

УДК 339.9

DOI: 10.17223/19988648/55/14

М.И. Хорошильцев

АНАЛИЗ ПРОЦЕССА СЛАНЦЕВОЙ ГАЗОДОБЫЧИ И ОЦЕНКА ЕГО ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ

В статье проводится анализ процесса сланцевой газодобычи в США и расчет его экономической эффективности. Развитие сланцевой газодобычи стало возможным благодаря сочетанию в едином технологическом процессе бурения и гидроразрыва тугих коллекторов. Технологический прорыв в газодобыче сделал экономически привлекательным для инвесторов (учитывая цены того периода) разработку нетрадиционных залежей углеводородов. При этом, как и любая новая промышленная отрасль, развитие сланцевого газа связано со значительными затратами на различных уровнях.

Ключевые слова: добыча газа, сланцевый газ, экономическая эффективность, государственное регулирование экономики

Введение

Природный газ имеет важное значение для США: длительный период так называемой газовой паузы определил его ключевое место в национальном топливно-энергетическом балансе (30,4% от структуры первичной энергии в 2020 г.). Однако доказанных запасов традиционного природного газа недостаточно, наблюдается быстрое истощение действующего скважинного фонда, что обуславливает газовую зависимость США от стран-экспортеров (удельный вес импорта природного газа в его балансе 2020 г. составил 49%) [1].

Приоритетным направлением уменьшения энергозависимости от импорта природного газа и либерализации рыночных отношений на газовом рынке США является наращивание внутренней добычи, среди основных путей которого отдельно выделяется добыча нетрадиционного природного газа из тугих коллекторов.

Экономическая доступность залежей нетрадиционного природного газа из тугих коллекторов обусловлена коммерциализацией таких технологий, как трехмерная сейсморазведка, геонавигация, горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта, благодаря которым в США удалось снизить свою газовую зависимость от импорта с 18,8% в 2016 г. до 10% в 2020 г. Сейчас добыча природного сланцевого газа в США составляет 363 млн куб. м, или 45% от ее газовых потребностей [2].

Стремительное развертывание американской сланцевой революции вызвало интерес и других государств мира к разработке собственных сланцевых бассейнов. В этих условиях приобретает особую актуальность решение научно-прикладной задачи – развития теоретико-методических поло-

жений и предоставления практических рекомендаций по оценке инвестиционной привлекательности добычи природного сланцевого газа в США, которое позволит повысить аргументированность управленческих решений на национальном уровне относительно экономической целесообразности разработки этих залежей и обеспечит основу для укрепления энергетической безопасности США в газовой сфере.

Обобщение технико-экономических показателей нетрадиционной газодобычи и расчет его себестоимости добычи было проведено Deutsche Bank и представлено ниже. В табл. 1 обобщены расходы на добычу природного сланцевого газа (ПСГ) по бассейнам сланцевого в США.

Таблица 1. Расходы на добычу ПСГ в США [2]

Показатель	Barnett Core	Barnett Non-Core	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Woodford
Капитальные затраты на скважину, млн долл. США	3,1	3,2	7	3,75	10,7	3,1
Операционные расходы, долл. США / тыс. куб. м	66,07	66,07	46,43	53,57	32,14	44,64
Роялти, %	25	25	13	25	15	27
Аренда, долл. США / га	61728	24691	12346	61728	6173	16049
Расходы на исследования и разработку, долл. США / тыс. куб. м	45,0	69,3	65,0	61,1	50,7	77,9

Согласно табл. 1 операционные расходы на добычу ПСГ колеблются от 32 до 66 долл. США / тыс. куб. м. Разницу в операционных затратах на добычу ПСГ можно объяснить различными геолого-физическими и химическими условиями образования природного газа, что определяет неодинаковые затраты на проведение гидроразрывов, а также длиной, на которую транспортируется полученный ПСГ.

С увеличением пористости операционные затраты на добычу ПСГ сокращаются в экспоненциальной зависимости. Так, если средняя пористость сланцевых коллекторов бассейна Barnett Shale составляет 4,5%, то операционные затраты на добычу ПСГ являются самыми высокими и составляют более 66 долл. США / тыс. куб. м. Наблюдая обратную тенденцию между этими показателями, можно отметить, что при средней пористости в 10%, которая характерна для пласта Marcellus, операционные затраты на добычу ПСГ сокращаются до 32 долл. США / тыс. куб. м [3].

Опираясь на данные, представленные в табл. 2, следует отметить, что капитальные затраты на добычу ПСГ между бассейнами США колеблются от 3,1 до 10,7 млн долл. США на скважину. Основной причиной разницы в капитальных затратах на добычу ПСГ является глубина скважин. Так, если в пределах бассейна Barnett Shale этот показатель варьируется от 1900 до 2800 м, то в бассейне Woodford его значение уже равно 1800–5500 м [4]. Следовательно, можно предположить об имеющейся зависимости капитальных затрат на строительство скважины и глубиной залегания залежей черных сланцев.

Операционные расходы и капитальные затраты напрямую влияют на себестоимость добычи ПСГ (себестоимость добычи на устье скважины). Так, если операционные расходы включаются в себестоимость ПСГ отчетного периода, то капиталовложения на строительство скважин переносятся в себестоимости через амортизационные отчисления. Учитывая возможность достаточно достоверно оценить выход ПСГ из одной скважины (EUR), то целесообразно рассчитать амортизационные отчисления по производственному методу. На рис. 1 представлена динамика амортизационных отчислений на строительство скважин для добычи ПСГ в пределах бассейнов США.

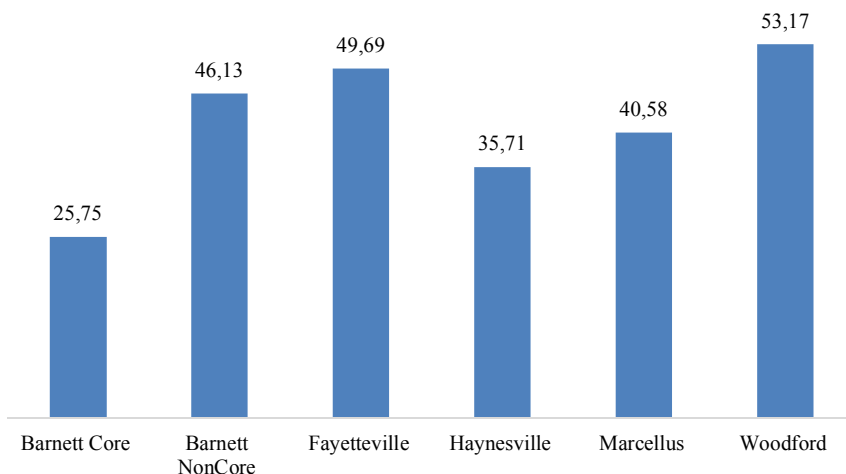


Рис. 1. Амортизационные затраты на 1 тыс. куб. м по бассейнам США (рассчитано по производственному методу автором)

В результате можно оценить производственные затраты на добычу ПСГ по бассейнам США (табл. 2).

Таблица 2. Производственные затраты на добычу ПСГ по бассейнам США [5]

Показатель	Barnett Core	Barnett NonCore	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Woodford
Амортизация капиталовложений по производственному методу, долл. США / тыс. куб. м	25,75	46,13	49,69	35,71	40,58	53,17
Операционные расходы, долл. США / тыс. куб. м	66,07	66,07	46,43	53,57	32,14	44,64
Расходы на исследования и разработку, долл. США / тыс. куб. об	45,0	69,3	65,0	61,1	50,7	77,9
Всего производственных затрат, долл. США / тыс. куб. м	136,82	181,49	161,12	150,36	123,44	175,67

Исходя из представленных в табл. 2 данных, производственные затраты (не включая роялти, арендную плату и производственные налоги) на добычу ПСГ в США колебались от 123,4 долл. США / тыс. куб. м до 181,5 долл. США / тыс. куб. м.

Развитие сланцевого газобурения при таких сверхвысоких затратах было обусловлено благоприятной экономической конъюнктурой рынка в докризисный период. Так, продавцы на газовом рынке США, стремясь достичь равновесия между спросом и предложением, в 2008 г. импортировали природный газ по самым высоким ценам: цена на природный газ, импортируемый газопроводами, составляла 306 долл. США / тыс. куб. м, а СПГ-танкерами – 358 долл. США / тыс. куб. м. Указанное обстоятельство делало инвестиционно привлекательной добычу ПСГ по сверхвысоким производственным затратам [6].

Однако насыщение американского газового рынка привело к стремительному падению цен. Указанное стало следствием разветвленной газотранспортной инфраструктуры и развитого внутреннего спотового рынка газа в США. Так, если в Европе основная доля природного газа, что потребляется, приходится на законтрактованный трубопроводный российский газ, тогда как в США существуют два крупных локальных спотовых газовых рынков: Nymex и Непгу Hub, вынужденных наращивать импорт СПГ, на который цены меняются в реальном времени [6].

Дифференциация сметной стоимости в зависимости от затрат

Высокие капитальные затраты, связанные с бурением и оборудованием скважин, требуют объяснения состава указанных работ. Опираясь на исследования Питсбургского университета США, можно сделать вывод, что жизненный цикл скважин состоит из 8 этапов [7]:

- 1) приобретение разрешения на добычу минерального ресурса;
- 2) строительство площадки;
- 3) бурение скважины, в т. ч. бурение вертикального и горизонтального стволов;
- 4) гидроразрыв;
- 5) укрепление и испытание;
- 6) добыча газа;
- 7) капитальный ремонт скважин;
- 8) ликвидация скважины и мелиорация земель.

Указанные этапы образуют цепочку ценностей, что влияет на себестоимость добытого газа. Благодаря исследованиям ученых Питсбургского университета США легко определяется каждый из указанных этапов в цепочке ценности. При этом следует отметить исходные условия, что были приняты для исследования стоимости добычи ПСГ в бассейне Marcellus: глубина скважины составляет 3 355 м, среди которых 1 830 м – это вертикальная скважина, 305 м – наклонная и 1220 м – горизонтальная скважина, общая площадь строительства буровой площадки равна 92 на 153 м.

В табл. 3 представлена общая сметная стоимость на строительство и эксплуатацию скважины в пределах бассейна Marcellus.

Таблица 3. Общая сметная стоимость на строительство и эксплуатацию скважины в пределах бассейна Marcellus (расчеты автора)

Статья расходов	Стоимость, тыс. долл. США	Удельный вес в смете, %
Приобретение разрешения на добычу минерального ресурса	2 291	26,5
Строительство площадки	400	4,6
Бурение скважины	1 878,1	21,7
В т. ч.:		0,0
вертикальное бурение	663,3	7,7
горизонтальное бурение	1 214,85	14,1
Гидроразрыв	2 500	28,9
Установка оборудования на устье скважины	450	5,2
Временная мелиорация земель	650	7,5
Добыча газа и его сбор	472,5	5,5
Всего	8 641,6	100,0

Учитывая представленные в табл. 3 данные, для добычи ПСГ в бассейне Marcellus капитальные затраты равны 3,4 млн долл. США (строительство площадки, бурение скважины, установка оборудования на устье скважины, временная мелиорация земель).

Первым этапом строительства скважины по добыче ПСГ является приобретение разрешения на добычу этой добычи минерального ресурса. Добыча ПСГ в США связана с бонусами и выплатой роялти, также с выплатой владельцу ресурсов бонусов, в среднем составляющих 2 700 долл. США / акр. При оптимальной площади аренды в 1 кв. милю (640 акров) общая сумма выплаченных бонусов владельцу составит 1 728 тыс. долл. США. Отдельно выплата бонусов арендатору за 1 скважину равняется 10 тыс. долл. США [8].

Ставка роялти в пределах бассейна Marcellus составляет 12,5% за 640 акров от общего дохода арендатора, получаемого в результате добычи ПСГ из скважины. Если арендатор распоряжается менее чем 640 акрами, то роялти выплачивается пропорционально занимаемой площади. Общая сумма расходов в условиях дебита 1,3 тыс. куб. футов / сутки (0,04 тыс. куб. м / сутки) составит 296 тыс. долл. США.

После получения разрешений начинается второй этап – строительство добывающей площадки. Строительство площадки происходит на конкурсной основе и является предметом аутсорсинга между добывающей и строительными компаниями. В табл. 4 представлены общие расходы, связанные со строительством буровой площадки.

В капитальные затраты на строительство буровой площадки включаются как затраты, которые непосредственно будут влиять на эксплуатацию

скважин ПСГ, так и затраты, связанные с защитой грунта от эрозии. Создание добывающей площадки позволяет непосредственно перейти к процессу бурения, связанного с бурением как вертикальной, так и горизонтальной части ПСГ. Затраты на бурение напрямую зависят от глубины и длины скважины. В табл. 5 представлены типичные затраты на бурение скважины для добычи ПСГ в бассейне Marcellus [8].

Таблица 4. Затраты, связанные со строительством буровой площадки в бассейне Marcellus, долл. США (расчеты автора)

Статья расходов	Низкие	Средние	Высокие
Борьба с эрозией	10 000	15 000	20 000
Строительство дорог	10 000	15 000	20 000
Поставка оборудования (бульдозеры, экскаваторы, тракторы и т. п.)	10 000	15 000	20 000
Вырубка и высаживание насаждений	0	23 000	45 000
Выравнивание площади площадки	125 000	213 000	300 000
Пруд и отбойные	60 000	70 000	80 000
Подножье площадки	10 000	15 000	20 000
Воспроизведение растительности и матирование площадки	20 000	35 000	50 000
Всего	245 000	400 000	555 000

Завершение процесса бурения с выдержкой скважины на цементирование позволяет перейти к проведению ГРП в сланцевых коллекторах. Использование технологий ГРП составляет от 40 до 60% затрат, что зависит от длины горизонтального ствола и длины боковых разрывов. В пределах бассейна Marcellus на одну скважину приходится 4 500 разрывов, при средних расходах в размере 1600–2000 дол. США/м, учитывая длину горизонтального ствола, общие затраты на ГРП будут составлять 2 500 тыс. долл. США. В табл. 6 представлены детализированные расходы на осуществление ГРП.

Таблица 5. Типичные затраты на строительство скважины для добычи ПСГ в бассейне Marcellus [8]

Статья расходов	Вертикальная часть, тыс. долл. США	Статья расходов	Горизонтальная часть, тыс. долл. США
1. Защитный корпус 16-3/4"	19 500	1. Добывающий корпус 5-1/2"	248 500
2. 1-й промежуточный корпус 11-3 / 4"	12 625	2. Буровые инструменты	25 000
3. 2-й промежуточный корпус 8-5 / 8"	51 500	3. Разведывательное оборудование, централизаторы, корзины	15 000
4. Буровые инструменты	5 000	4. Аренда бурового оборудования	209 000
5. Разведывательное оборудование, централизаторы, корзины	11 750	5. Монтаж скважины	171 000

Статья расходов	Вертикальная часть, тыс. долл. США	Статья расходов	Горизонтальная часть, тыс. долл. США
6. Аренда бурового оборудования	225 000	6. Расходы на топливо	38 000
7. Монтаж скважины	32 250	7. Инструмент, электроинструмент	4 000
8. Расходы на топливо	32 250	8. Буровые растворы, химические вещества	127 800
9. Инструмент, электроинструмент	50 000	9. Другие	85 250
10. Вкладыши	24 000	10. Цементирование добывающего корпуса	80 000
11. Буровые растворы, химические вещества	10 000	11. Грузоперевозки	25 000
12. Другие	45 000	12. Газовый каротаж	11 050
13. Цементирование защитного корпуса	15 000	13. Инженерное сопровождение	26 500
14. Цементирование 1-го корпуса	10 000	14. Различные инструменты, материалы, услуги, аренда	144 750
15. Цементирование 2-го корпуса	20 000	15. Буксировка воды для цементирования	4 000
16. Грузоперевозки	500		4 000
17. Газовый каротаж	11 900		
18. Инженерное сопровождение	25 500		
19. Различные инструменты, материалы, услуги, аренда	56 500		
20. Буксировка воды для цементирования	5 000		
Всего в вертикальной части скважины	663 275	Всего за горизонтальной частью скважины	1 214 850
Всего затрат на скважину	1 878 125		

Таблица 6. Типичные затраты на осуществление ГРП в бассейне Marcellus [8]

Статья расходов	Сумма, долл. США
Перфорация и очистка скважины	35 000–50 000
Стоимость воды для ректификации скважины	12 000
Стоимость песка для ГРП	13 000
Другие ингредиенты для ГРП	75 000–20 000
Выкачка и транспортировка водной смеси после ГРП	2 376 000

После окончания ГРП необходимо провести последний этап, связанный с вводом скважины в эксплуатацию, – выкачку жидкости и очистку скважины. Указанный этап может стоить газодобывающей компании 150–200 тыс. долл. США. В процессе добычи газа дополнительно необходимо установить оборудование для его выкачки. Капитальные затраты на устьевые компоненты оцениваются в 400–500 тыс. долл. США, что включает в себя расходы, приведенные в табл. 7.

Таблица 7. Капитальные затраты на устьевые компоненты (расчеты автора)

Статья расходов	Сумма, долл. США
Расходы на заработную плату для установки необходимых компонентов	50 000
Щебень для площадки (500 тонн)	15 000
Тяжелые фитинги	200 000–300 000
Трубные головки	50 000–75 000
Christmas tree: трубы и клапаны, управляющие потоками влажных и сухих углеводородов	50 000
Система мониторинга добычи газа	25 000–50 000
Всего расходов	400 000–500 000

Требования законодательства США удостоверяют, что даже после завершения всех этапов строительства скважины добыча газа не может быть начата до проведения промежуточной мелиорации и рекультивации земель. Примерная площадь площадки составляет 90×150 м. Во время промежуточной рекультивации 40% от изначально требуемой территории может быть освобождено. Другие 60% площадки нужны для обслуживания доступа, хранения пластовой воды, а также оборудования для производства. Ввиду этого площадь земель для временной мелиорации равна 40×60 м. Расходы на проведение временной мелиорации составляют 500–800 тыс. долл. США (табл. 8).

Таблица 8. Расходы на проведение временной мелиорации (расчеты автора)

Статья расходов	Сумма, долл. США
Восстановление контуров очищенной территории	75 000–150 000
Рекультивация временных дорог из щебня и камня	180 000–250 000
Восстановление верхнего слоя почвы	3 000
Благоустройство и восстановление растительности	30 000–50 000
Удаление и обратная засыпка пруда-накопителя, восстановление среды	15 000–25 000
Затраты на ремонт дорог, разрушенных в процессе строительства скважины	150 000–300 000
Установка временного ограждения	10 000
Всего расходов	500 000–800 000

После проведения всех необходимых работ природный газ, который вытекает из такой скважины, начинает транспортироваться на рынок американских потребителей. Расходы по транспортировке состоят из приобретения права прохода по сервитуту (право ограниченного использования трубопроводов), материалов и установки и в значительной степени зависят от расстояния, на которое транспортируется ПСГ. Среднее расстояние транспортировки составляет 1 373 м. В табл. 9 приведена смета расходов на сбор и транспортировку природного газа из единичной скважины в бассейне Marcellus.

Таблица 9. Расходы, связанные со сбором и транспортировкой ПСГ в бассейне Marcellus (расчеты автора)

Статья расходов	Низкий	Средний	Высокий
Право прохода по сервитуту, долл. США / м	16,4	49,2	98,4
Материалы и установка, долл. США / м	295	295	295
Средняя длина сборных трубопроводов для единичной скважины, м	1 373	1 373	1 373
Всего расходов, связанных со сбором и транспортировкой	427 500	472 500	540 000

Важным фактором, влияющим на экономическую эффективность добычи сланцевого газа, является объем жидких углеводородов, что добывается вместе с природным газом. Обычно добывается «сухой» ПСГ (не имеющий жидких углеводородов), но в пределах некоторых бассейнов наблюдается добыча «влажного» ПСГ (с существенным количеством углеводородной жидкости). Содержание жидкости в газе часто измеряется в терминах «конденсатный коэффициент», выражается через соотношение баррелей жидкости на миллион кубических футов газа (или баррелей / млн куб. об).

Поскольку цена газового конденсата напрямую зависит от цен на нефть, заключается на международных спотовых рынках, то добыча влажного ПСГ является более инвестиционно привлекательной, вследствие возможности установления более низкой безубыточной цены на ПСГ, поскольку часть затрат идет на дорогостоящую попутную продукцию – газовый конденсат.

Начальный дебит горизонтальных скважин в бассейне Marcellus составляет 6,6 млн куб. футов (187 тыс. куб. м) и 252 баррелей газоконденсата и пропан-бутановых фракций [9]. Таким образом, конденсатный коэффициент в этом бассейне 38 барр. / млн куб. футов. При таких условиях безубыточная цена ПСГ будет примерно равна 1 долл. США / млн куб. м.

Учитывая вышеприведенное, можно сделать следующие **выводы** относительно экономической целесообразности добычи ПСГ в США:

1) использование прогрессивных технологий добычи газа из тугих коллекторов, а именно горизонтального бурения, значительно повлияло на капитальные затраты для строительства скважин ПСГ, вследствие чего наибольший удельный вес в стоимости ПСГ на устье скважины составляет именно его амортизация. Амортизационные отчисления занимают более 50% от себестоимости ПСГ на устье скважины;

2) значительно повышает безубыточную цену добычи ПСГ также использование технологии ГРП, а наибольший удельный вес среди общих затрат на проведение ГРП составляют затраты на утилизацию отработанной жидкости;

3) в расходах на добычу ПСГ значительную роль играют государственное регулирование по недропользованию и выплата роялти государству как процент от доходов за изъятый ПСГ;

4) повышение активности в сланцевом газобурении в США обусловлено развитой газотранспортной инфраструктурой, что снижает затраты на

сбор и транспортировку ПСГ. Механизм использования американской ГТС позволяет частным компаниям использовать ее на правах сервитута, что является основой для продажи ПСГ на американском спотовом рынке по свободным конкурентным ценам;

5) сланцевые бассейны в США отмечаются проявлениями влажного ПСГ, газопереработка которого позволяет изъять из него газоконденсат и пропан-бутановые фракции, которые контрактуются на спотовом рынке по более высоким ценам, тем самым снижая безубыточную цену ПСГ.

Следовательно, учитывая указанные обстоятельства, можно предположить дальнейшее развитие добычи нетрадиционных углеводородов в США. Однако несмотря на низкую рентабельность добычи ПСГ, уже имеет место перелив капитала в отрасль добычи нетрадиционной нефти и газоконденсата из сланцевых пород. Учитывая, что большинство американских компаний специализируются сразу как на добыче нефти, так и газа, то переориентация на добычу сланцевой нефти позволит в дальнейшем стабилизировать ситуацию на американском газовом рынке и цены на природный газ будут расти.

Заключение

Подводя итоги статьи, необходимо сформировать следующие рекомендации по теме исследования:

1. Перспективы развертывания сланцевой революции в мире и в частности в США необходимо рассматривать с учетом практики развития данного вида энергобизнеса как единой страны, имеет значительный опыт в достаточном для анализа объеме. Обобщение американского опыта в сфере нетрадиционной газодобычи предполагало определение основных тенденций по таким критериям, как запасы ПХГ и объемы его добычи, количество пробуренных скважин, капитальные затраты на добычу, изменение дебита скважин и их жизненный цикл и т.п.

2. Существующий опыт разработки сланцевых бассейнов США показывает их высокую рискованность как с экономической (несмотря на спотовые цены на региональных газовых рынках), так и экологической точки зрения. Реализация этих проектов связана с координацией усилий государства, нефтегазодобывающих компаний и общественности.

3. С целью определения перспектив развертывания сланцевой революции в мире следует проводить кластерный анализ месторождений, имеющих технически извлекаемые ресурсы ПХГ, и выделить однородные группы стран по значимости разработки нетрадиционных газовых залежей.

Литература

1. *Muhammad A. Kh., Osiadacz A.* The technical and economical comparison between marine cng and lng transportation // Современные научные исследования и инновации. 2016. № 3 (59). С. 182–188.

2. Yan L., Zhou Y., Golyanin A. Construction and analysis of lng cold energy utilization system // *Bulletin of Science and Practice*. 2020. Т. 6, № 5. С. 267–275.
3. Sokolov D.A., Mironov P.A. The problem of creating liquid-propellant rocket engine, working on propellant system: oxygen and liquefied natural gas // Молодежь. Общество. Современная наука, техника и инновации. 2017. № 16. С. 71–73.
4. Макарова Ю.В. Перспективы формирования глобального рынка газа: роль сжиженного природного газа (СПГ) // Интеллект. Инновации. Инвестиции. 2018. № 3. С. 31–36.
5. Резепкин В.М. Этапы развития рынка сжиженного природного газа // Вестник образования и развития науки Российской академии естественных наук. 2020. № 1. С. 62–67.
6. Щеголькова А.А. Оценка потенциала ключевых экспортеров на глобальном рынке сжиженного природного газа // Экономика и управление: проблемы, решения. 2020. Т. 1, № 3. С. 39–48.
7. Дьяченко Т.В., Артюх В.Н., Титлов А.С. Сжиженный газ – альтернативный источник поставок природного газа в промышленно развитые регионы мира // Холодильная техника и технология. 2017. Т. 53, № 2. С. 49–58.
8. Федорова Е.Б., Тырсин А.В. Совершенствование нормативно-технического обеспечения в сфере производства сжиженного природного газа // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2020. № 2 (116). С. 67–70.
9. Цветков П.С., Притуляк Д.М. Сравнительная оценка стоимости транспортировки малотоннажного сжиженного природного газа и трубопроводного газа // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2018. № 6 (62). С. 30–43.

State Support and Assessment of the Feasibility of Shale Gas Production

Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Ekonomika – Tomsk State University Journal of Economics. 2021. 55. pp. 225–236. DOI: 10.17223/19988648/55/14

Mikhail I. Khoroshiltsev, independent researcher. E-mail: cause12@yandex.ru

Keywords: gas production, shale gas, economic efficiency, state regulation of economy.

The article analyzes shale gas production in the United States and calculates its economic efficiency. The development of shale gas production became possible due to the combination of tight reservoirs in a single technological process of drilling and hydraulic fracturing. A technological breakthrough in gas production made it economically attractive for investors (considering the prices of that period) to develop unconventional hydrocarbon deposits. At the same time, like any new industrial sector, the development of shale gas is associated with significant costs at various levels.

References

1. Muhammad, A.Kh. & Osiadacz, A. (2016) The technical and economical comparison between marine cng and LNG transportation. *Sovremennye nauchnye issledovaniya i innovatsii*. 3 (59). pp. 182–188.
2. Yan, L., Zhou, Y. & Golyanin, A. (2020) Construction and analysis of LNG cold energy utilization system. *Bulletin of Science and Practice*. 6 (5). pp. 267–275.
3. Sokolov, D.A. & Mironov, P.A. (2017) The problem of creating liquid-propellant rocket engine, working on propellant system: oxygen and liquefied natural gas. *Molodezh'. Obshchestvo. Sovremennaya nauka, tekhnika i innovatsii*. 16. pp. 71–73.
4. Makarova, Yu.V. (2018) Perspektivy formirovaniya global'nogo rynka gaza: rol' szhizhennogo prirodnogo gaza (SPG) [Prospects for the formation of a global gas market: the role of liquefied natural gas (LNG)]. *Intellekt. Innovatsii. Investitsii*. 3. pp. 31–36.
5. Rezepkin, V.M. (2020) Etapy razvitiya rynka szhizhennogo prirodnogo gaza [Development stages of the liquefied natural gas market]. *Vestnik obrazovaniya i razvitiya*

nauki Rossiyskoy akademii estestvennykh nauk – Bulletin of the Russian Academy of Natural Sciences. 1. pp. 62–67.

6. Shchegol'kova, A.A. (2020) Otsenka potentsiala klyuchevykh eksporterov na global'nom rynke szhizhennogo prirodnogo gaza [Assessment of the potential of key exporters in the global liquefied natural gas market]. *Ekonomika i upravlenie: problemy, resheniya*. 1 (3). pp. 39–48.

7. D'yachenko, T.V., Artyukh, V.N. & Titlov, A.S. (2017) Szhizhenny gaz – al'ternativnyy istochnik postavok prirodnogo gaza v promyshlenno razvitye regiony mira [Liquefied gas – an alternative source of natural gas supplies to industrially developed regions of the world]. *Kholodil'naya tekhnika i tekhnologiya – Refrigeration Engineering and Technology*. 53 (2). pp. 49–58. DOI:10.15673/ret.v53i2.595

8. Fedorova, E.B. & Tyrsin, A.V. (2020) Sovershenstvovanie normativno-tekhnicheskogo obespecheniya v sfere proizvodstva szhizhennogo prirodnogo gaza [Improvement of normative and technical support in the sphere of production of liquefied natural gas]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. 2 (116). pp. 67–70. DOI: 10.33285/1999-6934-2020-2(116)-67-70

9. Tsvetkov, P.S. & Pritulyak, D.M. (2018) Comparison of Low-Tonnage Liquefied Natural Gas And Pipeline Gas Transportation Expenses. *Sever i rynek: formirovanie ekonomicheskogo poryadka*. 6 (62). pp. 30–43. (In Russian).