

УДК 622.279

**ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ СТРУКТУР НА ДОБЫЧУ МЕТАНА
ПРИ РАЗРАБОТКЕ УЧАСТКА QD УГОЛЬНОГО БАСЕЙНА ЦИНЬШУЙ (КИТАЙ)**

Ян Ин¹, Чэнь Хуань², Ван Хэнян¹, Чжоу Цяофэн³, Цзя Бао⁴

¹Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина,
просп. Ленинский, 65, к. 1, 119991, г. Москва, Россия

²ООО “АТ&М Технология экологической инженерии”, 100081, г. Пекин, Китай

³Северо-восточный нефтяной университет,

E-mail: 969659914@qq.com, 163318, Хэйлунцзян, г. Дацин, Китай

⁴Китайская национальная нефтегазовая корпорация “Морская инженерная компания”,
300454, г. Тяньцзинь, Китай

Дана оценка влияния тектонических структур на распределение метаноносности угольного пласта на участке QD угольного бассейна Циньшуй. Определены зависимости дебитов газа от расстояния забоя скважины до сброса, а также минимальные расстояния от забоев скважин до сброса для рентабельной добычи метана угольных пластов. Полученные результаты могут использоваться при размещении скважин для добычи метана на данном участке.

Метан угольных пластов, метаноносность, тектонические структуры метанугольных месторождений, гидродинамическое моделирование, метанугольный бассейн Циньшуй

DOI: 10.15372/FTPRI20210309

Добыча метана из угольных пластов имеет социальное и экономическое значение во всем мире, в том числе и в Китае. Метан угольных пластов — нетрадиционный источник природного газа. Метанугольные месторождения имеют специфические характеристики, что осложняет их разработку. Метаноносность — важнейший параметр, на уровень и распределение которого влияют тектонические структуры. Это количество метана, фактически содержащееся в пластовых условиях в единице веса или объеме угля. Согласно [1], добыча метана из угольных пластов может быть экономически целесообразна только в том случае, если метаноносность $> 4.5 \text{ м}^3/\text{т}$ и проницаемость пласта $> 1.0 \text{ мД}$.

В США впервые стали добывать метан из угольных пластов в 1970-х годах XX в., и до сих пор эта страна является передовой в данной отрасли. При этом оценки по метаноносности для добычи метана в разных угольных бассейнах различаются. Например, бассейны San Juan и Black Warrior имеют высокую метаноносность и газонасыщенность, эффективность разработки месторождения большая. Метаноносность угля в бассейне Powder River довольно низкая по сравнению с San Juan и Black Warrior ($3.0\text{--}8.5 \text{ м}^3/\text{т}$). Причины эффективной разработки данного бассейна заключаются в малой глубине залегания, большой толщине угольных пластов, их высокой проницаемости и газонасыщенности. Отметим, что экономическая целесообразность разработки угольных пластов зависит не только от одной, а от рационального сочетания многих характеристик.

Метаноугольные бассейны в Китае характеризуются высокой метаноносностью [2]. В бассейне Циньшуй она оценивается в среднем $10\text{--}20\text{ м}^3/\text{т}$, максимальное значение достигает $37\text{ м}^3/\text{т}$. Анализ характеристик метаноносных угольных пластов в Китае и России подтвердил тесную зависимость метаноносности от степени метаморфизма углей, глубины залегания, сорбционной способности, трещиноватости угольных пород, пластовых давления и температуры, а также от тектонических структур [3–8].

Разные тектонические структуры имеют разное влияние на метаноносность и ее распределение в угольных пластах [9]. При наличии необрушенной низкопроницаемой породы кровли угольного пласта метаноносность в приосевых частях антиклинальных складок обычно более высокая [10, 11]. Приосевые части и крылья синклиналей отличаются большой метаноносностью, а в мелких синклиналях и моноклиналях, где угольные пласты имеют выход на поверхность земли, — пониженной, т. е. влияние сброса на метаноносность может быть разным [12, 13]. Взброс характеризуется зоной смятия вблизи сброса, в пределах развития которого формируются локальные скопления метана и участки угольных пластов с повышенной метаноносностью. Сброс и сдвиг имеют зону растяжения и перемятых пород, оказывая дегазирующее влияние на угольные пласты.

Сбросы существенно влияют на продуктивность скважин. Они могут создавать барьеры проницаемости. В приразломной зоне происходит изменение структуры углей, что приводит к повышению или снижению проницаемости пласта. Сбросы также создают гидродинамические связи между угольными пластами и прилегающими водоносными горизонтами, препятствуя снижению пластового давления и негативно влияя на добычу метана. Кроме того, сбросы увеличивают сложности при бурении.

Угольный бассейн Циньшуй (Китай) занимает лидирующие позиции по запасам метана и является основным бассейном, где ведутся работы по геологическому изучению недр, поиску, разведке, а также промышленной добыче метана. Изучаемый участок *QD* находится на юге угольного бассейна. Самые угленасыщенные среди продуктивных отложений в целом по бассейну — отложения Тайюань свиты карбона и Шаньси свиты перми, характеризующиеся как наиболее перспективные для промысловой добычи метана.

Цель настоящей работы — исследование влияния тектонических структур на распределение метаноносности и продуктивность скважин при добыче метана на участке *QD* угольного бассейна Циньшуй.

Объект исследования — угольный пласт *S* свиты Шаньси с глубиной залегания $536.1\text{--}883.7\text{ м}$. Абсолютные отметки залегания пласта, отсчитываемые от уровня моря, $17.1\text{--}321.2\text{ м}$. На рис. 1 показаны абсолютные отметки подошвы пласта. Его мощность на данном участке изменяется незначительно (средняя мощность 6.40 м , мощность прослоев аргиллитов или глинистых алевролитов $<0.50\text{ м}$, мощность отдельного прослоя $<0.30\text{ м}$). По степени метаморфизма угли относятся к антрациту, третьей стадии метаморфизма, имеют низкое содержание золы и сверхнизкое содержание серы. Подстилающие угольный пласт *S* породы представлены аргиллитами и глинистыми алевролитами, реже алевролитами, перекрывающие — черными аргиллитами, глинистыми алевролитами, реже мелкозернистыми песчаниками. Структура пласта не нарушена, по степени устойчивости пласт относится к устойчивым.

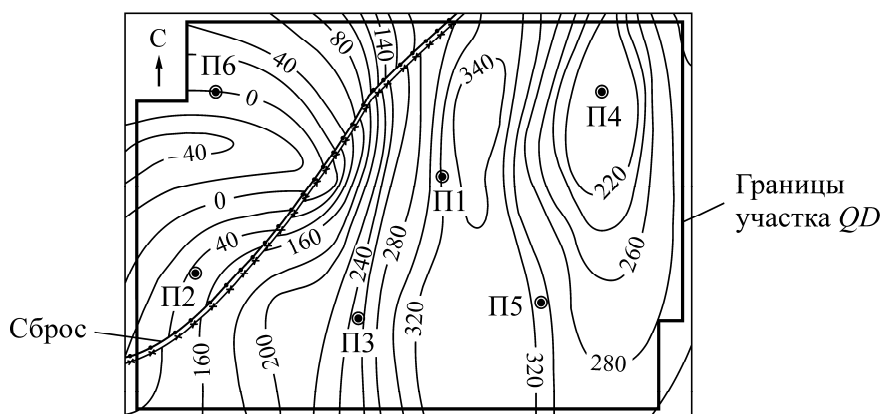


Рис. 1. Абсолютные отметки подошвы пласта S на участке QD : П1 – П6 — параметрические скважины

Тектоническое строение участка QD представляет собой крупную моноклинали, которая протягивается с севера и северо-востока, при этом наблюдается ее общее региональное погружение на северо-запад. В юго-восточной части участка развиваются широкие пологие складчатые структуры, простирающиеся в меридиональном направлении. Тектоническая схема участка QD приведена на рис. 2. Для складок участка характерны линейные симметричные формы, крылья складок имеют пологие углы падения $3-20^\circ$. Ввиду тектонических движений углы падения крыльев складки в отдельных локальных зонах значительно изменяются. Восточная часть участка сложена двумя крупными складками, протягивающимися вдоль всего участка. Синклиналь C_1 и антиклиналь C_2 простираются параллельно с севера на юг.

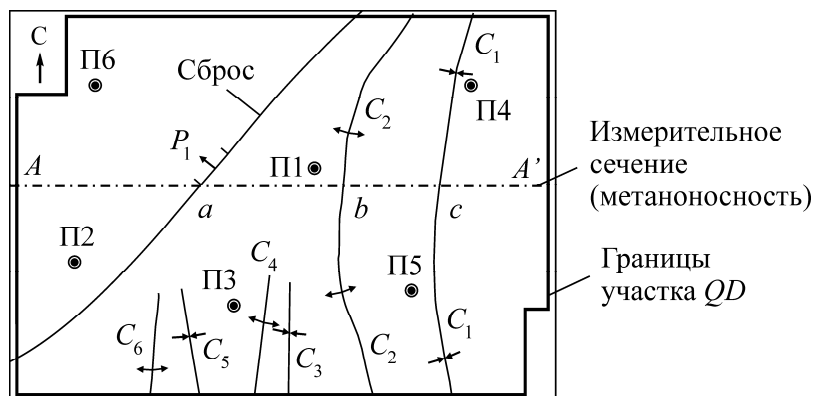


Рис. 2. Тектоническая схема участка QD : C_2, C_4, C_6 — антиклинали; C_1, C_3, C_5 — синклинали

Кроме описанных складок на территории участка к категории крупных тектонических структур следует отнести сброс с амплитудой смещения 100 м. Сброс P_1 протягивается с северо-востока на юго-запад на 12.5 км и имеет несколько выходов на поверхность земли (рис. 2). В разрезе пласта, где расположен сброс, угольный пласт перемещается вверх и встречается с аргиллитами верхней свиты Сяшихэцзы. В этой зоне породы кровли пласта подверглись разрушению, что увеличило трещиноватость пород и снизило герметичность кровли. Ширина зоны разрушения менее 20 м. По результатам анализа химического состава пластовых вод обнаружено, что минерализация воды по обе стороны сброса разная. Коррозии кальцита, заполняющего трещины сброса, не обнаружено, в зоне сброса наблюдается цементация горных пород. Этот участок имеет несложное тектоническое строение.

По данным каротажа скважин, расположенных по площади участка, водообильность комплекса трещиноватых водоносных горизонтов песчаников верхней угленосной свиты Шаньси незначительна и неравномерна по площади и в разрезе. Отсутствует прямая гидравлическая связь между угленосными свитами и вышележащими водоносными песчаниками, так как верхняя часть разреза свиты состоит из низкопроницаемых аргиллитов. Сброс P_1 характеризуется чрезвычайно низкой водо- и газопроводимостью, являясь изолирующим барьером.

Для определения общих свойств углей осуществлялся технический анализ и анализ химического состава газа (табл. 1, 2). Полученные характеристики свойств углей типичны для большинства углей в бассейне Циньшуй. Общее содержание углерода C_{daf} , водорода H_{daf} и азота N_{daf} представляет собой массовые доли этих элементов в аналитической пробе. Результаты анализа основных элементов угля показали, что соотношение числа атомов водорода и углерода колеблется от 0.44 до 0.58. Низкие значения показателей отражают высокую степень метаморфизма углей пласта S . Для исследуемого участка характерно высокое содержание метана (79.42–95.62 %).

ТАБЛИЦА 1. Результаты технического анализа углей и расчета пористости

Скважина	Образец	M_{ad}	A_d	V_{daf}	ρ_t	ρ_a	Φ	Элементный анализ		
								C_{daf}	H_{daf}	N_{daf}
		%			т/м ³			%		
П1	1–1	0.18	11.53	8.97	1.52	1.46	4.55	—	—	—
	1–2	0.13	12.62	8.46	—	—	—	92.5	3.40	1.02
П2	2–1	0.94	8.54	9.70	1.52	1.44	5.26	—	—	—
	2–2	0.96	25.09	9.02	—	—	—	92.56	3.72	1.07
П3	3–1	0.58	21.75	9.34	1.51	1.42	5.96	—	—	—
	3–2	0.81	9.78	9.72	—	—	—	91.40	4.04	1.07
П4	4–1	1.01	14.30	9.72	1.58	1.50	5.06	—	—	—
	4–2	1.02	20.44	9.13	—	—	—	88.27	4.30	1.14
П5	5–1	0.85	8.67	8.18	1.50	1.42	5.33	—	—	—
	5–2	0.88	5.36	7.72	—	—	—	92.79	3.62	1.07
П6	6–1	0.28	13.48	9.78	—	—	—	91.84	3.62	1.06
	6–2	0.10	17.26	9.03	1.52	1.46	3.95	—	—	—

Примечание. M_{ad} — влажность; A_d — зольность; V_{daf} — выход летучих веществ; ρ_t , ρ_a — истинная и кажущаяся плотность; Φ — пористость; ad , d — воздушно-сухое и сухое состояние угля; daf — условное состояние угля без общей влаги и золы

ТАБЛИЦА 2. Результаты анализа химического состава газа, %

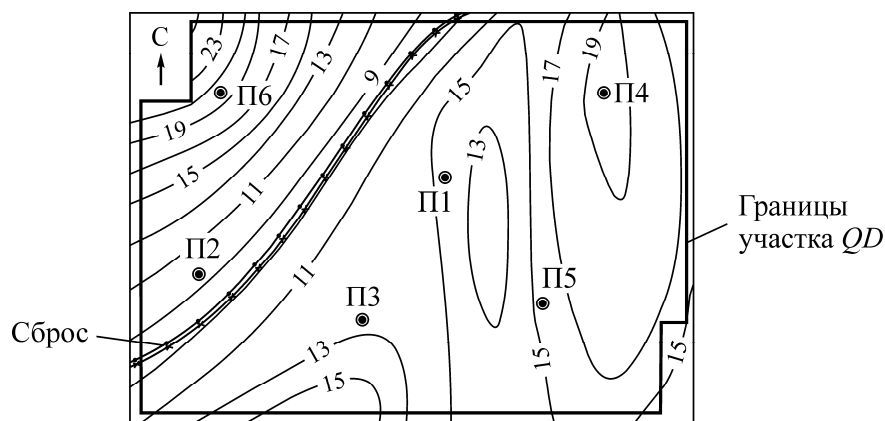
Скважина	Образец	Состав газа			
		N_2	CO_2	CH_4	C_2^+
П1	1–1	1.92	4.97	93.11	0
	1–2	7.25	1.27	91.48	0
П2	2–1	1.87	5.77	92.36	0
	2–2	8.78	2.46	88.76	0
П3	3–1	5.44	4.48	90.08	0
	3–2	1.25	3.13	95.62	0
П4	4–1	4.17	5.63	90.20	0
	4–2	10.26	1.20	88.53	0.01
П5	5–1	10.10	8.24	81.66	0
	5–2	6.77	4.18	89.05	0
П6	6–1	14.40	0.84	84.75	0.01
	6–2	19.90	0.68	79.42	0

Для определения метаноносности, сорбционных свойств и характеристик общих свойств углей отбирались керны из шести параметрических скважин. Параметры изотермы адсорбции Ленгмюра рассчитывались в лабораторных условиях по методике сорбционного насыщения метаном измельченной фракции угля. Скважины испытывались с целью определения проницаемости и пластового давления (табл. 3).

ТАБЛИЦА 3. Метаноносность, сорбционные свойства, давление и проницаемость угольного пласта

Скважина	Образец	Общее содержание газа, м ³ /т		Время сорбции, сут	Сорбционные свойства по Ленгмюру		Проницаемость, мД	Пластовое давление, МПа
		на сухую беззольную массу	на сухую массу		Объем, м ³ /т	Давление, МПа		
П1	1–1	15.9	14.0	4.17	36.63	2.27	1.61	4.48
	1–2	16.2	14.1	4.43				
П2	2–1	9.9	9.0	4.33	33.33	2.46	0.97	6.07
	2–2	12.3	9.1	4.24				
П3	3–1	15.4	12.0	4.27	32.75	2.49	1.66	4.50
	3–2	13.8	12.3	4.79				
П4	4–1	22.4	19.0	4.23	30.22	1.90	1.38	5.27
	4–2	24.7	19.4	4.95				
П5	5–1	17.1	15.5	4.02	26.73	2.12	2.07	3.76
	5–2	16.6	15.6	4.14				
П6	6–1	23.2	20.0	4.02	30.22	1.90	1.13	5.74
	6–2	25.8	21.3	4.14				

Угольный пласт *S* на участке *QD* характеризуется высокой метаноносностью (рис. 3). Она оценивается 8.2–25.3 м³/т на сухую беззольную массу (преобладают значения 14.8–20.5 м³/т). Причина — наличие кровли пласта с низкой проницаемостью, которая представлена аргиллитами. На распределение метаноносности также влияют тектонические структуры. Изолинии метаноносности на северо-западе участка расположены параллельно простиранию сброса.

Рис. 3. Распределение метаноносности в пласте *S* на участке *QD*

В настоящей работе введено понятие измерительного сечения. Это виртуальное сечение участка, в котором проводится измерение метаносности (рис. 2). Точки пересечения сброса P_1 , антиклинали C_2 и синклинали C_1 с измерительным сечением обозначены a , b и c соответственно. На рис. 4 показана зависимость метаносности от расстояния до левой границы участка по измерительному сечению (см. рис. 2). Установлено, что метаносность пласта имеет наименьшее значение в зоне сброса и увеличивается с расстоянием от сброса P_1 (с $8.2 \text{ м}^3/\text{т}$ в зоне сброса) до $17.2 \text{ м}^3/\text{т}$ в зоне левой границы участка. Вследствие этого сброс отрицательно влияет на скопление метана, что обусловлено зоной растяжения пород вблизи сброса P_1 и разрушением структуры углей из-за большой амплитуды смещения (100 м), а также выходами сброса на поверхность земли. Разрушение структуры углей способствует снижению проницаемости в приразломной зоне более чем на 40 % по отношению к средним значениям.

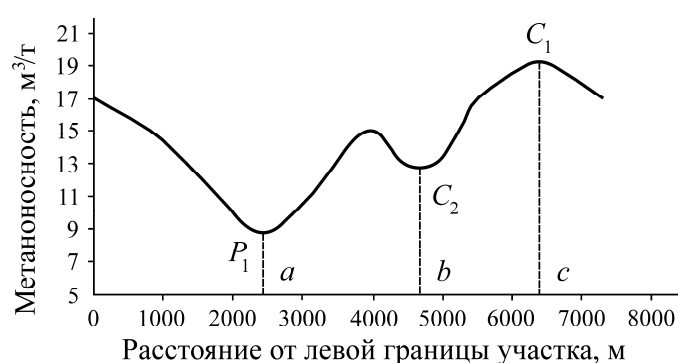


Рис. 4. Зависимость метаносности по измерительному сечению от расстояния до левой границы участка

На распределение метаносности в юго-восточной части участка влияют складчатые структуры. Метаносность в приразломной зоне по сравнению с приосевыми частями антиклинали и синклинали уменьшается на 36.9 и 56.8 % соответственно. Она достигает своего предельного значения в тех местах, где находятся синклиналь C_1 и антиклираль C_2 . Чем ближе к приосевой части синклиналь C_1 , тем больше метаносность, так как в центральной части синклинали породы кровли угольного пласта подвергаются сжатию, приводя к уплотнению пород кровли и снижению их проницаемости. В этом случае кровля ограничивает миграцию метана вверх и благоприятствует повышению метаносности нижележащего угольного пласта. Антиклираль C_2 имеет дегазизирующее влияние, ее приосевая часть характеризуется зоной растяжения пород кровли угольного пласта, вследствие чего ее герметичность уменьшается. В крыльях складок метан хорошо сохраняется. В приосевой части антиклинали и крыльях складок проницаемость угольного пласта больше, чем в приосевой части синклинали.

С целью изучения влияния тектонических структур на продуктивность скважин для участка QD выполнено моделирование на секторных гидродинамических моделях в программном продукте ECLIPSE (компания Schlumberger), имеющем дополнительные опции для решения сопутствующих задач и учета различных характеристик модели, отвечающих разработке метаногольных месторождений [14]. Для проведения численного моделирования требуются значительный объем информации о продуктивных пластах и большое время на подготовительные работы [15]. Набор входных данных для построения моделей — сложная задача. Многие из необходимых параметров для создания моделей остаются недостаточно изученными,

вследствие чего построение трехмерных гидродинамических моделей на основе имеющейся геологической информации является очень важным. В настоящей работе реализованы элементы симметрии систем размещения скважин для оценки масштабов и направленности влияния тектонических структур на основные показатели разработки и получения общих закономерностей, характеризующих исследуемый процесс.

Для моделирования добычи метана угольных пластов конструировались гидродинамические модели. Чтобы избежать влияния границы пласта, применялась прямоугольная сетка скважин, в которой расположены девять скважин. Восемь скважин размещены равномерно по периметру, а одна (объект исследования) — в центре модели. Размерность моделей $300 \times 300 \times 12$ ячеек, размер ячеек в направлении X составляет 3.6 м, в направлении Y — 2.5 м, в направлении Z — разные. Общее количество ячеек модели $1.08 \cdot 10^6$. Исходные геолого-физические параметры объекта для построения модели получены из шести параметрических скважин (рис. 2). Ниже приведены исходные параметры и свойства породы и флюидов в скважине П1:

Глубина, м	643.83
Проницаемость, мД	1.61/0.77/0.16
Градиент давления, МПа/100 м	0.71
Метаноносность, м ³ /т	16.10
Давление по Ленгмюру, МПа	2.27
Плотность породы угля, т/м ³	1.46
Сжимаемость породы угля, 1/МПа	$5.94 \cdot 10^{-4}$
Модуль упругости, ГПа	23.80
Плотность газа по воздуху, доли ед.	0.618
Начальная водонасыщенность в трещине, %	95.00
Минимальное забойное давление, МПа	0.50
Мощность пласта, м	6.35
Пористость, %	4.55
Угол наклона пласта, град	6.20
Объем по Ленгмюру, м ³ /т	36.63
Время сорбции, сут	4.30
Коэффициент диффузии, м ² /сут	0.02
Коэффициент Пуассона	0.29
Вязкость воды, мПа·с	0.83
Вязкость газа, мПа·с	$1.02 \cdot 10^{-5}$
Пластовая температура, °С	26
Срок эксплуатации, лет	15

Использован самый распространенный способ закачивания скважин в бассейне Циньшуй — вертикальные с гидроразрывом пласта. Необходимые ключевые параметры для расчета эффективности проведения гидроразрыва пласта (ГРП) получены с помощью модели FracproPT компании Pinnacle (США). Через симулятор FracproPT можно эффективно моделировать технологические показатели ГРП (давление разрыва, расходы и объемы жидкости разрыва, концентрации проппанта и т. д.) и прогнозировать геометрические характеристики планируемых трещин в любой формации: песчаник, карбонат и уголь. Исходные данные для моделирования ГРП в скважине П1 перечислены в табл. 4–7. Результаты определения параметров трещины гидроразрыва пласта приведены в табл. 8.

ТАБЛИЦА 4. Механические свойства вмещающих пород и пласта в скважине П1

Показатель	Кровля	Угольный пласт	Подшва
Литология	Аргиллит	Уголь	Аргиллит
Проницаемость, мД	0.005	1.610	0.004
Пористость, %	3.558	5.019	2.718
Прочность на сжатие, МПа	24.900	10.500	24.000
Прочность на растяжение, МПа	0.980	—	2.340
Модуль упругости, ГПа	65.500	23.800	30.200
Коэффициент Пуассона	0.240	0.290	0.170

ТАБЛИЦА 5. Информация по разрабатываемому пласту

Показатель	Пласт S
Свита	Шаньси
Литологический состав	Уголь
Средняя глубина залегания, м	643.8
Давление в пласте, МПа	4.48
Температура в пласте, °C	28.9
Давление смыкания трещины, МПа	9.137
Давление разрыва трещины, МПа	10.692
Вязкость жидкости в пласте, мПа·с	0.83
Сжимаемость жидкости, 1/МПа	$4.35 \cdot 10^{-4}$
Мгновенная потеря жидкости, л/м ²	1.5
Коэффициент коркообразования, м/с ^{0.5}	$5.4 \cdot 10^{-4}$
Закачка жидкости разрыва	Через эксплуатационную колонну

ТАБЛИЦА 6. Общая информация о скважине П1

Общие сведения	Расположение скважины	Участок QD бассейна Циньшуй X: 19647920, Y: 3964999
	Координаты скважины	
	Абсолютная отметка устья скважины, м	
	Уровень стола ротора, м	
	Тип скважины	
	Диаметр долота под кондуктор, мм	
Кондуктор	Диаметра долота под эксплуатационную колонну, мм	215.90
	Наружный диаметр, мм	244.50
	Группа прочности стали	J55
	Толщина стенки, мм	10.03
	Глубина спуска, м	30.00
	Цементирование	Да
	Высота подъема цемента, м	0 (до устья)
Эксплуатационная колонна	Испытательное гидравлическое давление, МПа	8.66
	Наружный диаметр, мм	139.70
	Группа прочности стали	J55
	Толщина стенки, мм	7.72
	Глубина спуска, м	665
	Цементирование	Да
	Высота подъема цемента, м	285
	Испытательное гидравлическое давление, МПа	22.07

ТАБЛИЦА 7. Информация о перфорации угольного пласта в скважине П1

Показатель	Пласт S
Интервал перфорации, м	640.7 – 647.0
Толщина перфорации, м	6.3
Перфоратор	Тип 102
Кумулятивный заряд	Тип 127
Плотность перфорации, отв./м	16
Количество отверстий перфорации	100

ТАБЛИЦА 8. Результаты моделирования гидроразрыва в пласте S

Параметр	Номер скважины					
	П1	П2	П3	П4	П5	П6
Закрепленная полудлина, м	95.100	101.70	101.80	99.00	97.60	92.60
Закрепленная высота, м	19.000	15.50	16.90	21.30	21.80	17.60
Средняя закрепленная ширина, см	0.901	1.04	0.95	0.73	0.72	0.98
Концентрация пропанта, кг/м ²	4.460	4.95	4.69	3.82	3.65	4.77
Безразмерная проводимость	2.932	4.28	2.64	3.00	1.99	4.22

Результаты расчетов показали, что по сравнению со складчатыми структурами сброс имеет более существенное влияние на добычу метана на участке QD . При моделировании рассмотрены три варианта расположения скважин: в приосевой части антиклинали, в приосевой части синклинали и в приразломной зоне. На рис. 5а представлены зависимости дебитов газа от времени в течение 15-летнего периода разработки при различном расположении скважин. Скважина, находящаяся в приосевой части синклинали, имеет наибольший дебит. При бурении скважины вблизи сброса ее дебит оказался слишком низким. Чем ближе скважина размещена к сбросу, тем ниже ее средний дебит за весь период разработки. На рис. 5б приведена график изменения среднего дебита газа в зависимости от расстояния забоев скважин до сброса P_1 . Минимальный рентабельный дебит скважин для добычи метана в бассейне Циньшуй составляет 1000 м³/сут [16], а при расстоянии скважин от сброса меньше 650 м средние дебиты меньше рентабельного (на расстоянии 400 м от сброса — 450 м³/сут).

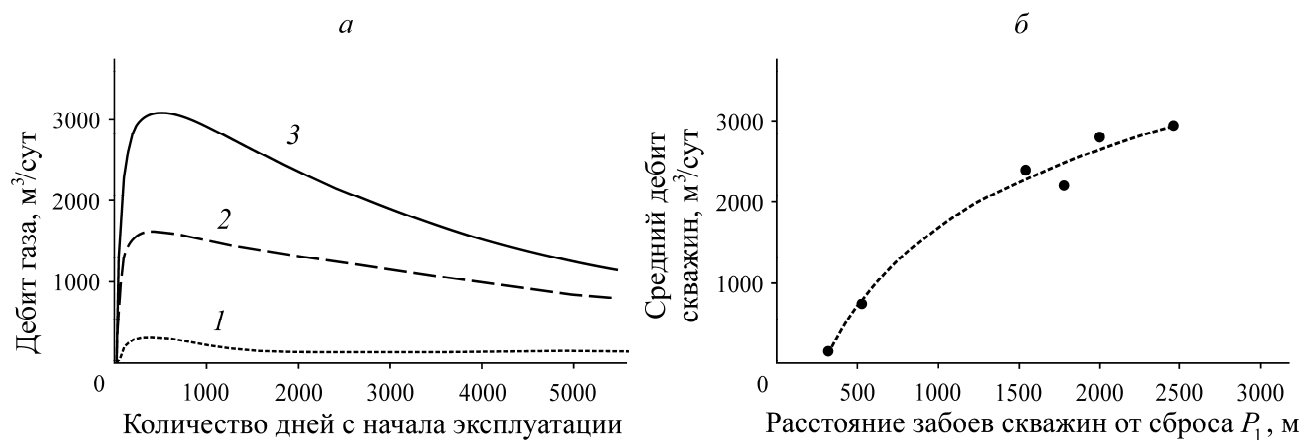


Рис. 5. Зависимость дебитов газа от расположения скважин в течение 15-летнего периода разработки (а) и зависимость среднего дебита скважин от их расстояния до сброса P_1 (б): 1 — дебит газа в зоне сброса; 2 — дебит газа вблизи синклинали; 3 — дебит газа вблизи антиклинали

ВЫВОДЫ

Установлен характер распределения метаноносности участка *QD* бассейна Циньшуй в зонах расположения тектонических структур. Угольные породы в приосевых частях и крыльях синклинали имеют большую метаноносность, в зонах сброса и антиклинали — относительно низкую. По сравнению со складчатыми структурами сброс более существенно влияет на метаноносность и добычу метана. Получена зависимость средних дебитов скважин от их расстояния до сброса за весь период разработки. Малые дебиты газа характерны для скважин, расположенных вблизи сброса. Для добычи метана на участке *QD* следует размещать скважины так, чтобы их расстояние до сброса составляло более 650 м.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Paul S. and Chatterjee R.** Determination of in-situ stress direction from cleat orientation mapping for coal bed methane exploration in south-eastern part of Jharia coalfield, India, *Int. J. Coal Geol.*, 2011, Vol. 87. — P. 87–96.
2. **Ян И., Хайдина М. П., Ван Х.** Анализ особенностей эксплуатации и эффективности применения U-образной скважины для добычи метана из угольных пластов // Газовая пром-сть. — 2019. — № 2 (780). — С. 44–50.
3. **Василевский С., Ямруз П.** Распределение концентраций метана по длине очистного забоя // ФТПРПИ. — 2018. — № 6. — С. 138–149.
4. **Wu X., Wu J., Zhang P., Gao X., and Zhang C.** Coal facies distribution features of No. 2 seam in Qinyuan Block and gas content control, *Coal Sci. and Technol.*, 2017, Vol. 45, No. 4. — P. 117–122.
5. **Wang H., Zhu Y., Li W., Zhang J., and Luo Y.** Two major geological control factors of occurrence characteristics of CBM, *J. China Coal Soc.*, 2011, Vol. 36, No. 7. — P. 1129–1134.
6. **Ордин А. А., Тимошенко А. М., Ботвенко Д. В., Мешков А. А., Волков М. А.** Анализ челноковой и уступной технологических схем подземной разработки мощных метаноносных угольных пластов // ФТПРПИ. — 2019. — № 2. — С. 96–104.
7. **Gao H., Wei C., Shen J., Cao J., and Pan H.** Gas content saturation features of seams and control factors analysis in southern part of Qinshui basin, *Coal Sci. and Technol.*, 2011, Vol. 39, No. 2. — P. 94–97.
8. **Xiao F., Sang S., and Huang H.** Influence factors analysis on gas content of coal reservoir of Daxing coal field in tiefa mining area, *China Coalbed Methane*, 2013, Vol. 10, No. 3. — P. 26–29.
9. **Ordin A. A., Okol'nishnikov V. V., Rudometov S. V., and Metel'kov A. A.** Evaluation of drum shearer capacity in coal seam with variable geomechanical and geotechnical characteristics, *J. Min. Sci.*, 2019, Vol. 55, No. 1. — P. 57–65.
10. **Guo P., Cheng Y., Jin K., and Liu Y.** The impact of faults on the occurrence of coal bed methane in Renlou coal mine, Huaibei coalfield, China, *J. Natural Gas Sci. and Eng.*, 2014, Vol. 17. — P. 151–158.
11. **Li H., Cao Y., Qin Y., Quan J., Li D., and Wang Z.** Geological control factors and characteristics of gas occurrence in Chongqing coal mining area, *Coal Geol. and Exploration*, 2015, Vol. 43, No. 2. — P. 1–12.

12. **Chen C. and Cui H.** Control characteristics of two major geological factors on gas occurrence of Qi'nan coal mine, *Safety in Coal Mines*, 2015, Vol. 46, No. 11. — P. 27–34.
13. **Zhao D.** Study on micro geological structures and gas occurrence in Yuwu coal field, *Coal*, 2017, Vol. 26, No. 11. — P. 26–38.
14. **Джонсон Ш., Ламберт С., Бустос О., Пэшин Д., Рэйн Э.** Метан угольных пластов — чистая энергия для всего мира, *Нефтегазовое обозрение*, 2009, Т. 21, №. 2. — С. 4–17.
15. **Бахтий Н. С., Абдулина М. В.** Гидродинамическое моделирование с использованием программного обеспечения “Техсхема”. — Тюменское отделение “СургутНИПИнефть”, ОАО “Сургутнефтегаз”, 2016. — 273 с.
16. **Analysis** of the current market situation of China's coalbed methane industry in 2018 and related policies, *Electronic Resource Chinabaogao*, Reference date 16.04.2018.

Поступила в редакцию 10/III 2021

После доработки 14/IV 2021

Принята к публикации 24/V 2021