

Освоение месторождений сланцевого газа: экологические проблемы на примере США

А.А. СОЛОВЬЯНОВ, д.х.н., проф., акад. РАЕН, директор

Институт экономики природопользования и экологической политики НИУ «Высшая школа экономики» (Россия, 101000, Москва, ул. Мясницкая, д. 20).

E-mail: solovyanov@mail.ru

На основании данных зарубежных статей, опубликованных в США и Великобритании, проведен анализ экологических последствий освоения месторождений сланцевого газа применительно к воздействию на атмосферный воздух, недра, ландшафт, поверхностные и подземные воды.

Ключевые слова: сланцевый газ, гидроразрыв пласта, воды обратного притока, воздействие на атмосферный воздух, воздействие на недра, воздействие на грунтовые воды.

К настоящему времени широкомасштабная добыча сланцевого газа ведется преимущественно в США, где доля этого газа в общей добыче метана уже заметно превышает 20 %. Большие надежды с добычей сланцевого газа связывают Австралия и Китай. Определенный опыт по его добыче накоплен в Канаде и Великобритании. В государствах Европы (Германии, Венгрии, Румынии, Франции, Чехии и др.), Аргентине и Южно-Африканской Республике к проблеме освоения месторождений сланцевого газа относятся с достаточной осторожностью,

поскольку ошибочная политика в этой области чревата серьезными негативными последствиями для окружающей природной среды и населения.

В 2011 г. Международное энергетическое агентство (МЭА) выпустило очередной обзор, в котором, в частности, приводились оценки технически извлекаемых запасов сланцевого газа по всем регионам мира (табл. 1). Основываясь на этих данных, уже сейчас можно понять, где рано или поздно государства могут по политическим или экономическим соображениям начать освоение месторождений сланцевого газа и столкнуться с экологическими

проблемами, которые в полной мере ощущают власти и население в США.

Гидроразрыв пласта, воздействие на атмосферный воздух

Добыча углеводородного газа из сланцевых месторождений имеет специфические особенности. В силу высокой плотности и прочности газоносного сланца для высвобождения газа из пласта используется в основном разрушение газосодержащей породы с помощью закачки в нее под большим давлением водных растворов, содержащих различные вещества. Эта технология называется гидроразрывом пласта, или гидротрекингом. В настоящее время делаются попытки использовать для разрушения пласта растворы углеводородов, но эта технология пока не отработана.

Низкая газонасыщенность пласта и быстрое падение добычи (в зависимости от геологических условий на 50–90 % в год) вынуждает разрушать пласт многократно и в разных направлениях с использованием технологии веерного бурения. Именно гидроразрыв пласта и является той операцией, последствия которой в наибольшей степени неблагоприятны для окружающей среды. К этому надо прибавить, что гидроразрыв требует очень больших объемов воды, о чем речь пойдет далее.

Технологии, направленные на повышение газоотдачи пласта (гидроразрыв пласта, закачка в пласт воды и различных растворов и др.), могут приводить к значительным нарушениям в газоносных геологических структурах и во вмещающих породах. Кроме того, в области воздействия на пласт появляются разнообразные органические и неорганические вещества, которые загрязняют подземные воды и даже (особенно при неглубоком залегании продуктивных пластов) выходят на поверхность. Еще одной проблемой является выброс на поверхность части жидкости (жидкость обратного притока), которая использовалась для гидроразрыва, причем дополнительно загрязненной раство-

Таблица 1

Запасы сланцевого газа, млрд м³ (World Energy Outlook 2011)

Регион/страна	Технически извлекаемые запасы сланцевого газа	Регион/страна	Технически извлекаемые запасы сланцевого газа
<i>Европа</i>		<i>Северная Америка</i>	
Франция	3 056	США	24 395
Германия	226	Канада	10 980
Нидерланды	481	Мексика	19 272
Норвегия	2 348	<i>Азия</i>	
Великобритания	566	Китай	36 082
Дания	651	Индия	1 782
Швеция	1 160	Пакистан	1 443
Польша	5 292	Австралия	1 1206
Турция	425	<i>Южная Америка</i>	
Украина	1 188	Венесуэла	311
Литва	113	Колумбия	537
Другие	537	Аргентина	21 904
<i>Африка</i>		Бразилия	6 395
ЮАР	13 725	Чили	1 811
Ливия	8 207	Уругвай	595
Тунис	509	Парагвай	1 754
Алжир	6 537	Боливия	1 358
Марокко	311		

ренными или взвешенными веществами, извлеченными из разрушенной породы. Эту жидкость необходимо каким-то образом утилизировать, например сбрасывать после очистки в поверхностные водоемы или закачивать в пласт. Последний способ утилизации жидкости обратного притока весьма распространен в США, например в штате Калифорния.

Как следует из оценок [1], один гидроразрыв для шести скважин требует от 54 до 174 тыс. м³ свежей (пресной) воды и от 1 тыс. до 3,5 тыс. м³ специальных химикатов или приблизительно 10–30 тыс. м³ свежей воды и 60–160 м³ химикатов на скважину (табл. 2). Поскольку на практике на каждой скважине для повышения газоотдачи в зависимости от месторождения могут проводить до 12 гидроразрывов, то общий объем потребленной свежей воды может достигать 0,4–0,5 млн м³.

Основными компонентами жидкости для гидроразрыва пласта являются вода и пропант (песок), доля которых составляет не менее 98 % общего объема. Кроме того, в жидкость добавляют различные химические вещества, которые должны снизить вязкость раствора, уменьшить его корродирующую способность, предотвратить осаждение на стенках труб минеральных солей и т.д.

Перечень химических добавок составляет [2] не менее 700 наименований, причем многие из этих веществ не только обладают острым токсическим действием, но и являются также мутагенами и канцерогенами. В табл. 3 приведена характеристика некоторых веществ, используемых в жидкостях для гидроразрыва пласта.

В газ, который добывается из сланцевых месторождений, в качестве основного компонента входит метан, ради которого, собственно, и идет разработка месторождений. Кроме метана в сланцевом газе можно обнаружить (табл. 4) такие летучие углеводороды, как этан, пропан, а также негорючие газы (CO₂ и N₂). Как правило, доля метана в сланцевом газе составляет более 80 %, но есть месторождения (например, Antrim в США), где его доля в отдельных участках не превышает 30 %. Высокое содержание нейтральных газов резко снижает рентабельность производства сланцевого газа.

При бурении, гидроразрыве пласта, добыче газа, подготовке газа и т.д. часть этих газообразных веществ окисляется в атмосферном воздухе.

Анализ показывает [3], что в целом потери метана при добыче сланцево-

Таблица 2

Оценка ресурсов, необходимых для запуска добычи на скважинах сланцевого месторождения при бурении на глубину 2 км и горизонтально на расстояние 1,2 км при одном гидроразрыве пласта [1]

Деятельность	Показатель	Значение	
		нижний предел	верхний предел
Сооружение скважин	Площадь буровой площадки, га	1,5	2
Бурение	Количество скважин на буровой площадке	6	
	Объем жидкости для бурения всех скважин, м ³	827	
Гидроразрыв	Потребление свежей воды, м ³	54 000	174 000
	Объем химикатов для жидкости гидроразрыва (2%), м ³	1080	3480
	Объем жидкости обратного притока, м ³	7 920	137 280
	Объем химикатов в жидкости обратного притока (2%), м ³	158	2746
Производство на поверхности	Продолжительность наземных операций до начала добычи, дни	500	1 500
	Количество поездок транспортных средств	4315	6590

Таблица 3

Некоторые вещества, используемые в жидкости для гидроразрыва сланцевого пласта [1]

Вещество	Водная токсичность (хроническая или острая)	Острая токсичность	Канцерогенность*	Мутагенность*
1,4-диоксан			Carc 2	
Акриламид		Да	Carc 1B	Muta 1B
Бензол			Carc 1A	Muta 1B
Окись этилена		Да	Carc 1B	Muta 1B
Формальдегид		Да	Carc 2	
Гидроксилламин гидрохлорид	Да	Да	Carc 2	
Растворитель нефтя			Carc 1B	Muta 1B
Нафталин	Да	Да	Carc 2	
Углеводородное масло			Carc 1B	
Тиомочевина	Да	Да	Carc 2	
Натриевая соль нитрилуксусной кислоты		Да	Carc 2	

* Классификация по IARC.

Таблица 4

Состав газа некоторых разрабатываемых месторождений сланцевого газа США [2]

№ скважины	Состав газа, %				
	Метан	Этан	Пропан	CO ₂	N ₂
Barnett					
1	80,3	8,1	2,3	1,4	7,9
2	81,2	11,8	5,2	0,3	1,5
Marcellus					
1	79,4	16,1	4,0	0,1	0,4
2	82,1	14,0	3,5	0,1	0,3
Antrim					
1	27,5	3,5	1,0	3,0	65,0
2	57,3	4,9	1,9	0,0	35,9

го газа могут составить от 3,6 до 7,9 % общего объема добычи, что заметно выше, чем при добыче природного газа из традиционных коллекторов. При этом в сравнении с добычей природного газа к наибольшим потерям ведет стадия подготовки к добыче, а точнее потери газа, который выходит после гидроразрыва пласта с жидкостью обратного притока.

Для некоторых скважин месторождения Haynesville за 10 дней обратного притока потери метана достигали 6,8 млн м³, или в среднем по 680 тыс. м³ в день. Для других месторождений потери во время обратного притока были намного ниже. Однако в обоих случаях ежедневные потери были сравнимы с дебитом скважины при добыче метана на начальном этапе эксплуатации.

Аналогичные данные получены при рассмотрении жизненного цикла скважин месторождения Marcellus [4]. Чаще всего выбросы из скважин при обратном притоке варьируют в интервале 0,6–2,5 млн м³, однако в отдельных случаях они могут достигать 13 млн м³. В среднем же выбросы составляют около 2 млн м³. Таким образом, речь идет о весьма значительном загрязнении атмосферного воздуха метаном (и сопутствующими ему газами) в районе освоения месторождений сланцевого газа.

Воды обратного притока являются причиной загрязнения атмосферного воздуха и другими веществами. В большинстве случаев эти воды, содержащие как исходные химикаты, используемые при гидроразрыве пласта, так и вещества, вымытые из вмещающих пород, поступают в специальные наземные хранилища. В результате летучие органические соединения, в число которых входят бензол, толуол, кумол, формальдегид, окись этилена и др., могут испаряться и поступать в атмосферный воздух. Кроме того, опасные летучие вещества могут поступать в атмосферный воздух и через оголовки скважинного оборудования.

В 2010 г. Комиссия Техаса по качеству окружающей среды (Texas Commission on Environmental Quality – TCEQ) опубликовала [5] данные о загрязнении атмосферного воздуха вблизи одной из газовых скважин, расположенных на территории сланцевого месторождения Barnett. Всего было обнаружено 35 загрязняющих веществ, а максимально разовые концентрации бензола достигали 15 тыс. ppb. Бензол был обнаружен также и в 64 точках в пределах буровой площадки, причем его концентрация достигала 180 ppb.

Следует отметить, что проблема «углеродного следа» при добыче сланцевого газа занимает очень много глаз исследователей, особенно в сравнении с «углеродным следом» при добыче других видов ископаемого топлива или их использования. При этом оценки достаточно сильно разнятся. Анализ, проведенный R.W. Howarth и др. [3], указывает на то, что в интервале 20 лет «углеродный след» сланцевого газа значительно превышает такой же показатель для природного газа, добываемого из традиционных коллекторов, угля и дизельного топлива. С другой стороны, в интервале 100 лет «углеродные следы» сланцевого и традиционного газа почти сравниваются, хотя по-прежнему вклад потерь сланцевого газа выше, чем вклад потерь традиционного газа.

Воздействие на недра, ландшафт, поверхностные и подземные воды

Месторождения сланцевого газа в США занимают очень большие площади (от 13 до 245 тыс. км²), располагаются на глубине от нескольких сотен до нескольких тысяч метров, а толщина пласта варьирует от нескольких метров до нескольких десятков метров. Даже однократный гидроразрыв пласта, который проводится под давлением жидкости от 500 до 1500 атмосфер, разрушает породу вблизи продуктивной скважины на площади в несколько квадратных километров и по вертикали на несколько сотен метров. Сброс давления приводит к возникновению многочисленных микросейсмических явлений, эффект которых проявляется прежде всего вблизи продуктивной скважины. Количество этих микросейсмических явлений может составлять [6] несколько сотен, а величина варьировать от 1,6 до 3,6 баллов по шкале Рихтера.

Несмотря на то что основные сейсмические явления обнаруживаются вблизи продуктивной скважины в сланцевом пласте, при определенных геологических условиях сейсмические волны могут достигать и поверхности земли. Так в 2011 г. при проведении (компанией Cuadrilla Resources) гидроразрыва пласта на месторождении Presse Hall, расположенном недалеко от города Блэпкул (Великобритания), было зарегистрировано два землетрясения, оцененных в 2,3 балла по шкале Рихтера. Специально проведенные исследования показали, что зафиксированные землетрясения были вызваны именно операциями гидроразрыва пласта.

Второй причиной сейсмических явлений, фиксируемых вблизи разраба-

тываемых месторождений сланцевого газа, может быть [7] закачка в геологические структуры жидкости обратного притока, что распространено по крайней мере в 17 штатах США. В качестве примера можно сослаться на ситуацию в регионе, лежащем от южной части штата Колорадо до северной части штата Нью-Мексико. До 1999 г. он считался сейсмически неактивным. Начиная с 2001 г., когда развернулись масштабные буровые работы с использованием гидроразрыва пласта, там было зафиксировано 16 землетрясений магнитудой > 3,8 по шкале Рихтера (в том числе землетрясения силой 5,0 и 5,3 балла). При этом усиление сейсмической активности фиксируется только в радиусе 5 км от скважин, в которые закачивается использованный раствор («обратная закачка»).

Наиболее интенсивное землетрясение, сила которого достигала 5,7 балла по шкале Рихтера и которое было вызвано [7] «обратной закачкой», наблюдалось в ноябре 2011 г. в штате Оклахома.

Разрушение геологических структур при гидроразрыве пласта приводит к появлению новых неплотностей в дополнение к уже существующим трещинам и каналам, позволяющим мигрировать по ним высвобожденного сланцевого газа (метана, этана, пропана и др.), а также химических веществ, которые были компонентами жидкости для гидроразрыва. При глубоком залегании сланцевых пластов вероятность достижения поверхности земли остатками жидкости гидроразрыва крайне невелика, однако при неглубоком залегании пластов эта вероятность может возрасти.

В 2014 г. впервые в США официально признали, что подземные воды в штате Калифорния значительно загрязнены компонентами растворов, которые использовались при освоении месторождений сланцевого газа. По данным правительства США, в геологические пласты было закачано около 16 млн м³ использованных жидкостей, причем часть закачки осуществлялась нелегально, без специального разрешения.

Относительно инертные газообразные компоненты сланцевого газа, которые слабо взаимодействуют с минералами земной коры, могут достичь подпочвенных вод и даже выйти на поверхность земли. Полученные данные показывают [8], что вблизи газовых скважин в районах активной добычи сланцевого газа концентрация метана в подпочвенных водах значительно выше, чем в районах, где нет деятель-

ности по бурению и гидроразрыву пласта. В пробах подпочвенных вод, взятых над месторождениями Marcellus и Utica, концентрация метана варьировала от 10 до 64 мг/л. В среднем концентрация метана в активной зоне составляла 19,2 мг/л, тогда как в неактивной зоне она была в 17 раз ниже (1,1 мг/л). При этом содержание метана в ряде случаев значительно превышало безопасный уровень, что было чревато взрывами в смеси с кислородом воздуха.

Помимо метана в подпочвенных водах были обнаружены также этан, пропан и другие углеводороды.

Воздействие на ландшафт при добыче сланцевого газа связано прежде всего с необходимостью размещения на определенной территории (буровой площадке) бурового и другого технического оборудования, транспортных средств, хранилищ (емкостей) химических веществ и пропанта. Значительное место могут занимать также емкости для воды, если вода непосредственно не забирается из поверхностных водоемов, а также хранилища жидкости обратного притока. Загрязнение территории может также происходить за счет протечек химикатов или жидкости обратного притока.

При разработке месторождений в Пенсильвании типичная буровая, на которой бурятся несколько скважин, имеет в среднем площадь от 16 до 20 тыс. м². Завершение буровых работ и переход в стадию добычи приводит к уменьшению площади до 4–12 тыс. м².

Разработка месторождений сланцевого газа требует достаточно высокой плотности размещения буровых площадок на поверхности над месторождением [9], однако этот показатель зависит от требований соответствующего законодательства. В США на типичном месторождении одна площадка приходится приблизительно на 2,6 км². На месторождении Barnett на 1 км² приходится 1,5 скважины. В конце 2010 г. на этом месторождении на общей площади 13 тыс. км² было пробурено почти 15 тыс. скважин, то есть на 1 км² приходилось приблизительно 1,15 скважины.

На территории месторождения находится также большое количество прудов для сбора жидкости обратного притока, которая в дальнейшем по трубопроводам или с помощью транспортных средств поступает на объекты по ее очистке. Как правило, площадь таких прудов для месторождений типа Marcellus может составлять до 1 га (при глубине до 5 м).

Наконец, определенную территорию занимают объекты, использу-

Таблица 5

Выход вод обратного притока после гидроразрыва пласта на различных месторождениях США в расчете на одну скважину (галлоны) [10]

Месторождение сланцевого газа США	Объем вод обратного притока в первые 10 дней после гидроразрыва
Barnett	500 000–600 000
Fayetteville	500 000–600 000
Marcellus	500 000–600 000
Haynesville	250 000

Таблица 6

Некоторые компоненты жидкости обратного притока [11]

Измеряемый параметр	Среднее значение, мкг/л
pH	6,2
XПК	5 500 000
Взвешенные вещества (сумма)	146 000
Растворенные твердые вещества (сумма)	93 200 000
1,4-дихлорбутан	198
Ацетон	681
Бромформ	36,65
Бензол	479,5
Этилбензол	53,6
Тетрахлорэтилен	5,01
Фенол	459
Толуол	833
Ксилолы	487

емые для подготовки (в частности, компрессорные станции) и хранения и транспортировки добытого сланцевого газа. В случае небольших дебитов газовых скважин газ накапливается в емкостях, из которых далее периодически вывозится транспортными средствами. В случае больших дебитов может строиться система транспортных газопроводов.

Воздействие промышленности, связанной с добычей сланцевого газа, на поверхностные водоемы проявляется в двух направлениях. С одной стороны, это забор из водоемов или других источников водоснабжения больших объемов воды, а с другой стороны, это загрязнение поверхностных вод веществами, содержащимися в жидкости обратного притока, даже если эта жидкость подвергается предварительной очистке. Основное ее количество оказывается на поверхности в течение 7–10 дней и зависит от условий залегания пласта. Однако и после этого срока жидкость продолжает поступать на поверхность. В зависимости от месторождения возврат составляет от 25 до 70 % закачанного объема воды (табл. 5).

Во время закачки жидкости в пласт и гидроразрыва пласта происходит разрушение горных пород и вымыва-

ние из них различных веществ. Как исходные компоненты жидкости гидроразрыва, так и растворенные и взвешенные вещества оказываются на поверхности (табл. 6). Большая часть жидкости обратного притока рано или поздно откачивается с места разработки и направляется на очистку. Однако возможны проливы этой жидкости при перекачке или транспортировке по трубопроводам, что влечет за собой загрязнение почвы или поверхностных водоемов.

Для оценки влияния разработки месторождений сланцевого газа на поверхностные водоемы в течение 2000–2011 гг. на территории месторождения Marcellus было исследовано [11] более 20 000 проб воды, взятых из различных речных систем. Основное внимание было обращено на содержание в воде хлоридов щелочных металлов и взвешенных частиц. В результате было установлено, что при сбросе сточных вод, прошедших обработку на муниципальных предприятиях по очистке сточных вод, в речном стоке возрастает концентрация хлорид-ионов, а концентрация взвешенных частиц остается без изменения. При этом чем больше предприятий задействовано для обработки жидкости обратного притока, тем выше содер-

Таблица 7
Оценка вероятности ограничения освоения месторождений сланцевого газа по причине недостатка водных ресурсов [13]

Страна	Объем технически извлекаемого сланцевого газа, трлн куб. фут.	Вероятность ограничения освоения месторождений сланцевого газа по причине недостатка водных ресурсов
Китай	1 115	Высокая
Аргентина	802	От низкой до средней
Алжир	707	Вероятно, очень высокая (засуха и низкий уровень потребления воды)
Канада	573	От низкой до средней
США	567	От средней до высокой
Мексика	545	Высокая
Австралия	437	Низкая
Южная Африка	390	Высокая
Россия	287	Низкая
Бразилия	245	Низкая
Венесуэла	167	Низкая
Польша	148	От низкой до средней
Франция	137	От низкой до средней
Украина	128	От низкой до средней
Ливия	122	Вероятно, очень высокая (засуха и низкий уровень потребления воды)
Пакистан	105	Очень высокая
Египет	100	Вероятно, очень высокая (засуха и низкий уровень потребления воды)
Индия	96	Высокая
Парагвай	75	От средней до высокой
Колумбия	55	Низкая

жание в воде хлорид-иона – в среднем каждые 1,5 предприятия увеличивают концентрацию хлорид-иона на 10–11 %. Следствием роста концентрации хлорид-иона может быть деградация водных экосистем и высвобождение из донных осадков фосфатов и тяжелых металлов.

Что касается концентрации взвешенных частиц в речном стоке, то оказалось, что ее повышение зависело от присутствия в водосборной площади газовых скважин. При этом было установлено [12], что на каждые 18 буровых площадок приходится повышение концентрации взвешенных частиц на 5 %. Взвесь состояла из неорганических и органических частиц, которые имели явно антропогенное происхождение.

Как было показано ранее, освоение месторождений сланцевого газа связано с потреблением больших объемов пресной воды. Далеко не все страны, имеющие значительные месторождения сланцевого газа, могут позволить себе широкомасштабную его добычу из-за проблем с водными ресурсами. В табл. 7 дается оценка [13] перспектив добычи сланцевого газа в 20 странах, имеющих наибольшие оцененные технически извлекаемые его запасы, исходя из достаточности для этого водных ресурсов.

Природоохранное регулирование в США, связанное с добычей сланцевого газа

США имеют весьма развитое и совершенное природоохранное законодательство, которое позволяет и федеральному правительству, и правительству штатов достаточно эффективно регулировать деятельность природопользователей, в том числе компании, которые занимаются освоением месторождений сланцевого газа. В табл. 8 приведен перечень законодательных актов, которые в настоящее время регулируют все стадии разработки месторождений от подготовки производственной инфраструктуры для бурения, собственно буровых операций, гидроразрыва пласта и ликвидации его последствий до обращения с добытыми углеводородами. В ряде случаев законодательство штатов может перекрывать федеральное законодательство и выпускать свои более жесткие акты в интересах сохранения окружающей среды. Тем не менее это законодательство не позволяет в полной мере устранять все негативные последствия разработки сланцевых месторождений, поскольку оно не должно мешать реализации государственной энергетической политики.

Чрезвычайные ситуации при добыче сланцевого газа

Добыча, переработка, хранение и транспорт углеводородов, в том числе природного газа, нередко сопровождаются чрезвычайными ситуациями, в перечень которых входят выбросы и разливы флюидов, взрывы и пожары углеводородов. Опыт добычи сланцевого газа в США показал, что подобные события не являются исключением и для этой отрасли промышленности. Подборка таких происшествий была сделана [15] в 2010 г.

При этом было установлено, что многие из этих происшествий объяснялись нарушениями природоохранного законодательства и правил техники безопасности. По данным Департамента по охране окружающей среды штата Пенсильвания, где расположено крупнейшее в США месторождение сланцевого газа Marcellus, в течение двух с половиной лет законодательство штата, регулирующее добычу нефти и газа, при проведении операций бурения нарушалось 1435 раз. Эти нарушения касались прежде всего обустройства скважин, конструкции прудов для сбора жидкости обратного притока, мер по предотвращению загрязнения и выбросов из скважин, сброса сточных вод. В число этих нарушений не включено почти 1500 происшествий на транспорте.

Дополнительными исследованиями были выявлены:

- сотни случаев утечек газа из скважин, о которых Департамент по охране окружающей среды штата Пенсильвания предпочел не сообщать;
- многочисленные нарушения ландшафта, в том числе в селитебных зонах;
- сокрытие состава химикатов, которые использовались в жидкости для гидроразрыва пласта.

Заключение

Дефицит углеводородного сырья и стремление к энергетической безопасности будут, безусловно, подвигать страны в различных регионах мира к освоению собственных месторождений сланцевого газа. И вряд ли этот процесс удастся остановить. Тем не менее следует надеяться, что при принятии решений по освоению месторождений, особенно в странах густонаселенной Европы, будут учитываться следующие важные обстоятельства.

Во-первых, освоение месторождений сланцевого газа с использованием нынешней базовой технологии, а

Таблица 8

Регулирование в США на федеральном уровне и на уровне штатов операций по освоению месторождений сланцевого газа [14]

Формирование дорожной сети, строительство буровой площадки, подготовка оборудования для бурения	Бурение вертикальной и горизонтальной скважин	Завершение строительства скважины, гидроразрыв	Сбор, хранение и обработка жидкости обратного притока	Сбор, хранение и транспорт газа
60 дней	15–60 дней	15–30 дней	20 дней	5–40 лет
<i>Регулирование на федеральном уровне</i>				
Федеральный закон об охране окружающей среды (National Environmental Policy Act – NEPA) содержит требования о тщательном анализе проектов по разведке и добыче полезных ископаемых с точки зрения их воздействия на окружающую среду	Земельный департамент США (U.S. Department of Interior Bureau of Land Management – BLM) отвечает за выдачу разрешений на гидроразрыв на федеральных землях	Федеральный закон о чистой воде (Clean Water Act – CWA) регулирует поверхностный сброс сточных вод через процедуру разрешений Национальной системы предотвращения сброса загрязняющих веществ (National Pollutant Discharge Elimination System – NPDES)		
В соответствии с Законом о чистом воздухе (Clean Air Act – CAA) для ограничения выбросов токсичных загрязняющих веществ используются Национальные стандарты по эмиссии опасных загрязняющих веществ (National emission standards for hazardous air pollutants – NESHAP)	Опасные химические вещества должны быть зарегистрированы, и информация о них должна быть представлена в случае событий, устанавливаемых Федеральным законом о планировании в случае чрезвычайных ситуаций и извещения общественности о них (Emergency Planning and Community Right to Know Act)	CWA устанавливает стандарты для промышленных сточных вод и стандарты качества вод для загрязняющих веществ в поверхностных водоемах		
В соответствии с CAA правила NESHAP для двигателей регулируют использование реконструированных двигателей	Федеральный закон о транспортировке опасных веществ (Hazardous Materials Transportation Act) регулирует транспортировку опасных веществ	Федеральный закон о загрязнении нефтью (Oil Pollution Act – OPA) устанавливает более жесткие требования по предотвращению разливов и системе оповещения		
Агентство по охране окружающей среды США (US Environmental Protection Agency – EPA) разработало новые стандарты для выбросов токсичных веществ при добыче нефти и газа		EPA рекомендует, чтобы буровики использовали для завершения эксплуатации «зеленые» технологии, снижающие выбросы летучих органических веществ из скважин. Такие технологии должны использоваться в штатах Колорадо и Вайоминг		
EPA использует большинство федеральных законов		Федеральный закон о компенсации ущерба окружающей среде (Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act – CERCLA) обязывает федеральное правительство реагировать на внесение в окружающую среду опасных веществ, которые угрожают здоровью населения и объектам живой природы		
<i>Регулирование на уровне штатов</i>				
Штаты могут применять федеральное законодательство	Перевозки воды, песка и химических добавок регулируются законами штата	Федеральный закон о питьевой воде (Safe Drinking Water Act – SDWA) исключает гидроразрыв из Программы контроля закачки в подземные горизонты (Underground Injection Control – UIC). Вместо этого EPA и штаты реализуют UIC для защиты источников подземных вод		
Для всех штатов обязательны разрешения на бурение и другие операции на скважинах	Раскрытие состава химических веществ, используемых при гидроразрыве, регулируется на уровне штата, но жесткость требований различна для разных штатов	Защита подземных вод чаще осуществляется через разрешения Систем штатов по предотвращению сброса загрязняющих веществ (State Pollutant Discharge Elimination System – SPDES), а не через разрешения NPDES		
Все штаты имеют свое законодательство в отношении бурения скважин и вывода их из эксплуатации		В дополнение к законодательству штатов водные законы выпускают также Комиссия бассейна реки Делавэр (Delaware River Basin Commission) и Комиссия бассейна реки Саскуэханна (Susquehanna River Basin Commission)		
Штаты регулируют строительство обсадных колонн и цементирование скважин		Штаты регулируют обращение с опасными отходами штатов и внедряют процедуры по обращению с отходами, которые являются исключениями из Федерального закона о сохранении и восстановлении ресурсов (Resource Conservation and Recovery Act)		

Таблица 9
Себестоимость добычи газа в мире (долл. США за 1 тыс. м³) по данным Международного энергетического агентства (МЭА, 2012)

Регион/страна	Традиционный природный газ	Сланцевый газ	Метан угольных пластов
США	75–175	75–177	75–175
Европа	125–225	125–250	125–225
Китай	100–200	100–200	75–200
Россия	До 50/75–177*	Нет данных	75–125

* Минимальные цифры для России — это традиционные регионы добычи природного газа, Западная Сибирь и Волго-Уральский район. Максимальные цифры для России — это Восточная Сибирь, на шельфе и район Арктики (данные МЭА).

именно гидроразрыва пласта (иногда ее называют фрекингом), связано в настоящее время с весьма значимыми экологическими рисками, которые проявляются в загрязнении природных сред, значительном водопотреблении, ухудшении здоровья населения, осложнении существования объектов животного мира. Возможно, ситуация в будущем изменится к лучшему, поскольку технологии добычи сланцевого газа постоянно совершен-

ствуются: снижается время на подготовку пласта к добыче, внедряются методы, уменьшающие потребление воды, отрабатывается техника безводного гидроразрыва, осуществляется подбор более безопасных химикатов для гидроразрыва пласта. Поэтому можно ожидать, что когда-то экологические риски удастся снизить до более приемлемого уровня.

Во-вторых, при освоении месторождений воздействие на окружающую

среду может распространяться на достаточно большие территории и могут затрагиваться интересы соседних государств — например, могут загрязняться трансграничные подземные и поверхностные водоемы, а также может нарушаться их водный баланс, могут возникать также и помехи в местах обитания или миграции объектов животного мира. Поэтому решения об освоении собственных месторождений сланцевого газа вблизи границ должны проходить обязательное согласование с соседями.

В-третьих, надо иметь в виду точку зрения МЭА (табл. 9), что с позиции условий залегания и газонасыщенности месторождения сланцевого газа на территории США уникальны и экономически более выгодны к освоению. Если в настоящее время себестоимость добычи 1000 м³ этого газа в США составляет 75–177 долл. США, то в других местах, включая европейские государства, она может по разным причинам вырасти до 250 долл. США. [НХ](#)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts, Tyndall Centre for Climate Change Research, 2011.
2. K.A. Bullin, P.E. Krouskop, Compositional variety complicates processing plans for US shale gas, *Oil&Gas Journal*, 2009, № 10.
3. R.W. Howarth, R. Santoro, A. Ingraffea. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations, *Climatic Change*, DOI 10.1007/s10584-011-0061-5.
4. I.J. Laurenzi, G.R. Jersey. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions and Freshwater Consumption of Marcellus Shale Gas, *Environmental Science & Technology*, April 2013.
5. Monitoring and control of fugitive methane from unconventional gas operations, Environment Agency, Bristol, UK, 2012.
6. M. Zoback, S. Kitasei, B. Copithorne. Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development, Natural Gas and Sustainable Energy Initiative, Worldwatch Institute, 2010.
7. K.M. Keranen, H.M. Savage, G.A. Abers, E.S. Cochran. Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 Mw 5.7 earthquake sequence.
8. S.G. Osborn, A. Vengosh, N.R. Warner, R.B. Jackson. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing, *Proc. Natl. Acad. Sci. USA*, 2011, v. 108 (20), pp. 8172–8176.
9. Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health, ENVI, 2011.
10. J. Veil. Trends in Flowback Water Management in Shale Gas Plays, 2012.
11. Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program, New York State Department of Environmental Conservation Division of Mineral Resources, 2009.
12. S.M. Olmstead, L.A. Muehlenbachs, J.-S. Shih, Z. Chu, A.J. Krupnick, Shale gas development impacts on surface water quality in Pennsylvania *Proc. Natl. Acad. Sci. USA*, 2013, vol. 110 (13), pp. 4962–4967.
13. P. Reig, T. Luo, J.N. Proctor, Global Shale Gas Development: Water Availability and Business Risks, *World Resources Institute*, 2014.
14. Water and Shale Gas Development. Leveraging the US experience in new shale developments. 2012, Accenture.
15. C. Michaels, J.L. Simpson, W. Wegner. Fractured Communities: Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling, 2010.

DEVELOPMENT OF SHALE GAS DEPOSITS: ENVIRONMENTAL PROBLEMS AS IN THE USA

Soloviyanov A. Alexander, director of the Institute of economics of natural resources use and environmental policy of Higher School of Economics, doctor of chemical sciences, professor

Academician of the Russian Academy of Natural Sciences (20, Myasnitskaya str., Moscow, 101000, Russia)

ABSTRACT

On the base of American and British papers the environmental consequences of shale gas exploration and production were estimated. The impact on ambient air, landscape, surface and subsurface waters was described.

Keywords: Shale gas, fracking, water requirements, impact on ambient air, impact on landscape, impact on subsurface waters

REFERENCES

1. Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts, Tyndall Centre for Climate Change Research, 2011.
2. K.A. Bullin, P.E. Krouskop, Compositional variety complicates processing plans for US shale gas, *Oil&Gas Journal*, 2009, no 10.
3. R.W. Howarth, R. Santoro, A. Ingraffea. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations, *Climatic Change*, DOI 10.1007/s10584-011-0061-5.
4. I.J. Laurenzi, G.R. Jersey. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions and Freshwater Consumption of Marcellus Shale Gas, *Environmental Science & Technology*, April 2013.
5. Monitoring and control of fugitive methane from unconventional gas operations, Environment Agency, Bristol, UK, 2012.
6. M. Zoback, S. Kitasei, B. Copithorne. Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development, Natural Gas and Sustainable Energy Initiative, Worldwatch Institute, 2010.
7. K.M. Keranen, H.M. Savage, G.A. Abers, E.S. Cochran. Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 Mw 5.7 earthquake sequence.
8. S.G. Osborn, A. Vengosh, N.R. Warner, R.B. Jackson. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing, *Proc. Natl. Acad. Sci. USA*, 2011, v. 108 (20), pp. 8172–8176.
9. Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health, ENVI, 2011.
10. J. Veil. Trends in Flowback Water Management in Shale Gas Plays, 2012.
11. Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program, New York State Department of Environmental Conservation Division of Mineral Resources, 2009.
12. S.M. Olmstead, L.A. Muehlenbachs, J.-S. Shih, Z. Chu, A.J. Krupnick, Shale gas development impacts on surface water quality in Pennsylvania. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA*, 2013, vol. 110 (13), pp. 4962–4967.
13. P. Reig, T. Luo, J.N. Proctor, Global Shale Gas Development: Water Availability and Business Risks, *World Resources Institute*, 2014.
14. Water and Shale Gas Development. Leveraging the US experience in new shale developments. 2012, Accenture.
15. C. Michaels, J.L. Simpson, W. Wegner. Fractured Communities: Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling, 2010.