угольной матрицы описывается уравнением

$$F_g = D_{if} D_c (C_{gb} - C_{gs}),$$

где F_g – поток газа; D_{if} – диффузивность для системы матрица–трещина; D_c – коэффициент диффузии; C_{gb} – концентрация газа в объеме; C_{gs} – концентрация газа на поверхности (задается таблицей, кривая Лэнгмюра).

Диффузивность описывается выражением

$$D_{if} = D_{iff} V \sigma,$$

где D_{iff} – коэффициент, используемый только при моделировании пористых сред с двойной пористостью, т.е. трещиновато-порового пространства, где присваиваемое ему значение является неотрицательным множителем коэффициента диффузии, для каждого сеточного блока, при этом этот коэффициент учитывается только при расчете диффузионного потока из матрицы; V – объем угля в ячейке; σ – множитель, учитывающий площадь поверхности раздела между матрицей и трещиной на единицу объема.

Автор [23] предложил следующую формулу для σ :

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right),$$

где l_x , l_y и l_z – обычно размеры по осям x , y и z блоков вещества, составляющих объем матрицы. l_x , l_y и l_z не связаны с размерами сетки моделирования. Так, авторы программного пакета (ПП) Eclipse предлагают рассматривать величину σ как просто параметр, учитывающий предысторию.

Пример расчетов, сделанных с использованием ПП Eclipse для Талдинской площади (Кузбасс, РФ), приведен в работе [24].

В ПП Eclipse также реализованы алгоритмы двух моделей закачки газа-растворителя в метаноугольный пласт с целью интенсификации отдачи метана и захоронения закачиваемого газа.

Закачка газа-растворителя в угольный пласт

Модель I адсорбции растворителя/газа:

1. Изотерма Лэнгмюра для чистого газа (обычно метана) описывает зависимость концентрации газа на поверхности от давления.

2. Изотерма Лэнгмюра для чистого растворителя, например, CO_2 , описывает зависимость концентрации растворителя на поверхности от давления.

3. Относительная адсорбция газа и растворителя как функции состава газа в трещине.

Концентрация газа на поверхности

$$C_{gsurf} = C_g(P) \cdot F_g(f_g); \quad (5)$$

концентрация растворителя на поверхности

$$C_{Ssurf} = C_S(P) \cdot F_S(f_g), \quad (6)$$

где $C_g(P)$ – адсорбция чистого газа при P ; $C_S(P)$ – адсорбция чистого растворителя при давлении P ; F_g – относительная адсорбция газа; F_S – относительная адсорбция растворителя; f_g – доля газа в трещине,

$$f_g = S_g / (S_g + S_{solv}), \quad (7)$$

здесь S_g – насыщенность по газу; S_{solv} – содержание газа-растворителя.

Модель II адсорбции, основанная на парциальных давлениях газов, входящих в смесь:

1. Изотерма Лэнгмюра для чистого газа (обычно метана) описывает зависимость концентрации газа на поверхности от давления.

2. Изотерма Лэнгмюра для чистого растворителя, например, CO_2 , описывает зависимость концентрации растворителя на поверхности от давления.

3. Относительная адсорбции газа и растворителя как функции состава газа в трещине.

Концентрация газа на поверхности

$$C_{gsurf}(P') = C_g(P') = C_g(P \cdot F_g(f_g)); \quad (8)$$

концентрация растворителя на поверхности

$$C_S(P') = C_S(P \cdot F_S(f_g)), \quad (9)$$

где $C_g(P')$ – адсорбция газа при парциальном давлении P' ; $C_S(P')$ – адсорбция растворителя при парциальном давлении P' .

Существующие специальные программные продукты, позволяющие моделировать процессы, происходящие в угольных пластах

Решатель ECOMERS-UT для моделирования добычи метана из угольных отложений был разработан, чтобы рассчитывать дебит метана и при этом захоронение CO₂ [25]. Анализ чувствительности показал, что проницаемость угольных пластов, закачка газовой компоненты и сетка расположения скважин являются важными факторами, определяющими дебит метана. Показатель потери от утечек CO₂ является самым важным для надежного хранения газа в угольных отложениях при добыче метана из угольных отложений. С помощью простой модели пласта была оценена возможность потерь. Результат показал, что при нормальных условиях закачки CO₂ вероятность потерь практически отсутствует. Вышележащие угольные пласты работают как удерживающая CO₂ порода со свойственной ей способностью адсорбировать.

Решатель ECOMERS-UT моделирует флюидодинамику. Этот симулятор работает, разделяя месторождение на множество объемных элементов (1–3-мерных блоков), т.е. так же используя методы конечных разностей. Каждому блоку приписываются свойства коллектора такие, как пористость, проницаемость, фазовая насыщенность, давление, газовая молярная доля и т.д. Совокупность объемных элементов представляет геологическую модель. Решатель также включает модель скважины, которая использует уравнения потоков флюидов, чтобы представить извлечение флюидов из месторождения. В то время как извлекается флюид из скважины, модель использует уравнение сохранения массы и свойства коллектора, которые приписаны объемным элементам, чтобы рассчитать движение флюидов в модели. Также она включает эффект набухания угольной матрицы. Для расчетов используется уравнение Пальмера–Мансури.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН РАЗЛИЧНОГО ВИДА ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Факторы, от которых может зависеть рациональное расстояние между скважинами [26]:

- проницаемость пласта;
- пористость пласта, величина и форма пор, величина и форма зерен пласта, шероховатость стенок пор и каналов;
- присутствие, количество, мощность и характер трещин;
- глубина залегания пласта;
- давление в пласте;
- температура пласта;
- удельный вес и вязкость газа;
- мощность пласта;
- структура месторождения, угол падения пласта, присутствие пережимов пласта, сбросов и пр., форма газоносной залежи;
- продуктивность;
- режим месторождения;
- диаметр скважины.

На основе анализа зарубежного опыта разработки метаноугольных месторождений с различными горно-геологическими условиями ОАО «Газпром промгаз» разработаны рекомендации о целесообразности применения различных методов интенсификации газоотдачи угольных пластов для горно-геологических условий различных типов метаноугольных месторождений [27].

В основу типизации метаноугольных месторождений по возможности применения различных методов интенсификации газоотдачи были положены типичные геологоструктурные характеристики и характеристика угленосности метаноугольных месторождений Кузбасса. Всего выделяется четыре основных типа метаноугольных месторождений. Их характеристика приведена в табл. 4.2.

Далее приведены схемы расположения разных скважин на метаноугольных месторождениях различного типа (см. табл. 4.2) (рис. 4.14–4.19).

Таблица 4.2

**Основные типы метаноугольных месторождений
(на примере Кузбасса)**

Тип месторождения	Структурная приуроченность и угленосность метаноугольных месторождений	Характерные примеры (месторождения)	Применяемые методы интенсификации газоотдачи угольных пластов
1	Синклинальная и антиклинальная структура, либо крыло моноклинали с пологими углами падения до 30–35°. Угольные пласты малой и средней мощности (до 3,5 м). В разрезе угленосных отложений от 2 до 4 групп продуктивных угольных пластов	Кыргайское, Талдинское, Беловское, Чертинское, Жерновское, Ерунаковское, Южно-Конюхтинское	1.1. Гидроразрыв групп продуктивных угольных пластов в вертикальных скважинах. 1.2. Гидроразрыв групп продуктивных угольных пластов в наклонно направленных скважинах с большим радиусом искривления при их кустовом расположении
2	Синклинальная и антиклинальная структура, либо крыло моноклинали с углами падения пластов до 30–35°. Угольные пласты малой и средней мощности (до 3,5 м), а также пласты мощностью 3,5–10,0 м и более. В разрезе угленосных отложений от 2 до 4 групп продуктивных угольных пластов	Нарыкско-Осташкинское, Распадское, Ольжерасское	2.1. Гидроразрыв групп продуктивных угольных пластов малой и средней мощности в вертикальных скважинах. 2.2. Бурение боковых стволов протяженностью до 100–150 м в мощных газоносных угольных пластах (скважины с малым радиусом искривления). 2.3. Бурение веерных боковых стволов из предварительно созданной полости протяженностью до 200–300 м. 2.4. Бурение групп скважин по пятиточечной схеме со средним радиусом искривления с проводкой стволов по мощным газоносным угольным пластам и попаданием периферических скважин в ствол центральной («Австралийская схема»).

Продолжение табл. 4.2

Тип месторождения	Структурная приуроченность и угленосность метаноугольных месторождений	Характерные примеры (месторождения)	Применяемые методы интенсификации газоотдачи угольных пластов
			2.5. Пневмогидродинамическое воздействие на мощные газоносные угольные пласты с образованием каверн в открытых стволах вертикальных скважин
3	Крутые углы падения (более 35°) в крыльях структур. Угольные пласты малой и средней мощности (до 3,5 м). В разрезе угленосных отложений от 2 до 4 групп продуктивных угольных пластов	Западная часть Ускацкого района, Новороссийская и Виноградовская антиклинали в Ленинском районе, Прокопьевско-Киселевский район	3.1. Гидроразрыв в вертикальных и наклонных скважинах. 3.2. Заканчивание вертикальных и наклонно направленных скважин открытым стволом с подраспирением
4	Крутые углы падения (более 35°) в крыльях структур. Угольные пласты малой и средней мощности (до 3,5 м), а также пласты мощностью 3,5–10,0 м и более. В разрезе угленосных отложений от 2 до 4 групп продуктивных угольных пластов	Прокопьевско-Киселевского и Бачатского районов	4.1. Гидроразрыв в вертикальных и наклонных скважинах. 4.2. Заканчивание вертикальных и наклонно направленных скважин открытым стволом с подраспирением. 4.3. Бурение одиночных наклонно направленных скважин с выхода пласта по его падению по мощным газоносным пластам. Заканчивание скважин открытым стволом с подраспирением. 4.4. Бурение групп скважин по мощным газоносным пластам с попаданием боковых скважин в ствол центральной

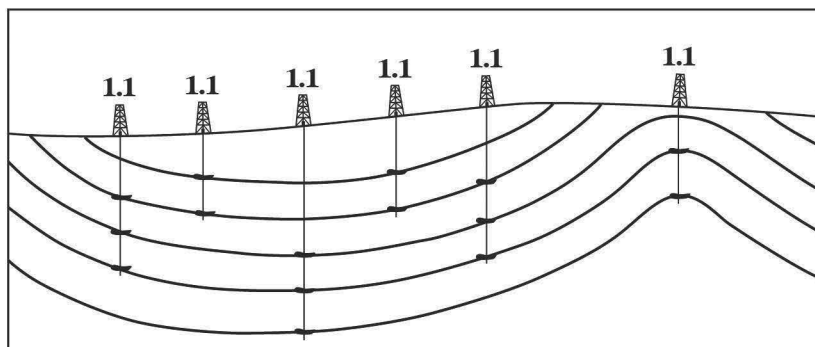


Рис. 4.14. Схема расположения вертикальных скважин по равномерной сетке при разработке метаноугольных месторождений типа 1

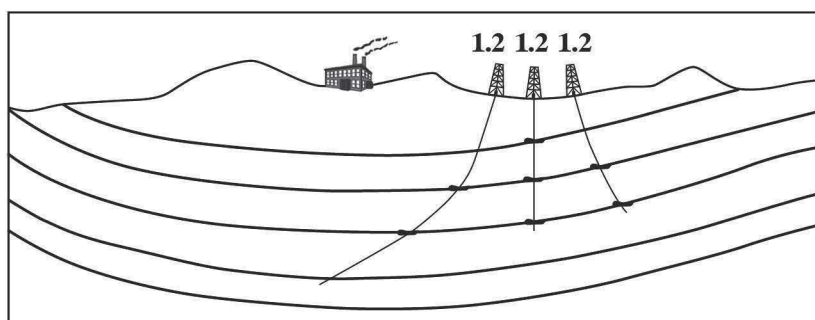


Рис. 4.15. Схема кустового расположения вертикальных и наклонно направленных скважин при разработке метаноугольных месторождений типа 1

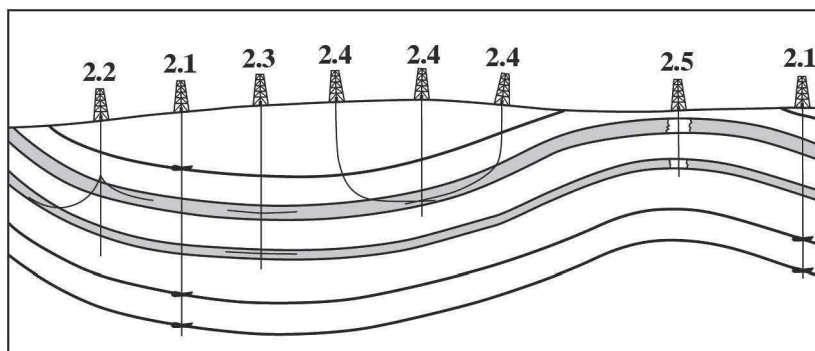


Рис. 4.16. Схема расположения вертикальных и наклонно направленных скважин при разработке метаноугольных месторождений типа 2

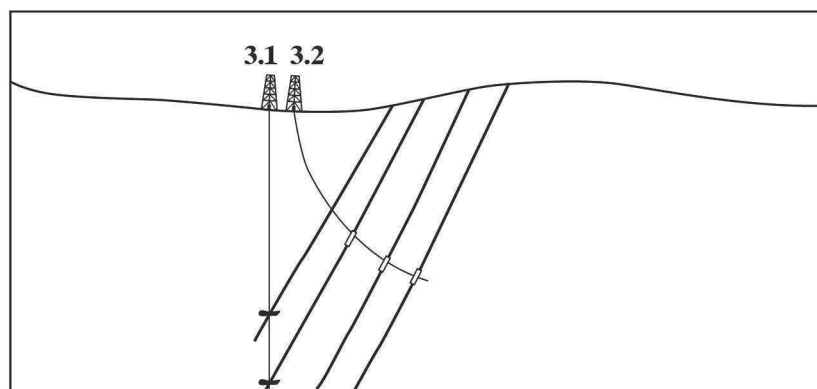


Рис. 4.17. Схема расположения вертикальных и наклонно направленных скважин при разработке метаноугольных месторождений типа 3

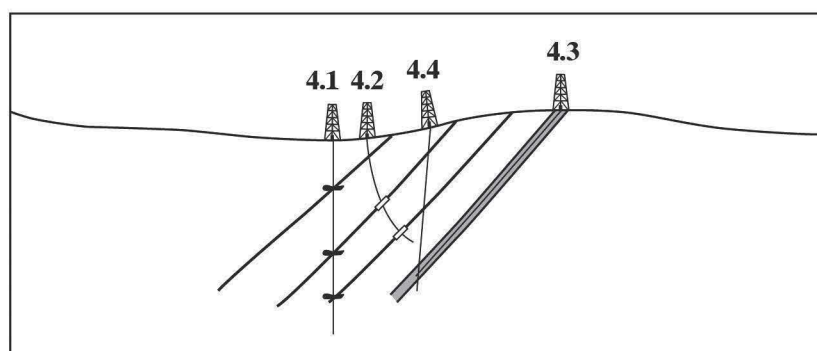


Рис. 4.18. Схема расположения вертикальных и наклонно направленных скважин при разработке метаноугольных месторождений типа 4

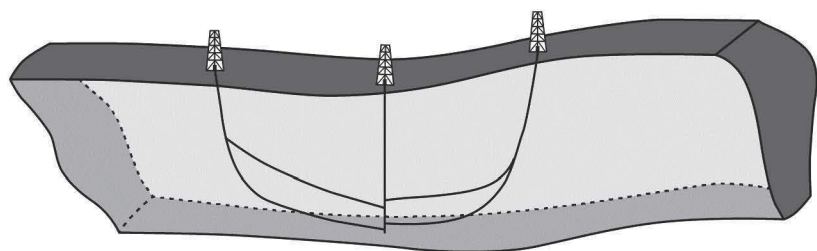


Рис. 4.19. Схема расположения наклонно направленных скважин при разработке метаноугольных месторождений типа 4

Метаноугольные месторождения типа 1 могут разрабатываться равномерной сеткой вертикальных скважин или кустами скважин, включающими вертикальную (центральную) и наклонно направленные скважины, с большим радиусом искривления. Основной вид технологий интенсификации газоотдачи – гидроразрыв продуктивных угольных пластов.

Промысловые объекты представляют собой метаноугольные залежи, приуроченные к группам угольных пластов малой и средней толщины (от 1 до 3,5 м), при их суммарной мощности около 10–20 м в интервале залегания 120–150 м. Углы падения до 30–35°. В разрезе угленосных отложений обычно выделяется от 2 до 4 промысловых объектов (см. рис. 4.14, 4.15). Месторождение может разбуриваться с расположением скважин по равномерной сетке, либо с кустовым расположением скважин.

В случае если первоочередным объектом эксплуатации является нижняя группа метаноугольных залежей, то месторождение разбуривается по площадной схеме расположения скважин, плотность которой предопределяется экономической целесообразностью. По мере истощения запасов метана первоочередных объектов эксплуатации, скважины переводят на вышележащие объекты.

При промысловой равнозначности групп пластов и необходимости интенсивного освоения месторождения, эксплуатацию объектов проводят одновременно по самостоятельным схемам размещения скважин.

Кустовое расположение вертикальных и наклонно направленных скважин. В случае когда по условиям рельефа, либо из-за наличия на поверхности инженерных сооружений (строений, угледобывающих предприятий и др.), не позволяющих размещать скважины по равномерной сетке, может быть применен кустовой метод их размещения (см. рис. 4.15, объект 1.2). Профили наклонных скважин определяются таким образом, чтобы плотность пластопересечений обеспечивала экономически целесообразные объемы добычи. При этом метаноугольные залежи (как и в предыдущем случае) могут разрабатываться одновременно или последовательно.

Метаноугольные месторождения типа 2 могут разрабатываться вертикальными скважинами с гидроразрывом,

вскрывающими пласты малой и средней мощности (см. рис. 4.16, объекты 2.1), наклонно направленными и горизонтальными скважинами, пробуренными по мощным газоносным угольным пластам (см. рис. 4.16, объекты 2.2 и 2.3), либо вертикальными скважинами, с пневмогидродинамическим воздействием (кавернообразование) в открытом стволе (см. рис. 4.16, объект 2.4).

Промысловые объекты представляют собой метаноугольные залежи, приуроченные к группам угольных пластов малой и средней толщины (от 1 до 3,5 м), при их суммарной мощности около 10–20 м в интервале залегания 120–150 м, а также к одиночным угольным пластам мощностью до 10–12 м и более. Углы падения до 30–35°.

Метаноугольные залежи, приуроченные к группам угольных пластов малой и средней мощности, разрабатываются вертикальными скважинами с гидроразрывом (см. рис. 4.16, объект 2.1) по схеме аналогичной разработке месторождений типа 1.

Метаноугольные залежи, приуроченные к мощным угольным пластам, могут разрабатываться скважинами с проходкой наклонно направленных и горизонтальных стволов протяженностью 100–150 м по продуктивным угольным пластам (скважины с малым радиусом искривления) (см. рис. 4.16, объект 2.2). Другой способ разработки таких залежей – с бурением веерных боковых стволов протяженностью до 200–300 м из предварительно сделанной полости в угольном пласте (см. рис. 4.16, объект 2.3).

Разработка метаноугольных залежей, приуроченных к мощным угольным пластам, может производиться по технологии MRD (см. рис. 4.15 и 4.16, объект 2.4) и технологии пневмогидродинамического воздействия (кавернообразования) в открытом стволе (см. рис. 4.16, объект 2.5).

Метаноугольные месторождения типа 3 разрабатываются вертикальными скважинами с гидроразрывом (см. рис. 4.17, объект 3.1), или наклонно направленными (возможно горизонтальными) скважинами (см. рис. 4.17, объект 3.2) с расширением ствола в продуктивных угольных пластах.

Промысловые объекты представляют собой метаноугольные залежи, приуроченные к группам угольных пла-

стов малой и средней толщины (от 1 до 3,5 м), при их суммарной мощности около 10–20 м в интервале залегания 120–150 м. Углы падения более 35°.

Метаноугольные месторождения типа 4 разрабатываются вертикальными скважинами с гидроразрывом (см. рис. 4.18, объект 4.1), наклонно направленными скважинами, вскрывающими пласты малой и средней мощности (см. рис. 4.18, объект 4.2), а также вертикальными и наклонно направленными скважинами, пробуренными по мощным газоносным угольным пластам (см. рис. 4.18, объекты 4.3 и 4.4).

Промысловые объекты представляют собой метаноугольные залежи, приуроченные к группам угольных пластов малой и средней толщины (от 1 до 3,5 м), при их суммарной мощности около 10–20 м в интервале залегания 120–150 м, а также к одиночным угольным пластам мощностью до 10–12 м и более. Углы падения до 30–35°.

Метаноугольные залежи, приуроченные к группам угольных пластов малой и средней толщины, разрабатываются вертикальными скважинами с гидроразрывом, а также наклонно направленными скважинами по схеме аналогичной разработке месторождений типа 3 (см. рис. 4.18, объекты 4.1 и 4.2).

Метаноугольные залежи, приуроченные к пластам повышенной мощности (более 5 м), могут разрабатываться одиночными наклонно направленными скважинами, которые бурятся по мощным газоносным пластам с их выхода под наносы по падению пласта (см. рис. 4.18, объект 4.3). Профиль скважины ориентируется по нормали к основной системе трещин. Заканчивание скважин открытым стволом с расширением. Этот метод разработки применим для залежей в пластах с небольшой (до 50–100 м) зоной газового выветривания, с хорошей проницаемостью более 10 мД. Эти залежи могут разрабатываться также группами скважин (см. рис. 4.18, объекты 4.3 и 4.4) по технологии MRD (см. рис. 4.19).

Расположение скважин может быть самое разнообразное. Так, в работе [28] предлагается расположить горизонтальные стволы скважины в более мощных пропластках месторождения (рис. 4.20). Бурение первоначально проводится вдоль основных направлений, потом бурятся от-

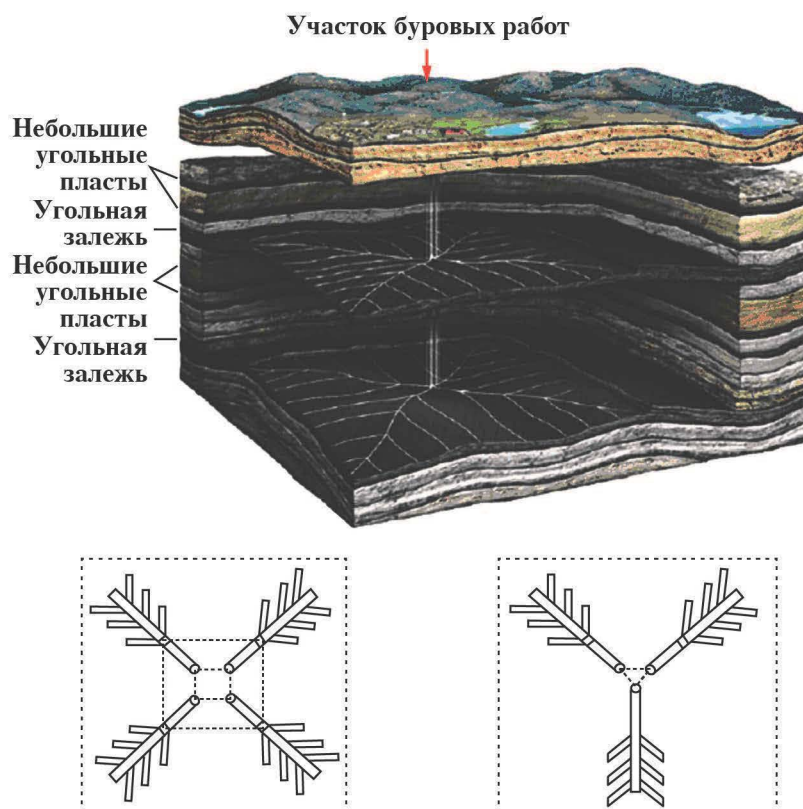


Рис. 4.20. Расположение горизонтальных стволов скважин, забуренных из основного, как предложено в [28]

ветвления уже из основного ствола, что позволяет экономить средства. Такое вскрытие рекомендуется при относительно низком забойном давлении [29].

Расчет площади дренирования в работе [12] предлагается проводить по формуле

$$CDA = CGP/GIP,$$

где CDA – площадь дренирования на настоящий момент, м^2 ; CGP – накопленная добыча газа; GIP – рассчитанные добываемые запасы газа на 1 м^2 . Дополнительное бурение для уплотнения сетки скважин может проводиться на основании этих расчетов для повышения газоотдачи пласта.

Если рассматривать радиальный пласт, радиус дренирования (DR) может быть рассчитан следующим образом:

$$DR = \sqrt{\frac{4CDA}{3,14}}.$$

Тот факт, что часто рассматривается круговая форма зоны дренирования, не всегда является следствием свойств реального пласта. Однако это считается разумным путем для сравнения дебитов скважин, когда рассматриваются тренды проницаемости, смещения горных пород или размещение скважин для уплотнения сетки.

Специалисты США [30] предлагают рассматривать вопрос размещения скважин, исходя из времени, требующегося на достижение необходимого эффекта дегазации. Это специфика добычи метана в США, где практически дегазация приравнивается к добыче, т.е. добыча газа ведется в тех пластах, которые потом, в течение ближайшего времени, могут разрабатываться, как угольное месторождение шахтным способом.

В соответствии с рис. 4.21 каждый участок имеет размеры 900×250 м. До начала работ на первом участке остается 2 года. Заблаговременная дегазация продуктивных пластов в пределах этого участка требует наиболее плотного размещения скважин. Исходя из опыта компании, для максимально быстрой дегазации угольных пластов на площади 900×250 м необходимо пробурить не менее 20 вертикальных скважин. Размещение скважин – в два ряда по 10 скважин в каждом на удалении 90 м по простиранию и 125 м по падению. Участок, на котором начало разработки планируется через 3 года, требует менее плотного размещения скважин – примерно семь скважин. Расстояние между двумя соседними скважинами в каждом ряду – примерно 250 м. На третьем участке, где работы по проведению горных выработок планируется начать через 4 года от начала, требуется еще меньшее число скважин и допустимым становится еще большее расстояние между ними. Третий участок даст примерно тот же дегазационный эффект, что и первые два, но при минимальных затратах. Конечно, данный пример

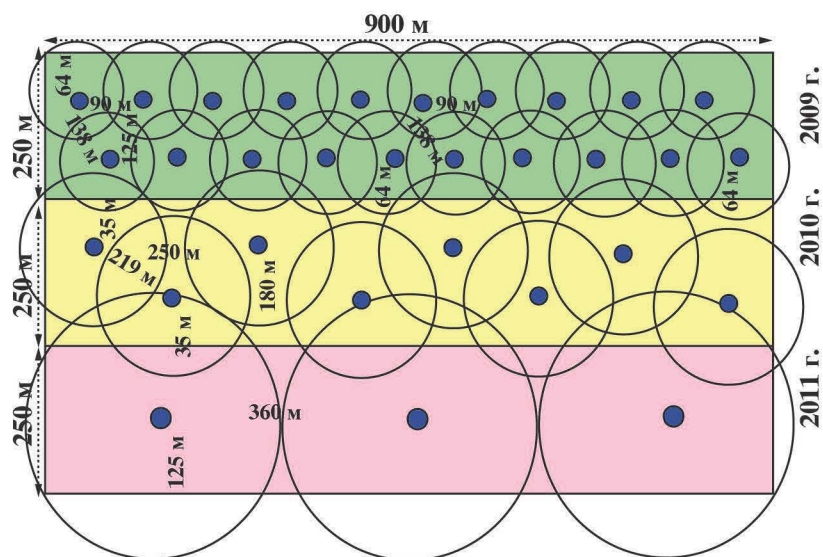


Рис. 4.21. Размещение скважин добычи–дегазации в зависимости от сроков разработки месторождения угольными шахтами

весьма условен, и плотность размещения скважин для каждого участка определяется в индивидуальном порядке.

Стадийность и технологии разработки метаноугольных месторождений

Метаноугольные месторождения всегда разрабатываются только при условии проведения дополнительного воздействия на пласт с целью интенсификации и повышения газоотдачи.

При разработке метаноугольного месторождения существуют три основных стадии откачки воды (см. рис. 3.2). Обязательным условием добычи метана из угольного пласта [29] является то, что вода должна извлекаться, чтобы снижалось пластовое давление и начался процесс десорбции газа из угольных матриц. При этом увеличивается проницаемость, и газ мигрирует к скважине по трещинам в угольной породе. Таким образом, добыча метана также имеет три стадии: падение давления, период устойчивого дебита, период падающей добычи.

Как видно из рис. 4.22 [29], вода притекает к скважине на протяжении всей истории разработки и, следовательно, ее необходимо постоянно извлекать. При этом наблюдается первоначальный подъем дебита газа, а потом его снижение. Это отличается от характера разработки традиционного газового месторождения.

Добыча воды ведется с использованием насосной техники. Техника выбирается в соответствии с условиями конкретной скважины, пласта, возможностей добывающей компании.

Существует несколько требований к технологии дренирования: 1) большая скорость добычи воды, т.е. доставки на поверхность, при этом процесс должен минимально зависеть от интерференции скважин; 2) давление, действующее на призабойную зону, должно падать так же, как и поступающий поток жидкости с работой оборудования, расположенного в скважине, должен снижаться; 3) должны проводиться измерения и существовать делители, предотвращающие поток, содержащий частицы угля, несанкционированное разрушение призабойной зоны.

Известные технологии диагностики работы скважины, добывающей жидкость, включают следующее: проверка наличия твердых частиц в потоке и состава воды; статические исследования уровня жидкости, проводимые с целью изучения изменений статического пластового давления; динамические исследования уровня жидкости, цель которых – определить возможности питающего потока; измерение динамометрической диаграммы для определения нагрузки на штангу насоса, для определения условий работы техники и других параметров.

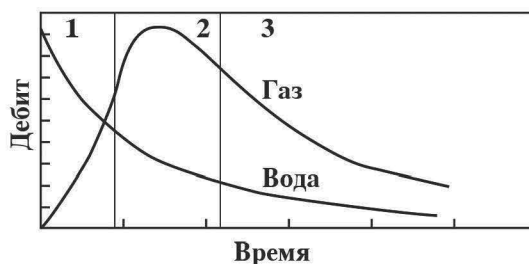


Рис. 4.22. Закономерности добычи газа и воды из метанугольного месторождения [29]

При добыче газа идет контроль за выносом твердых частиц. Как было доказано на опыте США, экономически выгодно использовать систему газ–лифт, которая на более поздних стадиях разработки может быть заменена на систему насосов с низкой мощностью [29].

Выбор технологии дренирования проводится на основании гидрогеологических исследований. Критерий – максимум добычи воды должен достигаться даже при самом низком забойном давлении с целью скорейшего начала добычи метана. Выбор зависит от ряда проведенных исследований и анализа их результатов: давление, дебиты по воде и газу конкретной скважины. Продолжительность службы и эффективность работы оборудования могут быть снижены, если пренебречь восприимчивостью геологической структуры и окружающей среды. Помимо динамических параметров должны быть учтены характер флюида, песка, масштабы процесса, электроснабжение, запасы газа, среда, окружающая залежь.

Одной из проблем добычи МУО, в отличие от добычи природного газа на традиционных месторождениях, является энергоемкость, связанная с использованием насосов, дожимных компрессорных станций (ДКС) и другого оборудования. В России традиционно компрессорные станции на газовых месторождениях и магистральных трубопроводах работают, потребляя газ. Оборудование метаноугольных месторождений может также использовать электроэнергию, производимую из добываемого газа. Решающим в выборе источника электроэнергии в конкретном случае будут экономическая рентабельность, наличие соответствующих коммуникаций, оборудования.

5

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ГАЗООТДАЧИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

В настоящее время применяются четыре основных метода воздействия на пласты [27]. Приведем их в порядке частоты использования:

- гидравлический разрыв пластов;
- метод кавернообразования в необсаженном стволе скважины;
- бурение горизонтальных, наклонно направленных и многозабойных скважин;
- закачка в угольные пласты диоксида углерода и азота.

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

Гидравлический разрыв пластов

Гидравлический разрыв – самый распространенный 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 или системы трещин. Пропант необходим для предотвращения смыкания стенок трещины и предохранения от забивания трещин угольными частицами. Гидроразрыв в настоящее время используется в мире больше чем на 80 % действующих скважинах для добычи

метана. Эта технология может использоваться при различных пластовых условиях.

Выбор жидкости гидроразрыва – очень важен для обеспечения эффективной стимуляции газоотдачи пластов. Жидкость гидроразрыва может быть следующих видов: азотная пена для низконапорных коллекторов; жидкости на водной основе для коротких трещин с низкой проводимостью; линейный или поперечно-сшитый гель для широких и протяженных трещин [31].

Жидкость разрыва должна [32, 33]:

- иметь достаточную динамическую вязкость для создания трещин высокой проводимости (за счет увеличения раскрытия и эффективного заполнения пропантом);
- иметь низкие фильтрационные утечки (для получения нужной геометрии трещины с минимальными затратами жидкости);
- обладать совместимостью с породами и флюидами пласта;
- обеспечивать минимальное снижение проницаемости зоны пласта, контактирующей с жидкостью;
- легко выноситься из пласта и трещины гидроразрыва после обработки;
- быть технологичной в приготовлении и хранении в промысловых условиях;
- обеспечивать низкие потери давления в результате трения в трубах;
- иметь низкую коррозионную активность;
- быть экологически чистой и безопасной в применении;
- иметь относительно низкую стоимость.

Большие утечки в пласт приводят к следующим нежелательным результатам [34]:

- уменьшению эффективности ГРП (эффективность ГРП определяется коэффициентом эффективности как отношение объема трещины к общему объему закачанной жидкости с момента начала операции);
- ухудшению свойств, т.е. загрязнению пласта;
- потере жидкости, которая ограничивает глубину (или степень) продвижения трещины;
- увеличению вероятности преждевременной забивки (закупорки) трещины пропантом, что препятствует росту трещины.

Чтобы уменьшить утечки жидкости разрыва в пласт через стенки трещины, в жидкость разрыва добавляют различные присадки, в основном, антифильтрационные агенты и агенты снижения трения. Реология жидкости влияет как на вязкость жидкости и песконесущую способность, так и на скорость утечек в пористую среду. На практике в угольных пластах используют следующие типы жидкостей разрыва с различной реологией: вода без пропанта; вода с пропантом; линейные полимеры и поперечно-сшитые гели; азотные и углекислые пены.

Сравнительная характеристика жидкостей разрыва, используемых в угольных пластах [34], представлена в табл. 5.1.

Гидроразрыв с применением пены в качестве жидкости разрыва. При проведении гидроразрыва в метанугольных пластах применяется пена, используемая на традиционных месторождениях в пластах с пониженным давлением газа или в пластах, чувствительных к повреждению жидкостями, или в пластах, в которых существует сильное сопротивление проникновению жидкости. Однако это более дорогие операции, например, по сравнению с теми, где применяется поперечно-сшитый гель [21].

Гидроразрыв с применением воды (с пропантом) в качестве жидкости разрыва. При проведении гидроразрыва, с целью сохранения естественной проницаемости пласта, может использоваться вода в качестве

Таблица 5.1

Сравнительная характеристика жидкостей разрыва, используемых в угольных пластах [34]

Вид жидкости разрыва	Стоимость	Уровень загрязнения пласта	Транспортировка пропанта	Длина трещины
Вода без пропанта	Средняя	Средний	Низкая	Низкая
Вода с пропантом	Средняя	Средний	Низкая	Низкая
Линейные полимеры	Средняя	Средний	Низкая	Средняя
Гели с полимерными загустителями	Высокая	Средний	Средняя	Средняя
Азотная пена	Высокая	Средний	Средняя	Средняя

рабочей жидкости разрыва плюс калиброванный песок с заданной концентрацией (например, 100–200 кг/м³ воды). Гидроразрыв с применением воды в качестве жидкости разрыва, безусловно, дешевле, чем с применением геля (на 2000 г. разница стоимости этой операции в США составляла 50 %).

Оптимальный пропант для ГРП в метанугольном пласте. Качество пропанта является важным фактором успешности ГРП. Для поддержания стенок трещин гидроразрыва в угольных месторождениях обычно выбирается песок. Проблемы с пропантом здесь те же, что и в традиционных месторождениях, но есть и специфические из-за свойств угольных пластов [34]:

- вдавливание пропанта в мягкую структуру породы;
- вынос пропанта после начала добычи;
- захватывание частиц угля вместе с пропантом;
- утечки песконесущей жидкости во вторичные трещины;
- перенос пропанта через извилистые пути трещины;
- преждевременное осаждение пропанта в трещине.

Физическими характеристиками пропантов, влияющими на проводимость трещины, являются прочность и размер гранул, гранулометрический состав, форма и плотность гранул [32]. При этом выделяют три основных типа используемых пропантов: кварцевые пески средней и высокой плотности, синтетические пропанты (керамические) средней и высокой прочности, а также пески и синтетические пропанты, покрытые смолой (покрытие уменьшает обратный вынос пропанта) [35].

После снятия избыточного давления при разрыве пласта, горное давление сжимает пропантную упаковку, что приводит к разрушению частиц пропанта и ухудшению проводимости трещины, поэтому прочность частиц является одним из определяющих факторов.

Первым и наиболее широко используемым материалом для укрепления трещин являются пески, плотность которых составляет приблизительно 2,65 г/см³. Пески чаще всего используются при гидроразрыве угольных пластов как из практических, так и из экономических соображений. Как уже упоминалось, ГРП в угольных пластах проводится на небольших глубинах (от 200 до 700 м), где

напряжение сжатия не превышает 40 МПа, поэтому их прочности достаточно. В отличие от традиционных месторождений, где могут использоваться сверхпрочные пропанты, выдерживающие напряжения до 100 МПа. Также используются среднечерные керамические пропанты плотностью 2,7–3,3 г/см³.

Выбор размера пропанта определяется комплексом факторов. Наиболее часто применяют пропанты с диаметром зерен 0,425–0,85 мм, реже 0,85–1,7 мм, 0,85–1,18 мм, 0,212–0,425 мм. Чем крупнее гранулы, тем большей проницаемостью обладает упаковка пропанта в трещине. Однако с увеличением размеров гранул уменьшается прочность пропанта. Кроме того, использование крупнозернистого пропанта сопряжено с дополнительными проблемами как при его переносе вдоль трещины, так и с вдавливанием пропанта в мягкую угольную породу.

Плотность пропанта определяет перенос и расположение пропанта внутри трещины гидроразрыва. Пропанты высокой плотности труднее поддерживать во взвешенном состоянии в жидкости разрыва при их транспортировании вдоль трещины. В последнее время некоторые производители пропанта стали выпускать облегченные пропанты, характеризующиеся пониженной плотностью.

Правильный выбор размера частиц пропанта и режима его закачки может помочь избежать проблем с утечками и вдавливанием частиц песка в пласт. Существует технология последовательной закачки в трещину пропантов, различающихся как по фракционному составу, так и по другим свойствам [33].

В традиционных месторождениях в трещину закачивается сначала мелкий песок, а затем более крупный для создания наибольшей проводимости в окрестности забоя, где скорость фильтрации максимальная [33]. В угольных пластах ситуация прямо противоположная. Например, в работе [36] предлагается следующий режим закачки пропанта: сначала закачивать крупный песок более 0,6 мм, чтобы избежать вдавливания песка в пласт, затем 0,2–0,4 мм, чтобы заблокировать частицы угля и предотвратить вынос пропанта обратно в ствол скважины. После этого – пропант радиусом 0,4–0,8 мм для уменьшения сопротивления течению в призабойной зоне.

Гидроразрыв с применением воды (без пропанта) в качестве жидкости разрыва. Дебит газа скважин, где проведен гидроразрыв с применением воды без пропанта, не такой высокий, по сравнению с теми, где был пропант. Эта операция значительно дешевле. Следовательно, она может применяться из соображений рентабельности.

Проведение повторного гидроразрыва с использованием только воды в скважинах, где прежде проводился гидроразрыв с применением геля, как правило, дает прирост добычи.

Гидроразрыв с применением геля в качестве жидкости разрыва. Этот метод стимулирования скважин проводится через перфорированные обсадные трубы в угольных пластах. Отрицательным эффектом от применения гелей является ухудшение проницаемости угольных пластов. Таким образом, к гелям предъявляется требование быть растворимыми в воде и легко выходить из пор. Этими свойствами обладают поперечно-связанные гели. Существуют импортные и отечественные разработки и промышленное производство (Россия, ЗАО «Химеко-ГАНГ»).

После любой операции гидроразрыва, проведенной с пропантом, происходит вынос его, что приводит к снижению рентабельности и усложнению технологии.

Успешность проведения ГРП определяется двумя основными параметрами: эффективным радиусом трещины и коэффициентом проводимости трещины. Коэффициент проводимости C_{fd} есть отношение произведения раскрытия трещины и проницаемости пропантной упаковки к произведению полудлины трещины на проницаемость пласта. Иными словами, C_{fd} есть мера относительной способности трещины пропускать через себя флюид к способности пласта «питать» трещину [20]. При фиксированном объеме пропанта, размещенном в трещине, оптимальная продуктивность достигается при значении коэффициента проводимости $C_{fd} \approx 1,6$, дальнейшее его увеличение невыгодно.

Сложности проведения ГРП в угольных пластах возникают из-за специфики структуры и свойств таких пластов-коллекторов [34, 37, 38]:

- угольный пласт адсорбирует химикаты жидкостей разрыва;
- угольный пласт содержит сложную систему естественных трещин первичного, вторичного и третичного происхождения, которые впитывают жидкость разрыва, что приводит к загрязнению породы (ухудшению проницаемости) и увеличению утечек;
- из-за больших утечек требуется высокое давление для разрыва угольной породы;
- одновременное образование новых сложных множественных трещин;
- на относительно небольших глубинах, где преимущественно проводят добычу метана из угольных пластов, образуются трещины с различной ориентацией в пространстве (горизонтальные, вертикальные или комбинированные (Т- или Н-образные));
- нелинейные (извилистые) пути роста трещины;
- необходимость проводить повторные (многократные) разрывы;
- угольные пласты обычно имеют меньшую мощность, чем в традиционных газовых месторождениях, отчего сложно достичь нужной высоты трещины, не выходящей за границы залежи.

Как и для традиционных месторождений, в угольных пластах перед операцией ГРП обычно проводят мини-тесты – операции по созданию небольших пробных трещин для определения характеристик пласта и направления напряжений. В пласт закачивают небольшой объем воды и измеряют мгновенное давление, которое позволяет определить основное напряжение [32, 34].

В общем случае используется следующая стратегия проведения ГРП в угольных пластах:

- проведение мини-тестов;
- закачка жидкости для гидроразрыва пласта;
- укрепление трещины пропантом;
- проведение повторного ГРП;
- смыкание и очистка трещины;
- утилизация извлеченной жидкости.

Последняя позиция важна, так как, чтобы начать добычу метана, необходимо выкачать пластовую жидкость. Это уменьшит пластовое давление, переведет метан в свобод-

ное состояние и позволит ему поступать в скважину. Обычно на эту процедуру уходит от нескольких месяцев до нескольких лет.

На каждом этапе проводится слежение за кривыми давления для корректировки режимов.

Одной из проблем ГРП в угольных пластах является ухудшение проницаемости во время этой операции. Наличие трещины ГРП увеличивает напряжение в угольном пласте, сжимая среду, окружающую трещину, что и приводит к ухудшению проницаемости породы [39]. Увеличение напряжения в пласте равно полезному давлению в трещине. Полезное давление в трещине определяется как разность между давлением в трещине и минимальным напряжением горных пород. Чем выше трещина и чем больше в ней напряжение, тем больше нарушается проницаемость резервуара. При этом повреждение максимально у центра поверхности трещины и уменьшается ближе к ее концу.

Из-за такого изменения напряжений в пористой среде (иногда на 10–50 атм) при повторном разрыве ГРП трещина может пойти в другом направлении, иногда в орто-

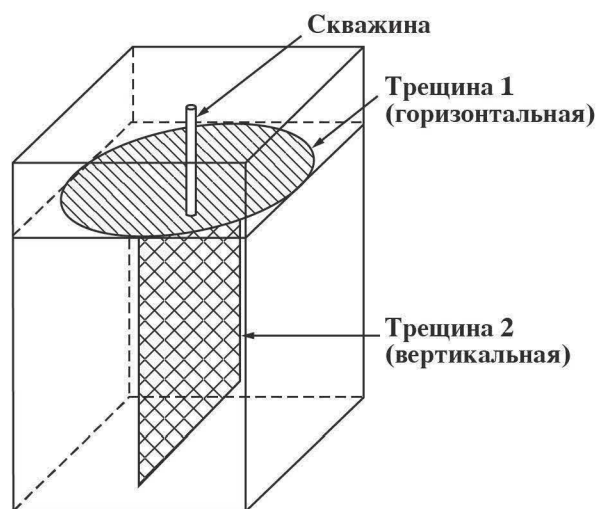


Рис. 5.1. Пример: трещина 1 горизонтальная, трещина 2 из-за смены напряжений пласта растет в вертикальном направлении [40, 13]

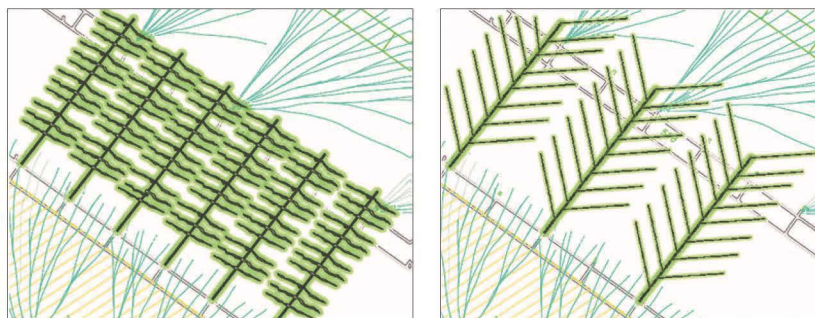


Рис. 5.2. Оптимальное расположение трещин ГРП в угольном пласте для вертикальных скважин [41]

гональном, т.е. если начальная трещина была горизонтальной, следующая трещина может расти в вертикальном направлении (рис. 5.1) или наоборот. Таким образом, изменение соотношения напряжений может приводить к изменению ориентации трещины.

Преимуществом повторного ГРП являются:

- новая трещина может дойти до нетронутого угольного пласта и обойти (уменьшить) поврежденный жидкостью разрыва (например, гелем) участок, созданный во время более раннего ГРП;
- новая трещина будет направлена вдоль естественных трещин в породе, что увеличит скорость добычи газа.

На рис. 5.2 показаны возможные варианты скважин с многочисленными трещинами ГРП вдоль стволов.

Метод пневмогидродинамического воздействия в необсаженном стволе скважины

Технология признана эффективной. Заключается в пневмогидродинамическом воздействии на угольный пласт с кавернообразованием. Проводится на стадии заканчивания добывающих скважин. В результате ствол скважины эффективно связывается с системой природных трещин, благодаря созданию большого количества разнонаправленных, саморасклинивающихся трещин. Каверна является побочным явлением процесса, а не главной целью заканчивания для специфики скважины в метанугольном пласте.

Метод заключается в периодически повторяющихся циклах введения воздуха или водовоздушной смеси в интервал необсаженного ствола, за которым следует стремительное сбрасывание давления. Таким образом, этот метод является динамическим заканчиванием необсаженного ствола. Теоретически обосновано, что в угольном пласте могут создаваться трещины растяжения на удалении от скважины, которые не берут начало от ствола скважины, и могут быть ориентированы в любых направлениях. В качестве побочного явления стремительного уменьшения давления происходит увеличение диаметра необсаженной части скважины из-за обрушения в породы углей, обладающих низкой прочностью, что является в свою очередь наложением гидродинамических эффектов [42].

Разрушение сдвига является результатом действующей нагрузки, когда давление в стволе скважины падает (в период сброса давления). В этом случае создаются активные зоны разрушения сдвига, которые ориентированы перпендикулярно к направлению максимального горизонтального стресса и перпендикулярны ориентации зон разрушения растяжения.

В процессе пневмогидродинамического «завершения» скважины должен вводиться воздух или водовоздушная смесь в ствол скважины в течение нескольких часов при расходах около $100 \text{ м}^3/\text{мин}$ и давлении на поверхности до 15 МПа. Фактические (действительные) расход и давление являются функцией глубины, проницаемости и наличия напряжения в недрах. После того, как давление закачки достигает расчетного, верхний клапан открывается, и поверхностное давление резко понижается, флюиды выбрасываются через выкидную линию в отстойник. Обычно проводятся от 20 до 30 закачек в течение полного цикла, для которого может требоваться почти 20 дней [43].

Во многих случаях эта технология оказывается более эффективной, чем какая-либо другая. Превосходство этого метода по сравнению с гидроразрывом на примере месторождения Сан-Хуан составляло до 5–10 раз. Сопоставления проводились по 10 скважинам, в которых первоначально был проведен гидроразрыв в обсаженном стволе и замерены начальные дебиты скважин, а затем скважины были повторно пробурены, и на те же угольные пласты

было произведено пневмогидродинамическое воздействие с кавернообразованием в необсаженном стволе, так называемая «кавитация». Время наблюдений – один год. Данные о результатах этих сопоставлений представлены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Сравнение производительности скважин с гидроразрывом и скважин, «завершенных» пневмогидродинамическим воздействием с кавернообразованием, на участке Northeast Blanco в бассейне Сан-Хуан [42]

Скважины, первоначально обсаженные и «завершенные» гидроразрывом в обсаженном стволе		Скважины, повторно перебуренные с гидродинамическим воздействием в открытом стволе и образованием каверн		
Исходные номера скважин	Дебит газа, тыс. м ³ /сут	Номера скважин после «перезавершения»	Кратковременный (начальный) дебит газа, тыс. м ³ /сут	Установившиеся дебиты газа, в январе 1992 г., тыс. м ³ /сут
400	3,1	400 R	73,6	101,9
403	28,3	403 R	308,6	118,9
404	4,3	404 R	639,6	130,3
413	11,3	413 R	305,8	127,4
421	22,6	421 R	648,8	155,8
423	6,8	423 R	283,2	121,8
425	7,9	425 R	373,8	104,8
427	24,3	427 R	252,0	85,0
429	13,3	429 R	56,6	42,5
441	20,4	441 R	19,8	48,1
Всего по 10 скважинам	142,3	Всего по 10 скважинам	2961,7	1036,5
В среднем на каждую скважину	14,2	В среднем на каждую скважину	296,2	103,7

Анализ горно-геологических условий, в которых наиболее эффективна технология кавернообразования, показывает, что обязательными условиями для этого являются [42, 43]:

- аномально высокое пластовое давление флюидов;
- высокая газоносность пластов (более $15 \text{ м}^3/\text{т}$), при полном газонасыщении;
- витринитовый петрографический состав углей (80–90 %);
- мощные угольные пласты (более 10–12 м);
- средняя стадия метаморфизма углей (R_o 0,75–1,1);
- низкая зольность углей (10–15 %).

Вытеснение метана в результате закачки других газов

Метод был успешно опробован. Закачивали азот и двууглекислый газ. В процессе закачки повышается внутрипластовое давление и увеличивается скорость диффузии. Уголь является пористой средой, которая имеет относительно большую остаточную поверхностную энергию. Эта энергия достаточно точно оценивается. После того как смешанные газы приходят в состояние равновесия, количество адсорбированного газа снижается для каждой компоненты при одинаковых внутрипластовых условиях. Некоторая часть ранее адсорбированного метана становится подвижной, в результате чего повышается скорость диффузии, скорость фильтрации по закону Дарси.

Различные газы имеют разные адсорбционные возможности, так как разные силы действуют между молекулами газа и угля (рис. 5.3).

В соответствии с рис. 5.4 были сделаны выводы, что CO_2 более эффективно вытесняет метан. CO_2 имеет много преимуществ по сравнению с N_2 . CO_2 дешевле, имеет лучшую проникающую способность, демонстрирует лучшие результаты при добыче метана.

Механизмы нагнетания N_2 и CO_2 отличаются. Способность угля адсорбировать N_2 меньше, чем CH_4 . Поэтому нет соревнования между N_2 и CH_4 в процессе адсорбции. Это означает, что N_2 не может вытолкнуть CH_4 из матриц породы в существующую систему трещин. Но при одном и

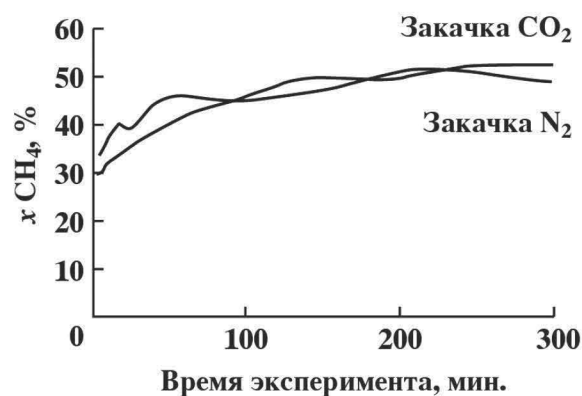


Рис. 5.3. Вытеснение метана газами N₂ и CO₂ при постоянном давлении [29]

том же давлении можно уменьшать возможный перепад давления для метана, вводя N₂. Азот в свою очередь будет разгонять метан в пористой среде.

На одной из скважин разрабатываемого метаноугольного месторождения в Китае были проведены исследования. Были произведены закачка и остановка скважины, чтобы позволить CO₂ вытеснить метан, а также возобновлена добыча. При этом проводился мониторинг изменения состава добываемого газа. Исследования успешно завершились с дебитом 1200 м³/сут. На рис. 5.5 показаны кривые до и после закачки CO₂.

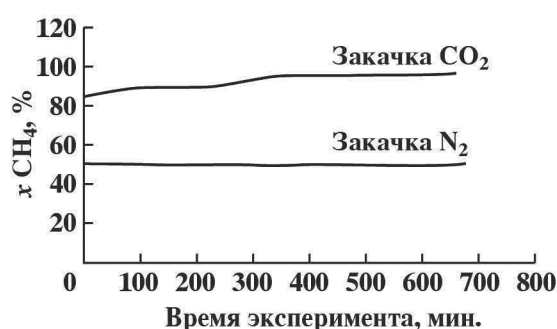


Рис. 5.4. Вытеснение метана газами N₂ и CO₂ при постоянном дебите закачки [29]

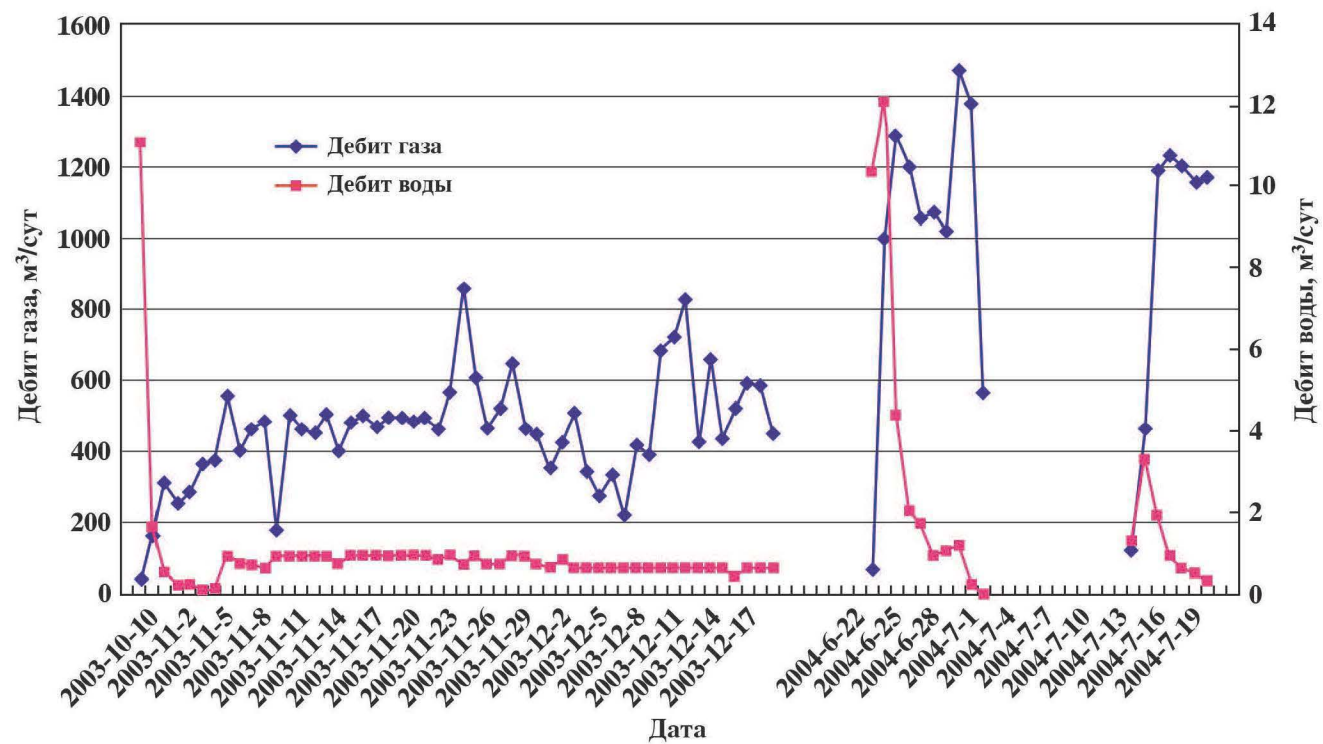


Рис. 5.5. Зависимости дебитов до и после закачки CO₂ в отдельно взятую скважину (Китай) [29]

На основании этого опыта были сделаны выводы, что закачка CO_2 дает хороший результат для пластов с высокой проницаемостью, высоким давлением, умеренной глубиной и низкой температурой.

Дебит скважины, если попытаться формализовать его зависимость от различных параметров,

$$Q = f(C_0, A, P_L, p, h),$$

где C_0 – содержание газа в природном угле до добычи; A – показатель давления адсорбции МУО; P_L – давление Лэнгмюра; p – пластовое давление на разрабатываемой площади; h – мощность пласта.

Пластовое давление

$$p = \varphi(r_w, r, R),$$

где r_w – радиус скважины; r – заданный радиус в пределах контура питания; R – характерное значение кривой давления,

$$R = \sqrt{\frac{kt}{\varphi C_t \mu}},$$

здесь k – проницаемость каждого пропластка; t – время добычи газа; φ – пористость пропластка; C_t – коэффициент сжимаемости жидкости при пластовых условиях; μ – вязкость жидкости.

$$R = CR',$$

где C – константа; R' – радиус газовыделения.

Типичная кривая дебита для вертикальной МУО скважины показана на рис. 5.6.

Время адсорбции является одним из основных параметров при добыче МУО, определяющих скорость десорбции. Поэтому оно сильно влияет на дебит. В основном время адсорбции получают на основании прямых экспериментальных исследований по десорбции. На рис. 5.7 показаны

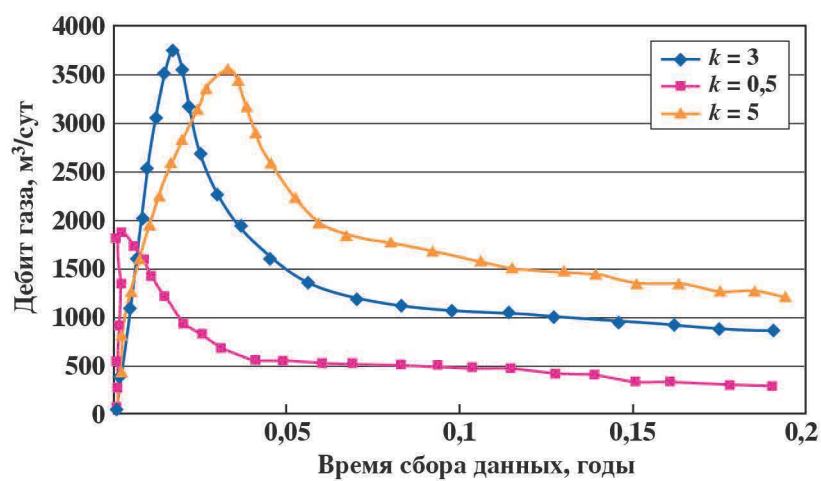


Рис. 5.6. Кривая дебита МУО в день при различных значениях проницаемости [44]

результаты, полученные при различных значениях времени адсорбции, при всех прочих одинаковых условиях. Исследования показывают, что чем меньше время адсорбции,

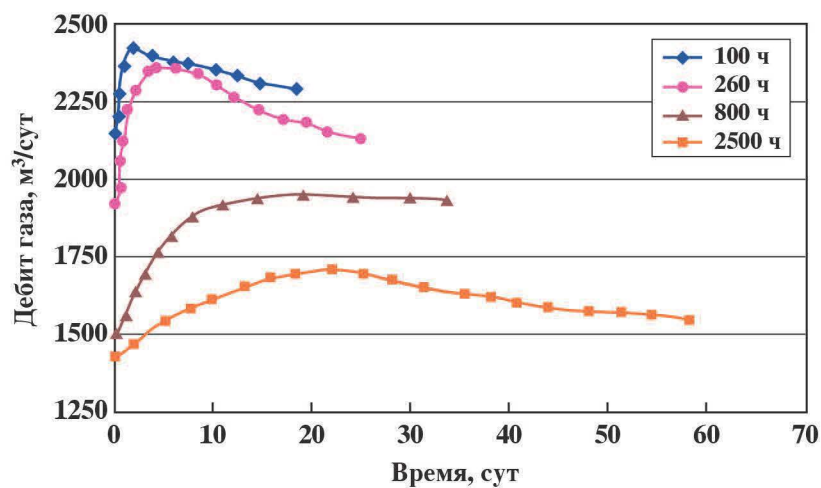


Рис. 5.7. Кривые суточного дебита МУО при различных значениях времени адсорбции [44]

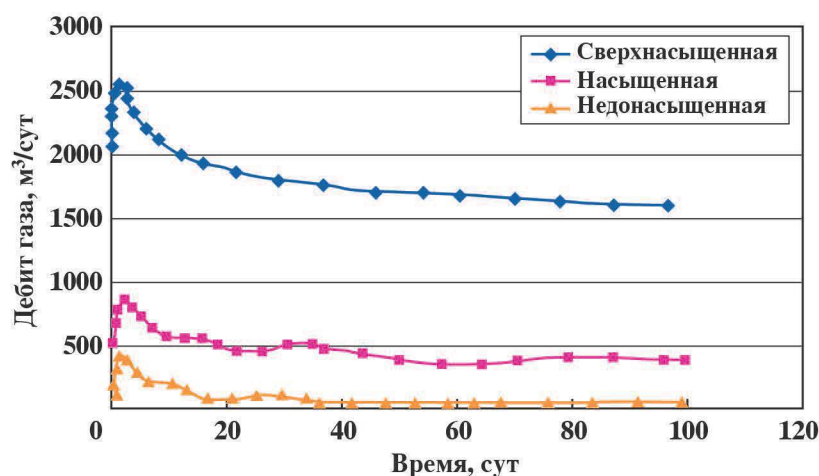


Рис. 5.8. Кривые суточного дебита при различных значениях газонасыщенности угля [44]

тем выше скорость диффузии. Главное, что чем меньше времени проходит до достижения максимума дебита, тем больше пиковое значение дебита, и тем быстрее падает добыча. Однако малое время адсорбции может сократить период стабильного дебита. Суммарный объем метана, добытого из пластов с малым временем адсорбции, может быть меньше, чем при большем времени адсорбции. Поэтому время адсорбции само по себе не может дать точную оценку коэффициента отдачи и дебита, а меньшее время адсорбции не всегда является благоприятным показателем для добычи МУО.

На рис. 5.8 видно изменение продуктивности при различных значениях критического давления десорбции. Там представлены сверхнасыщенные, насыщенные и недонасыщенные угольные залежи при одинаковых прочих параметрах. Для сверхнасыщенных угольных залежей могут существовать поток метана и выделение газа, так как газ обнаруживается, когда десорбированный МУО распределен по всей породе. Это позволяет получать относительно высокие дебиты. Насыщенные угольные пласты в начальный момент разработки находятся в состоянии десорбции. Но МУО не мигрирует по всему пласту, потому что на-

сыщенность области, удаленной от скважины, все еще меньше, чем остаточная газонасыщенность. В недонасыщенных пластах область, при давлении ниже критического давления десорбции, тратит некоторое количество энергии пласта, пока не начнется десорбция газа. Тем временем, из-за низкого содержания метана, пиковое значение дебита будет низким, а после него наступает резкое падение. Соответственно добыча в таких пластах ниже, чем в двух предыдущих случаях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. *Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод ОК 032–2002* (принят и введен в действие постановлением Госстандарта РФ от 25 декабря 2002 г. № 503-ст)
2. *Гречухин В.В., Бродский П.А., Климов А.А. и др.* Геофизические методы изучения геологии угольных месторождений. – М.: Недра, 1995. – 477 с.
3. *Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А.* Петрофизика (Физика горных пород): Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ФГУП Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.
4. *ГОСТ 25543–88.* Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам
5. *Карасевич А.М., Хрюкин В.Т., Зимаков Б.М. и др.* Кузнецкий бассейн – крупнейшая сырьевая база промышленной добычи метана из угольных пластов. – М.: Изд. Академии горных наук, 2001. – 64 с.
6. *Угольная база России. Том II. Угольные бассейны и месторождения Западной Сибири (Кузнецкий, Горловский, Западно-Сибирский бассейны; месторождения Алтайского края и республики Алтай).* – М.: ООО «Геоинформцентр», 2003. – 604 с.
7. *Стрельченко В.В.* Геофизические исследования скважин. – М.: Недра, 2008. – 552 с.
8. *Управление свойствами и состоянием угольных пластов с целью борьбы с основными опасностями в шахтах*/В.В. Ржевский, Б.Ф. Братченко, А.С. Бурчаков, Н.В. Ножкин; Под ред. В.В. Ржевского. – М.: Недра, 1984. – 327 с.
9. *Young G.B.C.* Computer modeling and simulation of coalbed methane resources. *International Journal of Coal Geology* 35. – 1998. – P. 369–379.
10. *Pekot L.J., Reeves S.R.* Modeling the Effects of Matrix Shrinkage and Differential Swelling on Coalbed Methane Recovery and Carbon Sequestration. *Advanced Resources International*, Arlington, Virginia and Houston, Texas.
11. *Peide S.* Study of dynamic models for coal gas dynamics (part 2), Mining Safety Inspection Bureau, Changguang Coal Mining Company, Niutoushan, Zhejiang Province, China, 1991.
12. http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf.

13. *Временные методические рекомендации по подсчету запасов метана в угольных пластах как самостоятельного полезного ископаемого* // ОАО «Газпром». – 2009. – 40 с.

14. *Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов* (утверждена МПР России № 126 от 07.02.2001 г.).

15. *Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов* (утверждена приказом МПР России № 0298 от 01.11.2005 г.).

16. *Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геолого-разведочных работах* (утверждена Председателем ГКЗ СССР 07.10.1977 г.).

17. *Palmer I.D.* Permeability changes in coal: Analytical modeling, International Journal of Coal Geology, 2008.

18. *Palmer I.D., Cameron J.R., Moschovidis Z.A.* Looking for permeability loss or gain during coalbed methane production. 2005 International coalbed methane symposium [0515].

19. *Jones F.O.Jr.* A laboratory study of the effects of confining pressure on fracture flow and storage capacity in carbonate rocks. Soc. Pet. Engrs. Preprint 4559 (Oct. 1973).

20. *King G.R., Ertekin T.M.* A Survey of Mathematical Models Related to Methane Production from Coalseams, Part I: Empirical & Equilibrium Sorption Models, Proc., CBM Symposium, Tuscaloosa, Alabama (April 1989). – P. 37–55.

21. *Spafford S.D., Schraufnagel R.A.* Multiple Coalseams Project, Quarterly Review of Methane from Coalseams Technology (July 1992) 10, no. 1. – P. 15–18.

22. *Sawyer W.K., Zuber M.D., Kuuskraa V.A., Horner D.M.* Using Reservoir Simulation and Field Data to Define Mechanisms Controlling CBM Production, Proc., CBM Symposium, Tuscaloosa, Alabama (November 1987). – P. 295–307.

23. *Kazemi H.* Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs SPE 5719, SPEJ. – P. 317–326, Dec. 76.

24. *Васюков В.Н., Рощина И.В., Зайцев А.В., Сторонский А.Н.* Влияние геологической структуры на распределение дебитов скважин, добывающих метан из угольных пластов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 3. – С. 13–21.

25. *Шимада С.* Оценка дебита и потерь метана при повышении отдачи в процессе разработки метаноугольных отложений // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 3. – С. 89–97.

26. *Стрижов И.Н., Ходанович И.Е.* Добыча газа. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 376 с.

27. *Хрюкин В.Т., Сторонский Н.М.* 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. – № 38. – С. 22–30.

28. *Schoenfeldt H.* von et al. (2004) Unconventional drilling methods for unconventional reservoirs in the US and overseas, in: Proceedings

of the International coalbed methane symposium, Tuscaloosa (AL), 3–7 May. – P. 0441.

29. *Feasibility Study of Coal Bed Methane Production in China Energy and Environment Programme* (EuropeAid/120723/D/SV/CN) China University of Petroleum, Beijing March. – 2008. – 238 p.

30. Сикора П., Смыслов Д. и др. Особенности заблаговременной дегазации угольных пластов методом бурения скважин с поверхности // Глюкауф. – 2008. – Март. – № 1.

31. Palmer D.I., Lambert W.S., Spitler L.J./Coalbed methane well completions/Hydrocarbons from Coal, AAPG Studies in Geology № 38. – Tulsa, Oklahoma, USA. – 1993. – P. 303.

32. Economides M.J., Nolte K.J., eds. Reservoir Stimulation, Third Edition, J. Wiley and Sons, Chichester, 2000.

33. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – 40 с.

34. Rogers R.E. Coalbed Methane: Principles and Practice [Chapter 8. Hydraulic Fracturing of coal seams], Englewood Cliffs, N.J.: PTR Prentice Hall, 1994.

35. Roberts J. Gas fuels proppant prospect, Industrial Minerals, Nov. – 2009.

36. Holditch S.A., Ely J.W., Semmelbeck, M.E., Carter R.H., Hinkel J., Jeffrey Jr. R.G. Enhanced Recovery of Coalbed Methane Through Hydraulic Fracturing, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2–5 October. – 1988. – Houston, Texas.

37. Boyer II S.M., Reeves S.R. A strategy for coalbed methane production development III: Production Operations. Proceeding of the 1989 coalbed methane symposium. The Univ. of Alabama/Tucalosta, April 1989.

38. Wright C.A. et al. Enhanced Hydraulic fracture technology for a coal seam reservoir in Central China, SPE 29989, 1995.

39. Palmer I.D. Induced Stresses due to Propped Hydraulic Fracture in Coalbed Methane Wells, SPE 25861, 1993.

40. Регламент по составлению отчетных документов по авторскому сопровождению разработки месторождений природного газа // ОАО «Газпром», 2002. – 27 с.

41. Black D., Aziz N. Hydraulic Fracturing in underground coal mines. Australia, Univ. of Wollongong, 2004.

42. Logan T.L., Mavor M.J. Khodaverdian/Optimizing and Evaluation of Open-Hole Cavity Completion Techniques for Coal Gas Wells/Proceedings of the 1993 International Coal Bed Methan Symposium. The University of Alabama/Tuscaloosa. – May 17–21. – 1993. – P. 609.

43. Amoco CO₂ pilot seeks to increase coalbed gas flow/OGJ. – 1993. – V. 91.

44. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1971.

●

ОБ АВТОРЕ



В 1988 г. окончила МИНГ имени И.М. Губкина по специальности «Прикладная математика».

Работала в 1988–1999 гг. в организациях: Институт проблем механики АН СССР; ИПНГ РАН; ООО «ВНИИ-нефть» им. академика А.П. Крылова, с 1999 г. – старший научный сотрудник РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, старший преподаватель, доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений.

Область интересов – моделирование фильтрационных процессов на микроуровне, исследование влияния структуры пористой среды на фильтрационные процессы.

В последнее время активно занимается вопросами подготовки специалистов для двух направлений газовой отрасли: подземное хранение газа и добыча метана из угольных отложений.

Куратор программ дополнительного профессионального образования, профессиональной переподготовки и повышения квалификации в области подземного хранения газа и извлечения метана из угольных пластов.

Имеет благодарность и Почетную грамоту ПАО «Газ-пром».

Автор 35 печатных работ.

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Хайдина Мария Павловна

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ РЕСУРСЫ.
МЕТАНОУГОЛЬНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Редактор *Т.К. Рубинская*
Художник-график *М.С. Голубева*
Технический редактор *Г.В. Лехова*
Корректор *Е.М. Федорова*
Компьютерная верстка *Ю.А. Титова*

Подписано в печать Формат 60×90 ¹/₁₆. Гарнитура «Петербург».
Печать офсетная. Печ. л. 6,5. Уч.-изд. л. 6,8. Тираж экз. Заказ

ISBN 978-5-91961-207-0



9 785919 612070



ДЛЯ ЗАМЕТОК



ДЛЯ ЗАМЕТОК