
ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ
ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ ДОБЫЧИ
СЛАНЦЕВОГО ГАЗА В ЕВРОПЕ

Издание подготовлено Автономной некоммерческой организацией «Научно-исследовательский институт проблем экологии» совместно с Неправительственным экологическим фондом имени В.И. Вернадского

Прогноз возможных экологических последствий добычи сланцевого газа в Европе. – М., 2014. – 200 с.: ил.

ISBN 978-5-9904661-4-2

В монографии представлен анализ публикаций и мнений различных экспертов по перспективам и последствиям возможной широкомасштабной добычи сланцевого газа в европейских странах с точки зрения возможных экологических проблем.

Выявлены основные аспекты воздействия разведки и добычи сланцевого газа на окружающую среду, приводящие к возникновению экологических проблем, связанных с загрязнением водной среды и атмосферы, изъятием земельных ресурсов, негативным изменением геологических условий в районах добычи и др.

Данная работа не претендует на однозначную оценку проектов по возможной добыче сланцевого газа в европейских странах. Однако приведенные фактические данные и мнения различных экспертов показывают, что перенос в европейские условия применяемой в США технологии ГРП при добыче сланцевого газа сопряжен с более высокими рисками для окружающей среды и требует специальных исследований и детального прогноза последствий.

Рекомендуется для специалистов нефтегазовой отрасли, экологов, студентов и преподавателей нефтегазовых и экологических специальностей.

Научный руководитель темы Европейского делового конгресса: заместитель председателя Комитета Европейского делового конгресса «Экология и здравоохранение», д.х.н., профессор **А.Г. Ишков**

Организация-исполнитель: Автономная некоммерческая организация «Научно-исследовательский институт проблем экологии» (НИИПЭ), научный руководитель, д.т.н., профессор, член-корр. РАН **В.А. Грачев**, директор **О.В. Плямина**.

Эксперты: к.г.-м.н., заслуженный геолог России **Н.Н. Егоров**; доц. д-р **Е.П. Занева-Добранова** (Республика Болгария), **Г. Кысилка** (Чешская Республика), **В. Марчуж** (Чешская Республика), к.г.н. **В.А. Лобковский**, профессор, д-р **П. Райхтседер** (Федеративная Республика Германия), **А. Сикора** (Республика Польша), д.х.н., профессор ЮНЕСКО **А.А. Соловьянов**, д.т.н., академик РАЕН **В.В. Тетельмин**.

ISBN 978-5-9904661-4-2

© НИИПЭ, 2014

© Неправительственный экологический фонд имени В.И. Вернадского, 2014

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1. ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА И ИХ ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.....	8
ГЛАВА 2. ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ЧЕЛОВЕКА.....	18
2.1. Экологические риски для окружающей среды и здоровья людей, обусловленные добычей углеводородов с применением технологии гидроразрыва в Европе.....	18
2.2. Возможное воздействие процесса добычи сланцевого газа на здоровье человека.....	23
2.3. Потенциальный риск для здоровья человека от загрязнения воздуха при добыче сланцевого газа.....	25
2.4. Потенциальная угроза здоровью населения от загрязнения поверхностных и подземных вод при ГРП.....	29
ГЛАВА 3. ВОЗДЕЙСТВИЕ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА НА АТМОСФЕРУ.....	36
3.1. Основные загрязняющие вещества и источники их эмиссии в атмосферу при добыче сланцевого газа.....	36
3.2. Оценка потенциального воздействия на атмосферу по стадиям разработки и добычи сланцевого газа.....	42
3.3. Влияние выброса парниковых газов при добыче сланцевого газа на изменение климата. Углеродный след.....	46
3.4. Оценочные показатели выбросов парниковых газов по стадиям разработки и добычи сланцевого газа.....	58
3.5. Законодательные требования и регламенты ЕС, относящиеся к воздействиям на климат при разведке и эксплуатации месторождений сланцевого газа, а также к хранению диоксида углерода и парниковых газов в геологических формациях (CCS).....	73

ГЛАВА 4.	
ВОЗДЕЙСТВИЕ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ.....	79
4.1. Потенциально возможное загрязнение поверхностных и подземных вод технологическими, сточными и прочими водами вследствие использования технологии ГРП.....	79
4.2. Возможные пути загрязнения окружающей среды отработанными (возвратными) водами.....	91
4.3. Загрязнение поверхностных и подземных вод метаном в результате использования технологии ГРП.....	100
4.4. Химические добавки, используемые при ГРП.....	105
4.5. Использование водных ресурсов для технологических целей при разведке, добыче и транспортировке сланцевого газа.....	113
4.5.1. <i>Использование водных ресурсов для технологических целей при разведке, добыче и транспортировке сланцевого газа. Водный стресс.....</i>	113
4.5.2. <i>Возможности использования водных ресурсов в районах добычи сланцевого газа в Европе на примере Республики Польши.....</i>	119
ГЛАВА 5.	
ВОЗДЕЙСТВИЕ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ И СЕЙСМИЧЕСКУЮ АКТИВНОСТЬ В РАЙОНАХ ДОБЫЧИ.....	123
5.1. Оценка имеющихся данных о влиянии добычи сланцевого газа на сейсмическую активность в США и европейских странах.....	123
5.2. Прогнозная оценка изменения сейсмической активности при добыче сланцевого газа в Европе.....	128
ГЛАВА 6.	
ВОЗДЕЙСТВИЕ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА НА ЛАНДШАФТ, ЗЕМЕЛЬНЫЕ И БИОЛОГИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ.....	133
6.1. Оценка масштаба возможного отчуждения земельных участков и влияния на ландшафт добычи сланцевого газа.....	133
6.2. Возможности отчуждения для добычи сланцевого газа земельных участков, занимаемых особо охраняемыми природными территориями на примере Республики Польши.....	140

6.3. Влияние добычи сланцевого газа на биологические ресурсы.....	145
ГЛАВА 7.	
ИЗМЕНЕНИЕ РАДИОАКТИВНОГО ФОНА В РАЙОНАХ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА.....	149
7.1. Оценка влияния добычи сланцевого газа на радиоактивный фон местности.....	149
7.2. Потенциальная опасность от радиоактивных материалов природного происхождения и выхода на поверхность радона при добыче сланцевого газа.....	151
ГЛАВА 8.	
ЕВРОПЕЙСКОЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ И ОБЩЕСТВЕННОЕ МНЕНИЕ В ЕВРОПЕЙСКИХ СТРАНАХ В КОНТЕКСТЕ ВОЗМОЖНОЙ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА.....	156
8.1. Риски, возникающие при разведке и добыче сланцевого газа в связи с пробелами или потенциальными пробелами в Европейском законодательстве.....	156
8.2. Общественное мнение, научные и политические дебаты в ряде европейских стран по вопросу добычи сланцевого газа.....	163
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	174
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	177
ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	195

ВВЕДЕНИЕ

Разведка и добыча природного газа из сланцевых пластов — явление в общественном обсуждении относительно новое. В течение последних лет растет несоответствие между довольно изолированными дебатами и заключениями экспертов о влиянии добычи газа из нетрадиционных источников на окружающую среду, с одной стороны, и взглядом общества на эту проблему, с другой, который в большей степени основывается на сообщениях СМИ, а также аргументах экологических активистов. Это разделение мира технических знаний и общественно-го восприятия является вопросом, который выходит далеко за свои формальные рамки, может рассматриваться, в первую очередь, как некий социологический феномен, формирующий различную степень общественной приемлемости добычи сланцевого газа. В его основе лежит недостаточная осведомленность и слабое распространение знаний об опыте, накопленном в последние два десятилетия в Соединенных Штатах и Канаде по этому вопросу.

Поэтому, в современных условиях, когда многие европейские страны начинают обсуждать вопрос о разведке и добыче сланцевого газа, перспективы развития добычи сланцевого газа необходимо рассматривать, прежде всего, опираясь на существующий опыт работы в этом направлении в США, применяемых технологиях, разработках. При этом необходимо рассмотреть влияние, оказываемое добычей сланцевого газа, где наряду с экономической и социальной стороной, важное значение имеет и оценка возможных экологических последствий применения технологий по добыче сланцевого газа.

Предполагаемые места добычи в Европе различны по размеру территории добычи, водным ресурсам, структуре, геологическим и прочим особенностям, что вместе с неоднозначностью, а часто противоречивостью имеющихся данных по влиянию добычи сланцевого газа в США на окружающую среду, не позволяет выработать единого мнения о целесообразности его добычи. Так, например, болгарские, немецкие, французские власти совсем по-другому оценивают перспективы и возможности развития добычи сланцевого газа по сравнению с польскими и украинскими коллегами.

Таким образом, большое значение приобретает необходимость выработки единого экспертного решения, выражающего официальное мнение правительства США, на основе которого можно будет оценить возможность развития этой технологии в Европе. Однако в настоящее время среди экспертов разных стран нет единого мнения о влиянии разведки и добычи сланцевого газа на опыте США, нет и однозначного официального мнения Агентства по охране окружающей среды США (US EPA), постоянно откладывающего выход отчетного доклада, выпускаемая вместо этого множество исследовательских и аналитических статей, часто, как уже отмечалось выше, содержащих противоположные мнения.

В представленном материале мы попытаемся дать краткий анализ основных аспектов воздействия разведки и добычи сланцевого газа на опыте США и Канады, уделив основное внимание рассмотрению экологических проблем (как уже возникших, так и потенциально возможных) по следующим основным направлениям:

1) *загрязнение атмосферы* технологическими и прочими выбросами и оценка *возможного влияния на изменение климата* вследствие выброса парниковых газов;

2) *загрязнение поверхностных и подземных вод* высокотоксичными веществами и сточными водами, а также *использование значительных объемов водных ресурсов* для технологических целей;

3) *изъятие земельных ресурсов* для размещения промышленных площадок и, вследствие этого, *изменение ландшафтов* территорий, прилегающих к районам добычи;

4) *изменение сейсмической активности и радиационного фона* территории вследствие изменения геологических условий в районах добычи.

Для понимания сложившейся в США ситуации вполне логичным представляется перед описанием экологической стороны добычи сланцевого газа вкратце рассмотреть используемые при добыче сланцевого газа технологии и технические решения.

ГЛАВА 1. ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА И ИХ ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Природный газ из сланцевых формаций не подлежит извлечению традиционными методами, которые применяются в месторождениях конвенционального типа, из-за своих специфических форм присутствия и распространения. Разведка и добыча природного газа из сланцевых пластов имеет относительно короткую историю. Начиная с 90-х годов XX века до примерно 2006-2008 года, добыча природного газа была представлена главным образом одним бассейном Форт-Уэрт (Fort Worth) в штате Техас, США, содержащего нижнекарбоновые сланцы Барнетт (Barnett). Только во второй половине прошлого десятилетия началось резкое развитие данного сектора нефтяной промышленности и экспорт новой концепции дальнейшего изучения осадочных бассейнов США и Канады. На сегодняшний день в этих странах пробурено несколько десятков тысяч эксплуатационных скважин, что позволяет всесторонне оценить их значение по всем аспектам воздействия на окружающую среду.

Многие технические аспекты добычи газа из нетрадиционных источников идентичны добыче из традиционных месторождений. Прежде всего, это тот же природный газ – метан (CH_4), иногда с примесью тяжелых углеводородных газов, таких как этан, пропан и бутан. Идентичен процесс бурения и связанных с ним технологий безопасности, в том числе при бурении водоносных горизонтов. Отличает нетрадиционные месторождения, как правило, необходимость бурения горизонтальных участков скважины в пласте, а также применение на этом участке гидравлического разрыва пласта (ГРП). Эти технологии известны и используются на протяжении десятилетий при традиционной добыче, хотя скорее в качестве исключения, чем правила.

Тем не менее, ГРП, который вызывает наибольшее беспокойство, используется в промышленных масштабах с 1949 года, и на сегодняшний день в США произведено около 1 миллиона ГРП. В Германии, например, начиная с 1960-х годов, произведено более 300 ГРП. Конечно, ГРП в 1950-х или 1960-х годах отличались от сегодняшних техническими деталями, но многие из них были проведены в последние десятилетия с современным технологическим подходом. Таким образом, технологический процесс ГРП достаточно исследован и регулярно используется [125].

В 2001 году американские эксперты разработали технологию, в которой успешно сочетается метод горизонтального бурения и так называемого гидравлического разрыва («hydraulic fracturing»). Внедрение ГРП и горизонтального бурения для добычи сланцевого газа позволили снизить себестоимость его добычи. И хотя она

осталась довольно высокой, но при государственной поддержке не выходила за пределы окупаемости.

Исследование сланца и других источников методом ГРП начинается точно так же как исследование классических (конвенционных) месторождений нефти и газа – глубинной скважиной *в вертикальном направлении*. В этой фазе исследование конвенционных и неконвенционных источников не различается.

Нужно отметить, что вертикальные скважины в большинстве случаев не бывают точно перпендикулярными, они идут наискось, пока не натолкнутся в случае исследования сланца на данную горную породу иногда на глубине нескольких километров, иногда лишь нескольких сотен метров (на месторождении Барнетт глубина залегания всего 700 м). Наклон скважин может быть порой весьма значительным, до 51 градуса и более. Бурение двух километров в мягких горных породах может продолжаться около 15 дней.

Вертикальную скважину, прежде всего, в связи с защитой грунтовых вод стремятся уплотнить первые 300 м (цементирование, стальные корпуса), при этом наклонные скважины являются наименее герметичными скважинами из всех видов скважин.

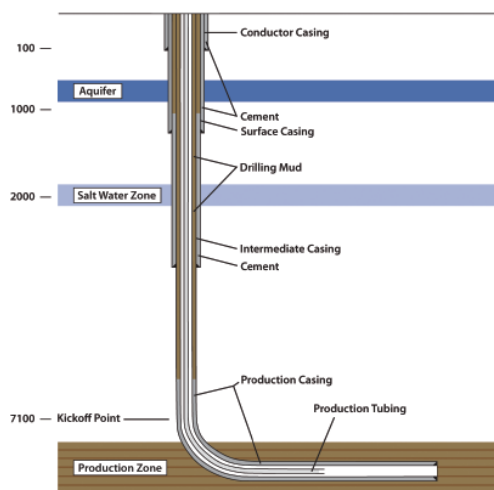
Неплотные скважины оказывают негативное воздействие не только из-за микротрещин, обусловленных расщеплением дефектного цементирования, а также из-за вытеснения газа и фракционной смеси вдоль корпуса скважины (в микротрещины между горной породой и поверхностью корпуса скважины) и старения материалов оборудования скважины.

Вертикальные скважины бывают наклонными по нескольким причинам. Главными общими причинами являются: стремление избежать плотную застройку, лучшие позиции для достижения целевых пластов, лежащих под разным наклоном, и т.д. [152].

Когда вертикальной скважиной достигается подходящий пласт сланца, следует замена головки скважины и бурение постепенно переходит в горизонтальное положение, где обследуется уже область разрыва (рис.1).

Для увеличения добычи с одной площадки проводится больше горизонтальных скважин, в большинстве случаев, веерным образом с целью раздробления всей горной породы под землей.

Горизонтальное бурение представляет принципиальную новинку в сравнении с конвенционными источниками нефти или газа своей плоской площадью. Задействуются огромные площади, как на поверхности, так, прежде всего, под землей – здесь раздроблена по возможности вся материнская порода для наибольшей добычи газа, который (в отличие от конвенционных месторождений) распределен в горной породе очень редко (рис.2). Порой бурится много горизонтальных скважин из одной вертикальной скважины, в других случаях бурится много вертикальных скважин на одной площадке [152].



Source: Based on Modern Shale Gas Development in the United States – a Primer

Рис. 1. Обивка и цементирование скважины для добычи сланцевого газа [57]

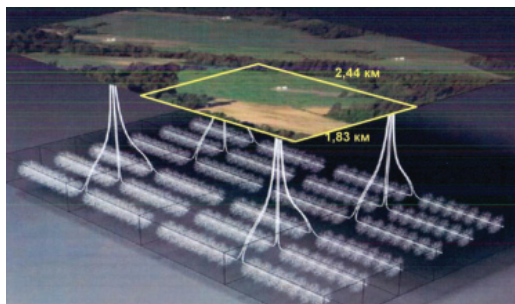
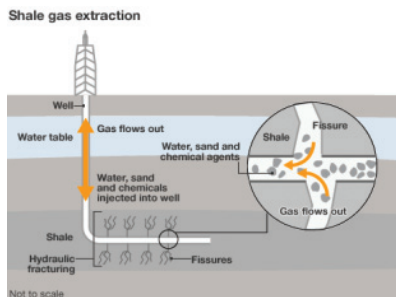


Рис. 2. Горизонтальное бурение при добыче сланцевого газа [163, 205]

Мнения относительно фрекинга – добычи сланцевого газа методом гидроразрыва пластов, – противоречивы. Он требует закачивания больших объемов воды, песка и химикатов под высоким давлением на глубину тысяч метров от поверхности земли для извлечения запасов природного газа (рис. 3, 4).

Технологически это выглядит следующим образом. После устранения сверлильной горизонтальной головки в горизонтальную скважину доставляются патроны со взрывчаткой. Взрывы нарушают сланец в вертикальном направлении, на расстоянии от нескольких дм до бурильного отверстия (ок. 7-9 площадок, секций) (рис.5).

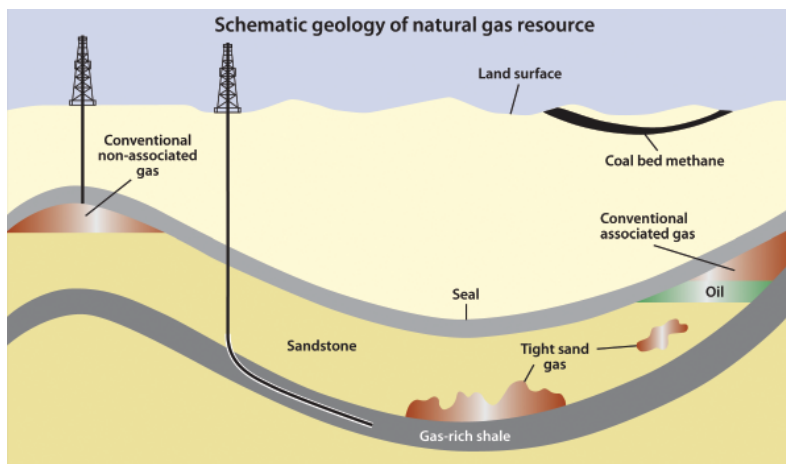


Рис. 3. Геологическая схема извлечения ресурсов природного газа [257]

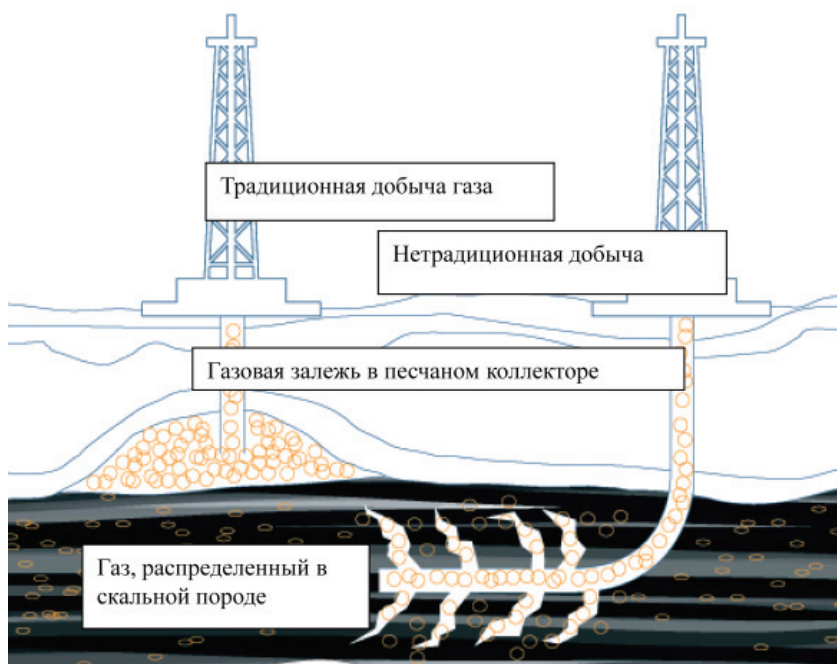


Рис. 4. Сравнение традиционного и нетрадиционного способов добычи природного газа [172]

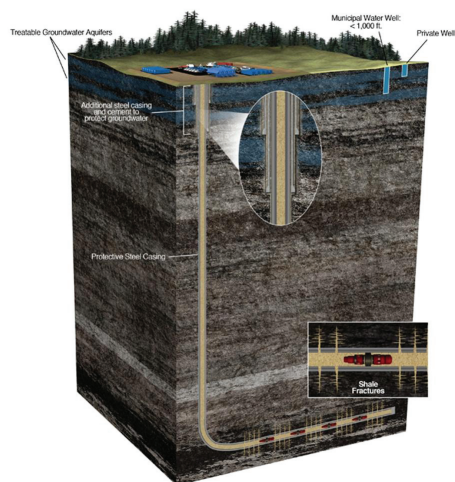


Рис. 5. Схематический разрез скважины по добыче сланцевого газа
Источник: US EPA, 2011

Взрывы вызывают вторично также микроземлетрясение, которым можно пренебречь в отношении воздействия на инфраструктуру на поверхности, однако не в отношении вертикальной скважины – ее герметичность (целостность) нарушается.

Затем следует собственно фаза гидравлического разрыва. Для потребностей одного разрыва, согласно данным US EPA, необходимо от 7 до 15 тыс. м³ воды (в среднем – 11 500 м³ воды). Соединяются десятки дизельных компрессоров и в скважину неделями закачивается жидкость (часто возникает смоговая ситуа-

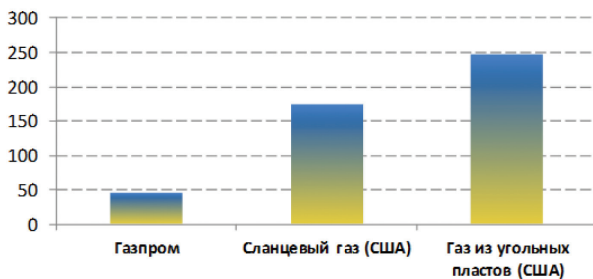


Рис. 6. Себестоимость извлечения газа из различных источников, \$/1000 м³ [163]
Источник: Financial Group Prime Mark

ция), которая должна разорвать горную породу давлением до 100 МПа.

В настоящее время в развитии добычи сланцевого газа можно выделить три основные проблемные точки: экономическая, геологическая и экологическая.

1) *Экономическая целесообразность добычи сланцевого газа.* По данным Financial Group Prime Mark себестоимость добычи более чем в три раза выше, чем у газа с традиционных месторождений Газпрома (рис. 6).

При размере себестоимости и амортизации 100-200 долл./1000 м³ полномасштабная реализация проектов освоения месторождений сланцевого газа может быть обеспечена только при уровне цен реализации потребителю не менее 350-500 долл./1000 м³. Если оценить полный цикл реализации проектов освоения месторождений сланцевого газа, то большинство из них будут убыточными, поскольку по мере их реализации происходит лавинообразное нарастание потребности в новых инвестициях.

Тем не менее, поскольку добыча сланцевого газа в основном приближена к конечному потребителю, на определенном этапе текущие полные издержки добычи и поставок такого газа позволяют получить операционную прибыль. Финансирование таких проектов мелкими операторами происходит за счет привлеченных средств, а крупными нефтегазовыми компаниями – ExxonMobil, ConocoPhillips, Marathon – за счет других сегментов их бизнеса, главным образом нефтедобычи [160].

По мнению экспертов, наиболее эффективно добыча сланцевого газа может обеспечить газоснабжение только локальной территории в течение ограниченно-го временного интервала (не более 15-17 лет), далее для поддержания газоснабжения потребуются подключение к внешним источникам поставок [3].

2) *Геологические особенности добычи сланцевого газа.* Геологические особенности пластов добычи сланцевого газа влияют, прежде всего, на длительность эксплуатации скважин. Средний срок жизни газовых скважин в США – 30-40 лет, для сланцевого газа эти цифры значительно меньше (рис. 7) – около 15% скважин, пробуренных в 2003 году, уже через пять лет исчерпали свой ресурс, а, например, жизненный цикл сланцевой скважины на месторождении Барнетт – 8-12 лет.

Быстрая потеря продуктивности скважин требует постоянного бурения новых, которые позволяют поддерживать добычу на высоком уровне. В последнее время началось массовое применение веерного и кустового бурения, а также повторного гидроразрыва пласта, что позволяет повысить продуктивность скважин, обеспечивая высокую газоотдачу.

3) *Экологические последствия, связанные с технологическими особенностями добычи сланцевого газа.* Экологические последствия добычи сланцевого газа связаны с негативным воздействием добычи сланцевого газа на окружающую среду и здоровье человека. Основные элементы окружающей среды, уязвимые при добыче сланцевого газа: атмосфера; ландшафт; почва; элементы живой природы; по-

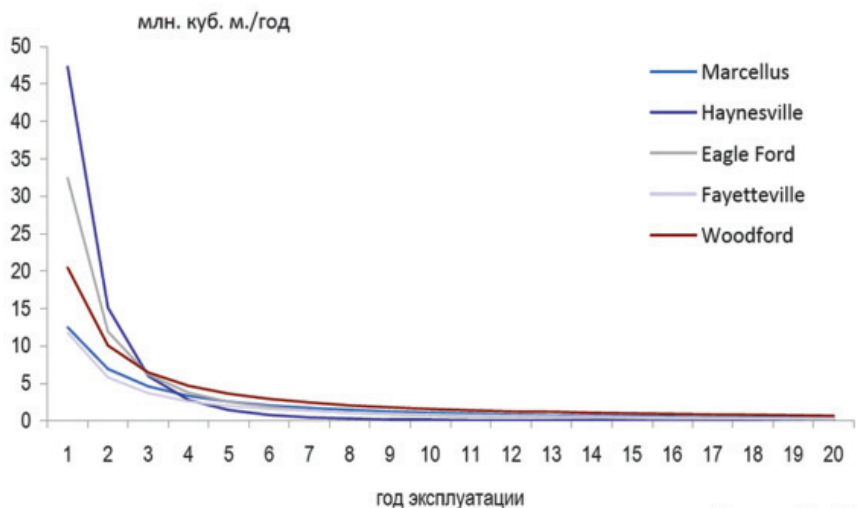


Рис. 7. Продуктивность скважин на основных плеях сланцевого газа в США [75]

Источник: EIA, AE02012.

верхностные и подземные воды; человек.

Интенсивность воздействия на окружающую среду зависит от следующих факторов: площадь, занимаемая под буровые площадки и сервисные дороги; обустройство области проводимых работ; использование защитных барьеров, цистерн соответствующих конструкций для жидкости ГРП и отходов; применение передовых технологий с низким уровнем выбросов; надлежащее управление отходами; соблюдение правил техники безопасности и гигиены; чувствительность отдельных элементов окружающей среды.

Геологическая, гидрогеологическая составляющие и другие характеристики каждого объекта, на территории которого реализуется разведка и (или) добыча газа из сланцевых формаций, являются уникальными, и по этой причине каждый объект на всех фазах инвестиционного процесса требует обязательной тщательной оценки воздействия на окружающую среду.

Экологические проблемы возникают, прежде всего, вследствие создаваемого ГРП эффекта гидравлического удара, который осуществляется посредством ввода в глинистые слои воды, песка и химических реагентов. На рис. 8 схематически представлен процесс добычи газа из сланцевых фракций и связанное с ним возможное негативное воздействие на окружающую среду.

Масштаб возможного воздействия можно оценить на основе данных по месторождениям в США. На основе анализа более чем десятилетнего опыта эксплуата-

ции скважин на месторождениях Барнетт (Barnett Shale), Фейетвилл (Fayetteville Shale), Марселлус (Marcellus Shale), Хейнсвилл (Haynesville Shale) можно выделить следующие основные проблемы:

1) технология ГРП требует крупных запасов воды вблизи месторождений, для одного гидроразрыва используется смесь воды (7500 т), песка и химикатов. В результате вблизи месторождений скапливаются значительные объемы отработанной загрязненной воды, которая не утилизируется добытчиками с соблюдением экологических норм;

2) как показывает опыт разработки Барнетт, сланцевые скважины имеют гораздо меньший срок эксплуатации, чем скважины обычного природного газа;

3) формулы химического коктейля для гидроразрыва в компаниях, добывающих сланцевый газ, являются конфиденциальными. По отчетам экологов добыча сланцевого газа приводит к значительному загрязнению грунтовых вод толуолом, бензолом, диметилбензолом, этилбензолом, мышьяком и др. Некоторые компании используют соляно-кислотный раствор, загущенный с помощью полимера, для одной операции гидроразрыва используется 80-300 т химикатов;

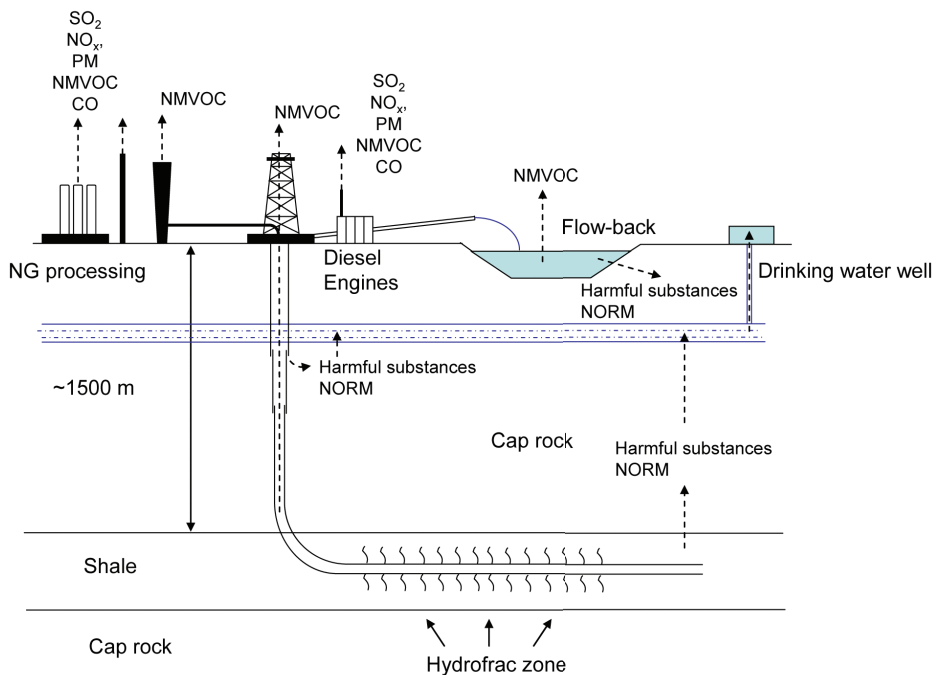


Рис. 8. Возможное негативное воздействие на окружающую среду при добыче природного газа из сланцевых формаций [44, 49]

4) при добыче сланцевого газа имеются значительные потери метана, что приводит к усилению парникового эффекта;

5) добыча сланцевого газа рентабельна только при наличии спроса и высоких цен на газ.

Преимущества добычи сланцевого газа в отличие от крупнейших традиционных месторождений – приближенность к центрам потребления. Но этот же фактор накладывает дополнительные ограничения по воздействию на окружающую среду. Добыча сланцевого газа сталкивается и с серьезными экологическими ограничениями ввиду большого охвата площадей и значительного и интенсивного нарушения целостности недр.

Основную угрозу для реализации сланцевых проектов в плотнозаселенных регионах Европы представляет изъятие значительных площадей из традиционного использования; нарушение сложившегося уклада; попадание химических реагентов и газа в водоносные горизонты и системы водоснабжения; прямое либо опосредованное повреждение поверхности и объектов инфраструктуры, как за счет вскрытия поверхности, так и в результате техногенных землетрясений и оползней.

Выводы, полученные при анализе опыта добычи сланцевого газа в Северной Америке (США, Канада), подтверждаются и исследованиями ученых из стран Европейского союза, представленными, в частности, в изданных в 2013 году «Справочных материалах по идентификации потенциальных рисков для окружающей среды и здоровья людей, обусловленными добычей углеводородов с применением технологии гидроразрыва в Европе» [194].

Выпущенный в мае 2012 году Международным энергетическим агентством (IEA) Прогноз мировой энергетики (World Energy Outlook) был посвящен нетрадиционному газу («Золотые правила золотого века газа»), в нем обобщались проблемные вопросы, связанные с гидроразрывом [195]. В нем, в частности, указывалось, что добыча нетрадиционных ресурсов должна выполняться экологически-приемлемым способом.

Влияние последствий добычи сланцевого газа и других форм добычи газа нетрадиционным способом стали предметом анализа ряда независимых обзорных материалов, опубликованных и проведенных в Великобритании. Все они сходятся во мнении, что добыча сланцевого газа потенциально несет в себе угрозу здоровью населения и окружающей среде, а также основные риски при добыче сланцевого газа, связанные с загрязнением окружающей среды жидкостями ГРП или природными загрязнителями, образующихся в результате гидроразрыва [193]. Признается необходимость надлежащего регулирования всех аспектов добычи сланцевого газа, даются ключевые рекомендации, в том числе: необходимость оценки риска воздействия химических веществ, используемых в жидкостях разрыва, надежности конструкторских решений и целостность скважин.

В заключении раздела приведем примеры некоторых происшествий, связанных с добычей сланцевого газа в различных штатах США [56].

1. В апреле 2010 года емкость и пруд, в которых находилась жидкость обратного притока, были охвачены огнем. Площадь возгорания составила около 200 м², а высота пламени достигала 30 м. Шлейф черного дыма был виден с расстояния более 50 км. Величина ущерба была оценена в \$375 000.

2. 15 декабря 2007 года внутри жилого дома в Бейнбридж (штат Огайо) из-за проникновения туда газа, просочившегося при бурении скважины, произошел взрыв, причинивший зданию значительные повреждения.

3. Осенью 2009 года в ходе операций по освоению лицензионных участков месторождения Марселлус деятельность компании Cabot Oil & Gas (Димок, штат Пенсильвания) сопровождалась проливами химикатов и сточных вод, в результате которых загрязнению подверглись участки болотистой местности, скважины питьевой воды и река Стивенс-Крик. Общий ущерб этих аварий был оценен приблизительно в \$400 000.

4. В ноябре-декабре 2007 года жители домов поселка Уолнат (Миллкрик) были эвакуированы на срок два месяца из-за миграции газа из недавно пробуренной скважины через почву в здания. При этом концентрация метана в помещениях и вблизи строений достигала уровня, который грозил его взрывом.

5. В апреле 2009 года в городе Мидленд (штат Техас) в скважинах питьевого водоснабжения неожиданно был обнаружен шестивалентный хром, причем в отдельных случаях его концентрация превышала допустимый уровень в 50 раз. Хотя конкретный источник его появления не был установлен, Комиссия Техаса по качеству окружающей среды (TCEQ) связывала этот эпизод с бурением сланцевых скважин, которое происходило вблизи скважин питьевой воды.

6. В 2010 году в штате Луизиана вблизи газовой скважины произошел падеж скота, причиной которого оказалось появление в источнике воды исключительно высокой концентрации хлорида калия, который входит в состав жидкости, используемой при ГРП (хлорид калия препятствует химическим реакциям между жидкостью и грунтом).

7. В мае 2008 года в районе графства Гарфилд (штат Колорадо) было обнаружено интенсивное загрязнение источников питьевого водоснабжения бензолом, причиной которого были расположенные неподалеку буровые площадки. Общий ущерб системе питьевого водоснабжения был оценен в 423 тыс. долл.

Эти факты подтверждают мнения экспертов, утверждающих, в частности [196], что освоение месторождений сланцевых углеводородов может сопровождаться самыми различными негативными последствиями для объектов окружающей среды.

ГЛАВА 2. ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ЧЕЛОВЕКА

2.1. Экологические риски для окружающей среды и здоровья людей, обусловленные добычей углеводородов с применением технологии гидроразрыва в Европе

Ключевые риски для окружающей среды и здоровья в связи с потенциальным развитием технологии ГРП в Европе рассматриваются на основе имеющихся в настоящее время данных и экспертных оценок.

Выделяются следующие основные причины рисков экологического воздействия от проведения ГРП при добыче сланцевого газа [194]:

- 1) Использование более значительных объемов воды и химикатов по сравнению с традиционной добычей газа.
- 2) Более низкая производительность газовых скважин по нетрадиционной добыче по сравнению с обычными газовыми скважинами означает, что влияние человеческого фактора в критической ситуации при выполнении больших объемов гидроразрывов может быть гораздо выше, чем последствия традиционной разведки и добычи на единицу добываемого газа.
- 3) Необходимость обеспечения целостности скважин и другого оборудования на всех этапах его эксплуатации, включая освоение, добычу и ликвидацию скважины (буровой площадки) для предупреждения риска загрязнения поверхностных и грунтовых вод.
- 4) Необходимость предотвращения разливов химикатов и сточных вод с потенциальными экологическими последствиями во время освоения и добычи в течение всего срока эксплуатации оборудования (буровой площадки).
- 5) Необходимость корректной идентификации и отбора геологоразведочных объектов на основе оценки риска для конкретных геологических условий и в соответствии с существующими потенциальными неопределенностями, связанными с долгосрочным присутствием жидкости гидроразрыва в подземном пространстве.
- 6) Потенциальная токсичность химических добавок в растворе для ГРП и нерешенность задачи разработки более экологичных альтернатив.
- 7) Обязательные для исполнения требования для перевозки оборудования, материалов и отходов с площадки и на площадку, в результате действия которых ущерб от дорожного движения может быть минимизирован, хотя и не полностью исключен.
- 8) Необходимость освоения более обширных территорий, чем при добыче традиционного газа.

8) Необходимость освоения более обширных территорий, чем при добыче традиционного газа.

9) Неизбежность применения определенных машин и механизмов при бурении скважин и выполнении ГРП. Это оборудование обязательно требует пространства для размещения и для эксплуатации, что неотвратно ведет к выбросам в атмосферу и шуму.

Для идентификации потенциальных экологических рисков по стадиям жизненного цикла добычи сланцевого газа [194] выделяются шесть стадий освоения месторождения сланцевого газа: *определение места заложения скважины и подготовка места для буровой площадки; конструирование скважины, бурение, обсадка и цементирование; техническая стадия гидроразрыва; заканчивание скважины; добыча газа; ликвидация скважины*. Также важно учитывать вид возможного воздействия: прямое воздействие, не прямое (опосредованное) воздействие, кумулятивное воздействие (долгосрочные последствия, связанные как с прямым, так и с непрямым воздействием на окружающую среду).

Потенциальный риск для окружающей среды и здоровья людей в рамках выделенных проблем определяется в зависимости от степени важности возможного негативного воздействия на окружающую среду и человека. В соответствии с подходом, используемым в [194], «очень высокой» степенью риска воздействия в европейском контексте оценено изъятие земель при заложении скважины (кумулятивный эффект). Остальные виды риска негативного воздействия на окружающую среду и человека были проранжированы на «высокую» и «среднюю» степень важности (табл.1), что позволило оценить степень возможного риска для людей и окружающей среды по фазам жизненного цикла скважины с учетом возможного кумулятивного эффекта (табл.2).

Таблица 1. Градации степени важности различных видов риска негативного воздействия на окружающую среду и человека при полном цикле добычи сланцевого газа [194]

Высокая степень важности	Средняя степень важности
Водные ресурсы	
Загрязнение поверхностных вод: - стадия проведения гидроразрыва (отдельные виды оборудования); - стадия заканчивания скважины (отдельные виды оборудования и кумулятивное воздействие).	Загрязнение поверхностных вод: - стадия определения места заложения и подготовки площадки (кумулятивное воздействие); - стадия конструирования скважины, бурения, обсадки и цементирования (отдельные виды оборудования и кумулятивное воздействие); - во время добычи (кумулятивное воздействие).

Загрязнение грунтовых вод: - стадия заканчивания скважины (отдельные виды оборудования и кумулятивное воздействие); - стадия процесса добычи (отдельные виды оборудования).	Загрязнение грунтовых вод: - стадия подготовки гидроразрыва (отдельные виды оборудования и кумулятивное воздействие); - стадия процесса добычи (отдельные виды оборудования).
Снижение качества водных ресурсов: - стадия гидроразрыва (кумулятивное воздействие).	Истощение водных ресурсов: - стадия гидроразрыва (отдельные виды оборудования); - стадия добычи (отдельные виды оборудования).
Атмосферный воздух	
Выбросы в атмосферный воздух: - во время бурения (кумулятивное воздействие); - во время добычи (кумулятивное воздействие); - во время заканчивания скважины (кумулятивное воздействие).	Выбросы в атмосферный воздух: - стадия конструирования скважин, бурения, обсадки и цементирования (отдельные установки); - стадия проведения гидроразрыва (отдельные виды оборудования); - стадия заканчивания скважины (отдельные виды оборудования); - после ликвидации скважины (кумулятивное воздействие).
Земельные ресурсы	
Изъятие земель: - стадия добычи (кумулятивное воздействие).	Изъятие земель: - стадия определения места заложения и подготовки площадки (отдельные виды оборудования).
Биоразнообразие	
Влияние на биоразнообразие: - стадия добычи (кумулятивное воздействие).	Влияние на биоразнообразие: - стадия проведения гидроразрыва (отдельные установки); - стадия заканчивания скважины (кумулятивное воздействие).
Влияние шума	
Шумовое воздействие: - стадия бурения (кумулятивное воздействие и совокупное воздействие во время всех фаз).	Шумовое воздействие: - стадия конструирования скважин, бурения, обсадки и цементирования (отдельные виды оборудования); - стадия проведения гидроразрыва (отдельные виды оборудования и кумулятивное воздействие).

Изменение ландшафта	
	Визуальное воздействие: - стадия определения места заложения и подготовки площадки (кумулятивное воздействие); - на пейзаж после ликвидации скважины (кумулятивное воздействие); - стадия проведения гидроразрыва (отдельные виды оборудования).
Влияние транспортных средств	
Движение по дорогам во время: - подготовки площадки (кумулятивное воздействие); - осуществления гидроразрыва (кумулятивное воздействие).	Движение по дорогам во время: - проведения гидроразрыва (отдельные виды оборудования); - заканчивания скважины (кумулятивное воздействие); - определения места заложения и подготовки площадки (кумулятивное воздействие).

Отмечается, что наибольшая часть неопределенностей в таблице 1 связана с послеликвидационной фазой скважины, поскольку по ряду проблем недостаточно данных для оценки.

Изучение воздействия по этим проблемам, выделенным на фазах подготовки, бурения, осуществления гидроразрыва и заканчивания скважин, становится особенно актуальным при осуществлении массовых операций по гидроразрыву. Существенную роль в возможном возникновении этих проблем играет и человеческий фактор.

Таблица 2. Степень возможного риска для людей и окружающей среды по фазам жизненного цикла скважины

Возможное влияние	Фаза проекта *						Общий рейтинг по всем фазам
	A	B	C	D	E	F	
Отдельная площадка							
1. Загрязнение грунтовых вод		I	III	IV	III	н.д.	IV
2. Загрязнение поверхностных вод	I	II	III	IV	I		IV
3. Водные ресурсы			II		II		II
4. Выбросы в воздух	I	II	II	II	II	I	II
5. Изъятие земель	II				II	н.д.	II
6. Биологическое разнообразие	н.д.	I	I	I	II	н.д.	II
7. Влияние шума	I	II	II	н.д.	I		III
8. Изменение ландшафта	I	I	I		I	III	III
9. Сейсмичность			I	I			I
10. Влияние движения транспорта	I	I	II	I	I		II
Кумулятивный эффект							
1. Загрязнение грунтовых вод		I	III	IV	IV	н.д.	IV
2. Загрязнение поверхностных вод	II	II	III	IV	II		IV
3. Водные ресурсы			IV		IV		IV
4. Выбросы в воздух	I	IV	IV	IV	IV	II	IV
5. Изъятие земель	V				IV	н.д.	IV
6. Биологическое разнообразие	н.д.	I	II	II	IV	н.д.	IV
7. Влияние шума	I	IV	II	н.д.	I		IV
8. Изменение ландшафта	II	II	II		I	II	II
9. Сейсмичность			I	I			I
10. Дорожное движение	IV	IV	IV	II	I		IV

* фаза проекта:

A	Определение места заложения скважины и подготовка места для буровой площадки
B	Конструкция скважины, бурение, обсадка и цементирование
C	Гидроразрыв
D	Заканчивание скважины
E	Добыча
F	Ликвидация скважины и последующий период

Оценка уровня риска воздействия

	Практически отсутствует на данной стадии работ
I	Низкое воздействие
II	Среднее воздействие
III	Выше среднего
IV	Высокое
V	Очень высокое
н.д.	- отсутствие достаточного количества информации для оценки

2.2. Возможное воздействие процесса добычи сланцевого газа на здоровье человека

К главным проблемам, связанным с добычей природного газа из сланцев, можно отнести воздействие на качество жизни местного населения. Процесс бурения продолжительностью от 2 до 4 недель и процесс ГРП продолжительностью до нескольких дней связаны с шумом, выбросом выхлопных газов, а также ночным освещением буровой площадки [72]. Многие буровые площадки, с которых планируется освоение месторождений сланцевых углеводородов в Европе, и связанные с ними объекты (например, пруды для сбора жидкости обратного притока) находятся вблизи от населенных пунктов. Иногда расстояние между ними не превышает нескольких сотен или даже десятков метров. Таким образом, жители могут оказаться под воздействием самых различных негативных техногенных факторов:

- шума работающих буровых и иных установок, а также транспортных средств;
- загрязненных поверхностных водоемов или скважин, которые являются источником питьевого водоснабжения;
- атмосферного воздуха, загрязненного углеводородами за счет выброса веществ, содержащихся в сланцевом газе, веществ, которые могут испаряться из жидкости обратного притока, а также веществ, содержащихся в выхлопных газах действующих установок;
- радона, который образуется при расщеплении радиоактивных веществ, содержащихся в сланцевых пластах.

Неприятные эффекты можно уменьшить применением акустических экранов, использованием для питания генераторов и насосов природного газа, установкой соответствующего освещения, а также нормами, определяющими минимальное расстояние от буровой площадки до зданий. Примером эффективности этого типа решений является успешная добыча в жилых районах городов Форт-Уэрт (агломерация Даллас, Техас) и Лос-Анджелес (Калифорния) [72].

Повышенное влияние на население связано с автотранспортом на территории разработки и с использованием техники для транспортировки оборудования и компонентов ГРП – для цикла ГРП одной скважины необходимо использовать около 200 грузовиков. Это увеличивает нагрузку на дороги местного назначения, шум, выбросы выхлопных газов и пыли. В этом случае ключевым элементом является соответствующий план расположения буровой площадки таким образом, чтобы маршруты транспорта, насколько возможно, обходили населенные пункты стороной.

Шумовое воздействие происходит во время подготовки скважины, бурения, гидроразрыва, рекультивации места и различных транспортных действий во время

всех фаз. Прогнозируемый уровень шума при процедуре бурения в зависимости от расстояния от буровой установки и направления рассмотрен в [232] (табл. 3).

Таблица 3. Прогнозируемый уровень шума от процедур бурения в зависимости от расстояния до буровой установки и направления

Расстояние, м	Прогнозируемый уровень шума и направление по сторонам света, дБ (А)							
	Север	Северо- восток	Восток	Юго- восток	Юг	Юго- запад	Запад	Северо- запад
100	56.1	57.5	60.4	58.8	57.2	55.8	53.5	56.1
200	48.9	50.1	52.1	50.8	50.2	49.6	46.5	49.4
300	44.9	45.8	47.7	46.5	46.1	45.7	42.4	45.4
400	42.1	42.8	44.7	43.6	43.3	42.9	39.5	42.6
500	39.9	40.5	42.4	41.3	41.0	40.7	37.2	40.3

Оценить акустические ограничения применительно к Европейским странам можно на примере Венгрии, для сельских населенных районов которой законодательно допустимый уровень шума составляет 50 дБ(А) днем (с 6.00 до 22.00) и 40 дБ(А) ночью [233]. Как видно из рис. 9, бурение может осуществляться

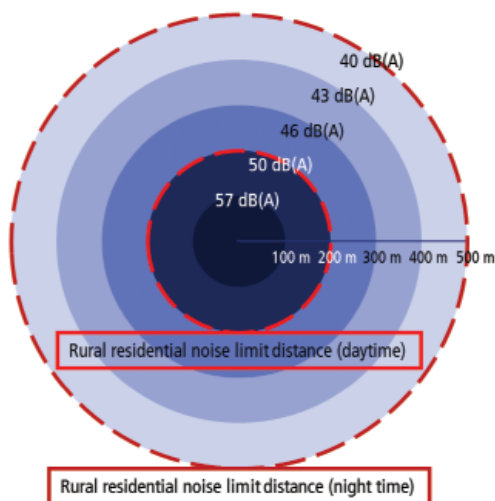


Рис. 9. Ограничения расстояния от типичной буровой установки до сельских населенных мест в зависимости от допустимого уровня шума в дневное и ночное время ([231], по данным [232, 233])

не ближе 200 метров от зон сельских поселений днем и не ближе 500 метров – ночью [231]. Еще раз подчеркнем, что в других странах Европы минимальное расстояние от места бурения скважины до населенных мест может отличаться и определяется исходя из действующих на их территории законодательных норм.

Световое излучение не является специфическим для данного объекта фактором воздействия. Оно возникает в ходе рабочего процесса, который может проводиться также и ночью в ходе фазы бурения (в течение 4-6 недель), а также на стадии добычи. Световое воздействие может быть снижено путем соответствующей застройки или озеленения (кусты, деревья), а его допустимая величина регулируется законодательством.

2.3. Потенциальный риск для здоровья человека от загрязнения воздуха при добыче сланцевого газа

Оценка влияния выбросов от добычи сланцевого газа в атмосферу на здоровье человека приводится по [58, 211]. Исследования оценивали влияния на местное население потенциально большого участка добычи сланцевого газа, включающего до 200 скважин. При проведении оценки потенциального воздействия на здоровье выбросов в атмосферу от добычи сланцевого газа и связанной с этим деятельности использовалась методология оценки рисков, учитывающая раковые и нераковые конечные концентрации по отдельности.

Суммарная опасность по нераковым вредным факторам оценивалась с использованием индекса опасности (НИ), рассчитываемого исходя из опасности всех химических веществ и степени их влияния, или для конкретной конечной концентрации веществ, вызывающих такой эффект. Оценка рисков с использованием НИ позволила прийти к выводу, что наибольший риск для близлежащего населения, проживающего в радиусе полумили (0,8 км), несла стадия разработки скважины и этап ее завершения (приблизительно 20-месячное воздействие). Основная опасность выражалась в проявлении неврологических последствий, где основной причиной являлся триметилбензол. Главными факторами, способствующими появлению риска новообразований, являлись бензол и этилбензол.

Основной вывод данных исследований – расчетный потенциал риска по субхроническим нераковым заболеваниям (экспозиционный период 20 месяцев) выше для жителей, проживающих в радиусе полумили от газовых скважин в процессе добычи сланцевого газа.

В [211] устанавливается связь атмосферного загрязнения с симптомами различных недомоганий людей, находящихся на различном расстоянии от добывающих скважин. Как следует из таблицы 4, на территории месторождений сланцевого газа наблюдаемые симптомы достаточно хорошо коррелируют с наличием в атмосферном воздухе различных химических веществ.

Таблица 4. Степень соответствия между обнаруженными симптомами и воздействием химических веществ [234]

Территория разработки месторождений сланцевого газа	Степень соответствия между обнаруженными симптомами и воздействием химических веществ, %	
	Среднее значение	Интервал значений
Фейетт	73	33-100
Вашингтон	73	33-100
Брэдфорд	58	16-100
Батлер	63	56-68
Бедфорд	69	63-100
Элк	64	53-74
Грин	70	70
Саскуэханна	50	50
В целом	68	33-100

При этом различные недомогания могут быть однозначно связаны с веществами, которые в той или иной степени практически всегда присутствуют в зоне воздействия процессов освоения сланцевых месторождений:

- *насморк*: аммиак, хлор, пропан, озон, «гнилой» газ (природный газ с высоким содержанием сероводорода);
- *головокружение*: горение химических веществ, хлор, дизельное топливо, озон, запах нефтехимического производства, «гнилой»/кислый газ, серосодержащий газ;
- *головная боль*: «химический» запах, хлор, дизельное топливо, бензин, озон, запах нефтехимического производства, пропан, «гнилой»/кислый газ;
- *проблемы с глазами и зрением*: горение химических веществ, хлор, выхлопные газы;
- *проблемы с дыханием*: аммиак, горение химических веществ, хлор, дизельное топливо, запах парфюмерии, «гнилой» газ, серосодержащий газ;
- *проблемы носоглотки*: «химический» запах, хлор, выхлопные газы, озон, запах нефтехимического производства, «гнилой» газ, серосодержащий газ;
- *носовые кровотечения*: керосин, запах нефтехимического производства, пропан, «гнилой» газ;
- *раздражение кожи*: «химический» запах, хлор, озон, серосодержащие вещества;
- *утомляемость или беспокойство*: «химический» запах, озон, «гнилой»/кислый газ;

- *металлический или неприятный вкус во рту*: горение химических веществ, хлор, терпентин.

Обследование жителей, попавших в зону воздействия месторождения Марселлус, показывает, что многие испытывают характерные симптомы: повышенная утомляемость (62%), раздражение слизистой носа (61%), раздражение гортани (60%), проблемы носовых пазух (58%), жжение в глазах (53%), учащенное дыхание (52%), ломота в мышцах (52%), ощущение слабости и усталости (52%), острая головная боль (51%), нарушения сна (51%), боль в пояснице (49%), забывчивость (48%), судороги или боль в мышцах (44%), затрудненное дыхание (41%), беспокойный сон (41%), частая раздражительность (39%), слабость (39%), частые насморки (39%), раздражение кожи (38%), кожная сыпь (37%), депрессия (37%), ухудшение памяти (36%), острое беспокойство (35%), напряжение (35%), головокружение (34%).

Кроме этого, было установлено, что частота проявления различных недугов непосредственно зависит от того, на каком расстоянии от добычных скважин находится жилье. Практически для всех видов недугов частота их проявления была всегда выше, если расстояние до скважины была меньше 500 метров. При расстоянии более 500 метров частота проявления всегда снижалась.

Большинство сланцевых месторождений содержит $(1,6-2,0) \times 10^{-3}\%$ урана, что в 25 раз выше, чем в окружающих пласт породах. Кроме урана в сланцевых пластах присутствуют также торий и радий. Распад природных радиоактивных элементов приводит к образованию радиоактивного газа радона, который при разрушении пласта мигрирует к поверхности земли и может проникать в здания и сооружения, становясь источником облучения персонала и населения.

В графстве Онондага (штат Нью-Йорк), в недрах которого находятся пласты месторождения Марселлус, радон (^{222}Rn) был обнаружен в 410 домах. Среднее его содержание составляло 326 Бк/м^3 , что вдвое превышало установленный US EPA безопасный уровень содержания ^{222}Rn в 148 Бк/м^3 . При этом известно, что среднее содержание радона в домах США составляет 48 Бк/м^3 . Известно также, что рост содержания радона на 100 Бк/м^3 приводит к увеличению рака легких на 10%. Кроме того, природные радионуклиды могут осаждаться в виде солей на внутренних поверхностях труб, по которым прокачиваются пластовые воды и жидкость обратного притока. Такие трубы также представляют собой источник повышенной опасности для действующего персонала. Было установлено, что почва над месторождением Марселлус содержит также радиоактивный изотоп ^{137}Cs , количество которого достигало 74 Бк на кг почвы [196].

Во многих районах нефте- и газодобычи качество воздуха падает по мере нарастания темпов бурения. В Техасе повышено содержание бензола в районе месторождения сланцевого газа Барнетт [38]. Органические соединения, имеющие статус опасных загрязнителей воздуха, доставляются на поверхность с отработан-

ными водами и далее выбрасываются в воздух. Согласно первоначальному проекту отчета «Дополнительное воздействие на окружающую среду штата Нью-Йорк» (New York Draft Supplemental Environmental Impacts Statement), где было смоделировано потенциальное воздействие процесса ГРП на воздушную оболочку, централизованное захоронение отходов в результате ГРП 10 скважин (5 млн галлонов отработанных вод на скважину) может привести к выбросу 32,5 т метанола в год. При этом опасные загрязнители воздуха могут достигать высоты 1000 м над уровнем хранилища. Согласно данным US EPA, длительное вдыхание или пероральное воздействие метанола может привести к головной боли, головокружению, тошноте, бессоннице, расстройствам желудочно-кишечного тракта, конъюнктивиту, нарушению зрения (затуманивание) и слепоте. Крупные централизованные захоронения отработанных вод, принадлежащие компании Range Resources, есть в Вашингтоне и Пенсильвании. И это данные только по метанолу, а отработанные воды содержат ряд других опасных для здоровья населения химикатов. Так, в Пенсильвании в отработанных водах было обнаружено 27 опасных загрязнителей воздуха [38, 92], испарения от которых попадают в атмосферу. Таким образом, жители окрестностей газовых месторождений испытывают особенную нагрузку на свое здоровье в связи с летучими химикатами, попадающими в воздух из хранилищ отработанных вод.

Согласно исследованиям Theo Colborn и соавторов [173], 37% летучих химикатов, применяемых при ГРП, несут угрозу здоровью населения. Исследования показали, что 81% летучих химикатов наносят вред мозгу и нервной системе, 71% – сердечно-сосудистой системе, крови, 66% – почкам. При этом от летучих химикатов здоровье населения страдает больше, чем от химикатов с высокой растворимостью, остающихся в воде.

Жалобы на заболевания людей и даже случаи смерти животных в окрестностях небольшого городка Диш в Техасе заставили мэра города подать жалобу. Проведенные исследования подтвердили «присутствие высокой концентрации канцерогенных и нейротоксичных соединений в воздухе или в жилых зданиях» [152]. «... Многие из этих соединений, обнаруженных в лабораторных условиях, были метаболитами известных канцерогенов для людей и кратковременно или в течение длительного времени превышали контрольную границу, установленную в предписаниях TSEQ. Согласно исследованиям, также «в городе подано много жалоб на постоянный шум и вибрацию, обусловленную компрессорными станциями, и отвратительный запах», а «особое внимание необходимо уделить тяжело больным жеребьям и возросшей в несколько раз смертности с неизвестной этиологией в 2007-2008 гг.» [152]. TSEQ запустила программу мониторинга, результаты которой частично подтверждают, что из бурового оборудования и складских резервуаров скважин месторождения Барнетт происходит утечка чрезвычайно большого количества углеводородных испарений, а в некоторых местах – значи-

тельного количества бензола [152].

2.4. Потенциальная угроза здоровью населения от загрязнения поверхностных и подземных вод при ГРП

Угроза здоровью населения может выражаться в потреблении загрязненной химикатами ГРП питьевой воды, непосредственном контакте через кожу с химикатами или отходами (рабочими, ликвидаторами разливов, медицинским персоналом), вдыхании паров отработанных вод, захороненных в резервуарах и цистернах [72].

Theo Colborn с соавторами опубликовали работу «Добыча природного газа с точки зрения здоровья населения» (Natural Gas Operations from a Public Health Perspective), где обобщили информацию о влиянии на здоровье населения 353 химикатов, используемых при бурении газовых скважин с использованием ГРП в США. Возможное влияние на здоровье было разбито на 12 категорий: кожа, органы зрения и осязания, дыхательная система, желудочно-кишечный тракт и печень, головной мозг и нервная система, иммунная система, почки, сердечно-сосудистая система и кровь, рак, мутации, эндокринные нарушения, прочее и экологическое влияние (рис. 10-13) [173].

Многие химикаты, применяемые при ГРП, являются токсичными для человека

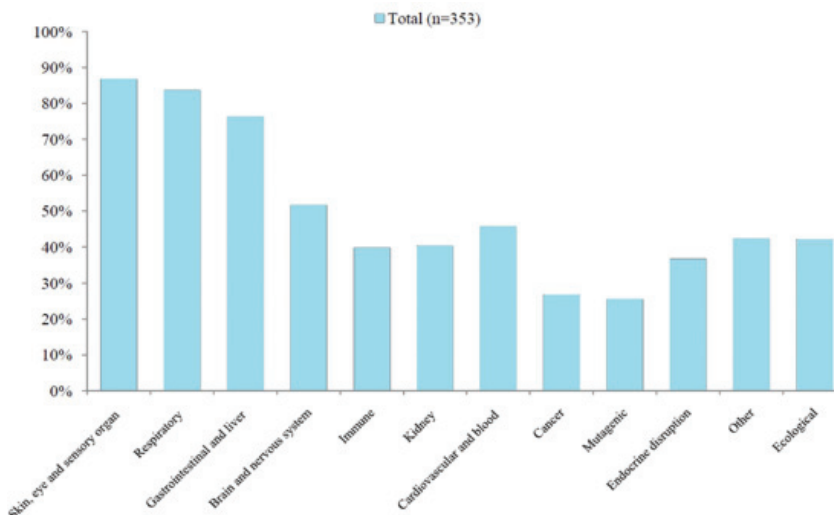


Рис. 10. Профиль возможного влияния на здоровье человека химикатов, имеющих CAS идентификатор, использованных при добыче сланцевого газа [173]

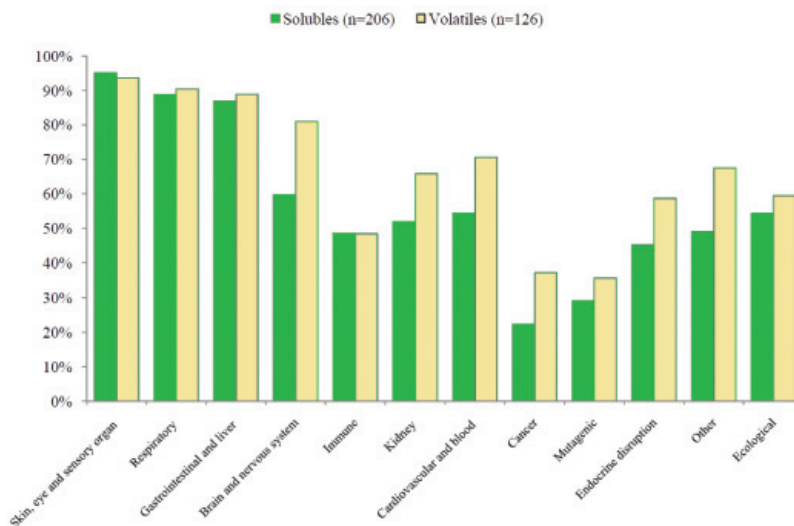


Рис. 11. Профиль возможного влияния на здоровье человека растворимых (Soluble) и летучих (Volatile) химических веществ, применяемых при добыче сланцевого газа, имеющих CAS идентификатор [173]

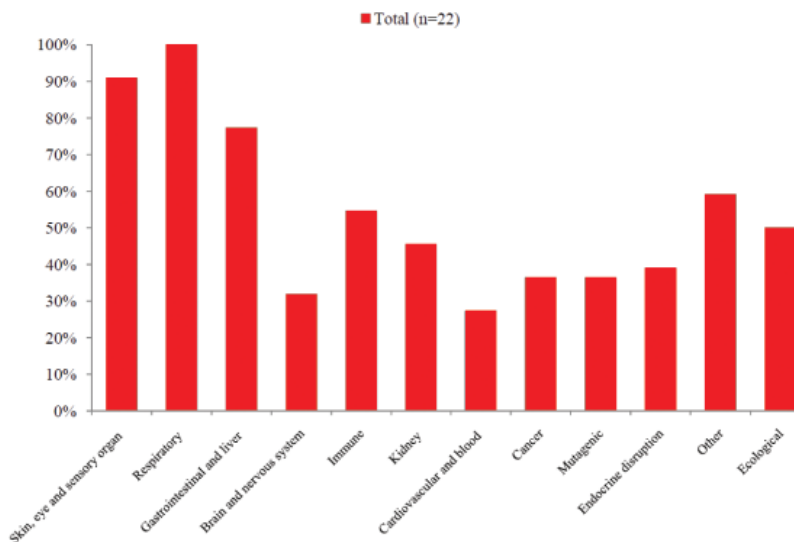


Рис. 12. Профиль возможного влияния на здоровье человека химических веществ, имеющих CAS идентификатор, использованных при бурении Crosby 25-3 Well, штат Вайоминг [173]

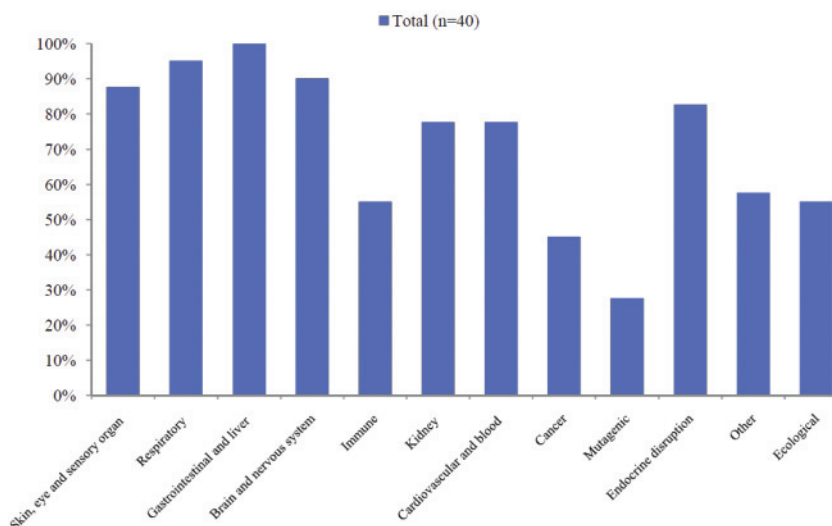


Рис. 13. Профиль возможного влияния на здоровье человека химических веществ, имеющих CAS идентификатор, для шести испарительных амбаров New Mexico Drilling [173]

и природы, некоторые вызывают рак. Потенциально токсичные субстанции имеют в своем составе такие нефтяные дистилляты как керосин и дизель (содержат бензол, этилбензол, толуол, ксилол, нафталин и пр.), полициклические ароматические углеводороды, метанол, формальдегид, этиленгликоль, эфиры гликоля, соляную кислоту и гидроксид натрия.

В [173] также приводится перечень 71 особенно опасных химикатов, которые затрагивают 10 и более категорий здоровья населения (см. рис. 10-13) из рассмотренных 12 (табл. 5).

Специфический состав фракционной смеси зависит от типа горной породы и может меняться в зависимости от места. Среди химических веществ, входящих в состав фракционной смеси (по данным фирмы Hutton Energy) – глутаральдегид (ядовит в любой концентрации, в США его запрещено продавать в магазинах) и формамид (канцероген, не теряющий своих свойств при разведении) [152].

Примеры экологических последствий применения ГРП в результате аварий, разливов и т.д. следующие.

- 2 разлива привели к массовой гибели рыбы [184]. В сентябре 2009 года компания Cabot Oil and Gas дважды допустила разлив геля LGC-35, применяемого при ГРП, на газовой скважине Heitsman. В результате обоих инцидентов 8 тыс. галлонов жидкости попало в Стивенс-Крик (река в Калифорнии), что привело

Таблица 5. Список наиболее опасных для здоровья человека химикатов, используемых при добыче сланцевого газа

• 2,2',2''-Нитрилотриэтанол • 2-Этилгексанол • 5-Хлоро-2-метил-4-изотиазолин-3-он • Уксусная кислота • Акролеин • Акриламид (2-пропенамид) • Акриловая кислота • Аммиак • Хлорид аммония • Нитрат аммония • Анилин • Бензилхлорид • Борная кислота • Кадмий • Гипохлорит кальция • Хлор • Диоксид хлора • Дибромоацетонитрил 1 • Дизель 2 • Диэтаноламин • Диэтилентриамин • Диметилформамид • Эпидиан • Этанол (ацетиленовый спирт) • Этилмеркаптан • Этилбензол	• Этиленгликоль • Монобутиловый эфир этиленгликоля (2-ВЕ) • Окись этилена • Сульфат железа • Формальдегид • Муравьиная кислота • Горючее #2 • Глутаральдегид • Глиоксаль • Гидрообессереный керосин • Сероводород • Железо • Изобутиловый спирт (2-метил-1-пропанол) • Изопропанол (пропан-2-ол) • Керосин • Гидроочищенные легкие нефтяные дистилляты • Меркаптоуксусная кислота • Метанол • Метилен-бис (тиоцианат) • Моноэтаноламин • NaHCO_3	• Нафта, алифатическое среднее топливо • Нафталин • Конденсаты природного газа • Никель серноокислый • Параформальдегид • Нефтяной дистиллят нафта • Фосфоний, тетракис(гидроксиметил)-сульфат • Пропан-1,2-диол • Бромат натрия • Хлорит натрия (хлористая кислота, натриевая соль) • Гипохлорит натрия • Нитрат натрия • Нитрит натрия • Сульфат натрия • Стирол • Диоксид серы • Серная кислота • Тетрагидро-3,5-диметил-2Н-1,3,5-тиадиазин-2-тион (дазомет) • Диоксид титана • Трибутилфосфат • Триэтиленгликоль • Мочевина • Ксилол
--	--	--

к загрязнению воды и гибели рыбы.

- Жидкость ГРП загрязнила водный бассейн с водой высокого качества [185]. В декабре 2009 года на газовой скважине Cowden 17 компании Atlas Resources резервуар для отработанных в процессе ГРП вод был переполнен, и неизвестное количество жидкости попало в Данкл Ран (ручей в Пенсильвании), отличающийся высоким качеством воды.

- Еще один разлив, загрязнивший водный бассейн с водой высокого качества [186]. В мае 2010 года компания Range Resources допустила разлив 250 баррелей разбавленной отработанной в результате ГРП жидкости из-за сломанного соеди-

нения на трубопроводе. Жидкость попала в безымянный приток ручья Браш Ран, что привело к гибели по крайней мере 168 рыб, саламандр и лягушек.

- Отработанная жидкость наносит урон почве и оросительным каналам [187]. В октябре 2005 года в результате поломки клапана на устье скважины Kerr-McGee в Колорадо 168-210 галлонов отработанной жидкости било фонтаном и залило пастбища слоем 0,5 дюйма.

В результате ГРП на сланцевом месторождении Марселлус порядка 25-100% химической жидкости, используемой в процессе ГРП, возвращается на поверхность [6]. Встает вопрос утилизации этих отработанных вод – обработки для дальнейшего использования или захоронения.

Из-за существования коммерческой тайны до недавнего времени мало что было известно о химическом составе жидкостей разрыва в США. Результаты экспертной оценки 944 продуктов, содержащих 632 химических вещества, которые были использованы в жидкостях разрыва при добыче природного газа, показали, что 75% из заявленных химических веществ могут оказывать влияние на кожную, глазную, дыхательную и желудочно-кишечную системы, в то время как примерно 40-50% этих химических веществ влияют на нервную или иммунную системы [201]. Кроме того, 37% химических веществ могут влиять на эндокринную систему, 25% обладают потенциальными канцерогенными или мутагенными свойствами. Информация об остальных химических веществах отсутствует из-за недостаточности информации и отсутствия химического реферативного идентификационного номера (CAS).

Потенциал опасности, который может исходить из возможной утечки жидкости разрыва, формационных и/или отработанных жидкостей и попадания их в водные горизонты, в частности в грунтовые воды, может быть оценен с учетом опыта Германии в части оценки и классификации используемых веществ на соответствие их требованиям применительно к наземным сооружениям (Класс опасности для водной среды) и охране труда (законодательство об обращении с опасными веществами) (рис. 14).

Безопасный уровень (GFS) учитывает в первую очередь предельные значения Закона о питьевой воде (TrinkwV), а также обоснованные для человека с эколоксикологической точки зрения пороговые значения качества грунтовых вод.

Оценка потенциала опасности текучих сред осуществляется путем анализа отдельных веществ и расчета коэффициента рисков на основе соотношения концентраций данного вещества к соответствующему значению нормативной оценки (GFS, LW, GOW или PNEC).

Потенциал опасности жидкости разрыва. В Германии был проведен анализ потенциала опасностей двух используемых на месторождениях сланцевого газа жидкостей (Damme 3 и Natarp). Были получены следующие результаты [216].

Потенциал опасности жидкости разрыва Damme 3. В эту жидкость разры-



Рис. 14. Оценка потенциала опасности для человека жидкостей, используемых для ГРП в Германии (по [216])

ва были внесены концентрации присадок, частично превышающих значимые оценочные значения на 4-6 порядков (коэффициент риска 2200 до 106). Данные для оценки стабилизаторов глини и по разложению биоцидов в условиях месторождения оценены как недостаточные. При разложении поверхностноактивных веществ учитывается также образование вещества с гормональной активностью октилфенола. Из-за коэффициента риска и отсутствия данных о разложении в исследовании исходили из высокого потенциала опасности данной жидкости.

Потенциал опасности жидкости разрыва Natarp (метан из угольных пластов). В жидкость разрыва Natarp были внесены концентрации присадок, превышающих оценочные значения на 2-4 порядка (коэффициент риска от менее 1 до 21200), поэтому потенциал опасности для данной жидкости следует оценить как средний или высокий. Оценка планируемых к использованию разработок по сравнению с жидкостью разрыва Damme 3 (табл. 6) показывает, что в принципе удалось заменить многие присадки на вещества с более низким потенциалом опасности. Тем не менее, исследования показали, что *обе применявшиеся в Европе жидкости для ГРП оценены как имеющие высокий потенциал опасности для человека*.

Таблица 6. Оценка применяемых в жидкости для гидравлического разрыва Damme 3 и последующих разработках концентраций присадок в соответствии с токсикологическим и экотоксикологическим коэффициентом риска

	Цель применения	Присадка	Растворимые концентрации	Коэффициент риска	
				Токсикологический для человека	Экотоксикологическая оценка
1*	Стабилизатор глин	Тетраметил-аммония хлорид	520 мг/л	1733000	недостаточно данных (>2600000)
2		<i>Холин хлорид</i>	<i>750 мг/л</i>	<i>< 43</i>	<i>210</i>
1	Снижение трения	Гидрогенизированный нефтяной дистиллят	220 мг/л	2200	55000
2		<i>Бутилдигликоль</i>	<i>350 мг/л</i>	<i>40</i>	<i>6600</i>
1	ПАВ	Этоксильированный октилфенил эфир	36 мг/л	120000	20000
2		<i>1-гексанол этоксильированный</i>	<i>130 мг/л</i>	<i>743</i>	<i>760</i>
1	Биоцид	Производные изотиазолинона (Kathon*)	4 мг/л	7520	72000
2		<i>Этиленгликоль (бис)гидроксиметил эфир</i>	<i>1000 мг/л</i>	<i>10000000</i>	<i>Не хватает данных (139000)</i>

* 1 – Жидкость разрыва Damme 3; 2 – последующие разработки.

ГЛАВА 3. ВОЗДЕЙСТВИЕ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА НА АТМОСФЕРУ

3.1. Основные загрязняющие вещества и источники их эмиссии в атмосферу при добыче сланцевого газа

Данные США и других стран, оцененные в частности в [194], свидетельствуют о наличии значительного числа потенциальных источников выбросов в атмосферу загрязняющих веществ при добыче сланцевого газа и связанной с этим деятельности. Это прямые выбросы из двигателей, обеспечивающих производственный процесс бурения и ГПП (могут включать в себя твердые частицы, окись углерода (CO), окись азота (NO_x), в том числе диоксид азота (NO_2)), выбросы и утечки конденсатного газа в атмосферу, сжигание газа на факеле (выброс метана, окислов азота и других газов, а также твердых частиц).

Такие выбросы могут приводить к образованию вторичных загрязнителей, таких как озон (O_3), который генерируется в результате фотохимических реакций с участием оксидов азота и летучих органических соединений в присутствии солнечного света.

В целом, эмиссия вредных газов в атмосферу при добыче сланцевого газа классифицируется следующим образом:

- эмиссия от грузовых автомобилей и бурового оборудования (пылевые частицы, SO_x , NO_x , NMVOC и CO);
- эмиссия от переработки природного газа и его транспортировки (пылевые частицы, SO_x , NO_x , NMVOC и CO);
- эмиссия от водоемов для отработанных растворов и противотока (flowback) после осуществленного гидравлического разрыва;
- эмиссия при работе бурового оборудования (пылевые частицы, SO_x , NO_x , NMVOC и CO) [35].

Анализ данных по выбросам от добычи сланцевого газа и смежных видов деятельности на месторождении Фейетвилл (Арканзас) показал, что выбросы были связаны не только с процессом получения газа и ГПП, но и со значительными выбросами от агрегатов компрессорных установок, буровых установок и насосов ГПП, которые были основными источниками выбросов NO_x , CO , твердых частиц, диоксида серы (SO_2) и углекислого газа (CO_2) [198].

Состав сланцевого газа меняется в зависимости от глубины залегания пласта, так, например, газ, добываемый на месторождении Барнетт, был богат на летучие органические соединения (ЛОС), в то время как на Фейетвилл сланцевый газ содержал относительно небольшое количество ЛОС.

Потенциальное влияние добычи сланцевого газа и смежных видов деятельности на региональные уровни содержания озона было выявлено на месторожде-

нии Хейнсвилл, в бассейне, охватывающем Северо-Восточный Техас и Северо-Западную Луизиану [199, 200]. Оценки показали, что прогнозируемые NO_x на этапе проведения разведки и разработки могут иметь достаточно большое воздействие на образование уровней O_3 в указанном бассейне и других регионах в связи с переносом O_3 на дальние расстояния.

Эмиссия вредных и парниковых газов (включая метан) на различных этапах разведки и добычи сланцевого газа характерна для любой промышленной деятельности, если в ней используется **сгорание**. Предполагается, что при сгорании природного газа выделяется одно и то же количество CO_2 , независимо о каком газе идет речь – сланцевом или конвенциональном. Основное различие между эмиссией парниковых газов, полученных при добыче сланцевого газа и добыче газа из конвенциональных источников, связывается с добывающими и производственными процессами.

В зависимости от количества диоксида углерода, который содержится в добытом сланцевом газе, создаются предпосылки для выделения парниковых газов в результате процессов **несгорания**. Они в значительной степени усиливаются, если в газе содержится большое количество CO_2 . Порой содержание CO_2 в добытом газе достигает 30% [42]. Это может привести к выбросу специфических эмиссий в объеме до 24 г CO_2 на МДж добытого газа. Кроме того, метан обладает более высоким парниковым потенциалом и в 23 раза более эффективно задерживает тепло в сравнении с CO_2 . В атмосфере он остается стабильным в течение более краткого периода (от 10 до 15 лет) в сравнении с CO_2 . Именно поэтому необходимо более подробно рассмотреть вопросы, связанные с возможной эмиссией метана в атмосферу при добыче сланцевого газа.

Выбросы метана. В процессе сгорания метана образуется гораздо меньше диоксида углерода (CO_2), чем при сгорании бензина, дизеля или угля. Известно, что уголь используется преимущественно для производства электроэнергии, а топливо на базе нефти используется в основном для транспорта. Следовательно, сравнение продуктов сгорания природного газа и продуктов сгорания угля или дизельного топлива может привести к неправильным заключениям, поскольку способ их использования различный (рис.15).

Метан постоянно образуется вновь в результате термогенных или биогенных процессов. В настоящее время нет ясности в понимании механизма изменений, испытываемых всей природной системой вследствие использования технологии гидроразрыва. Отмечается, что выбросы метана из глубоко залегающих сланцевых пород связаны, как правило, с инфраструктурными просчетами и с неэффективным получением газа и не несут непосредственную угрозу для здоровья населения.

Возможные пути эмиссии метана при разведке, добыче и транспортировке сланцевого газа представлены на рисунке 16.

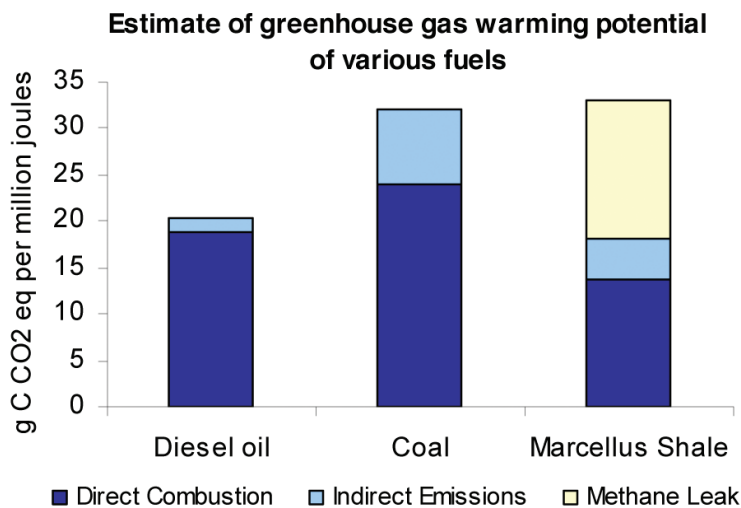


Рис. 15. Сравнение потенциала выброса метана от дизельного топлива, угля и сланцевого газа [41]

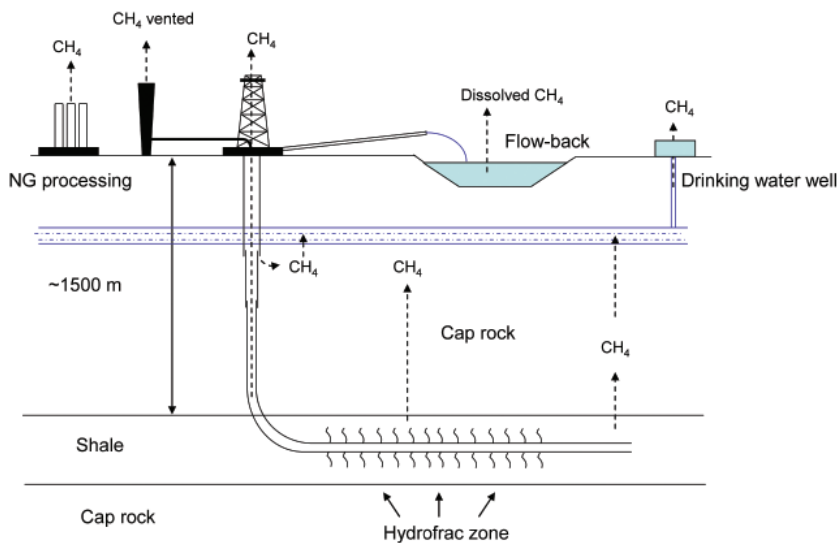


Рис. 16. Пути эмиссии CH_4 при разведке, добыче и транспортировке сланцевого газа [44, 49]

Также споры вызывает и объем потерь метана при добыче сланцевого газа. Исследования, проведенные US EPA [38, 203] и Howarth R.W., Santoro R., Ingraffea A. [42], показали, что потери метана имеют достаточно большой объем, что вызвало значительные споры, в частности, появилось предположение, что причиной такой оценки являются ошибки в базе данных. Измерения, полученные в результате нового исследования [204] с участием правительственных органов, энергетических компаний и EDF (Фонд защиты окружающей среды), показали, что потери метана в фазе обратного притока были значительно ниже, чем значения, приведенные US EPA в отчете 2011 года. С другой стороны, на регулирующих клапанах потери были выше, чем указано у US EPA [38, 203].

Если учитывать не только эмиссии, которые выделяются в процессе сгорания [41], но и эмиссии – результат всего жизненного цикла (в том числе и случаи неконтролируемого выброса в атмосферу метана в ходе самих добывающих работ), может оказаться, что влияние на климат является более негативным в сравнении с эффектом, связанным с добычей и сгоранием угля (см. рис.21).

В таблице 7 представлены эмиссии метана в потоках отработанных («flowback») вод из 4 скважин неконвенциональной добычи сланцевого и газа в плотных породах («tight») газа. Средние значения эмиссий метана в обратном потоке жидкости в 4 скважинах составляют порядка 1,6% общего количества добытого природного газа.

Таблица 7. Эмиссия метана от противотока («flowback») отработанных вод [44]

Бассейн	Эмиссия при противотоке («flowback»), $10^3 \text{ м}^3 \text{ CH}_4$	Общая продукция скважины, 106 м^3	«flowback» эмиссия метана, % от общей продукции	«flowback» эмиссия метана, г CO_2 экв/МДж *
Хейнсвилл (Луизиана, сланец)	6800	210 (75)	3,2%	20,1
Барнетт (Техас, сланец)	370	35	1,1%	6,6
Пайсенс (Piceance) (Колорадо, плотный песок)	710	55	1,3%	7,9
Юинта (Uinta) (Юта, плотный песок)	255	40	0,6%	3,8

* - 25 г CO_2 эквивалент для 1 г CH_4 на базе отрезка времени в 100 лет.

Кроме того, буровые работы, которые производятся после гидравлического разрыва, ведут к дополнительной эмиссии метана – около 0,3%, в сравнении с его

количеством в добытом природном газе. Таким образом, общий объем выбросов метана достигает 1,9%. Однако метан можно частично (обычно около 50% эмиссии) уловить и сжечь с целью снижения его эмиссии [44].

Имеются также случаи неконтролируемой утечки метана в грунтовые, поверхностные воды и даже в питьевую воду, что также ведет к дополнительной эмиссии парниковых газов. В большинстве случаев речь идет об эмиссии метана вследствие метаногенезиса органических отходов на поверхности (свалка твердых бытовых отходов), либо из влажных зон, расположенных вблизи загрязненных объектов. Для доказательства источника загрязнения следует определить состав газа в водах. Генезис сланцевого газа является сложным, он представляет собой комбинацию биогенезиса и термогенезиса. А это влияет на его состав. Биогенный газ отличается более высоким содержанием метана, в то время как термогенный газ содержит меньше метана и чаще до 8% и выше газов от C_2 до C_{5+} и легких масел. Термогенное или биогенное происхождение метана доказывается анализом его углеродных изотопов [48].

В 2011 году US EPA существенно изменило свою методологию определения эмиссии CH_4 при добыче сланцевого газа. Общая оценка объема этих выбросов увеличилась в два раза в сравнении с предыдущим годом [35]. Эта методика в новой редакции показала, что при производстве выбрасывается значительно больше CH_4 , чем считалось раньше.

Повышенная количественная оценка эмиссий CH_4 объясняется несколькими основными актуализированными подходами: (1) учет выбросов в результате буровых работ по добыче сланцевого газа, и (2) пересмотр объема выбросов в результате разлива жидкого природного газа. К ним ученые прибавили также накопившуюся жидкость в газовых колодцах.

Выбросы метана могут также образоваться вследствие влияния соседнего бурового оборудования на этапе от добычи до переработки природного газа, транспортировки и его поставки [35] (рис. 17). В отношении этих этапов принимается, что сланцевый и конвенциональный парниковый газ рассматриваются одним и тем же образом. Следовательно, ожидаемые эмиссии будут одинаковыми [36].

Значительные эмиссии метана могут появиться после гидравлического разрыва, на этапе, когда «flowback» поток, в состав которого входят жидкие, песчаные и газовые фракции, удаляется перед началом производства газа. По мнению руководства US EPA, неконтролируемые эмиссии природного газа при сланцевых буровых работах колеблются от 700 до 20 000 тыс. куб. футов [37]. Иногда приходится предпринимать дополнительный гидравлический разрыв с целью увеличения газового потока, что в состоянии выбросить в атмосферу значительные количества метана.

Данные инвентаризации парниковых газов за 2011 год в США [38] показывают, что разливы жидкости составляют 33% неконтролируемых эмиссий метана

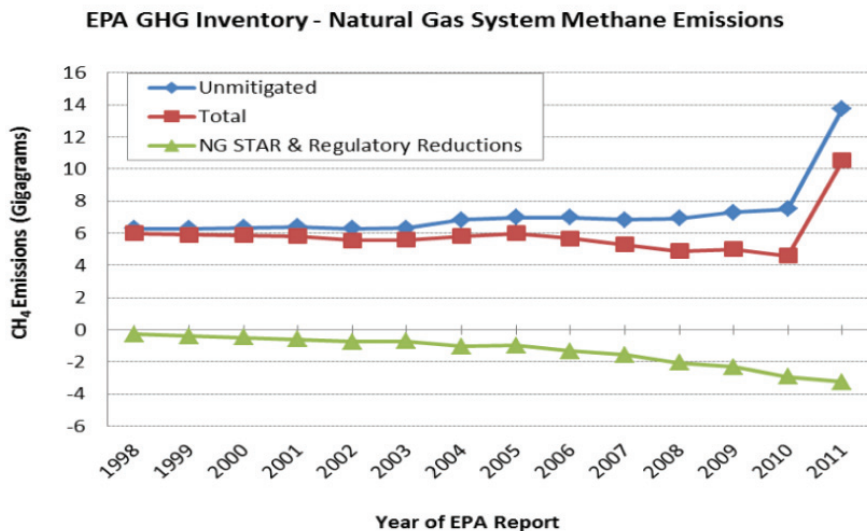


Рис. 17. Эмиссии метана, связанные с добычей, переработкой и транспортировкой природного газа [36]

в газовой промышленности.

Подсчитано, что неконтролируемые эмиссии метана при буровых работах сократились на 38-70%, в то время как при разливах жидкости выбросы уменьшились всего на 8-15%. Несмотря на то, что нет достаточных данных, можно утверждать, что значительные объемы метана были уловлены благодаря применению технологии сокращения эмиссий [39].

Выбросы парниковых газов при добыче сланцевого газа являются несколько меньшими, чем при добыче конвенционального природного газа. Все объясняется тем, что количество жидких фракций, выделяемых при добыче конвенционального газа, несколько большее, чем при добыче сланцевого газа [40].

Однако и здесь значительную роль играет человеческий фактор, повышающий общественные и экологические риски. Так, например, во время буровых работ на газосланцевом плее Марселлус [25] (Пенсильвания и Западная Вирджиния) произошли выбросы газа, связанные с бурением и закачкой под давлением жидкостей для ГРП. Они были связаны с неготовностью противовыбросового оборудования к возникшему в ходе бурения высокому давлению. По сообщениям буровиков, они столкнулись с карманом метана в заброшенной угольной шахте на глубине порядка 300 м, а противовыбросовое оборудование тогда еще не было установлено [25]. Такие аварийные ситуации подчеркивают, с одной стороны, вы-

сокую степень риска выброса в атмосферу метана при добыче сланцевого газа, а с другой подчеркивают потребность в высоком уровне профессионализма рабочего персонала для предотвращения форс-мажорных ситуаций.

3.2. Оценка потенциального воздействия на атмосферу по стадиям разработки и добычи сланцевого газа

Основными источниками загрязнения атмосферы при разведке, добыче и транспортировке сланцевого газа считаются сжигание газа на факеле, утечки газа с компрессорных станций, где газ готовят для подачи в магистральный газопровод, а также испарение химикатов, использующихся при гидроразрыве (до, во время, после бурения, в том числе и из образующихся сточных вод).

Сжигание конвенционного газа. Определенный и немалый объем газа сжигается в факелах на площадках добычи при разведке (исследовании) и в фазе добычи. Факелы в США горят недели, месяцы и годы, иногда пламя достигает высоты 30 м [152]. На сланцевом месторождении Баккен (Bakken) в Северной Дакоте световое действие тысячи горящих факелов видно из космоса и сравнимо по яркости с городами-миллионниками. Указывается, что до 9% газа из месторождения уходит в атмосферу, общее количество парниковых газов (расчеты пока не включали выбросы гигантского транспорта, оснащения местности и т.д.), по-видимому, будет выше, чем у углерода [152].

В США только в 2010 году произошло несколько серьезных взрывов на газовых скважинах, большинство из них задокументированы в [56], в том числе:

- 3 июня 2010 года произошел взрыв в округе Клирфилд в Пенсильвании, при котором разлилось минимум 35 000 галлонов сточных вод и природный газ выходил в атмосферу 16 часов.
- В июне 2010 года в результате взрыва газовой скважины в округе Маршалл в Западной Вирджинии в больнице скончались семь раненых рабочих.
- 1 апреля 2010 года резервуар и открытая яма для складирования жидкости, используемые для гидравлического разрыва на площадке скважин Атлас, охваче-



Рис. 18. Пожар после взрыва скважины Nomac Rig 17 Chesapeake Energy [152]

ны пожаром. Пламя достигало минимум высоты 100 футов (33 метра) и ширины 50 футов (15 метров).

Во всех указанных случаях соответствующие компании были оштрафованы. На рис.18 представлено фото пожара после взрыва скважины Nomac Rig 17 Chesapeake Energy. Последовавший пожар продолжался несколько дней и вызвал падение вышки, Sweetwater, США.

Выбросы от дизельных агрегатов. До сих пор при добыче сланцевого газа недостаточно упоминается принципиальный вопрос для окружающей среды о транспорте, который помимо нарушения покоя жителей, увеличивает вредные выбросы. На одну бурильную площадку и бурение вертикальной скважины, горизонтальной скважины, доставки туда огромного количества воды и химии, вывоза обратной воды приходится тысячи поездок грузовых автомобилей на один процесс разрыва.

Сюда прибавляется нефтяная нагрузка от машин, используемых для строительства площадки, и вырубающих лес, загрязнение, которое происходит при доставке и, главным образом, производстве сотен тысяч тонн химических веществ (опять же частично из нефти), необходимых для разрыва, химических веществ, необходимых для бурения (промывание бурильного оснащения, привод скважин и генераторов) [152].

В исследовании AEA Technology [194] подчеркнуто, что выбросы от дизельных агрегатов, обеспечивающих работу бурового оборудования и связанные с этим перевозки, играют далеко не последнюю роль. Собранные данные показали, что на отдельно взятой площадке воздействие, чаще всего, является незначительным, в то время как совокупный эффект от выбросов многочисленных скважин в отдельно взятом районе или регионе в целом могут потенциально оказывать значительное влияние на качество воздуха. Общий сделанный вывод – для Европейского сообщества потенциальные риски для здоровья человека и окружающей среды от выбросов в атмосферу на всех этапах разработки – значительны.

Ниже приведены данные по величине эмиссии загрязняющих веществ от стационарных дизельных двигателей, поступающих в атмосферу при добыче сланцевого газа в месторождении Барнетт (табл.8).

Исследования, проведенные US EPA, Public Health England (PHE), AEA Technology, Secretary of Energy Advisory Board US Department of Energy и др., выделяют следующие стадии разработки и добычи сланцевого газа, на которых возможно потенциальное воздействие на атмосферу (табл. 9).

Таблица 8. Специфические эмиссии загрязнителей воздуха от стационарных дизельных двигателей, используемых при бурении и гидравлическом разрыве в месторождении Барнетт [44]

Компонент	Эмиссия от механической мощности двигателя	Эмиссия от используемого двигательного топлива, г/кВт•ч, дизель	Эмиссия от утечки природного газа при бурении, г/кВт•ч, природный газ
SO _x	0,767	0,253	0,004
NO _x	10,568	3,487	0,059
Частицы	0,881	0,291	0,005
CO	2,290	0,756	0,013
Неметановые летучие органические соединения	0,033	0,011	0,000

Таблица 9. Потенциальное воздействие на атмосферный воздух по стадиям разработки и добычи сланцевого газа и видам производимых работ (по данным [78, 128, 193, 194 и др.])

Стадия разработки и добычи сланцевого газа	Потенциальное воздействие по видам работ
Выбор и подготовка места производственного объекта	Подготовка площадки: Выбросы дизельных двигателей оборудования стройплощадки. Возможны неорганизованные выбросы в случае утечки топлива или масла из оборудования.
Бурение скважин, обсадка и цементирование	Бурение: Испарение химикатов, использующихся при гидроразрыве. Выбросы дизельных двигателей и бурового оборудования. Возможны неорганизованные выбросы в случае утечки топлива или масла из оборудования. Цементирование: Выбросы дизельных двигателей и технологического оборудования.

Стадия разработки и добычи сланцевого газа	Потенциальное воздействие по видам работ
ГРП	Доставка воды из источников (поверхностные воды) и забор подземных вод: Перевозка воды к площадке может оказать значительное неблагоприятное воздействие (увеличение выбросов в атмосферу от двигателей, риска аварий, утечек и др.). Правильная организация движения позволит снизить величину выбросов.
	Повторное использование обратного притока и пластовой воды: Выбросы при использовании насосов, работающих на ископаемом топливе.
	Транспортировка и хранение химических добавок; смешивание химических веществ с водой и проппантом: Перевозка воды к площадке может оказать значительное неблагоприятное воздействие (увеличение выбросов в атмосферу от двигателей, риска аварий, утечек и др.). Правильная организация движения позволит снизить величину выбросов. Испарение химикатов, использующихся при ГРП.
Заканчивание скважины	Переработка сточных вод во время заканчивания: Перевозка воды к площадке может оказать значительное неблагоприятное воздействие (увеличение выбросов в атмосферу от двигателей, риска аварий, утечек и др.). Правильная организация движения позволит снизить величину выбросов.
	Ликвидация буровой: Выбросы возможны при использовании вспомогательной техники.
Добыча из скважины	Добыча: Сжигание конвенционного (попутного) газа.
	Создание и работа трубопровода: Утечки газа с компрессорных станций. Утечка (потеря) газа при транспортировке из газопровода.
	Повторный ГРП: Возможны выбросы аналогичные ГРП (см.выше).
Прекращение работы на скважине и/или площадке	Удаление насосов и скважинного оборудования: Выбросы возможны при использовании вспомогательной техники.

3.3. Влияние выброса парниковых газов при добыче сланцевого газа на изменение климата. Углеродный след

Международная организация по стандартизации (ISO) разработала стандарт для углеродного следа продукции (ISO 14067) [35]. Он в основном базируется на существующих стандартах ISO для оценки жизненного цикла (ISO 14040/44) и декларации, связанной с экологией (ISO 14025). PAS 2050 является основным документом, вокруг которого создается ISO 14067. Кроме того, в первый раз данные по углеродному следу продукции сопоставимы с любой точкой мира.

Речь идет о выделяемом при сгорании сланцевого газа диоксиде углерода, не прямых эмиссиях, связанных с добычей, обработкой и транспортировкой, выбросах при бурении.

Выбросы CO_2 происходят в процессе сжигания топлива в газовых турбинах, дизельных двигателях и котлах как части оборудования, необходимого для добычи и переработки сланцевого газа [35]. В зависимости от природного содержания CO_2 в добытом природном газе возможны выбросы несгоревшего CO_2 . Кроме CO_2 выделяется также метан, который имеет потенциал глобального потепления 25 г CO_2 эквивалент на грамм CH_4 (за период 100 лет).

Специфические эмиссии парниковых газов, образовавшихся при бурении, очень зависят от количества добываемого природного газа. В то же время, объем сожженного CO_2 при бурении зависит от глубины скважины. Кроме того, чем меньшая добыча природного газа в конкретной скважине, тем большие выбросы парниковых газов на МДж извлеченного природного газа. Так, например, на месторождении Хейнсвилл в Луизиане установлено, что в течение срока эксплуатации одной скважины [42] выделяется порядка 210 млн м^3 эмиссий, что значительно превышает выбросы в других подобных месторождениях сланцевого газа. По мнению же других исследователей [43], среднее значение производства эмиссий за период эксплуатации одной скважины в Хейнсвилл составляет 75 млн м^3 . Несмотря на очевидную разницу в объемах, если принять показатель в 75 млн м^3 и эмиссию от противотока постоянными величинами, то специфические выбросы метана достигают 9,0%.

Возможны случаи утечки метана в грунтовые воды. Например, анализ водных источников, расположенных над сланцевыми формациями Марселлус (Северо-Восточная Пенсильвания) и Ютика (Utica) (Северный Нью-Йорк), показал загрязнение питьевой воды метаном, которое связывается с проведенным там гидравлическим разрывом [46]. Допускается возможность выделения метана в атмосферу и при использовании воды для гидравлического разрыва, а это влечет за собой дополнительную эмиссию парниковых газов.

Установлены случаи (Огайо, США) проникновения природного газа в жилые дома через колодцы для питьевой воды. В частности, в результате взрыва дома

в Бейнбридж, округ Джога, был нанесен значительный материальный ущерб [47].

Эти примеры свидетельствуют о том, что в процессе добычи сланцевого газа возможно выделение значительного количества метана, который через грунтовые воды способен проникнуть в атмосферу.

Если не учитывать утечку метана в грунтовые воды и если принять, что сланцевый газ сжигается в ТЭС в газовой турбине с комбинированным циклом с эффективностью 57,5%, то общая эмиссия парниковых газов, образовавшихся при поставке и использовании природного газа, составит 460 г/кВт•ч электричества, распределенного следующим образом: производство сланцевого газа – 113,5 г/кВт•ч электричества; распределение природного газа – 3,6 г/кВт•ч электричества; сжигание – 344,3 г/кВт•ч электричества. Если содержание CO_2 в результате добычи газа составляет 30%, а специфические эмиссии метана от противотока превышают этот показатель, то общая эмиссия парниковых газов увеличится почти до 660 г/кВт•ч электричества. Для сравнения: производство энергии из природного газа, транспортированного трубопроводом на большое расстояние (7000 км), составило бы почти 470 г/кВт•ч электричества. Уголь, добываемый в Австралии и сжигаемый в новой ТЭС в паровой турбине эффективностью 46%, дает производство почти 850 г/кВт•ч электричества.

Эмиссия ароматических углеводородов, таких как бензол и ксилол, образуется преимущественно при компрессировании и переработке природного газа, причем более тяжелые ингредиенты выделяются в атмосферу. В Европе эмиссия таких веществ регламентируется законом.

В 2011 году US EPA пересмотрело в сторону увеличения резервы парникового газа в системе природного газа [91], а некоторые связывали это увеличение с расширением добычи сланцевого газа и сопутствующим более интенсивным использованием ГРП. Как утверждалось, значительные запасы газа напрямую выбрасываются в атмосферу в ходе обратного притока, а это означает, что добыча сланцевого газа имеет несколько большую интенсивность с точки зрения выбросов парникового газа, чем добыча традиционного газа [42, 96]. На самом деле, учитывая некоторые особые предположения о риске глобального потепления, связанном с добычей газа, предполагается, что воздействие сланцевого газа с точки зрения выбросов парникового газа может быть больше, чем у угля в течение продуктивного срока службы месторождения [42, 96]. Эта перспектива широко освещалась в популярных СМИ (например, [98, 99]).

К дискуссиям по данному вопросу добавились исследования, опубликованные учеными Национального управления по океанам и атмосферным явлениям (NOAA) [100], которые рассматривали уровень метана и других выбросов парникового газа в пробах воздуха, взятых в нефтегазовом бассейне Денвер-Джулсберг (Denver-Julesburg) (штат Колорадо). Их результаты заставляют предположить, что неорга-

низованные выбросы в округе Уэлд (Weld) в штате Колорадо в течение 2008 года составляли 3,8% от совокупной добычи газа в этом году [91]. Зона исследования, бассейн Денвер-Джулсберг, состоит из твердой песчаниковой породы, которая содержит значительные запасы газа и нефти. В 2008 году, в год исследования, в области Денвер-Джулсберг буровые работы проводились на 850 газовых скважинах в плотных породах и 1583 нефтяных/конденсатных скважинах [101]. Важный момент, касающийся данного исследования, состоит в том, что в нем оценивались уровни неорганизованного выброса всей системы добычи газа и нефти в бассейне, которые включают многочисленные комплексные системы разведки и добычи, а также транспортировки, широко известные как источники неорганизованного выброса, включая межпромысловые трубопроводы, компрессорную станцию и резервуары для сбора конденсата [92-94]. Тем не менее, некоторые специалисты интерпретировали анализ NOAA как подсчет количества неорганизованного выброса в результате только лишь гидроразрыва пласта [102].

Выводы Howarth и его соавторов [42] были поставлены под сомнение некоторыми аналитиками [103, 104], и несколько групп, работавших по данной тематике, пришли к различным выводам касательно относительного воздействия сланцевого газа по критерию выброса парникового газа. Burnham с соавторами [105] заключают, что выбросы парникового газа на протяжении срока службы месторождения сланцевого газа несколько меньше, чем выбросы обычного газа, Weber и Clavin [106] предполагают, что они почти равны, в то время как Jiang с соавторами [107] и Stephenson с соавторами [108] заключают, что по критерию выбросов парникового газа в течение всего срока службы сланцевый газ имеет воздействие несколько большее, чем обычный природный газ. Все эти группы, однако, заключают, что воздействие генерации электроэнергии с использованием сланцевого газа на выбросы парникового газа существенно ниже, чем при ее производстве за счет сжигания угля [91].

Howarth, Santoro, Ingraffea [97] придерживаются сделанных ими выводов, указывая на значительную корректировку в сторону увеличения оценки US EPA неорганизованных выбросов из нетрадиционных скважин, проведенной в 2011 году.

Эти выводы также поддерживаются, по крайней мере, в случае скважин сланцевого газа Барнетта, анализом, представленным Hultman с соавторами [109].

Рассмотрим представленные источники более подробно.

Данные по исследованию выброса метана при добыче сланцевого газа приводятся во многих работах, в частности, в [73]. В ней подчеркивается, что в последние годы все больше внимания уделяется вопросу выбросов метана при извлечении природного газа, и особенно – при добыче сланцевого газа. В работе «Метан и парниковые газы при разработке сланцев» (13 марта 2011 года, серия «Изменение климата»), подготовленной сотрудником Корнелльского универ-

ситета Робертом Ховартом, сообщается о том, что природный газ, попадающий в атмосферу при ГРП, может быть гораздо вреднее для нее, чем уголь, по причине метановых утечек в воздух.

В итоге, основные выводы исследования Ховарта таковы:

1. Самый большой объем выбросов при добыче сланцевого газа происходит на этапе ГРП.

2. При добыче сланцевого газа на протяжении эксплуатационного цикла скважины от 3,6% до 7,9% объема метана уходит в атмосферу в результате продувок или утечек.

3. Указанные выбросы метана в атмосферу, по меньшей мере, на 30%, а возможно, и вдвое выше аналогичного показателя для традиционного газа.

4. Атмосферные выбросы, связанные со сланцевым газом, при оценке в 20-летней перспективе на 20%, а возможно, и вдвое выше аналогичного показателя для угля, а при оценке в 100-летней перспективе – сопоставимы с показателями для угля.

Исследование содержит вывод о том, что в течение 20-летнего жизненного цикла выбросы парниковых газов при использовании газа сланцевых комплексов на 20-100% выше, чем при использовании угля. Этот вывод противоречит выводу Государственной лаборатории исследований в области энергетики, содержащемуся в исследовании «Анализ выбросов парниковых газов за период жизненного цикла добычи и транспортировки природного газа в США» (май 2011 года), в ходе которого рассматривалась ситуация в электроэнергетическом секторе. При этом было показано, что для базовой генерации в течение 20-летнего жизненного цикла уголь создает выбросы парниковых газов, на 50% превышающие выбросы при использовании природного газа.

Институт глобального мониторинга и «Дойче банк» в совместном исследовании «Сравнение эмиссий парниковых газов за период жизненного цикла природного газа и угля» [176] приходят к выводу: в среднем, американские электростанции, работающие на газе, производят на 47% меньше парниковых газов, чем работающие на угле. При проведении анализа использовалась методика Межправительственной группы экспертов по изменению климата ООН, предполагающая использование в расчетах показателя потенциала глобального потепления (ПГП) для метана величиной 25 пунктов за 100-летний период.

Однако доклад Ховарта был подвергнут критике по следующим пунктам:

1) данные по утечкам из скважин и трубопроводов не отличаются полнотой, они получены из отдельных, не связанных друг с другом статей, опубликованных в отраслевых журналах, а данные по утечкам из трубопроводов взяты из статистики по магистральным трубопроводам России;

2) сравнение объемов эмиссий при использовании угля и газа проведено на основе энергетических эквивалентов угля и газа (по 1 ГДж). Поскольку в резуль-

тате сжигания 1 ГДж газа вырабатывается значительно больше электричества, чем при сжигании 1 ГДж угля (с учетом коэффициента преобразования 60% для природного газа и 30% для угля на более старых электростанциях), следовало проводить сравнение с использованием эквивалентных объемов электроэнергии (в кВт·ч);

3) технологические решения для предотвращения утечек метана (оптимальное заканчивание скважин, обеспечение целостности трубопроводов) – относительно недороги и существуют уже сегодня, в то время как проблема выбросов парниковых газов угольными электростанциями пока не решена (программы улавливания и хранения CO₂);

4) Ховарт, в отличие от Межправительственной группы экспертов по изменению климата, использует для сравнения угля и газа ПГП за период 20 лет (а не за 100-летний период). ПГП – это относительная величина, показывающая насколько больше тепла конкретный парниковый газ привносит в атмосферу, чем равное количество углекислого газа (потенциал которого принят за единицу). Например, двадцатилетний ПГП метана равен 72, т.е. если равные объемы метана и углекислого газа попадут в атмосферу, метан удержит в 72 раза больше тепла, чем углекислый газ на протяжении последующих 20 лет.

И хотя метан почти в 21 раз сильнее разогревает атмосферу, чем углекислый газ, он значительно менее долговечен, чем углекислый газ: его продолжительность существования составляет примерно 12 лет, в то время как углекислый газ не разрушается более века. Ховарт, таким образом, использовав 20-летний расчетный период, а не применяемый обычно 100-летний период, заметно усилил парниковый эффект от эмиссий метана. При расчете за 100-летний период ПГП метана равен 25.

Критики утверждают, что влияние метана на глобальное потепление было значительно преувеличено таким образом, что позволило автору прийти к спорным выводам о том, что разработка источников нетрадиционного газа хуже сжигания угля.

Помимо исследований Института глобального мониторинга и Государственной лаборатории исследований в области энергетики, упоминаемых выше, исследование, которое спонсировалось за счет экологической организации Sierra Club, подобное исследование проведено и в Университете Карнеги-Меллон. В нем показано, что при разработке и заканчивании типовой скважины на сланцевом комплексе Марселлус объем выбросов парниковых газов больше на 11% по сравнению с объемом выбросов на типовой скважине традиционного газа. Отмечается также, что объем выбросов парниковых газов в течение жизненного цикла сланцевого газа с комплекса Марселлус как правило ниже выбросов от угля при использовании на электростанциях и отсутствии эффективных технологий улавливания и хранения углерода. Вывод исследования: за время жизненного цикла

сланцевого газа его парниковый эффект на 20-50% ниже, чем эффект, производимый углем.

В отчете Кембриджской ассоциации исследований в области энергетики (CERA), подготовленном по заказу Американского альянса природного газа (ANGA) и представленном на Интернет-сайте ANGA, показано, что в исследовании Ховарта слишком завышены объемы бесконтрольных утечек в атмосферу метана с буровых площадок. Отмечается также, что выбросы в объемах, указанных Ховартом, представляют реальную опасность и могут привести к возгоранию. Реагируя на новые стандарты эффективности, внесенные US EPA в соответствии с Законом о чистом воздухе и предназначенные для нормативного регулирования атмосферных эмиссий на этапе заканчивания газовых скважин, в которых производился ГРП, отчет ассоциации CERA утверждает, что Агентством завышены показатели выхода газа во время заканчивания скважин, и таким образом, также завышены нормативы выбросов в атмосферу парниковых газов и загрязняющих веществ.

В исследовании Университета штата Мэриленд содержатся следующие выводы:

- объем парниковых газов, выбрасываемых при разработке сланцевого газа, составляет 56% от аналогичного показателя в отношении угля;
- метан обладает способностью удерживать больше инфракрасного излучения, чем CO_2 , однако время его существования в атмосфере существенно короче. В результате, ПГП метана, рассчитанный для 100-летнего периода, значительно ниже потенциала для 20-летнего периода;
- природный газ имеет преимущество в плане удельного выброса углерода на этапе сжигания благодаря двум факторам. Во-первых, при сжигании природного газа выделяется больше энергии в расчете на одну единицу выбросов углерода. Во-вторых, технологии, используемые для сжигания газа, с точки зрения термодинамики являются более эффективными, чем технологии сжигания угля, что позволяет превращать в электроэнергию большее количество потенциальной химической энергии топлива;
- утверждения о том, что сланцевый газ в большей степени загрязняет воздух, нежели уголь, в значительной степени не обоснованы;
- утечки газа в ходе буровых работ на сланцевых комплексах, весьма вероятно, не намного выше, чем утечки при добыче традиционного газа;
- при оценке исключительно по критерию количества выбросов парниковых газов, производимых при генерации электроэнергии, показатели загрязнения атмосферы для сланцевого газа скорее всего не будут значительно превышать аналогичные показатели для традиционного газа.

Наконец, в исследовании компании IHS Global Energy Research Associates не содержится данных по воздействию парниковых газов, но в нем отмечаются

некоторые из тех же проблем с исследованием Ховарта. В еще одной работе, проведенной в Корнелльском университете, также сделан вывод, что исследование Ховарта «имеет серьезные недостатки» и что парниковый эффект сланцевого газа составляет лишь $1/3 - 1/2$ от эффекта угля.

Новое исследование было проведено Л.М. Катлесом (L.M. Cathles III) и др. и опубликовано в онлайн-журнале *Climatic Change Letters* [104]. Катлес считает, что доводы Ховарта не выдерживают критики по следующим ключевым пунктам.

1. Оценка верхнего предела утечек метана (7,9%) на этапах от бурения до транспортировки потребителям, данная Ховартом и др., превышает разумные показатели в три раза, при этом авторы не приводят каких-либо документальных подтверждений того, что из скважин сланцевого газа выбрасывается большее количество газа, чем из традиционных газовых скважин. Приведенный предельный показатель является необоснованно завышенным и вводящим в заблуждение.

2. Данные, приводимые авторами в поддержку своего утверждения о том, что объемы выбросов в результате утечек на этапе добычи нетрадиционного газа значительно превышают аналогичный показатель при добыче традиционного газа, в действительности представляют собой оценочные данные по собранным для сбыта эмиссиям газа. Авторы безапелляционно утверждают, что сбор (или даже факельное сжигание) газа являются редкой практикой, а потому те объемы газа, которые указаны в работах, цитируемых ими, как собранные, в обычных условиях просто уходят прямо в атмосферу. В этих работах нет ничего, что бы подтверждало данное предположение.

3. Ховарт, по-видимому, отвергает важность технических и технологических достижений в отношении парниковых выбросов от сланцевого газа. Он преуменьшает значение непрерывных усилий и прогресса в деле дальнейшего сокращения утечек газа из скважин и трубопроводов при добыче природного газа, и в то же время приводит примеры технических усовершенствований в угольной промышленности.

4. Использование 20-летнего периода для сравнения парниковых эффектов, производимых природным газом и углем, скрывает важный факт, что период существования CO_2 в атмосфере намного дольше, чем период существования метана. При использовании 100-летнего периода, по крайней мере, выявляются некоторые выгоды более короткого существования метана в атмосфере, которые являются важными аргументами при решении вопроса о переходе с угля на газ. Долгосрочные преимущества замены угля газом совершенно теряются при использовании ПГП газа для 20-летнего цикла.

5. Ховарт и его коллеги рассматривают конечное потребление электроэнергии как не заслуживающее внимания и имеющее при этом потенциал глобального потепления, рассчитанный для 20-летнего цикла, преуменьшают разницу

в эффективности между газом и углем, приводя значения эффективности в широком диапазоне для каждого из них, вместо того, чтобы подчеркнуть вероятность замены неэффективных угольных станций эффективными газовыми. Если бы они использовали значения ПГП для 100-летнего цикла и приняли наименьшее значение утечек метана (3,6%), то воздействие сланцевого газа на окружающую среду было бы наполовину меньше воздействия угля, добываемого открытым способом, при использовании на электростанциях (с учетом того, что коэффициент эффективности преобразования газа в электроэнергию составляет 60%, а указанный авторами высокий коэффициент для угля – 37%).

Уголь практически полностью используется для генерации электроэнергии, поэтому сравнение по показателю энтальпии здесь неуместно. Газ, которым заменят уголь, неизбежно будет использоваться для производства электроэнергии, поскольку сейчас практически весь объем угля идет на производство электроэнергии. Таким образом, уместным является сравнение угля и газа с точки зрения производства электроэнергии. Если сравнивать уголь и газ по теплосодержанию, газ проигрывает углю в два раза с точки зрения парникового эффекта. Следовательно, сравнение угля и газа необходимо проводить с учетом их использования для производства электроэнергии.

6. Показатель выбросов в атмосферу, происходящих вследствие утечек газа во время операций на буровых площадках, транспортировки по трубопроводам и распределения, равный 6%, представляется слишком высоким и расходится с предыдущими исследованиями. В наиболее полном недавнем исследовании показано, что выбросы метана, происходящие на его пути от добычи до потребителя, составляют 2,2% от объема добычи, из них 1,3% происходит на буровой площадке, 0,73% – на этапе транспортировки, хранения и распределения, 0,17% – на этапе переработки. Показатель потерь газа на этапе транспортировки, хранения и распределения, представленный Ховартом и его соавторами, в 2-5 раз превышает показатель 0,73%, указанный Агентством (2011 год).

И наконец, исследование, подготовленное Лабораторией исследования земных систем NOAA в городе Боулдер (Колорадо), содержит вывод о том, что месторождения, на которых активно проводятся ГРП, производят больше выбросов метана, чем месторождения с обычными скважинами. В исследовании не представлен анализ всего цикла – это «мгновенный снимок», отображающий уровень выбросов в отдельной области и сравнивающий данные с оценкой уровня выбросов всех скважин и перерабатывающих предприятий в национальном масштабе. Отмечается, что у компаний, добывающих природный газ в бассейне Денвер-Джулсберг, объем потерь газа и выбросов его в атмосферу составляет 4% без учета дополнительных утечек из трубопроводов и распределительных систем. Данный показатель вдвое превышает цифры официального реестра, однако в общих чертах соответствует оценкам, сделанным в 2011 году, с которыми не согласны представители газовой

промышленности. Обращая внимание на разработки бассейна Денвер-Джулсберг, где за последние четыре десятилетия было пробурено более 20 000 нефтяных и газовых скважин, ученые анализируют соотношение различных загрязняющих веществ в образцах воздуха, а затем привязывают эти химические показатели к выбросам, исходящим от резервуаров для временного хранения. Действуя таким образом, они смогли рассчитать уровень местных выбросов, который необходим для объяснения содержания загрязняющих веществ в исследуемом воздухе.

Часть выбросов происходит из резервуаров-хранилищ, однако большая их часть является результатом утечек из инфраструктурных объектов. Размер потерь составляет 2,2-7,7%, наиболее вероятный – 4%, что немного выше показателя 2,2-3,8%, использованного Корнелльским университетом в отношении бурения и добычи сланцевого газа. Для споров вокруг выбросов при разработке сланцевого газа характерна скудость достоверных данных. Однако, нефтяные и газовые компании уже ведут работу по сбору актуальной информации и осуществляют действительные замеры выбросов в рамках, а предварительная информация, переданная участвующими в сборе данных компаниями, указывает на значительно более низкий показатель выбросов [77]. Когда будут доступны результаты анализа проб в масштабе страны, проводить сравнительные оценки станет проще.

Влияние всего жизненного цикла добычи природного газа – это тема, привлекающая все большее внимание, поскольку появляются работы, такие как исследование Ховарта, а политика в области энергетики предусматривает возрастание роли природного газа. Это способствовало тому, что, например, как уже отмечалось, US EPA в период между 2010 и 2011 годами существенно пересмотрело свою методику оценки выбросов парниковых газов при эксплуатации систем природного газа, в результате оценка выбросов метана в 2008 году оказалась на 120% выше предыдущей оценки. Для «Списка источников эмиссий» в 2011 году Агентство пересмотрело свои взгляды на два источника, которые в 1996 году практически не эксплуатировались, но с тех пор получили широкое распространение: заканчивания скважин и ремонт скважин с применением ГРП. Агентство также серьезно изменило методику оценки выбросов при очистке газовых скважин, а также при использовании резервуаров для хранения конденсата и эксплуатации центробежных компрессоров.

Любой источник так называемых парниковых газов важен и любая попытка, направленная на снижение этих выбросов метана, должна иметь приоритет для газовой отрасли. Исследование Ховарта – это серьезное напоминание о том, что значение имеет весь жизненный цикл, а не только одномоментные выбросы [73].

Разногласия по поводу выбросов парниковых газов в результате разработки сланцевого газа не должны заслонять ключевой вопрос: что происходит с приписываемыми природному газу преимуществами в плане атмосферных выбросов, если рассматривать весь жизненный цикл природного газа? В соответствии

с новым регламентом, все производственные объекты газовой промышленности будут обязаны предоставлять информацию о выбросах и утечках метана и углерода, что, по крайней мере, даст возможность составить полную картину всего жизненного цикла природного газа. Безусловно, эта работа по-прежнему очень важна и необходима.

Дискуссия вокруг статьи Ховарта также обнаружила важность внедрения многочисленных уже имеющихся технологий и практик контроля за выбросами, которые могут значительно сократить общий объем выбросов парниковых газов, производимых газовой промышленностью. Многие компании уже снижают количество утечек и объемы факельного сжигания метана в рамках добровольной программы US EPA STAR («Наука для достижения результатов»). В 2009 году компаниями, участвующими в этой добровольной программе, был предотвращен выброс в атмосферу 34,8 млн метрических тонн CO_2 .

Сравнение выбросов парниковых газов с низкими и высокими оценками эмиссии метана представлены на рисунке 19. Оценки включают прямые выбросы CO_2 во время сгорания (синий цвет), косвенную эмиссию CO_2 от сопутствующих процессов (оранжевый цвет) и выбросы метана, преобразованного в эквивалентную ценность CO_2 (розовый цвет).

Эмиссия нормализована к количеству энергии, выпущенной во время сгорания. Преобразование метана к эквивалентам CO_2 основано на ПГП от Shindell [120], которые включают и прямые и косвенные влияния метана на аэрозолях.

Не стоит забывать также, что, оставляя в стороне парниковый эффект, природный газ является более чистым энергоносителем в отношении общего загрязнения: он не производит выбросов ртути, серы и других загрязняющих веществ, как уголь.

В 2012 году оформились и стали очевидны принципиальные структурные изменения на внутреннем рынке Соединенных Штатов, причиной которых стала масштабная добыча сланцевого газа в этой стране, превысившая по итогам года 220 млрд куб. м. Ограниченные взятыми на себя прежде сложными финансовыми обязательствами, компании-операторы не смогли вовремя скорректировать свою добычу во избежание затоваривания рынка и падения цен. Уникальная ситуация нескольких последних лет, когда на американский рынок выплеснулись огромные объемы сланцевого газа, реализуемого ниже себестоимости, изменила устоявшуюся энергетическую картину как внутри страны, так и вне ее.

Самые заметные изменения произошли в энергетике, где дешевый газ начал активно вытеснять уголь. Благодаря замене старой угольной генерации на газовую, в августе 2012 года IEA заявило об историческом минимуме, который был достигнут США за двадцатилетний период по уровню выбросов парниковых газов в атмосферу, всего с 2006 по 2011 год выбросы CO_2 сократились на 7% [157].

Однако эта тенденция требует дальнейшего изучения и оценки, специали-

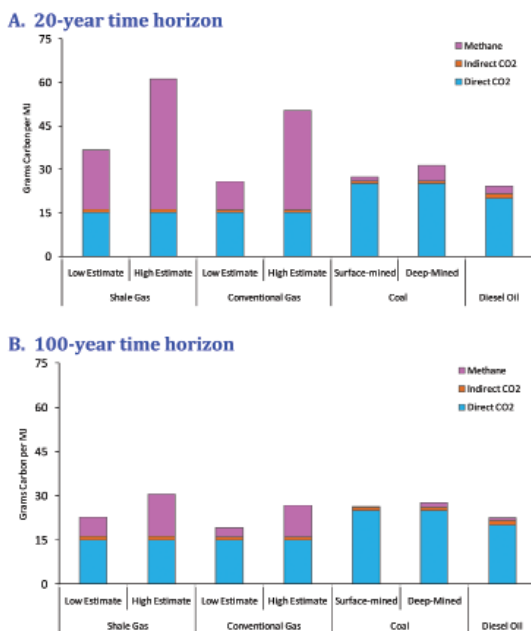


Рис. 19. Сравнение выбросов парниковых газов низкими и высокими оценками эмиссии метана от: сланцевого газа, обычного природного газа, угля и дизельного топлива. А – в течение 20-летнего периода времени, В – в течение 100-летнего периода времени [42]

сты подчеркивают, что «... в случае со сланцевым газом как раз-таки нужны дополнительные оценки, насколько серьезно развитие его добычи может повлиять на климат. В целом, технология эта достаточно новая, ее промышленное применение длится около 10 лет. Еще недостаточно исследований, недостаточно их обобщений, суждения в научной среде противоречивы, консенсуса нет ни по опасности, ни по масштабам воздействия» [162].

Немецкая работа «Оценка риска гидроразрыва», выполнение которой стало результатом дебатов, организованных и профинансированных ExxonMobil, утверждает, что «по сравнению с газом, который сейчас используется в Германии, влияние на глобальное изменение климата сланцевого газа, добытого с глубины 1000 м – на 30%, а добытого с глубины 2500 м – на 60% больше. Поскольку большинство буровых установок работает на дизеле, то в процессе проведения гидроразрыва в атмосферу попадает углекислый газ и другие загрязнители» [208].

Относительное сравнение с производством электрического тока из угля явля-

ется более четким. Из результатов исследования ЕС для сланцевого газа имеет-ся сокращение выбросов парниковых газов на 41-49% по сравнению с углем. Это основано на 25-кратной активности метана в отношении CO_2 . Исследование ЕС приходит к выводу, что они согласуются с большинством других исследований по сланцевому газу [202].

В Заключительном отчете Комиссии ЕС рекомендуется пересматривать процедуры сжигания и вентиляции метана, чтобы сохранять уровень летучих эмиссий как можно ближе к нулевой отметке, и что выбросы должны постоянно отслеживаться Министерством энергетики и изменений климата Великобритании. В совместном отчете 2012 года Королевского Научного Общества и Королевской Академии Инженерных Наук говорится, что следует приложить большие усилия для такого контроля, а также для изучения влияния углерода при добыче и потреблении, и рисков, связанных с изменением климата.

9 сентября 2013 года Министерство энергетики и изменений климата Великобритании опубликовало отчет о потенциальных выбросах парниковых газов, связанных с добычей и использованием сланцевого газа. В нем говорится, что местные выбросы в атмосферу, если их должным образом регламентировать, не должны быть значительными по сравнению с общими выбросами от сжигания сланцевого газа. Он констатирует, что общий объем выбросов парниковых газов при добыче сланцевого газа сравним с выбросами углерода от газа, добытого традиционным способом, ниже, чем от СПГ и, при использовании в качестве сырья для производства электроэнергии, ниже, чем от угля. Отвечая на доклад, произнесенный в тот же самый день в Королевском Научном Обществе, Госсекретарь США заявил, что это означает, что газ является «частью ответа на решение проблемы изменения климата», будучи переходным мостом к зеленому будущему [209].

В ЕС, как известно, густота населения больше, чем в США. Кроме того, согласно европейскому законодательству, собственники земли не владеют подземными ресурсами. Поэтому для усиления интереса людей к полезным ископаемым, в том числе к природному газу из сланцевых формаций, необходимо определить фискальные рамки, позволяющие местной общественности воспользоваться ресурсами, находящимися на ее территории. Операторам добычи природного газа следует быть ответственными и гарантировать местному населению право воспользоваться выгодами от извлечения полезных ископаемых, обеспечить применение принципа «загрязнитель оплачивает» и компенсировать расходы по каждому прямому и косвенному нанесенному ущербу.

В связи с вышесказанным представляется обязательным применение более высоких стандартов безопасности, усовершенствования технологий, минимизации отрицательного эффекта как гарантии применения «надлежащей практики» при разведке и добыче сланцевого газа.

Этого можно добиться посредством:

- внедрения «лучших практик» бурения скважин и разработки месторождений, тестирования и контроля над технологическими процессами, обеспечения безопасных ремонтных работ;
- соблюдения рекомендаций Международного агентства по вопросам энергетики и применения самых передовых технологий (BAT) при ГРП;
- ограничения практики использования газовых факелов и вентилирования, хранения природного газа, улавливания выбросов, создания условий для повторного использования сточных вод;
- создания, по примеру США (Агентство защиты окружающей среды – US EPA) экологических стандартов для ГРП, которые включали бы улавливание метана и других эмитентов;
- тестирования колодцев для питьевой воды, расположенных вблизи населенных пунктов, до и во время разведки и добычи;
- восстановления земельных участков, на которых производились работы, мониторинг последующего эксплуатационного периода;
- обмена информацией о применяемых «надлежащих практиках» между странами – членами ЕС, США и Канады;
- создания независимых комиссий, в состав которых входили бы представители промышленности и науки, с целью обнародования мнений и популяризации чистых технологий добычи сланцевого газа;
- полной ответственности за любой прямой либо косвенный ущерб, причиненный операторами.

3.4. Оценочные показатели выбросов парниковых газов по стадиям разработки и добычи сланцевого газа

На основе анализа данных, полученных при эксплуатации скважин США, в [210] определены оценочные показатели выбросов в атмосферу парниковых газов (при условии эксплуатации в нормальных условиях) для каждой из стадий процесса разведки и добычи сланцевого газа.

1) Подготовка рабочей площадки. Источники выбросов – выбросы, связанные с потреблением энергии от оборудования, используемого для очистки рабочей площадки (например, расчистка территории с удалением растительности) и с возведением необходимой транспортной инфраструктуры (например, дороги). К этому также можно отнести выбросы, связанные с изменениями в типе землепользования (табл. 10).

Оценка выбросов Jiang и др. (2011 г.) почти вдвое больше, чем у Santoro и др. (2011 г.), поскольку используемая им методология Extended Input-Output (EIO) включает в себя учет более широкого диапазона воздействий [210].

В выделении парникового газа преобладают диоксид углерода с некоторыми

небольшими количествами метана и выбросами оксида азота, также возникающими в результате сгорания.

Оценочные показатели применимы и к европейским странам, так как аналогичные методы потребуются и для разработки скважин сланцевого газа в Европе. Однако, из-за обычно более высокой плотности населения в Европе, добыча сланцевого газа может иметь меньшую суммарную отчуждаемую площадь по сравнению с США.

2) Бурение и перекачивание. Источники выбросов – выбросы, связанные с бурением и перекачиванием воды и прочих веществ во время ГРП.

Двигатели буровой установки являются источником связанных со сгоранием загрязнителей, включая CO_2 . Для фазы ГРП требуется значительно большее количество энергии для разрыва пласта, чем необходимо для бурения ствола скважины. В зависимости от количества фаз образования трещин (обычно это 8-13 стадий), предусмотренных для воздействия на пласт, этот шаг может продолжаться от нескольких дней до нескольких недель. Оценки выбросов базируются на оценке требуемого количества топлива или общей потребности в энергии, которые затем применяются к соответствующему коэффициенту выбросов [210] (табл. 11).

Все показатели предполагают, что оборудованием является дизельный двигатель, таким образом, выделяется парниковый газ, в котором преобладает CO_2 от сгорания топлива.

Таблица 10. Существующие оценочные показатели выбросов парниковых газов, связанных с подготовкой рабочей площадки [210]

Источник	Оценочные показатели выбросов (в расчете на буровую скважину), т CO ₂ -экв	Соответствующие допущения и методология
<i>На основании буровой площадки Marcellus для добычи сланцевого газа.</i>		
Jiang и др. (2011 г.) [107]	330 - 390	Расчистка территории с удалением растительности: предполагаемая область расчистки, помноженная на накопление двуокиси углерода растительного происхождения для получения потери углерода от изменения характера землепользования. Область предполагаемой буровой площадки составляла 2,0 га. Область предполагаемых подъездных путей составляла 0,6 га. Буровая площадка и построение подъездного пути: подробная оценка расходов, используемая для передачи данных в модель EIO-LCA. На основании буровой площадки Марселлус для добычи сланцевого газа.
Santoro и др. (2011 г.) [42]	158	Расчистка территории с удалением растительности: предполагает 5 га в расчете на рабочую площадку или 0,62 га в расчете на буровую скважину (в том числе подъездные пути и области, необходимые для строительства нефтепромыслового магистрального трубопровода). Включает в себя исходные потери углерода и неизбежное удаление двуокиси углерода. Воздействие внешних факторов: выбросы, образующиеся при горении, из расчета 1 235 ГДж на гектар для бульдозеров и 98 ГДж на гектар для экскаваторов.
Stephenson и др. (2011 г.) [108]	Не сообщены	Выбросы от изменения характера землепользования, связанные со строительством подъездных путей и буровой площадки, были оценены, но был сделан вывод, что они не имеют существенного отличия.

Таблица 11. Оценки выбросов парниковых газов, связанных с бурением скважины [210]

Источник	Оценочные показатели выбросов (в расчете на буровую скважину), т CO ₂ -экв	Соответствующие допущения и методология
Jiang и др. (2011 г.) [107]	610 - 1100	Выбросы от бурения: вертикальная глубина бурения 2 600 метров, длина горизонтального бурения 1 200 метров. Предположительная мощность буровой установки от 2 500 до 6600 л.с., с временем бурения от 210 до 380 часов. Коэффициент выброса дизельного двигателя на протяжении срока эксплуатации 635 г CO ₂ -экв в расчете на лошадиную силу/час.
	230 - 690	Выбросы от перекачивания: энергия перекачивания, умноженная на коэффициент выброса. Предположительная мощность насосного оборудования 34 000 л.с., с временем закачки 10-30 часов. Коэффициент выброса дизельного двигателя на протяжении срока эксплуатации 635 г CO ₂ -экв в расчете на лошадиную силу/час.
Santoro и др. (2011 г.) [42]	1426	Полная длина буровой скважины составляет 3 878 метров, и состоит из вертикальной части глубиной 2 678 метров и горизонтальной части длиной 1 200 метров. Использование энергии основывается на единственной буровой скважине. Выбросы от бурения: включают в себя первичные индукторные двигатели, которые являются основным источником питания буровой установки. Предполагается, что продолжительность бурения будет длиться 4 недели, при этом двигатели будут работать 24 часа в день. Выбросы от перекачивания: используются насосы с мощностью 9 300 л.с. Период гидравлического разрыва, как предполагается, продолжается 70 часов времени работы двигателя насоса.

Источник	Оценочные показатели выбросов (в расчете на буровую скважину), т CO ₂ -экв	Соответствующие допущения и методология
Stephenson и др. (2011 г.) [108]	771	Выбросы от бурения: предполагается, что они точно такие же, как у стандартной скважины. Предполагается 15 дней при 12 часах работы в день. Выброс вычислялся на основе двигателей мощностью 4 500 л.с., с расходом топлива 250 г/кВт*ч. Выбросы от перекачивания: предполагается 2 часа в расчете на одну операцию и 15 операций в расчете на одну буровую скважину. Выбросы вычислялись на основе двигателей мощностью 12 250 л.с. с расходом топлива 250 г/кВт*ч.
Broderick и др. (2011 г.)* [205]	49 - 74	Выбросы от бурения: горизонтальное бурение 1 000-1 500 метров. Вертикальное бурение исключено из оценочных показателей. Расход топлива составляет 18,6 литров дизельного топлива в расчете на пробуренный метр, который приравнивается к коэффициенту выброса 49 кг CO₂/м. Коэффициенты выброса дизеля – 2,64 кг CO₂/л.
	295	Выбросы от перекачивания: исходя из среднего потребления топлива на ГРП в горизонтально пробуренной скважине в сланцевом месторождении Марселлус. Предполагается суммарный расход топлива 109 777 литров дизельного топлива в расчете на одну буровую скважину. Коэффициенты выброса дизеля – 2,64 кг CO₂/л.

*Оценочные показатели для сланцевого месторождения Марселлус. Используются для соотнесения с другими исследованиями.

Оценочные показатели Broderick и др. (2011 г.) [205] ниже, чем другие оценочные показатели, в частности для бурения, что частично объясняется методологическими различиями в расчете.

Подход, используемый для оценки приведенных выше результатов, применим для европейских стран, однако результаты могут быть скорректированы в соответствии с особенностями европейских месторождений сланцевого газа.

3) **Транспортировка материалов и химических веществ.** Источники выбросов – выделение парникового газа от перемещений автотранспортного средства с учетом современных технологий автотранспортных средств и стандартных видов топлива для транспортных средств (табл. 12). На оцененное количество выбросов от транспортировки в первую очередь влияет предполагаемая масса транспортируемого материала, расстояние транспортировки и уровень повторного использования воды, чем и объясняется различие в полученных показателях.

Таблица 12. Существующие оценки выбросов парниковых газов, связанных с транспортировкой материалов и химических веществ [210]

Источник	Оценочные показатели выбросов (в расчете на буровую скважину), т CO ₂ -экв	Соответствующие допущения и методология
Jiang и др. (2011 г.) [107]	64	Предполагаемое водопотребление для ГРП составляет 9 000-27 240 м³ в расчете на одну буровую скважину и 454 м³ для бурения. Основным источником воды является – 50% поверхностные воды и 50% водоочистная станция. Вода транспортируется грузовым автомобилем из общедоступной местной системы водоснабжения, расположенной на расстоянии 8-16 км (5-10 миль) от рабочей площадки. Предполагается, что степень переработки для бурового шлама равняется 85%. Предполагаемая нагрузка на грузовик для доставки воды на рабочие площадки и технической воды с рабочей площадки составляет 315 671 кг на км (560 тонно-миль в расчете на одну буровую скважину). Вес груза, перевозимого одним автомобилем, составляет 35 513 003 кг в расчете на км (63 000 тонно-миль) для транспортировки воды для ГРП на рабочую площадку и 140 924 615 кг в расчете на км (250 000 тонно-миль) для транспортировки использованного флюида. Используемый коэффициент выбросов от начала проекта равен 0,094 г CO₂-экв/кДж.

Источник	Оценочные показатели выбросов (в расчете на буровую скважину), т CO ₂ -экв	Соответствующие допущения и методология
Santoro и др. (2011 г.) [42]	475	Предполагается 321 км (200 миль) на один грузовик для бурового оборудования и оборудования для завершения скважин и в среднем 201 км (125 миль) на один грузовик для воды, химических веществ и отходов. Предполагается 280 полных грузовиков для бурового оборудования и оборудования для завершения скважин и 1 069 полных грузовиков для пресной воды, химических веществ и отходов. Вес груза, перевозимого одним автомобилем, удваивается для рейсов туда и обратно и 50% предполагаемого коэффициента загрузки. Коэффициент выбросов равняется 0,455 литров на км (0,161 галлона/милю) для дизельных грузовиков. Предполагается водопотребление в размере 22 700 м³ в расчете на одну буровую скважину для ГРП. Предполагается, что 40% воды подведенной к буровой скважине будет использоваться повторно, поэтому соответственно уменьшается количество грузовиков для перевозки воды отходов.
Broderick и др. (2011 г.) [205]	от 38 до 59	Предполагается 60-километровый рейс туда и обратно. Для подачи воды предполагается 485-750 рейсов грузовых автомобилей в расчете на одну буровую скважину (из которых 90% предназначены для ГРП). Предполагается использовать объем воды от 9000 м³ до 29 000 м³ в расчете на одну буровую скважину. Коэффициент выбросов грузовика составляет 983 г CO₂/км.
Stephenson и др. (2011 г.) [108]	224	Анализ основывается на предположении от 25 331 км (15 740 миль) до 37 079 км (23 040 миль) для 1 проекта скважины. Предполагается 18 160 м³ воды в расчете на одну буровую скважину, и что 50% воды подается на обработку. Вода транспортируется грузовым автотранспортом по дороге, расстояние туда и обратно равняется 241 км (150 миль).

При применении полученных результатов к европейским странам необходимо проявлять осторожность, поскольку могут иметься значительные различия в доступности и местоположении воды.

4) Выбросы, связанные с использованием ресурсов. Источники выбросов связаны с материалом, используемым в процессе ГРП и в рамках подготовки рабочей площадки, например, производства химических веществ, используемых для ГРП, производства стали и цемента, используемого на рабочей площадке и др. (табл.13).

Таблица 13. Существующие оценки выбросов парниковых газов, связанные с использованием ресурсов [210]

Источник	Оценочные показатели выбросов (в расчете на буровую скважину), т CO ₂ -экв	Соответствующие допущения и методология
Jiang и др. (2011 г.) [107]	100 - 300	Производство жидкости для ГРП (например, химические вещества, песок) и бурового раствора. Подробная оценка расходов, используемая для передачи данных в модель EIO-LCA.
Santoro и др. (2011 г.) [42]	1 188	Потребление ресурсов: включает в себя сталь, цемент, химические вещества, гравий и производство асфальта. Эти материалы используются для обновления местных дорог, для обсадных труб и в жидкости для гидроразрыва.

В каждом из исследований использовалась своя собственная методология для оценки использования ресурсов, что частично объясняет различие в результатах.

5) Обработка сточных вод. Выполнялась оценка выбросов, возникающих в результате очистки отработавшей воды (табл. 14).

Таблица 14. Существующие оценки выбросов парниковых газов, связанные с очисткой отработавшей воды [210]

Источник	Оценочные показатели выбросов (в расчете на буровую скважину), т CO ₂ -экв	Соответствующие допущения и методология
Jiang и др. (2011 г.) [107]	300	Предполагается, что отработавшая вода будет утилизирована посредством закачивания в глубокую скважину 15% из 454 м ³ воды, использованной для бурения, и 20% воды, использованной для ГРП. Выбросы, оцененные с использованием методики ЕЮ-LCA на основании стоимости обработки, и выбросы, связанные «со вспомогательными видами деятельности для нефти и газа».
Broderick и др. (2011 г.) [205]	с 0,3 по 9,4	Основывается на 15-80% восстановлении 9 000-29 000 м ³ воды. Коэффициент выбросов воздействия на пласт 0,406 т CO ₂ /мл.

Для двух исследований значительное различие в оценочных показателях было связано с использованной методикой расчета: в исследовании Broderick и др. [205] был использован коэффициент выбросов, основанный на выбросах CO₂, связанных с очисткой отработавшей воды в Великобритании, а в исследовании Jiang и др. [107] выбросы были оценены на основании данных о затратах и оцененном количестве выбросов от «вспомогательных видов деятельности для нефти и газа».

б) Оснащение и испытание скважины. Источники выбросов – общепринятая практика заключается в вентиляционном выпуске газа или выжигании природного газа во время этого этапа, и направлении отработавшей воды в водоемы или резервуары [102]. Уровень выбросов будет зависеть от объемов метана в обратном потоке воды, величины обратного потока воды, длительности обратного потока и применяемой практики контроля (табл.15).

Таблица 15. Существующие оценки выбросов парниковых газов, связанных с обратным потоком [210]

Источник	Скорость выброса газа (тыс.м ³)	Неослабленные выбросы (т CO ₂ -экв)	Принцип
US EPA (2011 г.) [206]	от 20 до 560 (среднее значение 257)	3 443	Данные по оснащению и испытаниям более чем 1 000 скважин, для нескольких типов пластов с гидравлическим разрывом. Для каждого источника данных US EPA вычислило средний выброс газа в расчете на эксплуатационное оборудование одной газовой скважины. Источники данных были арифметически усреднены для определения окончательного коэффициента выбросов для эксплуатационного оборудования газовой скважины с ГПР.
Howarth и др. (2011 г.) [42]	от 140 до 6 800 (среднее значение 2 034)	27 247	В исследовании приведены данные для четырех рабочих площадок (предполагается, что все выбросы были удалены с помощью вентиляционного выпуска) и прогнозируемые выбросы для пятой (и самой большой) рабочей площадки.
Jiang и др. (2011 г.) [107]	от 39 до 1 508 (среднее значение 603)	8 078	Выброс в расчете на одно событие обратного потока, на основе смоделированной интенсивности выброса и скорости сжигания попутного газа.

Примечание: преобразование средневзвешенных коэффициентов, исходя из плотности газа 0,68 кг/м³ и содержания метана в выходящем газе, должно быть 78,8% мольной концентрации. При преобразовании в эквиваленты CO₂ используется ППП (100 лет) равный 25.

С технической точки зрения результаты применимы к выбросам, которые могут возникнуть в результате действий по ГРП в Европе. Однако фактические выбросы сильно связаны с принятой практикой управления ими в разных странах.

7) Этап производства и обработки. Источники выбросов – компрессоры, оборудование для очистки газа и некоторые процессы химической обработки.

Оценки выбросов. В отчете Департамента охраны окружающей среды штата Нью-Йорк (NYSDEC, 2011 г.) приводятся подробные оценочные показатели суммарных выбросов на производственной стадии добычи газа на сланцевом месторождении Марселлус (табл. 16).

Таблица 16. Типичные выбросы на этапе производства [210]

	Метан (CH ₄), тонны	Диоксид углерода (CO ₂), тонны
<i>Первый полный год, в который началось бурение</i>		
- одинарная вертикальная скважина	212	5 346
- одинарная горизонтальная буровая скважина	207	5 071
- четыре буровые площадки	321	3 524
<i>Ежегодные выбросы после первого года</i>		
- одинарная вертикальная/горизонтальная скважина	221	5 591
- четыре буровые площадки	512	5 608

Примечание: выбросы, преобразованные в тонны, при условии, что 1 короткая тонна = 0,907 тонны.

В таблице 17 обобщаются основные данные по выбросам для ежегодной производительности скважины после первого года эксплуатации для одинарной вертикальной или горизонтальной скважины (обобщение результатов из NYSDEC, 2011 г.).

Таблица 17. Типичные выбросы парниковых газов на этапе производства

	Метан (CH ₄), тонны	Диоксид углерода (CO ₂), тонны
Оборудование устья скважины	Незначительное количество	Не применимо
Компрессор	116	5 591
Оборудование для осушки газа	97	3
Прочее оборудование	8	Незначительное количество
Общая сумма	221	5 591

Примечание: выбросы, преобразованные в тонны, при условии, что 1 короткая тонна = 0,907 тонны.

9) Транспортировка и распределение. Выбросы метана из-за утечки на этом этапе составляют значительную долю от суммарных выбросов на протяжении

срока эксплуатации. Однако, как только газ попадает в распределительные трубопроводы, скорости утечки и, следовательно, выбросы будут такими же, как и при добыче природного газа.

Например, Howarth и др. [42] установили, что для обоих источников неорганизованные выбросы метана составили от 1,4% до 3,6% метана, выделяемого в течение срока эксплуатации буровой скважины.

Stephenson и др. [108] утверждают, что потери в результате неорганизованных выбросов должны быть ниже, чем 0,066% газа, а потери компрессорных станций вдоль трубопровода составляют приблизительно 1,4% (на протяжении 1440 км – типичного для США расстояния для транспортировки газа до электростанции).

10) Тампонирующее (заканчивание) и ликвидация скважины. Основным источником выбросов во время фазы ликвидации скважины будут производственные процессы, необходимые для заливки бетона, чтобы закупорить буровую скважину.

Выбросы в течение срока эксплуатации скважины приведены в таблице 18, где указаны значения для базовых вариантов. Результаты показаны для 100-летнего ПГП для метана и оксида азота (N_2O). При этом в сравнении результатов исследований необходимо принимать во внимание, что Stephenson и др. [108] не сделали оценку выбросов на стадии строительства; Broderick и др. [205] исследовали только горизонтальный элемент бурения; Howarth и др. [42] включили только неорганизованные выбросы и их данные сочетались с результатами Santaro и др. [42].

Выбросы на этапах преддобычной стадии сравниваются на рисунке 20.

Самая большая доля в выбросы поступает на этапе заканчивания скважины, произойдет ли это только один раз в начале цикла производства, или несколько раз во время работы буровой скважины (как предполагают Skone и др., 2011 г. [103]). Вторым наиболее значительным источником на этом этапе является бурение и ГРП, на котором выбросы колеблются в пределах от 0,6 до 2,8 г CO_2 -экв/мДж (для базовых вариантов).

На рисунке 21 сравниваются суммарные выбросы в течение срока эксплуатации от сгорания сланцевого газа. Для исследований, в которых сгорание не было оценено (Skone и др.; Howarth и др.; Lechtenbohrer (2011 г.)), использовалось значение 58,1 г CO_2 -экв/м полученное Stephenson и др.

Во всех случаях, за исключением Howarth и др. (2011), выбросы от преддобычной стадии, для которой выбросы будут отличаться от стандартного производства природного газа, составляют от 3% до 12% суммарных выбросов в течение срока эксплуатации. В исследовании Howarth и др. (2011) доля преддобычной стадии в суммарных выбросах в течение срока эксплуатации составляет 23%.

Таким образом, эмиссия (выброс) метана при добыче сланцевого газа в целом по США не может быть с достаточной точностью определен какой-то средней

Таблица 18. Обобщенные результаты выбросов в течение срока эксплуатации, оцененные для сланцевого газа ($\text{г CO}_2/\text{мДж}$) [210]

	Stephenson и др. (2011) Варианты:			Jiang и др. (2011)			Skone и др. (2011)	Nowatth * (2011)	Lechtenböhmer (2011)	Broderick и др. (2011)	
	Базовый	Низкий	Высокий	Базовый вариант	Высокая производительность	Низкая производительность				Низкий	Высокий
Строительство скважины	Не оценен	Не оценен	Не оценен	0,1	0,0	0,7	0,1	0,6	0,6	Не оценен	Не оценен
Бурение и гидравлический разрыв пласта	0,6	0,6	0,6	0,6	0,0	2,8	1,8	0,9	1,3	0,1	1,6
Заканчивание скважины	1,2	0,3	2,3	1,2	0,1	5,8	1,3	21,9	7,1	2,9	15,3
Капитальный ремонт скважин							4,6				
В общей сложности на этапе предобойной стадии	1,8	0,9	2,9	1,8	0,1	9,2	7,8	23,4	9,0	3,0	16,9
Переработка газа	4,2	4,2	4,2				3,5	2,2	8,9		
Транспортировка газа	1,9	1,9	1,9				2,7	16,2			
В общей сложности на этапе предварительного сжигания	8,0	7,0	9,0				9,4	41,7	17,9		
Сжигание	58,1	58,1	58,1								
Суммарный период эксплуатации	66,0	65,1	67,1	67,0	65,3	74,4					

* Включает в себя косвенные источники выбросов из исследования Santoro и др. (2011 г.).

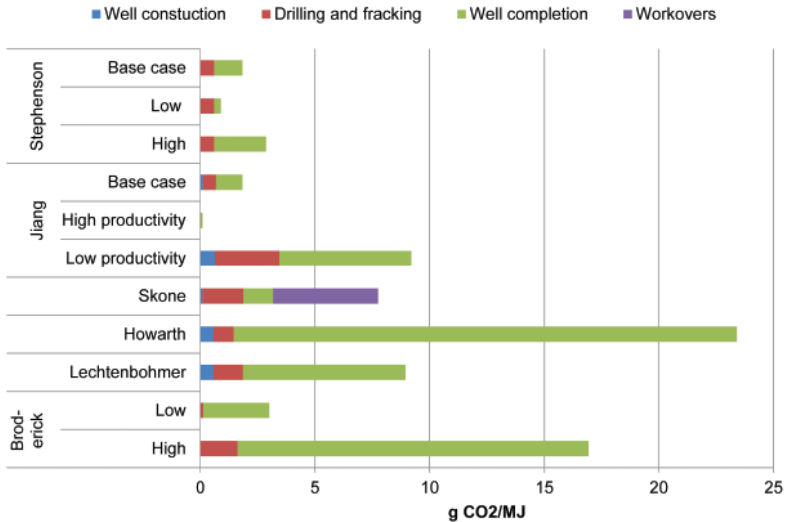


Рис. 20. Выбросы парниковых газов в течение срока эксплуатации на этапах преддобычной стадии ($\text{g CO}_2\text{-экв/мДж}$ сжигание газа, используя 100-летние ППП для CH_4 и N_2O из Четвертого одиночного доклада МГЭИК (IPCC Fourth Assessment Report)) [210]

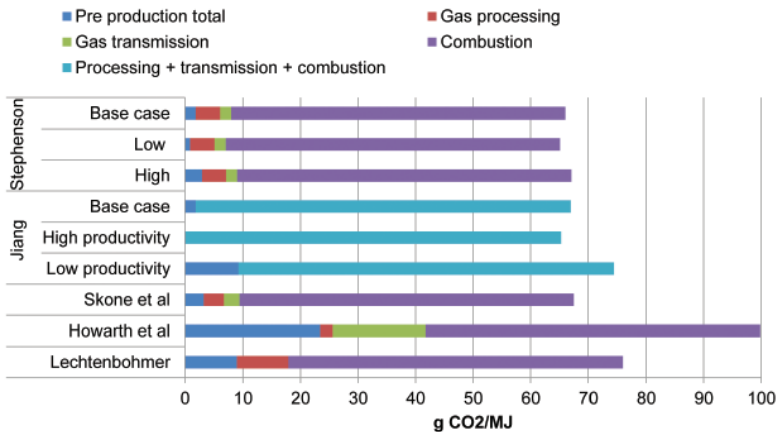


Рис. 21. Полные выбросы парниковых газов в течение срока эксплуатации для сланцевого газа ($\text{CO}_2\text{-экв/мДж}$ сжигание газа, используются 100-летние ППП для CH_4 и N_2O Четвертого одиночного доклада МГЭИК (IPCC Fourth Assessment Report)) [210]

цифрой. Это подтверждают и данные исследований US EPA [42], согласно которым при рассмотрении только пяти скважин полученные значения общего объема эмиссии метана варьируются более чем в два раза (от 3,6 до 7,9%) (табл.19, 20).

Таблица 19. Эмиссия (выброс) метана при добыче сланцевого газа по пяти скважинам в США [42]

	(А) Выброс метана в ходе «flowback» (10^3 м^3)	(В) Выброс метана в день в ходе «flowback» ($10^3 \text{ м}^3/\text{день}$)	(С) Начальный дебит газа при заканчивании скважины ($10^3 \text{ м}^3/\text{день}$)	(D) Объем добычи за срок эксплуатации скважины (10^6 м^3)	(Е) Выброс метана в ходе «flowback», % добычи за срок эксплуатации
Хейнсвилл (Луизиана, сланцы)	6800	680	640	210	3.2
Барнетт (Техас, сланцы)	370	41	37	35	1.1
Пайсенс (Колорадо, плотный песок)	710	79	57	55	1.3
Юинта (Юта, плотный песок)	255	51	42	40	0.6
Ден-Джул (Колорадо, плотный песок)	140	12	11	?	?

Таблица 20. Эмиссия метана, связанная с добычей традиционного и сланцевого природного газа [42]

	Традиционный газ	Сланцевый газ
Выбросы в ходе заканчивания скважины	0.01%	1.9%
Вентиляция, протечки оборудования на площадке	0.3-1.9%	0.3-1.9%
Выбросы в ходе откачки жидкости	0-0.26%	0-0.26%
Выбросы в ходе переработки газа	0-0.19%	0-0.19%
Выбросы в ходе транспортировки, хранения, распределения	1.4-3.6%	1.4-3.6%
Суммарные выбросы	1.7-6.0%	3.6-7.9%

Необходимость сокращения потерь от утечек при добыче сланцевого газа подтверждается публикацией журнала Nature, показывающей, что такие потери составляют до 9%, в то время как сами горнодобытчики утверждают, что эта цифра не превышает 4%. Далее указывается, что углеродный след электростанции от газа меньше, чем парниковый след от угольной электростанции в принципе, поскольку кумулятивная степень негерметичности месторождения при добыче природного газа ниже 3,2% от добываемого объема, что, однако, на практике не соблюдается ни на одном сланцевом месторождении [152].

По данным [152] Научный совет Коалиции STOP HF (весна 2012 г.) обнаружил для Чешской Республики первичные предположения США по утечке природного газа при его добыче из сланца уже до 10% от общего добываемого объема на сланцевых месторождениях. По-видимому, добыча сланца принципиально связана с утечкой метана в атмосферу больше, чем при добыче нефти и природного газа. Это понятно, так как конвенционную добычу (четко ограниченные газовые «карманы») можно понимать как загрязнение почвы с относительно хорошо обеспечиваемым ограничением утечки природного газа.

Рассмотренные исследования показывают необходимость дальнейшего усовершенствования технологии добычи сланцевого газа с целью контроля выбросов метана, загрязнения почвы и грунтовых вод, учитывая высокий уровень неопределенности в оценочных цифрах. Многие исследователи, в частности [42], высказывают мнение, что на фоне картины истощения традиционных запасов газа сланцевый газ не сможет стать в ближайшее время достойной альтернативой природному газу, так как перспективы крупной добычи сланцевого газа в настоящее время имеются только в слабозаселенных районах и в странах, которые согласны на снижение экологической безопасности.

3.5. Законодательные требования и регламенты ЕС, относящиеся к воздействиям на климат при разведке и эксплуатации месторождений сланцевого газа, а также к хранению диоксида углерода и парниковых газов в геологических формациях (CCS)

В Европе хранение диоксида углерода и парниковых газов в геологических формациях (технология улавливания и хранения CO₂ (CCS)) рассматривается как одна из мер по сокращению выбросов.

В зависимости от потенциального риска CCS и парниковых газов в геологических формациях на государственные органы и операторов возлагается определенная ответственность. Оперативная ответственность – улавливание, транспортировка и закачка CO₂ включает обязательства в отношении здоровья, безопасности

работников и окружающей среды [212]. Обязательства после закачки CO_2 включают работы по предотвращению климатических рисков, связанных с возможной миграцией эмиссий из выбранного для хранения природного резервуара в геологическом пространстве либо попаданием его обратно в атмосферу.

Европейской Директивой 2009/31/ЕО относительно геологического хранения CO_2 , принятой Европейским советом 6 апреля 2009 года и вступившей в силу в июне 2009 года, предусматривается введение регуляторного режима для выдачи разрешения на работы, связанные с изысканиями и хранением. Эта Директива применяется для проектов хранения количеств, превышающих 100 тыс. т CO_2 .

Основные требования Директивы, относящиеся к **рискам при хранении** на различных этапах:

- **Выбор площадки:** в качестве места хранения рекомендуется выбирать геологические объекты при условии, что во время эксплуатации не будет значительного риска утечки, а также отсутствуют существенные экологические либо медицинские риски;
- **Эксплуатация, закрытие и период после закрытия:** хранение CO_2 является предметом мониторинга, отчетности и обязательных проверок. Операторы обязаны незамедлительно уведомлять компетентные органы об утечке либо других обнаруженных нештатных ситуациях, а также предпринимать необходимые корректирующие меры;
- **Передача ответственности:** ключевым критерием передачи ответственности после этапа закрытия является следующее – все наличные доказательства должны указывать на то, что хранение CO_2 будет полностью и постоянно безопасным.

Весь процесс управления риском включает его идентификацию, оценку, классифицирование и вытекающие из этого меры по его управлению.

Согласно требованиям Директивы CCS, взаимодействие между операторами и компетентными органами по управлению риска зависит от того, на каком этапе своего жизненного цикла находится данный проект (GD1, Директива 2009/31/ЕО). В число обязательств операторов входит взаимодействие с компетентными органами и обеспечение процесса управления риском. Это взаимодействие реализуется посредством:

- Внесения заявления о выдаче разрешения на изыскания;
- Внесения заявления на выдачу разрешения на хранение.

Разрешение должно содержать доказательства технической компетентности кандидата в операторы; характеристику места хранения и комплекса хранения с оценкой предполагаемой безопасности; спецификации, связанные с потоками CO_2 (общее количество, которое предполагается закачать и хранить, состав, параметры закачки, давление и др.); описание превентивных мер по предотвращению возникновения значительных нештатных ситуаций; план мониторинга комплек-

са хранения и оборудования для закачки; план корректирующих мер при утечке либо других возникших негативных обстоятельствах; временный план после завершения проекта и доказательство финансовой надежности или другой подобный документ [48]:

- пересмотр разрешений на хранение и актуализация плана мониторинга;
- составление отчетов;
- плановые и внеплановые проверки;
- информирование компетентных органов в случаях утечки или других нестандартных ситуаций;
- внедрение корректирующих мер и мер, связанных с защитой здоровья людей и окружающей среды;
- подача заявки на закрытие места хранения, включая актуализированный план после закрытия;
- передача ответственности на все правовые обязательства.

Законодательные требования, относящиеся к воздействиям на климат при разведке и эксплуатации месторождений сланцевого газа во Франции, Польше и Великобритании. На основе анализа литературы и опросных листов для полномочных органов в [194] сделаны следующие общие выводы.

Зависимость от горного законодательства и соответствующих требований ЕС.

Польша, Франция и Великобритания основываются на своем существующем горном законодательстве в области углеводородов и на текущих требованиях ЕС, перенесенных на их правовой режим (например, Директива по оценке воздействия на окружающую среду (EIA), чтобы контролировать выбросы парникового газа от разведки и эксплуатации месторождений сланцевого газа. Ни одна из этих стран не установила определенные законодательные требования для контроля и снижения выбросов парникового газа от работ по добыче сланцевого газа.

Франция до сих пор демонстрировала самый строгий подход к добыче сланцевого газа, так как она запрещает поисково-разведочные работы и добычу сланцевого газа с использованием ГРП, главным образом из-за его потенциального воздействия на водные ресурсы. Французские представители власти отмечают, что вследствие использования этой технологии также происходит обратный поток метана во время поисково-разведочных работ и эксплуатации.

Ни одна из стран явно не оценивала упоминание, что разведка и эксплуатация месторождений сланцевого газа должна автоматически подвергаться на предмет оценки воздействия на окружающую среду. Требования в отношении оценки воздействия на окружающую среду показаны в таблице 21. В Великобритании (после процедуры проверки) и Франции наиболее вероятно, что для бурения на сланцевый газ в рамках текущих критериев должна потребоваться оценка воздействия на окружающую среду, так как эти типы бурений обычно выполняются более

чем на 100-метровую глубину, и площадь выполнения работ должна превысить 1 гектар. В Польше, в которой критерии менее строгие, обследование, чтобы решить, требуется ли оценка воздействия на окружающую среду, обязательно для бурения на глубину более чем 1000 метров.

Критерии учета парникового газа в процессе оценки воздействия на окружающую среду.

Во Франции, Великобритании и Польше оценка воздействия на окружающую среду должна содержать общие сведения о выбросах, получающихся в результате выполнения предложенных проектов, и влияние этих проектов на климат (более подробная информация не указывается). Во Франции оценка воздействия на окружающую среду должна также содержать меры для компенсации, при наличии возможности, значительного пагубного влияния проекта на окружающую среду или здоровье человека, которое нельзя было избежать или в достаточной степени уменьшить, которые будут необходимыми в случае выделения парникового газа при добыче газа из сланцевых формаций и поисково-разведочных работах (например, мероприятия по компенсации газа, создающего парниковый эффект). Аналогичные меры также применяются в Польше, но они описаны менее подробно. Поэтому требования к оценке воздействия на окружающую среду в этих трех странах действительно не выходят за пределы основных требований ЕС, установленных в Директиве 2011/92/ЕС (Директива по оценке воздействия на окружающую среду).

Выводы. Три страны не устанавливают специфические требования по контролю выбросов парникового газа от разведки и эксплуатации месторождений сланцевого газа, вместо этого они основываются на применении своего горного законодательства и законодательства в области окружающей среды. Анализ законодательства ЕС и ограниченное количество исследований, проведенных странами, показал, что возможность использования некоторых действий правового обеспечения ЕС, например, оценки воздействия на окружающую среду и Директив по промышленным выбросам, недостаточно определены и подлежат интерпретации. Кроме того, требования ЕС, имеющие отношение непосредственно к выбросам парникового газа, часто сформулированы в общем плане не только в самом законодательстве ЕС, но также и в национальных актах. Для того чтобы в достаточной мере регулировать выбросы парниковых газов при добыче сланцевого газа, необходимо дополнительно обеспечить рассмотрение:

- 1) проблем, относящихся к сфере применения Директивы по оценке воздействия на окружающую среду, к деятельности по разведке и эксплуатации месторождений сланцевого газа;
- 2) информационных требований к мерам, принятым разработчиками, в части ограничения выделений парникового газа в соответствии с Директивой по оценке воздействия на окружающую среду или, возможно, иными законода-

Таблица 21. Оценка воздействия на окружающую среду, характерная для разведки и эксплуатации месторождений сланцевого газа

Требования к оценке воздействия на окружающую среду, характерные для разведки и эксплуатации месторождений сланцевого газа			
Франция	Великобритания	Польша	Директива по оценке воздействия на окружающую среду
Буровые работы для поисково-разведочных работ и эксплуатации более чем на 100-метровой глубине подлежат обязательной оценке воздействия на окружающую среду.	Бурение на площади выполнения работ, превышающей 1 гектар, подлежат обследованию для оценки, требуется ли для проекта воздействия на окружающую среду или нет.	Стадия поисково-разведочных работ: геологические работы и использование взрывчатых веществ, осуществление деятельности путем использования подземного метода, осуществление деятельности путем бурения глубиной более 1000 м, выполнение работ на морской территории Польши подлежат обследованию, чтобы оценить, требуется ли выполнять оценку воздействия на окружающую среду или нет.	Бурение на большие глубины подлежит обследованию для оценки, требуется ли для проекта оценка воздействия на окружающую среду или нет. Наземная промышленная установка для добычи угля, нефти, природного газа и руд, а так же битуминозного сланца подлежит обследованию для оценки, требуется ли для проекта оценка воздействия на окружающую среду или нет.
Начало горнодобывающих работ для добычи жидких или газообразных углеводородов подлежит обязательной оценке воздействия на окружающую среду.	Добыча нефтяного и природного газа в коммерческих целях, при которой величина извлеченного сырья превышает 500 тонн в день в случае добычи нефти и 500 000 м ³ в день в случае добычи газа, подлежит обязательной оценке воздействия на окружающую среду.	Стадия эксплуатации: там, где добыча из залежей природного газа превышает 500 000 м ³ в день и/или выполняется в морских областях Польши, требуется обязательная оценка воздействия на окружающую среду.	Добыча нефтяного и природного газа в коммерческих целях, при которой величина извлеченного сырья превышает 500 тонн в день в случае добычи нефти и 500 000 м ³ в день в случае добычи газа, подлежит обязательной оценке воздействия на окружающую среду.

тельными актами;

3) необходимости мер, направленных на ограничение выделений парникового газа для разведки и эксплуатации месторождений сланцевого газа;

4) вопросов, отождествленных со сферой применения Директив по промышленным выбросам, относящихся к разведке и эксплуатации месторождений сланцевого газа;

5) применения требований к предельной величине выбросов в соответствии с Директивой по промышленным выбросам по отношению к выбросам метана от деятельности, связанной с эксплуатацией и поисково-разведочными работами.

ГЛАВА 4. ВОЗДЕЙСТВИЕ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ

4.1. Потенциально возможное загрязнение поверхностных и подземных вод технологическими, сточными и прочими водами вследствие использования технологии ГРП

Общая схема использования воды в процессе ГРП представлена на рисунке 22. Воздействие добычи сланцевого газа на поверхностные водоемы проявляется в двух направлениях. С одной стороны, это забор из водоемов или других источников больших объемов воды, с другой стороны, это загрязнение поверхностных вод веществами, содержащимися в жидкости обратного притока, даже если эта жидкость подвергается предварительной очистке.

На рис. 23 показано потенциально возможное воздействие ГРП на поверхностные и подземные воды.

Основными причинами загрязнения поверхностных и подземных вод при разведке, добыче и транспортировке сланцевого газа является нарушение основных принципов бурения, включающих:

- рациональное управление водными ресурсами с учетом местных условий;
- безопасное приготовление технологических жидкостей;
- максимально возможное повторное использование технологических жидкостей;
- безопасную утилизацию отработанных жидкостей.



Рис. 22. Циркуляция воды в процессе ГРП [190]

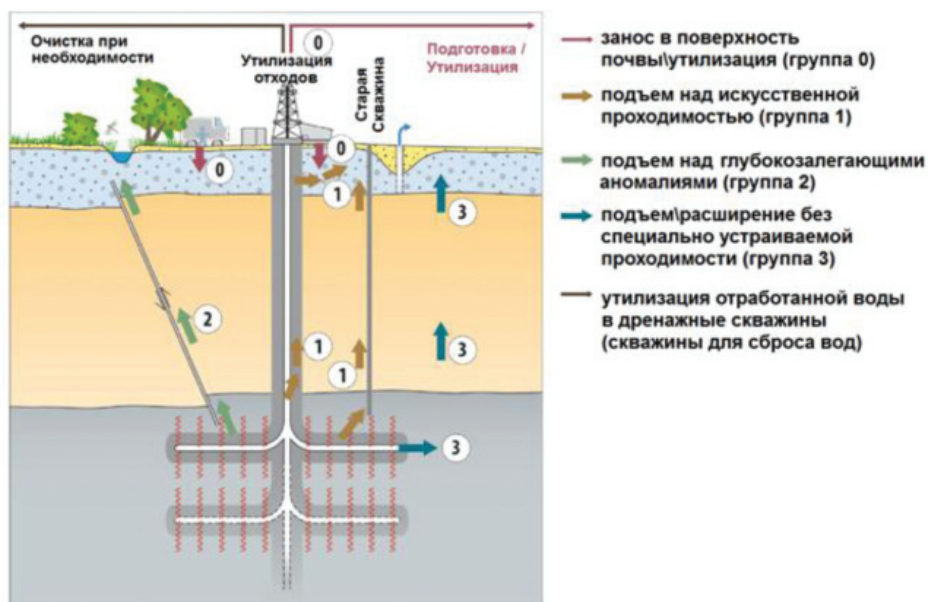


Рис. 23. Схематическое изображение возможного потенциального воздействия ГРП на поверхностные и подземные воды [216, 221]

Основные направления возможного воздействия ГРП на окружающую среду по стадиям добычи сланцевого газа представлены в табл. 22.

В процессе разведки и добычи газа из сланцевых формаций используется значительное количество различных химических реагентов. Флюидная смесь для осуществления гидрофраксинга (гидравлического разрыва) содержит 98-99% водно-песчаной суспензии и 1-2% различных химических реагентов [48].

Таблица 22. Потенциальное воздействие на водные ресурсы по стадиям разработки и добычи сланцевого газа и видам производимых работ (по данным [78, 128, 193, 194 и др.])

Стадия работ	Возможное загрязнение поверхностных и подземных вод и другие риски по видам работ
Выбор и подготовка места добычи	Подготовка площадки Сток и эрозия во время строительных работ на объекте может привести к накоплению ила в поверхностных водах.
Проектирование скважины	Неадекватная конструкция может привести к загрязнению водоносного горизонта. Риск загрязнения через обсадку при недостаточной глубине и/или качестве.

Стадия работ	Возможное загрязнение поверхностных и подземных вод и другие риски по видам работ
Бурение скважин, обсадка и цементирование	Бурение Недостаточный контроль процесса бурения и связанных с ним буровых отходов может привести к загрязнению подземных или поверхностных вод. Утечки и разливы бурового раствора и шлама могут привести к загрязнению сточных вод.
	Обсадка Неадекватное качество обсадки или ее глубина могут привести к загрязнению подземных вод при гидроразрыве, обратном притоке и производстве газа.
	Цементирование Некачественное цементирование может привести к загрязнению подземных вод при гидроразрыве, обратном притоке и производстве газа.
Гидроразрыв	Вода из источников: поверхностные воды и забор подземных вод Отведение поверхностных вод может влиять на поток грунтовых вод, их количество или качество. Временные сооружения (шланги и трубы), используемые для водозабора из поверхностного потока, могут вызвать эрозию берегов, создают потенциальную угрозу загрязнения потока илом.
	Вода из источников: повторное использование воды Вода обратного притока накапливается в поверхностных водохранилищах перед повторным использованием, и ее утечки могут вызвать загрязнение подземных вод. Риск косвенного воздействия после утечки и загрязнения поверхностных вод. Поверхностные хранилища воды обратного притока могут дать утечку и вызвать загрязнение подземных вод. Обратный приток при транспортировке в другое место: разливы в пути в результате аварии могут привести к загрязнению поверхностных и/или грунтовых вод.
	Транспортировка и хранение химических добавок; смешивание химических веществ с водой и проппантом Аварии и разливы на поверхности площадки могут привести к загрязнению поверхностных и (или) грунтовых вод. Если способ хранения неподходящий, дождь может переносить вещества, содержащиеся в стоках, с площадки.
	Перфорация обсадки Несоблюдение технологии перфорации обсадки может повлиять на ее целостность (например, трещины цемента и обсадки).

Стадия работ	Возможное загрязнение поверхностных и подземных вод и другие риски по видам работ
Гидроразрыв	Жидкость для закачки или гидроразрыва В результате операций ГРП, загрязняющие жидкости могут попасть в водоносные горизонты через геологические разломы (включая трещины) и (или) через уже существующие искусственные сооружения, расположенные в непосредственной близости или пересекающиеся с зоной гидроразрыва. Площадки, близко расположенные или гидравлически связанные с водными ресурсами, представляют наибольшую опасность. Риск косвенного воздействия через загрязнение подземных вод. Риски могут возникнуть из-за жидкости для ГРП, химических веществ, загрязняющих веществ в пластовой воде и (или) миграции газа. Площадки, близко расположенные или гидравлически связанные с водными ресурсами, представляют наибольшую опасность. Снижение давления в скважине для обратного потока жидкости, получение обратного притока и пластовой воды Риск загрязнения из-за разлива обратного притока и пластовой воды из-за разрыва коллектора, поломки оборудования/нарушений в поверхностных водоемах, их переполнения, неправильной эксплуатации. Эти воды содержат жидкость ГРП, естественные породы, а также потенциальные продукты распада, включая радиоактивные материалы. Риск прорыва в подземные потоки. Риск прямого воздействия из-за утечки воды обратного притока. Косвенное влияние загрязнения подземных вод. Риски могут возникнуть от жидкости ГРП, химических веществ, загрязняющих веществ в пластовой воде и/или миграции газа. Площадки, расположенные вблизи, или гидравлически связанные с водными ресурсами, представляют наибольшую опасность.
Заканчивание скважины	Переработка сточных вод во время заканчивания (планируемое управление) Прямой сброс в поверхностные потоки (если это разрешено) может повлиять на качество воды, в частности, вследствие высокого содержания соли (эта практика запрещена в США). Переработка в муниципальных очистных сооружениях может повлиять на оборудование из-за попадания соленых сточных вод, которые могут проходить через установку в необработанном виде. Переработка на предприятии централизованной утилизации отходов: риски зависят от процесса утилизации. Переработка сточных вод во время заканчивания скважины (риск аварии) Риск загрязнения из-за разлива обратного притока и пластовой воды вследствие разрыва коллектора, поломки оборудования или/

Стадия работ	Возможное загрязнение поверхностных и подземных вод и другие риски по видам работ
Заканчивание скважины	нарушений в поверхностных водоемах, переполнения, аварии, пожара, неправильной эксплуатации. Риск загрязнения при повторном использовании или ненадлежащей утилизации сточных вод. Если обратный приток воды используется для восполнения объемов жидкости для гидроразрыва, это может привести к увеличению риска попадания естественных химических загрязнителей и радиоактивных материалов в грунтовые воды. Данные природные вещества включают: соль, микроэлементы, природные радиоактивные материалы (ртуть, свинец, мышьяк, радий, торий и уран), органический материал (органические кислоты, полициклические ароматические углеводороды).
	Ликвидация буровой Неправильное проектирование может привести к стоку и эрозии и вызвать накопление ила в поверхностных водах. Дренажные системы и удаление запруд может привести к потенциальному случайному сбросу в поверхностные воды.
Добыча в скважине	Добыча (включая контроль и утилизацию пластовых флюидов) Риски, связанные с недостатками или ненадлежащим проектированием обсадной колонны, ведущие к потенциальному загрязнению водоносного горизонта. Поверхностные разливы или проливы пластовых флюидов во время хранения на месте. Существует риск загрязнения, если сточные воды повторно использовать или утилизировать ненадлежащим образом, см. ГРП выше.
	Строительство и эксплуатация трубопроводов Риски, связанные с разливами при строительстве трубопровода.
	Повторный ГРП См. ГРП выше.
Консервация работ на скважине/площадке	Герметизация скважины Недостаточная герметизация скважины может привести к появлению подземных путей миграции загрязняющих веществ, что приведет к загрязнению грунтовых вод, и, возможно, загрязнению поверхностных вод. Существование законсервированной скважины может привести к повышенным рискам загрязнения, связанным с будущей деятельностью.

Во время гидравлического разрыва при контакте с вводимыми химическими реагентами возможно возникновение эффекта мобилизации присутствующих

в сланцевой зоне естественных загрязнителей, в частности, ртути, свинца или мышьяка. Другие токсические вещества могут образоваться в результате протекания различных биогеохимических реакций с применяемыми химическими реагентами в зоне воздействия [50].

Воды обратного притока также являются причиной загрязнения. В большинстве случаев эти воды, содержащие как исходные химикаты, используемые при гидроразрыве, так и вещества, вымытые из вмещающих пород, поступают в специальные наземные хранилища. В результате ЛОС, в число которых входят бензол, толуол, кумол, формальдегид, окись этилена и др., могут испаряться и поступать в атмосферный воздух.

Хранение и складирование реагентов должно осуществляться наиболее подходящим образом (безопасным для окружающей среды), в непосредственной близости к зоне скважин. Опыт США говорит о том, что разливы химических добавок на поверхности являются наиболее вероятными источниками загрязнения водных ресурсов [182]. По данным US EPA [214], основной причиной инцидентов, связанных с поверхностным разливом жидкости разрыва, возвратной воды или с «прорывами», являются неконтролируемые выбросы жидкости во время строительства или эксплуатации. US EPA также выявлен ряд потенциальных источников загрязнения водоносного горизонта путем попадания в него химических веществ, используемых в жидкости разрыва, возвратной воды или метана, других газов и летучих веществ, растворенных минералов или радиоактивных веществ естественного происхождения.

При использовании технологии гидравлического разрыва существует реальный риск проникновения в грунтовые водоносные пласты и загрязнения питьевой воды растворами, которые вводятся в ходе бурения.

В США появились сообщения о фактах загрязнения грунтовых вод в ходе добычи [56]. В мировой практике имеются различные сценарии загрязнения вод растворами, используемыми в процессе гидравлического разрыва. Они обобщаются следующим образом:

- При авариях на резервуарах и хвостохранилищах, расположенных на поверхности;
- При попадании растворов в зону бурения, которое проходит через водоносные горизонты (возможно только при несоответствующем техническим требованиям бурении);
- Разлив буровых растворов при бурении;
- Утечка или инциденты в результате работ на поверхности, например, утечка из трубопроводов для сточных вод, непрофессиональное обращение с аппаратурой или устаревшее оборудование;
- Утечка из-за некачественного бетонирования скважин;
- Разлив в результате обратной утечки (так называемый «flowback» поток)

буровых суспензий после гидрофраксинга;

- Утечка через геологические структуры в естественные или искусственным образом созданные трещины или фильтрационные пути. Этот случай упоминается как возможный при гидравлическом разрыве пласта, расположенного над сланцевой зоной, и ухода трещин в водоносные горизонты.

Кроме последних двух, все остальные сценарии возможны (в различной степени) и при конвенциональной добыче природного газа. В основном, кроме специфического разлива и инцидентов, особое внимание обращается на возможность проникновения промывочной жидкости или метана в водоносные горизонты, залегающие рядом с разрабатываемой сланцевой формацией.

Исходя из современных методов бурения и значительной глубины, на которой находятся сланцевые формации, для большинства скважин риск загрязнения вод невысок. В качестве примера (табл. 23) можно привести опыт Северной Америки, где 6 (из всего 8) месторождений газосодержащих сланцевых формаций расположены на глубине от 1000 до 4000 м, а водоносные горизонты, содержащую пригодную питьевую воду – на максимальной глубине не более 360 м.

Таблица 23. Расположение основных газоносных сланцевых формаций в Северной Америке [57]

Объект	Льюис и Манкос (Lewis & Mancos)	Вудфорд (Woodford)	Марселлус и Девониан (Devonian)	Фейетвилл и Вудфорд
Водоносные пласты	до 350 м	до 250 м	до 200 м	до 150 м
Непродуктивные пласты	350-1600	250-2100	200-1700	150-1500
Сланцевая формация	1600-1800	2100-2400	1700-1900	1500-2300
Объект	Хейнсвилл и Боссьер (Bossier)	Барнетт	Антрим (Antrim)	Нью Олбани (New Albany)
Водоносные пласты	до 200 м	до 360 м	до 200 м	до 250 м
Непродуктивные пласты	200-3200	360-2100	200-700	250-950
Сланцевая формация	3200-4000	2100-2800	700-900	950-1100

По мнению экспертов, в таких случаях нет оснований предполагать, что присутствуют факты загрязнения из-за гидрофраксинга более верхних водоносных горизонтов. Разумеется, есть и исключения – речь идет о двух местонахождении-

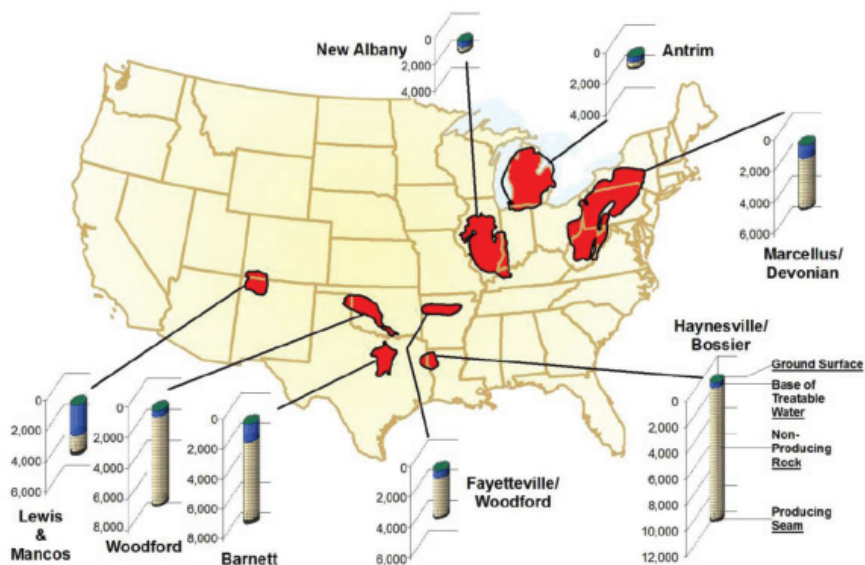


Рис. 24. Глубина залегания газоносных сланцев и подземных источников питьевых вод, м (по [25, 188])

ях (см. табл. 23), где расстояние между этими пластами составляет всего от 500 до 700 м. Поэтому геологические и гидрогеологические характеристики являются специфическими для каждого конкретного объекта, и экологический риск зависит именно от этих природных факторов [57].

В целом, применительно к США, водоносные горизонты питьевой воды находятся на значительном (не менее 100 м) расстоянии от залежей сланцев, за исключением плеев Антрим (Antrim) и Нью Олбани (New Albany) [25] (рис. 24).

Например, газосланцевые слои плея Марселлус, который распространяется от штата Нью-Йорк через Пенсильванию, Западную Вирджинию и по территории Огайо, залегают на глубинах 1 200-2 500 м. В то время как самые глубокие подземные источники питьевой воды в этом регионе залегают на глубине 250 м. В диапазоне между питьевыми водоносными горизонтами и газонасыщенными сланцами находятся несколько слоев непроницаемых пород, каждый из которых выступает в качестве барьера для вертикального распространения любых веществ, как газа, так и жидкостей [25].

В Европе глубина расположения газоносных слоев сланцевых плеев также неоднородна и зависит от геологических и гидрогеологических характеристик территории. При залегании газоносных сланцев на значительной глубине чаще

всего единственным направлением, в котором жидкость разрыва, либо газ, может мигрировать, является скважина, так как после ГРП в ней образуется зона низкого давления. Такая ситуация характерна, например, для Польши, где газоносные сланцы ордовика и силура залегают на глубинах 3000-4000 м (рис.25) [72].

Для Германии наличия в основном нетронутых геологических барьерных породах (без больших зон с нарушением проницаемости) минимального расстояния около 1000 м между поверхностью земли и перфорацией обсадной колонны (Frac-Position), по мнению экспертов [202], должно быть достаточно, чтобы избежать загрязнения подземных вод при ГРП.

В Северо-Немецкой низменности ввиду своей небольшой плотности пресная

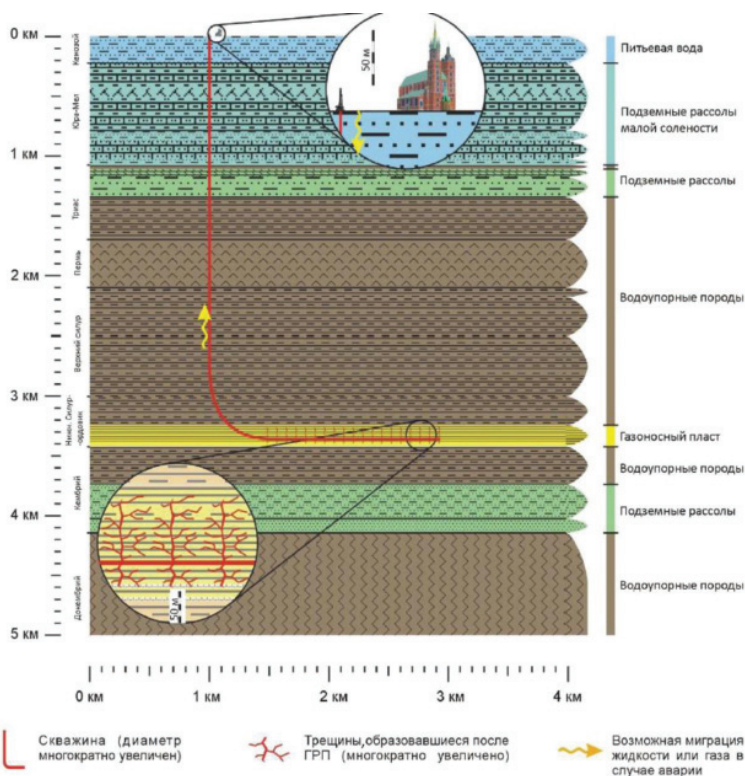


Рис. 25. Геологический разрез центрального Балтийского бассейна (Польша) с указанием количественного соотношения глубины бурения, мощности газоносного сланцевого и изолирующего пласта глубины до водоносных горизонтов [72]

вода залегает выше соленой воды, что не приводит к существенному смешиванию пресной и соленой воды. Этот достаточно известный феномен (Гибен-Херцбергский эффект) уже является предпосылкой для возможности использования грунтовой воды в северной Германии при добыче сланцевого газа, поскольку смеси флюидов и воды формации практически не могут смешиваться с поверхностными грунтовыми водами, ввиду большого содержания в них соли и связанной с этим высокой плотности, а могут распространяться, в основном, лишь внутри призмы соленой воды. Безопасность расстояния 1000 м обосновывается в [222] для следующих параметров: максимальной вертикальной высоты области распространения ГРП 500 м [223], максимального расстояния транспортировки жидкости 200 м. Самые верхние 300 м учитываются в качестве барьера и представляют собой мощный покрывающий пласт, природные свойства которого значительно снижают проницаемость (рис.26).

В качестве второго барьера наряду с самыми различными породами следует



Рис. 26. Обоснование безопасного проведения ГРП на глубине более 1000 м для Германии [138, 202]

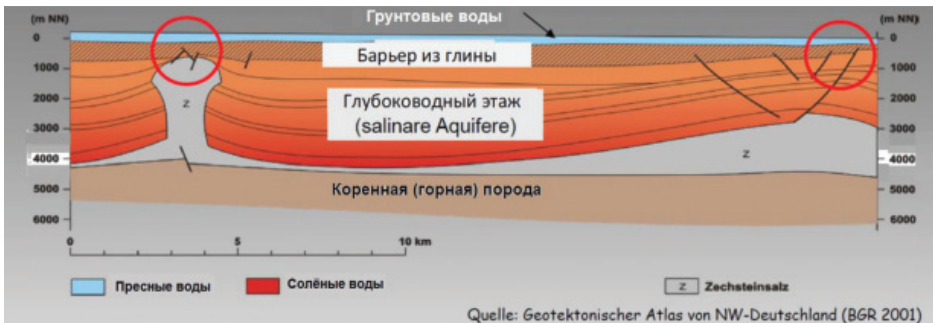


Рис. 27. Критические зоны возможного загрязнения поверхностных вод при ГРП купола и зоны разломов [202, 224]

рассматривать специфические гидрогеологические характеристики. Козиновски [224] указал, что в Северо-Германском бассейне существуют два разных этажа с четким разделением, они образуют гидравлический барьер так, что восхождение тяжелых вод в ненарушенной геологической среде практически невозможно. Загрязнение поверхностной пресной воды в связи с гидрогеологической ситуацией маловероятно.

Критическими зонами являются в большинстве случаев соляные купола и зоны разломов (рис. 27, 28).

На основании рассмотренных выше материалов, профессор Петер Райхетсе-

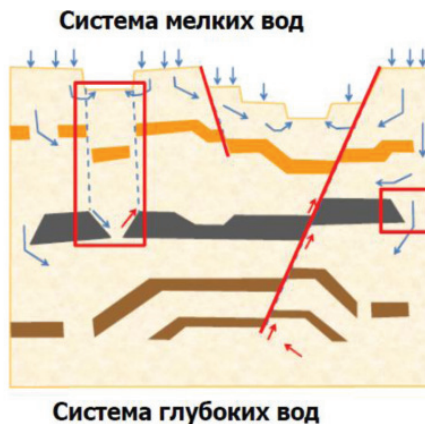


Рис. 28. Пути потенциального загрязнения водоносных горизонтов при ГРП [202, 225]

дер (Peter Reichetseder) в своем экспертном заключении [202] отмечает, что при обсуждаемых в настоящее время глубинах более 1000 м никакого прямого вреда для запасов приповерхностных подземных вод не ожидается.

В целом, возможные гидрологические аспекты потенциального воздействия добычи сланцевого газа рассматривает Федеральное ведомство по охране окружающей среды (UBA). По вопросу о допустимости мероприятий по ГРП в водоохранных зонах указывается: «Если риски для грунтовых вод в процессе гидравлического разрыва пласта внутри водоохранной зоны на глубине в несколько тысяч метров не могут быть исключены, представляется обоснованным распространить мероприятия по защите ресурсов питьевой воды не только в пределах водоохранной зоны до указанной глубины, но на соответствующие окружающие территории во всех направлениях, то есть и за пределами собственно границ охранный зоны. Другим недостатком действующих норм о защите природоохранных зон является отсутствие требований по защите окружающих эти зоны территорий» [221].

В Великобритании проблема с питьевой водой, забираемой из поверхностных источников (например, водохранилищ, озер, рек и т.д.) или из грунтовых вод (водоносные горизонты, куда добирается скважина) с точки зрения их загрязнения гораздо менее остра, чем для США. Необходимо отметить, что в США в районах добычи сланцевого газа водоснабжение происходит из частных скважин с минимальной степенью очистки и неполной обработкой воды, в то время как в Великобритании питьевая вода в 99% случаев поступает из централизованной водопроводной коммунальной сети с жестким контролем качества воды со стороны регулирующих органов и санитарных служб.

Около 1% населения Великобритании получает воду из частных источников водоснабжения, где она может не проходить минимальную обработку и проверку. Водопроводные сети частного водоснабжения являются особенно уязвимыми к загрязнению.

Загрязнение из имеющихся трещин, по мнению [193], не может быть значительным, поскольку длина трещины представляется относительно короткой по сравнению с глубиной скважины и мощностью перекрывающих пород. Вероятность попадания жидкости разрыва в подземные источники питьевой воды по трещинам не велика, поскольку имеется непроницаемый слой толщиной не менее 600 метров между источниками питьевой воды и продуктивной зоной [194]. Согласно [193], доля риска загрязнения подземных вод через трещины не является решающей и нет однозначных доказательств по поступлению химических веществ в локальные водоносные слои и грунтовые воды при проведении самого гидроразрыва. Основным фактором принятия решений по размещению буровых установок на территории Великобритании является наличие водоносных горизонтов.

Планирование и другие нормативные мероприятия по осуществлению экс-

плутационного контроля, в том числе по обеспечению высоконадежной герметичности скважин и экологической безопасности при выполнении надземных и подземных работ, призваны защитить водные источники от любых неблагоприятных воздействий, сопутствующих добыче сланцевого газа и связанной с ней деятельности. Однако угроза возникновения аварийных ситуаций и непредвиденных последствий требует разработки эффективных процедур административного характера и запланированных действий, которые надежно защитят от таких неожиданностей [193].

4.2. Возможные пути загрязнения окружающей среды отработанными (возвратными) водами

Как уже отмечалось, еще один аспект воздействия добычи сланцевого газа на поверхностные водоемы и почвы связан с выходом на поверхность жидкости обратного притока. После завершения ГРП вынесенная на земную поверхность отработанная вода состоит из закачанной жидкости разрыва и выносимой пластовой воды в разных компонентах смеси, при этом сначала преобладает доля жидкости разрыва. Из-за различных гидрогеохимических процессов отработанная жидкость помимо присадок в жидкость разрыва и компонентов пластовых вод может также содержать целый ряд других веществ, как, например, растворимые продукты (соли), мобилизованные углеводороды, продукты трансформации и расщепления использованных присадок, мобилизованные частицы твердых веществ, бактерии, а также газы (среди прочего и сероводород) (рис.29).

После анализа фрекинга в скважине Damme 3 можно сделать выводы о том,

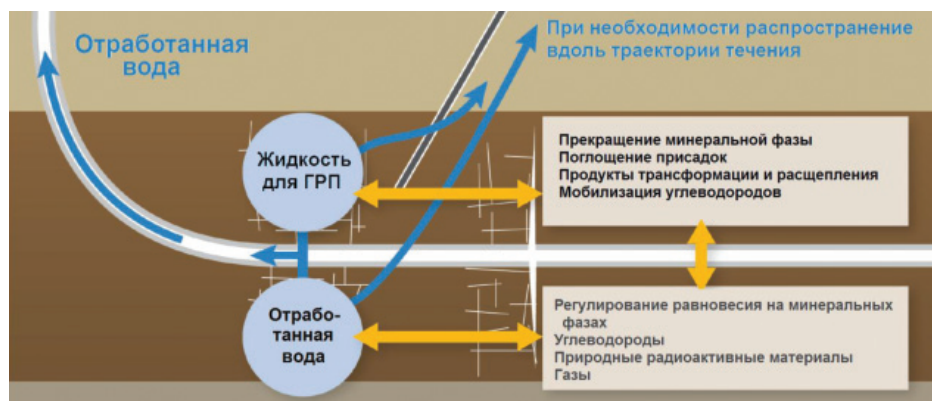


Рис. 29. Состав отработанной воды в виде смеси из жидкости для гидравлического разрыва и пластовых вод в сочетании с меняющимися свойствами гидрогеохимическими процессами [216]

что только 8% впрыскиваемой жидкости для гидравлического разрыва вновь выходит на земную поверхность с отработанной водой [217]. Даже если при длительном режиме перекачки следует рассчитывать на более высокую долю выходящей на поверхность жидкости, нужно исходить из того, что существенная доля прирастков к жидкости разрыва останется в почве [216].

При этом, как отмечается в экспертном заключении [196], возможны проливы этой жидкости при перекачке или при транспортировке по трубопроводам, что влечет за собой загрязнение почвы или поверхностных водоемов.

Жидкость обратного притока содержит большой набор органических и неорганических веществ (табл. 24), многие из которых обладают токсичностью или мутагенным действием.

Таблица 24. Компонентный состав жидкости обратного притока после гидравлического разрыва сланцевой породы (по данным [54])

Измеряемый параметр	Число образцов, взятых для анализа	Количество анализов	Результаты анализов – значение измерений			Единица измерения
			Мин.	Среднее	Макс.	
рН	56	56	1	6,2	8	ст. ед.
Цветность	3	3	200	1000	1250	PCU
БПК	29	28	3	274,5	4450	мг/л
ХПК	29	29	1480	5500	31900	мг/л
Взвешенные вещества (сумма)	29	29	30,6	146	1910	мг/л
Растворенные твердые вещества (сумма)	58	58	1530	93200	337000	мг/л
Общий азот	1	1	13,4	13,4	13,4	мг/л
Общий азот (Kjeldahl)	25	25	37,5	122	585	мг/л
Органические вещества						
Суммарный органический углерод	23	23	69,2	449	1080	мг/л
1.4-Дихлорбутан	1	1	198	198	198	мкг/л
2.4.6-Трибромфенол	1	1	101	101	101	мкг/л
2-Фторбифенил	1	1	71	71	71	мкг/л
2-Фторфенол	1	1	72,3	72,3	72,3	мкг/л
4-Нитрохинолин-1-оксид	24	24	1422	13908	48336	мг/л

Измеряемый параметр	Число образцов, взятых для анализа	Количество анализов	Результаты анализов – значение измерений			Единица измерения
			Мин.	Среднее	Макс.	
4-Терфенил	1	1	44,8	44,8	44,8	мкг/л
Ацетон	3	1	681	681	681	мкг/л
Бис(2-этилгексил) фталат	23	2	10,3	15,9	21,5	мкг/л
Бромформ	29	2	34,8	36,65	38,5	мкг/л
Бензол	29	14	15,7	479,5	1950	мкг/л
Хлордибромметан	29	2	3,28	3,67	4,06	мкг/л
Дихлорбромметан	29	1	2,24	2,24	2,24	мкг/л
Этилбензол	29	14	3,3	53,6	164	мкг/л
Бромистый метил	29	1	2,04	2,04	2,04	мкг/л
Хлористый метил	29	1	15,6	15,6	15,6	мкг/л
Тетрахлорэтилен	29	1	5,01	5,01	5,01	мкг/л
Фенол	23	1	459	459	459	мкг/л
Группа фенолов	25	5	0,05	0,191	0,44	мг/л
Нафталин	26	1	11,3	11,3	11,3	мкг/л
о-Терфенил	1	1	91,9	91,9	91,9	мкг/л
Толуол	29	15	2,3	833	3190	мкг/л
Ксилолы	22	14	16	487	2670	мкг/л
Нефтяные углеводороды и жиры	25	9	5	17	1470	мг/л
Поверхностно-активные вещества	3	3	0,2	0,22	0,61	мг/л
Неорганические вещества и химические элементы						
Алюминий	29	3	0,08	0,09	1,2	мг/л
Сурьма	29	1	0,26	0,26	0,26	мг/л
Мышьяк	29	2	0,09	0,1065	0,123	мг/л
Барий	34	34	0,553	661,5	15700	мг/л
Бор	26	9	0,539	2,06	26,8	мг/л
Кадмий	29	5	0,009	0,032	1,2	мг/л

Измеряемый параметр	Число образцов, взятых для анализа	Количество анализов	Результаты анализов – значение измерений			Единица измерения
			Мин.	Среднее	Макс.	
Кальций	55	52	29,9	5198	34000	мг/л
Железо	58	34	0	47,9	810	мг/л
Свинец	29	2	0,02	0,24	0,46	мг/л
Литий	25	4	34,4	55,75	161	мг/л
Магний	58	46	9	563	3190	мг/л
Марганец	29	15	0,292	2,18	14,5	мг/л
Хром	29	3	0,122	5	5,9	мг/л
Кобальт	25	4	0,03	0,3975	0,58	мг/л
Медь	29	4	0,01	0,035	0,157	мг/л
Фосфор	3	3	0,89	1,85	4,46	мг/л
Калий	31	13	59	206	7810	мг/л
Селен	29	1	0,058	0,058	0,058	мг/л
Серебро	29	3	0,129	0,204	6,3	мг/л
Натрий	31	28	83,1	19650	96700	мг/л
Стронций	30	27	0,501	821	5841	мг/л
Таллий	29	1	0,1	0,1	0,1	мг/л
Титан	25	1	0,06	0,06	0,06	мг/л
Молибден	25	3	0,16	0,72	1,08	мг/л
Никель	29	6	0,01	0,0465	0,137	мг/л
Цинк	29	6	0,028	0,048	0,09	мг/л
Хлориды	58	58	287	56900	228000	мг/л
Бромиды	6	6	11,3	616	3070	мг/л
Фториды	4	2	5,23	392,615	780	мг/л
Бикарбонаты	24	24	0	564,5	1708	мг/л
Цианиды	7	2	0,006	0,0125	0,019	мг/л
Сульфаты	58	45	0	3	1270	мг/л
Сульфиды	3	1	29,5	29,5	29,5	мг/л
Сульфиты	3	3	2,56	64	64	мг/л

Измеряемый параметр	Число образцов, взятых для анализа	Количество анализов	Результаты анализов – значение измерений			Единица измерения
			Мин.	Среднее	Макс.	
Карбонат кальция	31	9	4,9	91	117	мг/л
Аммиак	28	25	12,4	58,1	382	мг/л
Радиоактивные вещества						
Суммарная альфа-активность	8	8	22,41		18950	пКи/л
Суммарная бета-активность	8	8	62		7445	пКи/л
Радий-226	3	3	2,58		33	пКи/л
Радий-228	3	3	1,15		18,41	пКи/л

Как следует из табл. 24, добыча сланцевого газа может приводить к загрязнению почвы и питьевых грунтовых вод толуолом, бензолом, этилбензолом, мышьяком и др., всего химические смеси могут содержать до 85 наименований токсичных веществ.

Из опыта известно, что приблизительно от 20 до 50% объема воды, используемого для гидравлического разрыва, возвращается обратно на поверхность. Согласно другим источникам, на поверхность возвращается между 9 и 35% [49]. Время, в течение которого происходит обратный выброс («flowback» поток), составляет порядка две-три недели после гидравлического разрыва [58].

Флюидная смесь впрыскивается в геологические образования под высоким давлением. После ослабления напряжения смесь из ударной жидкости, метана, различных веществ и дополнительной воды в залежах поступает на поверхность. Но прежде, чем ее вводить повторно, она подлежит обработке с целью дегазации, удаления солей, обеззараживания, добавления воды и химических реагентов [60]. Таким образом, в действительности порядка 20-40% отработанной воды подлежит повторному использованию.

Вода, которая не подлежит дальнейшему использованию, зачастую хранится в открытых или, реже, закрытых резервуарах и бассейнах. В этой воде содержится большая гамма органических и неорганических компонентов и, как правило, она отличается более высокой радиоактивностью. Эта вода в обязательном порядке должна очищаться с помощью различных методов, представленных ниже. После того, как она будет отвечать необходимым показателям, ее можно использовать и/или отвести в соответствующий водоприемник [56].

Хранение жидкостей разрыва и возвратной воды на территории площадки может привести к потенциальному улетучиванию метана и других химических веществ из воды. При хранении жидкостей разрыва и возвратной воды существует риск их проникновения в рядом расположенные поверхностные водоемы или в почву и приповерхностные грунтовые воды. Такое просачивание, при отсутствии планов аварийного реагирования, может потенциально влиять на качество питьевой воды (US EPA 2012) [214].

В мировой практике есть много примеров загрязнения поверхностных и грунтовых вод метаном при добыче газа из сланцевых формаций. Опыт Северной Америки показывает следующее.

Округ Гарфилд, Колорадо. В течение периода январь 2003 года – март 2008 года было зарегистрировано 1549 разливов [58]. 20% разливов привело к загрязнению вод. Важно отметить, что с течением времени число разливов увеличивается. Например, если в округе Гарфилд в 2003 году было зарегистрировано 5 разливов, то в 2007 году их уже было 55. Последующее исследование загрязнений грунтовых вод показало, что «наблюдается временная тенденция увеличения содержания метана в пробах грунтовых вод в последние 7 лет, что совпадает с увеличением количества бурений на газовом месторождении Мамм Крик (Mamm Creek). Значения метана в грунтовых водах до бурения, установленные в естественной среде, составляли менее 1 м.д., кроме случаев биогенного газа, который встречается на дне водоемов и рек. Изотопный состав метана показывает, что в значительной мере он имеет термогенный характер. Вместе с возрастанием концентрации метана устанавливается также увеличение содержания в грунтовых водах хлорида, что соотносится с количеством бурений в поисках газа» [61]. Существует очевидное совпадение по времени и месту: уровень метана более высокий в районах с большей густотой скважин, и с их увеличением содержание метана повышается.

Подходы к управлению отработанными водами, образовавшимися при добыче сланцевого газа. На рис. 30 показан типичный химический состав таких отработанных сточных вод как следствие эксплуатации различных сланцевых формаций в Северной Америке.

В табл. 25 представлены средние значения различных параметров «flowback» вод на трех сланцевых формациях в Северной Америке.

Обнаруживаются значительные различия в отношении концентрации различных веществ, которые, очевидно, колеблются в зависимости от сланцевой формации, и трудно предсказать состав отработанных вод («flowback») после гидрофраккинга. Зачастую концентрация хлоридов в этих водах в 4 раза превышает показатели, характерные для морской воды.

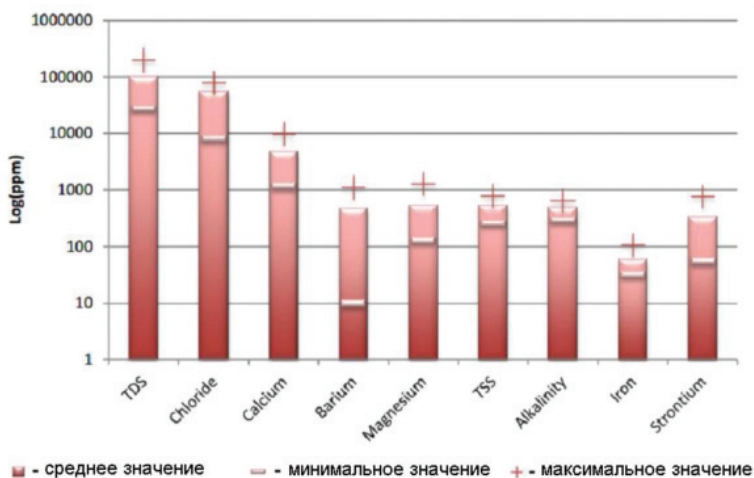


Рис. 30. Химические параметры отработанных вод после гидрофраксинга [68]

Таблица 25. Средние значения различных химических параметров в отработанных водах после гидрофраксинга («flowback») для различных сланцевых формаций в Северной Америке [69]

Компонент	Сланцевые формации		
	Фейетвилл	Марселлус	Барнетт
Na, мг/л	5362,6	24445,0	12453,0
Mg, мг/л	77,3	263,1	253,0
Ca, мг/л	256,3	2921,0	2242,0
Sr, мг/л	21,0	347,0	357,0
Ba, мг/л	0,8	679,0	42,0
Mn, мг/л	0,5	3,9	44,0
Fe, мг/л	27,6	25,5	33,0
SO ₄ , мг/л	149,4	9,1	60,0
HCO ₃ , мг/л	1281,4	261,4	289,0
Cl, мг/л	8042,3	43578,4	23797,5
ОВЧ (TSS), г/л	1,9	5,3	2,8
ОРЧ (TDS), мг/л	15,219	72,533	39,570

В ряде случаев (например, Марселлус – США) встречается также низкий уровень, но все же значительно выше нормы, для радия 226, а также других естественных изотопов – калия 40 и радия 228. Наличие других органических веществ объясняется как добавками, необходимыми для гидрофракинга, так и естественно присутствующими веществами в зоне воздействия.

Для этих вод характерно высокое общее содержание растворенных частиц (TDS), ввиду чего стандартные методы и технологии очистки являются неприемлемыми [68]. Основные рекомендации по утилизации отработанной жидкости представлены в табл. 26.

Таблица 26. Рекомендации по утилизации отработанной в процессе ГРП жидкости (согласно данным компании Schlumberger)

Жидкости и присадки, применяемые при ГРП	Рекомендации по утилизации
Пенообразующий агент F104 Ингибитор коррозии A186 Органическая кислота L36 Хелатирующий агент Вспомогательное вещество деэмульгатора J318 Деэмульгатор J218 Биоцид B69 Полимерная суспензия J877 для природного сланцевого газа	Захоронение опасных отходов
Водный гелеобразующий агент J424	Полигон для опасных отходов, сжигание или санитарные полигоны в некоторых юрисдикциях
Хлорид калия M117	Полигон для опасных отходов, возможны некоторые санитарные полигоны
Присадка J473 для метана угленосных формаций	Сжигание, закачка в скважины для захоронения отходов или другие приемлемые местным законодательством методы
Боратный сшиватель J532	Закачка в скважины для захоронения отходов, для небольших количеств – канализация
Гелеобразующий агент U28	Канализация для нейтрализованного материала

Новой тенденцией является увеличение числа «чистых» добавок в флюидной суспензии. Речь идет о так называемых «зеленых» добавках, то есть об

использовании веществ, которые гораздо легче биологически разлагаются и не считаются биоаккумулирующими. В качестве примера можно привести программу компании Chesapeake. Утверждается, что благодаря ей нет необходимости в 25% добавок, применяемых в флюидах для гидрофракинга.

В последнее время характерной особенностью при очистке сточных вод, полученных после гидрофракинга, является использование мобильных очистных систем. В них интегрированы различные очистные сооружения на модульном принципе. Они обслуживают одну или группу скважин, расположенных вблизи одна от другой [71].

Хотя технологические процессы ГРП, производимых на комплексах Барнетт и Марселлус, в целом аналогичны, процессы утилизации полученной отработанной воды кардинально различаются. В штате Техас буровые компании, работающие на сланцевом комплексе, могут закачивать отработанную воду в сбросовые скважины класса II (для закачки отработанной воды, полученной в ходе добычи нефти и газа), тысячи из которых расположены как на самом комплексе Барнетт, так и вблизи него. В штате Пенсильвания скважин класса II очень мало. В штате Нью-Йорк сбросовых скважин вообще нет. Малое количество сбросовых скважин вынудило компании, осуществляющие ГРП на комплексе Марселлус, искать иные пути утилизации отработанной воды, извлекаемой из скважин и не подлежащей повторному использованию.

В экспертном заключении [35] рассматривался *опыт Болгарии* в управлении сточными водами при конвенциональной добыче природного газа. Этот опыт основывается на многолетней добыче природного газа в Северной Болгарии. Экологические проблемы тут в основном связываются с так называемыми промывочными жидкостями, которые используются при бурении и являются идентичными тем, что используются на буровых работах по добыче газа из сланцевых формаций. В большинстве случаев эти суспензии содержат различные загрязнители, значения которых превышают значения для воды в поверхностных водоемах. Они готовятся в соответствии с конкретными процессами бурения на данном горизонте на базе предварительных данных относительно состава и свойств земных пластов. Механическое перемешивание необходимых компонентов промывочной жидкости осуществляется в смесителе подготовки промывочной жидкости и в резервуарах для промывочной жидкости [35].

При бурении промывочная жидкость используется многократно. Применение техники группового бурения является практикой, которая вместо бурения одной скважины от начала до конца с последующим перемещением буровой установки на следующую групповую буровую площадку позволяет проводить групповое бурение в одноименных разрезах. При групповом бурении значительно уменьшается количество промывочной жидкости и, соответственно, сокращается количество используемых химических веществ и смесей. Одна и та же промывоч-

ная жидкость используется не для одной скважины, а для всей группы скважин на соответствующей площадке.

4.3. Загрязнение поверхностных и подземных вод метаном в результате использования технологии ГРП

Группа геохимиков из Университета Дьюка под руководством доктора Стивена Осборна (Stephen G. Osborn) исследовала качество питьевой воды в 68 частных колодцах в районе месторождения Марселлус (штат Пенсильвания) и месторождения Ютика (штат Нью-Йорк), где добывают сланцевый газ. Ученые обнаружили в воде повышенную концентрацию метана [46]. Формально содержание этого газа в питьевой воде никак не регламентируется законом, хотя в больших концентрациях метан представляет опасность.

Осборн и его коллеги показали, что в воде 85% колодцев, которые находились в радиусе до одного километра от месторождений, содержание метана было в среднем в 17 раз выше по сравнению с колодцами, расположенными дальше одного километра от мест добычи. «В радиусе до одного километра от мест добычи сланцевого газа концентрации метана в колодцах достигали от 19 до 64 миллиграммов на литр. А за пределами одного километра метана в воде было значительно меньше: в среднем, 1 миллиграмм на литр», – пишут ученые в статье, опубликованной в журнале PNAS [46].

Правда, по словам Осборна, пока сложно сказать, как метан попал в грунтовые воды. Скорее всего, он проник туда из нижележащих слоев через трещины, которые образовались во время гидравлического разрыва сланцевых пород.

NYSDEC в анализе потенциального воздействия буровых работ, связанных с добычей природного газа, на водные ресурсы г. Нью-Йорк за 2009 год была отмечена возможность миграции воды, используемой для ГРП, из нижних газоносных слоев, расположенных на глубине более 5 000 фт, в верхние водоносные горизонты, расположенные на глубине менее 500 фт [72].

Эн Дейвис Вогэн и Дейвид Парселл в исследовании «Атака ГРП. Риски, домыслы и финансовая реальность технологии ГРП на сланцевых комплексах» (компания Reservoir Research Partners, компания Tudor, Pickering, Holt & Co.) [183] показали, что загрязнение источников водоснабжения так называемым блуждающим газом гораздо чаще происходит из-за недочетов при проектировании и строительстве скважин, в результате протечек накопительных водоемов с отработанной после ГРП водой, разливов остатков, используемых при бурении, нежели вследствие ГРП. В отчете Манхэттенского института политических исследований отмечалось, что экологические соображения, возникающие в связи с ГРП, ни в коем случае не ставят под сомнение безопасность этого технологического процесса. В действительности указанные проблемы возникают вследствие техно-

логических причин: неверно выбранных технологий бурения, крепления скважины обсадными трубами, а также неправильного состава цементного раствора [72].

Целостность скважин является хронической и нерешенной проблемой всех скважин, главным образом тех, где под землей дробится скала под огромным давлением до 300 атмосфер (100 МПа), и наклонных скважин [152, 157, 167]. Отраслевые исследования показывают, что 5-7% всех новых нефтяных и газовых скважин негерметичны, а со временем процент негерметичных скважин увеличивается до 30 или даже 50% [152].

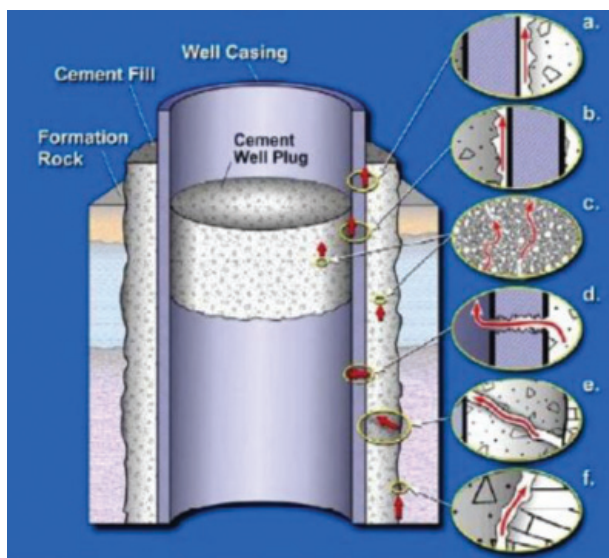
Согласно отчетам, в пробах 1609 скважин в 2010 году утечка происходила в 11 из них (0,7%). В 2012 году в пробах 1014 скважин утечки происходили в 67 из них (6,6%). Однако надо подчеркнуть, что речь идет об утечке прямо в скважине, а не о случаях, когда метан находит дорогу через подземные разломы и вырывается за несколько десятков, а то и сотен метров от места расположения скважины. В основном, речь идет об утечке сразу же после окончания бурения скважины. Бетон стареет, сталь ржавеет, земная кора двигается. Согласно исследованию Мексиканского залива и внутренней информации фирмы Schlumberger комбинация времени и геологических закономерностей неутешительна: в течение 16 лет утечка происходит в 60% случаев [167].

Здесь необходимо подчеркнуть, что статистика фирмы Schlumberger указывает на опыт скважин на внешней стороне континентального шельфа, следовательно, в море, около 300 м от побережья. Что же касается негерметичности скважин из-за старения в экстремальной морской среде, то ее нельзя сравнивать с условиями менее агрессивной среды на суше. Поразительным образом, как указано ниже, статистика одинакова (мин. 50% старых скважин негерметичны, как на суше, так и на море). У новых скважин статистические данные в обоих видах среды (море с конвенционными скважинами и суша с ГРП) почти одинаковы. Экстремальное давление метода ГРП оказывает действительно большое влияние на целостность скважины [152].

Ситуация с негерметичными скважинами в Альберте, Канада, такая же. На основании отраслевых отчетов самих горнопромышленников (независимые аудиты указывают еще большие числа) примерно 5% из 300 000 скважин для добычи нефти и газа в Альберте негерметичны [152]. Однако в 2009 году исследование местных ученых Стефана Баху и Терезы Ватсон обнаружило, что до 60% так называемых «наклонных скважин» со временем становятся негерметичными. Они указывают, что высокое давление разрыва увеличивает потенциал создания путей в другие скважины, атмосферу или подземные воды [167].

В результате указанных выше недочетов и дефектов скважины, доходящие до неглубоких газовых залежей, пропускают в прискважинную зону содержащийся в них газ, который попадает в грунтовые воды (рис. 31).

В ходе исследования «Нормативно-правовое природоохранное регулирование



Source: Alberta Energy Utilities Board.

Рис. 31. Основные пути миграции (утечки) газов из скважины [167]

деятельности по разработке залежей сланцевого газа с учетом реальных фактов», проведенного Энергетическим институтом Университета Техаса [182], обнаружилось, что многие проблемы, приписываемые ГРП, связаны с технологическим процессом бурения нефтяных и газовых скважин вообще, например, с ненадлежащим цементированием бурильной колонны.

Данные других экспертов, приведенные, в частности, в заключении А.А. Соловьянова и В.В. Тетельмина [196], свидетельствуют о большем влиянии добычи сланцевого газа на содержание метана в почве и подпочвенных водах. Отмечается, что разрушение геологических структур при гидроразрыве позволяет мигрировать по трещинам высвобожденному сланцевому газу (метану, этану, пропану и др.), а также химическим веществам, которые были компонентами жидкости гидроразрыва. При глубоком залегании сланцевых пластов вероятность достижения остатками жидкости гидроразрыва поверхности Земли невелика, однако при неглубоком залегании пластов эта вероятность возрастает. В то же время относительно инертные газообразные компоненты сланцевого газа, которые слабо взаимодействуют с минералами земной коры, могут достичь подпочвенных вод и даже выйти на поверхность Земли.

В настоящий момент наиболее изученными оказались подпочвенные воды

осадочных пород, расположенные над месторождением Марселлус (Северо-Восточная Пенсильвания), и подпочвенные воды осадочных пород, расположенные над месторождением Ютика (штат Нью-Йорк). Пробы воды на содержание метана и других веществ брали из 68 скважин питьевого водоснабжения, глубина которых варьировала от 36 до 90 метров.

В ходе исследования водных источников, находящихся на территории месторождения Марселлус и Ютика в Северо-Восточной Пенсильвании и северной части Нью-Йорка, наличие в них метана подтверждается. В районах активной добычи газа обнаруживаются средние значения концентрации метана в колодцах с питьевой водой – порядка 19,2 мг/л, но с максимумом до 64 мг/л. Замеренные количества метана представляют потенциальную опасность из-за риска взрыва. Концентрация метана в соседних регионах с подобным геологическим строением, где газ не добывается, составляет всего 1,1 мг/л [46].

Имели место инциденты (взрыв дома), связанные с проникновением метана в систему водоснабжения здания вследствие работ по бурению. В докладе Агентства по природным ресурсам речь идет о трех факторах, которые привели к подобным случаям:

- 1) некачественное бетонирование производственной облицовки скважины;
- 2) решение применить гидравлический разрыв в скважине без устранения проблемы, связанной с некачественным бетонированием облицовки;
- 3) 31-дневный период после разлива, в ходе которого пространство между поверхностью и облицовкой было почти полностью закрытым [56].

В большинстве случаев можно установить загрязнение воды метаном и хлоридом, в то время как проникновение бензина, либо других жидкостей редко удастся доказать. Но, несмотря на это, пробы, взятые US EPA в 2009 году в колодцах с питьевой водой в Вайоминге, показывают наличие химикалий, которые широко используются для гидравлического разрыва. Среди загрязнителей было обнаружено и такое вещество, как 2-бутоксизтанол (2-BE), установлены также метан и другие органические вещества [39].

На рис. 32 представлена концентрация метана в грунтовых водах в районе различных месторождений в США, где добыча осуществляется активно, либо уже прекращена, с учетом различных расстояний от газовой скважины.

Большинство инцидентов, как уже отмечалось, связаны преимущественно с неправильным обращением с оборудованием со стороны неквалифицированного персонала при несоблюдении требований безопасности. В мировой практике есть много примеров таких инцидентов и аварий в ходе разведки и добычи неконвенциональных источников природного газа. В преобладающей части случаев инциденты произошли при стандартных буровых и транспортных работах, типичных и для конвенциональной добычи нефти и газа.

Полученные данные также показывают, что вблизи газовых скважин в райо-

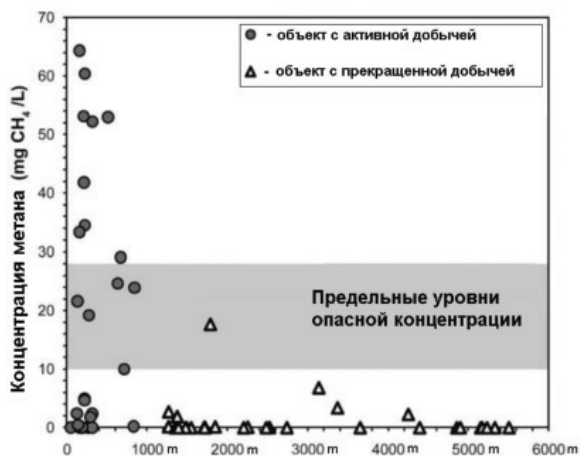


Рис. 32. Значения концентрации метана в грунтовых водах при различном расстоянии от газовых скважин [46]

нах активной добычи сланцевого газа концентрация метана в подпочвенных водах значительно выше, чем в районах, где нет деятельности по бурению и ГРП (табл. 27).

Таблица 27. Влияние добычи сланцевого газа на месторождения Марселлус и Ютика на содержание метана в подпочвенных водах [219]

Система подпочвенных вод (количество проб)	Концентрация метана, мг/л	$\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$
Район Катскилл (Catskill) (5) – активная добыча не ведется	1,9	-52,5
Район активной добычи – Catskill (13)	26,8	-33,5
Район Дженеси (Genesee) (8) – активная добыча не ведется	1,5	-57,5
Район активной добычи – Genesee (1)	0,3	-34,1
Район активной добычи – Локхейвен (Lockhaven) (7)	50,4	-40,7
В целом, районы активной добычи (21)	19,2	-37
В целом, районы, где активная добыча не ведется (13)	1,1	-54

Исследование изотопного состава метана $d^{13}C-CH_4$ показало, что он отличается для активной и неактивной зоны, что указывает на различные источники его происхождения. В неактивной зоне он преимущественно биогенного происхождения, а в активной зоне добычи – термогенного, то есть характерен для метана сланцевого месторождения. Помимо метана в подпочвенных водах были обнаружены также этан, пропан и другие углеводороды, которые не могут иметь биогенную природу.

В работе [220] объектом интереса были скважины питьевого водоснабжения городских поселений округов Брэдфорд, Лакаванна, Салливан, Саскуэханна, Уэйн и Вайоминг в пределах Аппалачского плато (Северо-Восточная Пенсильвания), под которым расположены пласты месторождения Марселлус. В 141 скважине глубиной 60-90 метров было измерено содержание метана, этана и пропана. Метан был обнаружен в 115 скважинах, то есть в 82% источников водоснабжения. В скважинах питьевой воды, которые находились на расстоянии менее 1 км от пробуренных газовых скважин (59 из 141), концентрация метана была в 6 раз выше, чем в скважинах питьевой воды, которые находились на значительно большем расстоянии от газовых скважин.

Анализ на содержание этана проводился в 133 скважинах питьевой воды, и этан был обнаружен в 40 источниках водоснабжения (30%). При расстоянии скважин питьевой воды от газовых скважин менее 1 км концентрация этана была в 23 раза выше, чем в удаленных скважинах питьевой воды (0,18 мг/л по сравнению с 0,08 мг/л). В некоторых скважинах питьевой воды концентрация этана достигала 0,5 мг/л. Помимо метана и этана в источниках водоснабжения был обнаружен также пропан (в 10 скважинах из 133). Дополнительным свидетельством того, что загрязнение питьевой воды было обусловлено сланцевым газом из месторождения Марселлус, а не биогенным метаном, являлась углеродная изотопическая подпись. Загрязнение подземных горизонтов может происходить не только углеводородами сланцевого газа, но и другими веществами, содержащимися, в частности, в жидкости гидроразрыва [196].

4.4. Химические добавки, используемые при ГРП

В общественной дискуссии о возможном воздействии ГРП на окружающую среду и здоровье человека самым важным моментом является вопрос о химических добавках, входящих в жидкость разрыва.

Закачка воды в конкретный отрезок скважины (около 10 м) несет функцию гидравлического молота. Диапазон зоны развития трещин составляет 50-100 м максимум по вертикали и 200 м по горизонтали. В связи с ограниченностью зоны развития трещин процесс ГРП необходимо последовательно повторять вновь вдоль горизонтального отрезка скважины. Трещины образуют паутину микро-

скопических путей миграции газа в скважину, через которую он выходит на поверхность.

Чтобы после окончания закачки и снижения давления трещины не сомкнулись, преграждая путь газу, в воду добавляется достаточно большое количество специального мелкозернистого песка или проппанта. Шахты по добыче песка для проппанта появляются по всей территории США, также оказывая влияние на окружающую среду через потребление воды, загрязнение воздуха, ухудшение здоровья, связанные с добычей кварца.

В качестве наполнителя применяют также стеклянные шарики, зерна боксита, скорлупу грецкого ореха, пропаннат и др. Проппант состоит из керамического материала, имеющего в своем составе 71% Al_2O_3 и 29% Fe_2O_3 . Размер зерен от 0,4 до 4 мм.

В пластах с проницаемостью 0,01-0,05 мкм² длина закрепленной трещины составляет 40-60 м. При проницаемости пласта 0,001 мкм² оптимальная длина закрепленной трещины равна 100-200 м, объем закачки проппанта 100-200 т.

Для ввода в промышленную разработку газовых залежей с коллекторами низкой проницаемости менее 10⁻⁴ мкм² применяют технологию массивованного ГРП. В этом случае образуются трещины длиной около 1000 м с закачкой жидкостей до тысяч кубометров жидкости и тысяч тонн пропанната.

Одна обычная нефтяная и газовая скважина требуют в среднем 300 тыс. фунтов проппанта, при ГРП угольных пластов – от 75 тыс. до 320 тыс. фунтов проппанта, а одна скважина по добыче сланцевого газа – до 4 млн фунтов проппанта и более.

Место образования трещин в пласте определяется введением в жидкость на завершающем этапе песка, активированного радиоактивными изотопами. Сравнивая результаты гамма-каротажа до и после ГРП, определяют место нахождения активированного песка [196].

Жидкости для ГРП подбираются на водной, углеводородной или смешанной основе. Жидкости на водной основе представляют собой смесь воды и кислоты. Для увеличения песконесущей способности в жидкость добавляют загущающие агенты. Жидкости смешанные (эмульсионные) приготавливают из нефти и воды либо кислоты.

При ГРП предпочтение отдается жидкостям разрыва, которые растворимы в пластовых жидкостях, их вязкость должна быть стабильной. К загустителям относятся компоненты, имеющие крахмальную основу, полиакриламид, ССБ, карбоксиметилцеллюлозу.

Гелеобразующие агенты (например, гуаровая камедь) позволяют удерживать песок во взвешенном состоянии, вязкость жидкости разрыва при повышении температуры с глубиной позволяет сохранить дополнительный реагент, например, соль борной кислоты. Добавление веществ, обращающих реакцию гелеобра-

зования и восстановления жидкого агрегатного состояния (например, персульфат аммония), позволяет улучшить отхождение газа. Кроме того, в жидкость разрыва добавляют бактерициды (биоциды, такие как глутаральдегид), и, иногда, раствор соляной кислоты (15% HCl) для удаления фрагментов известняка, если они присутствуют в пласте. Также добавляются антикоррозионные средства (например, диметилформамид) и вещества, предотвращающие образование твердых отложений в обсадной колонне или в трещинах пласта, которые бы могли блокировать миграцию газа (например, этиленгликоль). Кроме того, может быть увеличена соленость воды (например, хлорид калия), чтобы препятствовать набуханию глин в сланцах.

Все вышеописанные химические добавки составляют примерно от 0,5 до 1% общего объема жидкости разрыва (примерно 5-50 м³ на ГРП). Канадское общество добычи неконвенциональных ресурсов дает следующий типичный состав флюидной смеси, используемой для гидрофраксинга [215]: вода и песок – 99,51%, химические реагенты – 0,49% (минеральные кислоты – 0,123%, вещества для уменьшения трения – 0,088%, вспомогательные активные вещества – 0,085%, KCl – 0,06%, агент-гель – 0,056%, регулятор pH – 0,021%, комплексообразователь – 0,007%, регулятор концентрации Fe – 0,004%, коррозионный ингибитор – 0,002%, биоцид – 0,001%).

Примерный состав используемой флюидной смеси при добыче газа месторождения Фейетвилл (США) в 2008 году представлен на рис. 33.

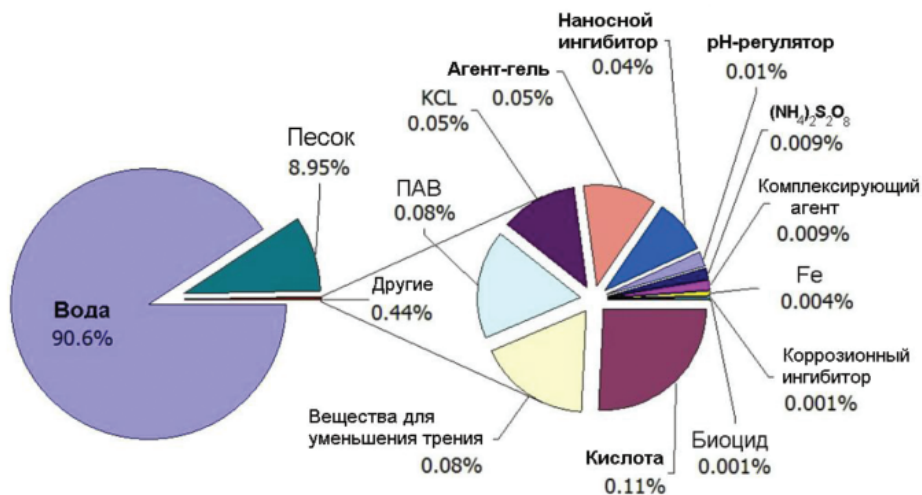


Рис. 33. Состав флюидной смеси, используемой для гидрофраксинга на месторождении Фейетвилл [55]

Перечень основных химических добавок и их функции представлены в таблице 28. Не все добавки используются одновременно, обычно добавляется несколько конкретных веществ, в зависимости от особенностей породы.

В течение нескольких часов после разрыва в среднем около 20-30% (в зависимости от месторождения этот показатель может составлять 10-60%) объема закачанной жидкости (1000-5000 м³) возвращается скважиной на поверхность. Помимо разбавленных жидких химических добавок, раствор содержит взвесь и обломки горных пород, вымытых из сланцевого пласта. Кроме того, после ГРП жидкость разрыва имеет большую соленость, чем перед закачкой в пласт, благодаря взаимодействию с природными подземными рассолами.

Таблица 28. Основные химические добавки, используемые при ГРП и их функции (по данным [57, 58, 180])

Тип	Основное вещество	Цель применения в ГРП	Основное применение
Проппант	Кварцевый песок	Удерживает трещину в открытом состоянии	Фильтрация питьевой воды, строительство
Разбавленная соляная кислота (15%)	HCl	Растворяет некоторые минералы и инициирует трещины в горных породах	Чистящее и дезинфицирующее средство в плавательных бассейнах
Биоциды	Глютеральдегид	Устраняет бактерии, которые вызывают коррозию	Дезинфицирующее средство – используется для стерилизации, и в качестве консерванта
Брейкер (эмульгатор)	Пероксодисульфат аммония	Разрушает гель, используется для снижения вязкости жидкости разрыва	Используется в моющих средствах и косметической промышленности
Ингибитор коррозии	Диметилформаид (ДМФА)	Предотвращает коррозию обсадной колонны	В фармацевтической промышленности, в производстве акриловых волокон и пластмасс
Кросслинкер (сшиватель)	Соли борной кислоты	Поддерживает вязкость жидкости, несмотря на рост температуры	Продукция стирального порошка, мыла, косметики

Уменьшитель трения	Полиакриламид	Снижение трения между жидкостью и обсадной колонной	Очистка воды и почвы
	Минеральные масла		Средства для снятия макияжа, слабительные, сладости
Гель	Гуаровая камедь	Сгущает жидкость, удерживает песок во взвешенном состоянии	Косметика, зубная паста, соусы, хлебобулочные изделия, мороженое
Регулятор содержания железа	Лимонная кислота	Предотвращает осаждение оксидов металлов	Продукты питания и напитки
Хлорид калия	KCl	Подавитель набухания глин	Кухонная соль с низким содержанием натрия
Агент связывающий кислород	Сульфат аммония	Удаляет кислород, чтобы предотвратить коррозию труб	Косметика, продукты питания и напитки, очистка воды
Регулятор pH	Карбонат натрия/калия	Поддерживает эффективность других компонентов	Сода, моющие средства, мыло, умягчение воды, стекольная и керамическая промышленность
Ингибитор образования твердых отложений	Этиленгликоль	Препятствует образованию твердых отложений в трубах	Антиобледенители, бытовые моющие средства
ПАВ	Изопропанол	Увеличивает вязкость жидкости разрыва	Очистители стекол, антиперспирант, краски для волос

В 2004 году US EPA опубликовала отчет о последствиях ГРП для окружающей среды. В 2005 году проверка, проведенная Oil and Gas Accountability Project (OGAP), выявила, что в окончательном варианте отчета [150] изъята информация о вреде, который наносит нерегулируемый ГРП, здоровью населения, и информация о том, что жидкость, применяемая при ГРП, наносит урон питьевой воде в течение длительного времени после того, как процесс ГРП уже завершен.

По данным [169], концентрация 9 из 12 химикатов, входящих в состав жидкости ГРП и контролируемых по содержанию в воде, превышает ПДК (табл. 29).

Таблица 29. Применяемые при ГРП химикаты, чьи ПДК превышают допустимые показатели стандарта качества воды (по данным [169], ссылающимся на черновой вариант доклада US EPA)

Химическое соединение	Концентрация на момент закачки в угольную фракцию, данные US EPA, мкг/л	Допустимое содержание в питьевой воде, мкг/л	Превышение ПДК, раз	Применяемый стандарт качества воды
Бензол	313	5	63	MCL
Нафталин	14 094	20	705	RBC
1-метилнафталин	71 340	20	3 567	MCP
2-метилнафталин	34 974	121	289	RBC
Флюорены	31 320	2 190	14	RBC
Фенантрены	7 830	300	26	MCP
Ароматические соединения	574 200	200	2 871	MCP
Этиленгликоль	285 788	73 000	4	RBC
Метанол	236 070 000	18 250	12 935	RBC

Согласно отчету US EPA (по данным [169]), концентрация бензола на момент закачки в формации в 9-880 раз превышает ПДК для питьевой воды. 95% ГРП в США осуществляют 3 компании: Schlumberger, Halliburton и BJ Services, и в декабре 2003 года US EPA подписала с этими компаниями Меморандум о согласии, по которому компании обязались исключить дизель из жидкости, применяемой в ГРП в районе подземных источников питьевой воды, в 30-дневный срок после подписания. Однако это всего лишь меморандум, а не жесткое регулирование, обеспеченное соответствующим законом (исключение – штат Алабама). Кроме того, другие компании по-прежнему никак не ограничены в своих действиях при использовании дизеля в составе жидкости для ГРП, к числу таких компаний относится крупная Shell [169].

Таким образом, добыча сланцевого газа подразумевает использование жидкостей на масляной и водной основе и наличие ступеней очистки для обеспечения их эффективного нагнетания в скважину, создания и поддержания проникающей способности и образования продуктивных трещин. Эти жидкости разрыва, или жидкости для ГРП, содержат ряд химических веществ, которые используются

для:

- придания жидкости достаточной вязкости, чтобы образовать трещину достаточной ширины;
- максимального удлинения пути прохождения жидкости;
- транспортировки больших объемов проппанта в трещину;
- создания гелирующих свойств в целях обеспечения более легкого разрушения и сокращения затрат.

Состав этих жидкостей зависит от ряда факторов, таких как: нижележащих геологических структур, типа разрываемой породы и эксплуатационных соображений. Каждый оператор определяет свой состав. Для транспортировки и хранения жидкостей разрыва или химических веществ используется специальная техника и контейнеры.

Великобритания. Данные по предположительному составу и применению жидкостей гидроразрыва в Великобритании, в изученной по этому вопросу литературе, отсутствуют. Вполне вероятно, что состав жидкостей ГРП в Англии и других европейских странах будет другим по сравнению с США. В Англии имеющиеся данные ограничиваются одной площадкой, оператор тоже один, в то время как опыт США говорит о том, что варианты их применения и состав жидкостей разрыва зависят от операторов и региона добычи.

Германия. По данным эксплуатационных предприятий в рамках потенциальной добычи газа из угольных пластов и сланцевого газа в земле Северный Рейн-Вестфалия планируется применение так называемой рабочей жидкости на водной основе, к которой относятся гелирующие агенты, пены, реагенты на водной основе для снижения поверхностного натяжения. Точный состав (вид и концентрация используемых присадок) корректируется в зависимости от предполагаемых условий месторождения и индивидуально на каждую скважину.

В Германии до сих пор использовалась жидкость для ГРП, чей состав был оценен в рамках соответствующей экспертизы (рабочие жидкости Damme 3 и Natarp). Также были проанализированы данные по 28 другим жидкостям разрыва, используемым с 1982 по 2011 год, при этом состав рабочей жидкости был известен примерно лишь для 25% из примерно 300 проведенных в Германии ГРП. Анализ имеющихся данных показал [216], что на каждый ГРП используется от 100 м³ до 4000 м³ рабочих жидкостей, причем эти объемы значительно варьируются в зависимости от используемой рабочей системы и характеристик месторождения.

До сих пор при проведении ГРП в Германии использовалось по меньшей мере 112 веществ. Для 76 из этих 112 веществ можно найти однозначно идентичные вещества на основе номенклатуры химических веществ CAS. Остальные 36 веществ в [216] не получилось однозначно идентифицировать, потому что среди прочего в сертификатах указывают лишь групповые названия химических веществ. Веще-

ства, чья доля в рецептуре смеси находится ниже установленного предела концентрации для классификационной значимости, можно не указывать в сертификате безопасности, и поэтому они часто не принимаются экспертами во внимание.

В закачиваемых с 2000 года жидкостях разрыва применяют составы с присадками, которые обладают опасными свойствами (среди прочего – очень ядовитые, канцерогенные, мутагенные и (или) токсичные) [216]. Указывается, что были использованы присадки, надежная оценка характеристик и воздействия на окружающую среду которых была или невозможна, или возможна лишь с ограничениями.

Поэтому одной из первых интуитивных мер является отказ от «химикатов», под которыми подразумеваются токсичные химические вещества. Международная Ассоциация производителей нефти и газа IOGP (International Association of Oil & Gas Producers) создала международную базу данных (www.ngsfacts.org), в которой представлена конкретная информация о фракционных мероприятиях в скважинах сланцевого газа в Европейской экономической зоне (ЕЭЗ). В Германии была создана информационная платформа Info-Plattform-zu-Fracking, в рамках которой немецкие производители газа предоставляют информацию о проведенных ГРП в Германии, в том числе об отдельных компонентах используемой жидкости разрыва.

Важной задачей является снижение доли химических веществ или отказ от экологически вредных веществ. В экспертном заключении [202] отмечается, что жидкая смесь, содержащая в общем объеме менее 2% химических добавок, по немецкой классификации классифицируется только как слабо вредная для воды, а не как опасная для окружающей среды, и в соответствии с Законом о химических веществах смесь не подлежит маркировке. Тем не менее, по данным ExxonMobil, текущая задача состоит в том, чтобы и дальше уменьшать характеристики риска и количества используемой жидкости разрыва. Количество добавок составляло до 2010 года около 150, после 2010 года – примерно 50, и в настоящее время должно сократиться до примерно 30. Некоторые из использовавшихся до сих пор материалов имеют класс опасности для воды 2 или 3 или являются экологически опасными или токсичными и для них нет пока замены ввиду определенных технических свойств (прочности, вязкости).

В любом случае, цель заключается в том, чтобы в ближайшие годы использовать только те вещества, которые классифицируются как нетоксичные и подтверждены лабораторными испытаниями.

4.5. Использование водных ресурсов для технологических целей при разведке, добыче и транспортировке сланцевого газа

4.5.1. Использование водных ресурсов для технологических целей при разведке, добыче и транспортировке сланцевого газа. Водный стресс

В соответствии с Всемирной программой оценки воды (WWAP), водный стресс определяется как ситуация нехватки воды удовлетворительного качества и количества для обеспечения нужд людей и окружающей среды из-за нарушения баланса между водопользованием и водными ресурсами. Всемирный Водный Совет указывает, что водный стресс вызывает уменьшение количества (чрезмерное использование водоносного слоя, высыхание рек и т.д.) и ухудшение качества (эвтрофикация, загрязнение органическими веществами, интрузия солей и т.д.) пресноводных ресурсов.

При оценках в глобальном масштабе бассейны классифицируются как подвергающиеся водному стрессу, если либо обеспеченность водой на душу населения в этих бассейнах ниже 1000 м³ в год (на основе долгосрочных показателей среднегодового стока), либо соотношение забора воды к объему долгосрочного среднегодового стока выше 0,4. Количество воды менее 1000 м³ воды на душу населения в год – это, как правило, больше, чем требуется для коммунально-бытового, промышленного и сельскохозяйственного использования. По оценкам, численность населения Земли, живущего в этих бассейнах, варьируется от 1,4 до 2,1 млрд человек [191]. Такие бассейны, характеризуемые водным стрессом, находятся, в том числе, и в США. Приведенные данные по расположению электростанций в США (рис. 34) показывают, что около 30% из них расположены в настоящее время в областях со значительным дефицитом воды, а к 2025 году еще для 9% электростанций условия дефицита воды станут «значительно хуже», «чрезвычайно хуже», или «исключительно хуже» (для прогноза использовался климатический сценарий IPCC Scenario A1B, разработанный Межправительственной группой экспертов по изменению климата (МГЭИК)).

Увеличение потребления воды в вододефицитных районах за счет ее использования для ГРП может негативно сказаться не только на запасах воды, но и на выработке электроэнергии в США.

Сопоставление уровня водного стресса и мест расположения основных месторождений сланцевого газа (рис. 35) позволяет заключить, что только плеи, расположенные в восточной части США (Баккен и Марселлус и др.), имеют достаточный запас воды для использования технологии ГРП.

Для части остальных плеев сланцевого газа, прежде всего Барнетт и Грин Ри-

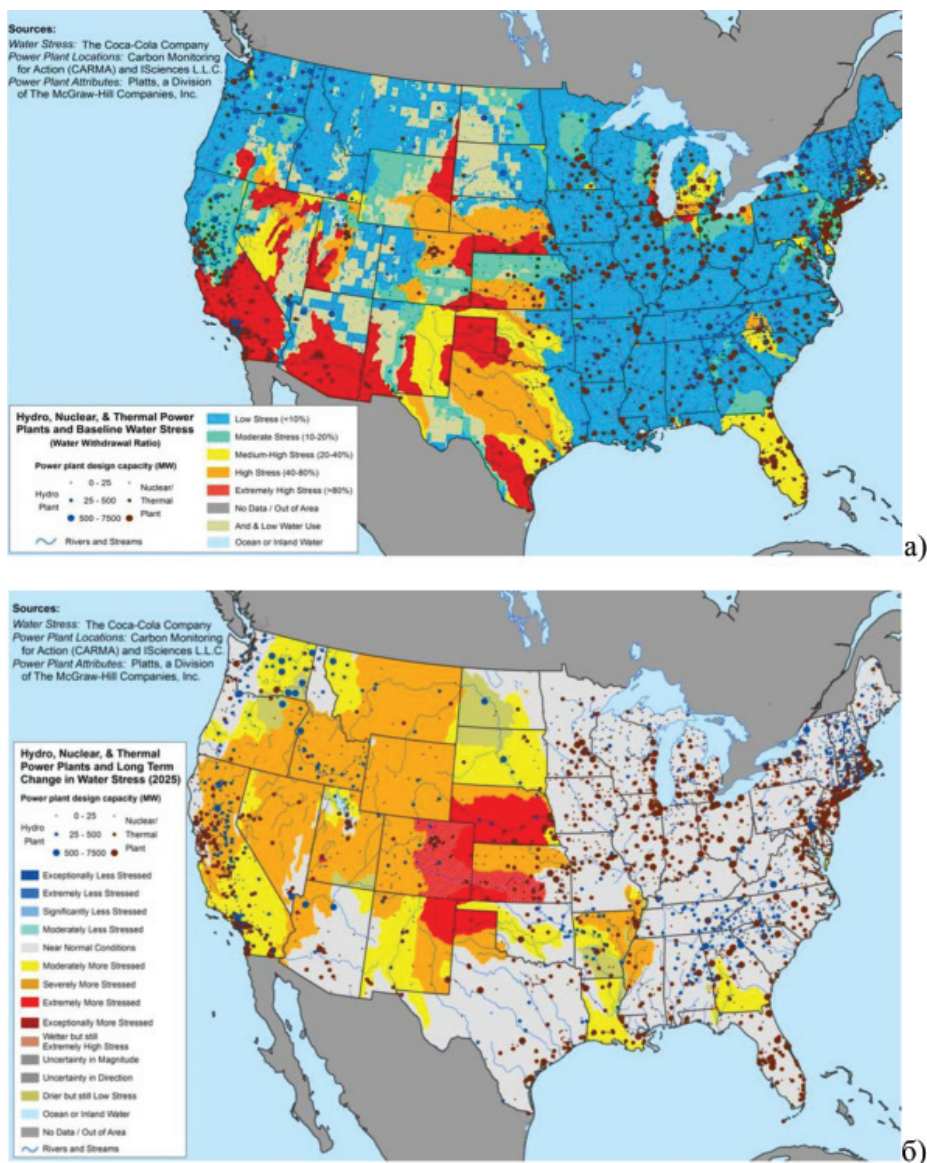


Рис. 34. Дифференциация территории США по уровню водного стресса в 2008 году (а) и его изменение к 2025 году (б) [59]

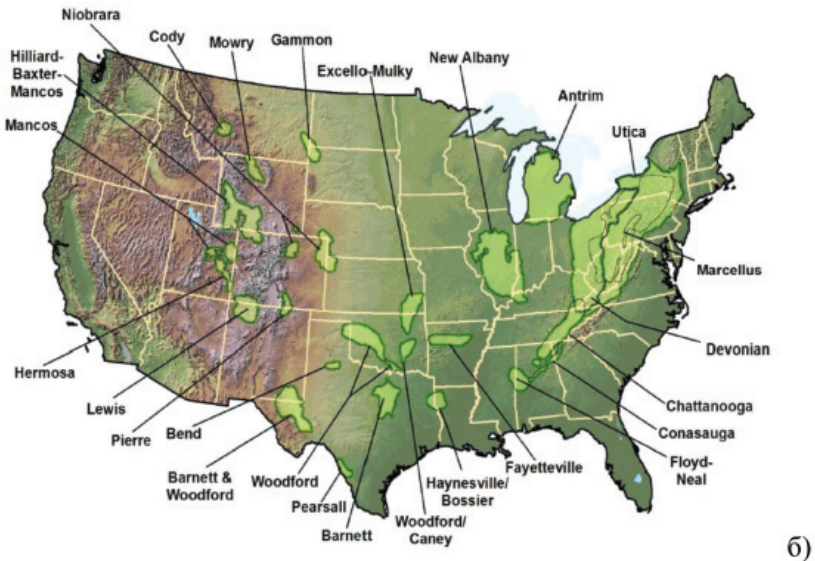
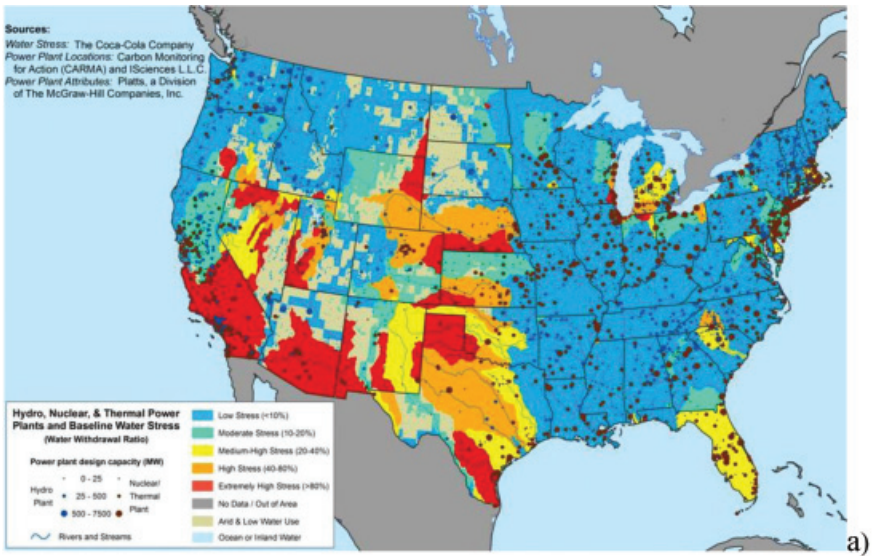


Рис. 35. Уровень водного стресса (а) и расположения основных плеев и бассейнов сланцевого газа (б) в США [57, 59]

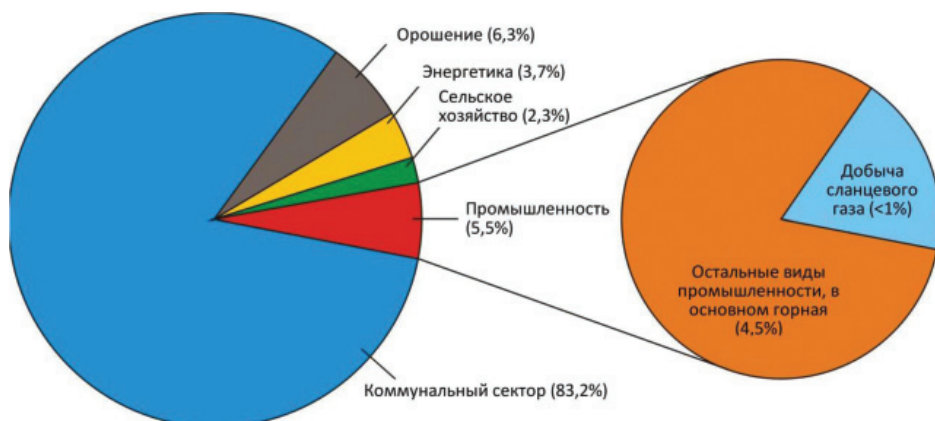


Рис. 36. Типичная структура потребления воды при добыче сланцевого газа в США и пропорция воды, используемой для ГРП [72]

Источник: Министерство Энергетики США

вер, возможный дефицит водных ресурсов накладывает значительные ограничения на перспективы разработки.

Потребление воды при ГРП. Согласно данным US EPA 2010 года, каждый год в США при бурении 35 тыс. скважин используется 70-140 млрд галлонов воды. Это соответствует объему воды, потребляемой 40-80 городами с населением 50 тыс. чел. (рис. 36).

При добыче метана из угольных пластов в процессе создания трещин на одной скважине используется от 50 тыс. до 350 тыс. галлонов воды. В то время как при добыче сланцевого газа, залегающего глубже, из одной горизонтальной скважины может потребляться 2-10 млн галлонов.

В ходе одиночного ГРП в выбранном интервале пласта закачивают около 1000-5000 м³ воды. Обычно проводят более десятка ГРП с определенными интервалами при бурении горизонтального отрезка скважины. Общее потребление воды на одну скважину может составлять 10000-70000 м³ (обычно около 20000-30000 м³). Серия ГРП обычно производится в конкретной скважине только раз, следовательно, это однократное потребление воды за всю десятилетнюю историю добычи газа из скважины. После каждого ГРП часть жидкости разрыва возвращается на поверхность (примерно 20-25%), которую используют в последующих ГРП, что в некоторой степени уменьшает потребление воды [72].

Помимо непосредственного влияния на количество и качество водных ресурсов и прилегающих территорий ГРП оказывает и опосредованное влияние на окружающую среду. Для доставки воды, закачиваемой и откачиваемой, необходимо 200 машино-рейсов, что сказывается на чистоте воздуха, безопасности

на дорогах и качестве дорожного покрытия.

Возможные источники воды для добычи газа из сланцевых формаций могут включать поверхностные воды, в частности, это реки и озера, источники воды бытового назначения, очищенные сточные воды, морская вода, глубокие водонесные горизонты непитьевой воды либо восстановленная вода, ранее использованная в операциях гидравлического разрыва. Выбор источника зависит от ряда факторов, а также от наличия требований к качеству воды и свойств сланцевых формаций, подвергающихся гидравлическому фразингу.

В ходе бурения значительное количество воды расходуется на охлаждение, смазку буровой головки, удаление буровой суспензии. При гидравлическом разрыве требуется почти в 10 раз больше воды, чем при традиционной добыче.

В результате глубокого исследования в штате Техас было установлено, что потребность в воде для разработки месторождений Барнетт [52] посредством старых нецементированных горизонтальных скважин с одним этапом гидрофразинга составляет приблизительно 15 млн литров воды. Более новые, бетонированные горизонтальные скважины потребляют воду в значительно большем количестве. Статистический анализ порядка 400 скважин показал, что обычное потребление воды составляет 25-30 м³/м для процедуры гидрофразинга, осуществляемой только водой (*Grieser et al*, [54]), и около 42 м³/м для процедуры гидрофразинга, осуществляемой водой и химикалиями [53].

Установлено [54], что в ходе работ на одной скважине потребляется от 15 до 30 млн литров воды, причем 40% этой воды обратно попадает в скважину. Остальное количество в виде отработанных растворов подлежит хранению в соответствующих хвостохранилищах и прежде, чем эта вода попадет в поверхностные водоприемники, она должна пройти очистку. Кроме техногенных, в отработанных растворах содержатся и другие неорганические загрязнители, характерные для пластовых вод. В таблице 30 подается замеренный расход воды в скважинах по добыче газа из сланцевых формаций в Северной Америке в ходе их эксплуатации.

Таблица 30. Расход воды для различных скважин при добыче газа из сланцевых формаций, (м³), [44]

Месторождение	Всего (для скважины)	Только для гидрофракинга	Источник
Барнетт	17000	–	Chesapeake Energy, 2011
Барнетт	14000	13000	Chesapeake Energy, 2011
Барнетт	16000	4500 -13250	Duncan, 2010
Барнетт	22500	–	Barnett, 2009
Хорн Ривер (Horn River) (Канада)	40000	–	PTAC, 2011
Марселлус	15000	–	Arthur et al, 2010
Марселлус	1500-45000	1135-34000	NYCDEP, 2009
Ютика (Квебек)	13000	12000	Questerre Energy, 2010

Независимо от того, что гидрофракинг потребляет значительное количество воды, это потребление может быть гораздо меньшим в сравнении с общим потреблением воды в районе бурения скважин либо в сравнении с ее расходом при разведке или добыче других энергетических источников.

В США, где преобладает разработка газовых месторождений из сланцевых формаций, вода, используемая для этих целей, представляет собой 1% общего потребления воды, используемой в данных районах для бытовых нужд, промышленности и других видов деятельности. Согласно отчету Министерства энергетики США и властей штатов, в Пенсильвании, Нью-Йорке и Западной Вирджинии использование воды для нужд ГРП может достичь 650 млн барр. в год, поскольку в регионе Марселлус разработка сланцев продолжает набирать обороты. Этот объем может показаться внушительным на первый взгляд, но только до тех пор, пока не проведено сравнение с другими статьями расхода воды в трех штатах. Вода, используемая при разработке сланцев, – это малая доля от общего объема использованной воды для сельскохозяйственных, промышленных и социальных нужд. 650 млн барр. в год составляет 0,8% от 85 млрд барр. в год, потребляемых в настоящее время в этих штатах [76].

Доступ к достаточным объемам воды – главное условие для разработки сланцев, но крупных потребителей воды нельзя оставлять без надзора. В отрасли наблюдается значительный прогресс в вопросах забора воды и использования пластовой воды, что приводит к снижению объемов воды, необходимых для до-

бычи сланцевого газа.

Эксперт А. Сикора [72] отмечает, что в настоящее время проводятся эксперименты по ГРП без использования воды, которая может быть заменена, например, сжиженным пропаном, CO_2 или азотом, что нивелирует вопросы заборы воды для ГРП. Производство энергии из природного газа сланцевых месторождений, по мнению [72], является гораздо более эффективным с точки зрения использования воды, чем из многих других ресурсов.

Руководитель программы по экологической политике ТЭК Всемирного фонда дикой природы (WWF) России Алексей Книжников считает, что гидроразрыв требует слишком больших объемов воды в условиях Европы. Их изъятие для закачки в пласты может приводить к нарушениям гидрологического режима на территории, опасному сокращению поверхностных водных ресурсов. Этот фактор особенно актуален для территорий с недостатком запасов воды и интенсивным сельским хозяйством. Именно дефицит водных ресурсов в ряде районов Франции он считает одной из главных причин запрета ГРП во Франции [162].

4.5.2. Возможности использования водных ресурсов в районах добычи сланцевого газа в Европе на примере Республики Польши

В случае успеха проводимых в настоящее время разведочных работ на стадии эксплуатационного бурения можно ожидать, что, например, в Польше – в Померании, восточной Мазовии и восточной части Люблинского воеводства – общее потребление воды для ГРП будет в 5-10 раз ниже (рис. 37) [72]. По мнению эксперта [72], извлечение природного газа из сланцев не представляет угрозу для водных ресурсов Польши.

Приведенный вывод основан на предположении, что на потребности ГРП будет использована только питьевая вода. Тем не менее, это не так. Во многих регионах (например, Марселлус в Пенсильвании) вода на потребности ГРП поступает с поверхностных вод, т.е. рек и озер. По мнению эксперта [72], важным источником воды для ГРП в условиях Польши могут быть природные рассолы, присутствующие в меловых и юрских отложениях.

Этот вид подземных вод встречается на глубине около 500 м, имеет высокую соленость и, следовательно, не может быть использован для других целей. Все чаще на потребности ГРП используются очищенные сточные или производственные воды. По мнению А. Сикоры [72], в польских условиях могут быть использованы шахтные воды с шахты Богданка или известняковых карьеров в районе Люблина.

Несомненно, что на практике вышеописанные источники воды будут использоваться взаимодополняя друг друга. Однако следует отметить, что питьевые

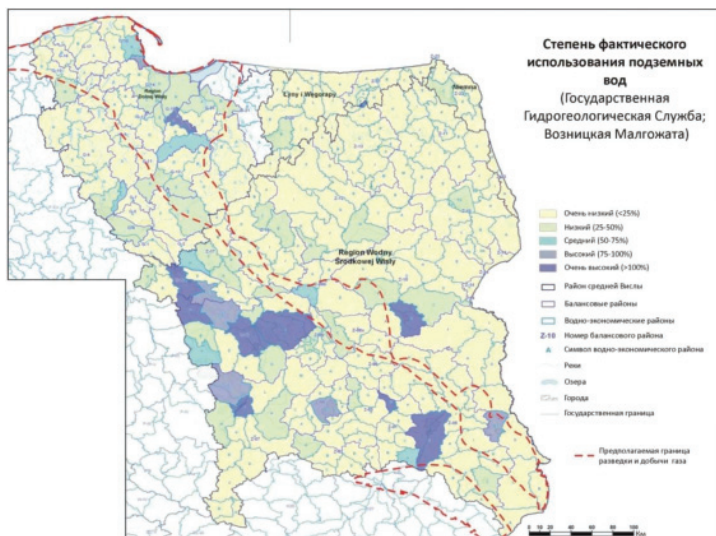


Рис. 37. Степень фактического использования подземных вод в районе потенциальной добычи сланцевого газа в Польше [72]

Источник: Государственная Гидрогеологическая Служба

воды в Польше защищены законом от интенсивного использования в промышленных целях. Водно-правовое разрешение, которое является основой для забора воды в промышленных целях, не может быть получено, если забор питьевой воды может поставить под угрозу ее доступность для коммунальных целей, сельского хозяйства и промышленности, которые имеют юридический приоритет. В качестве дополнительного аргумента отмечается, что в настоящее время проводятся эксперименты по ГРП без использования воды. Однако данное исследование находится на ранней стадии разработки.

Всем известно, что для гидроразрыва используется в основном пресная вода, однако эксперт [72] указывает, что приемлемо использовать слабоминерализованный рассол с обязательной модификацией состава химических добавок к жидкости разрыва таким образом, чтобы она надлежащим образом работала в пласте. Кроме того, морская вода может быть использована либо после обессоливания или после соответствующей модификации состава химических добавок. На сегодняшний день трудно сказать, будет ли такое сочетание эффективным для граптолитовых сланцев верхнего ордовика и нижнего силура в Польше. Поэтому, консервативно предполагая, что морская вода или рассол могут быть непригодны для ГРП, анализ доступных источников воды сужается до поверхностных вод и подземных вод неглубокого и глубокого уровней.

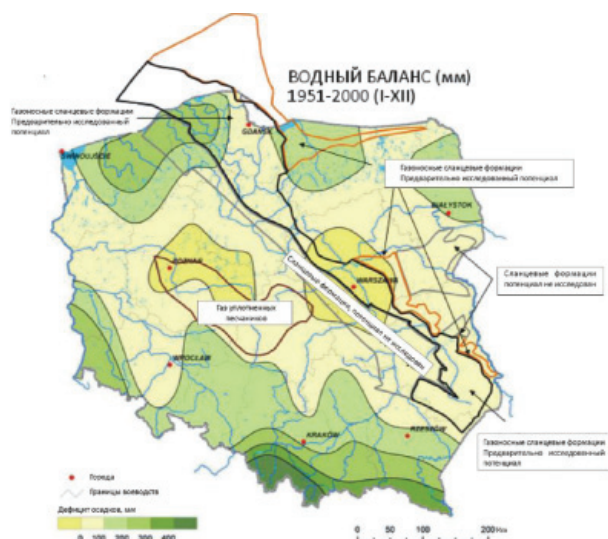


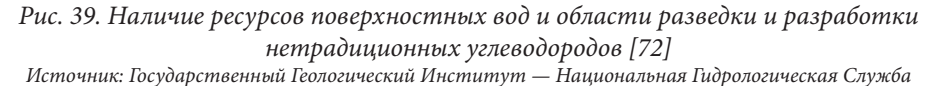
Рис. 38. Водный баланс в мм и области разведки и разработки нетрадиционных углеводородов [72]

Источник: Институт метеорологии и водного хозяйства, Познань, 2008 г.

Таким образом, в экспертном заключении [72] указывается, что в масштабе Польши ресурсы поверхностных и подземных вод достаточны для процесса ГРП. Проблемы могут возникнуть локально, в связи с увеличением спроса на воду, например, во время засухи или во время интенсивного орошения сельскохозяйственных культур (рис. 38).

В области разведки нетрадиционного газа дефицит дождей осадков возможен, скорее всего, в бассейне Подляским – между Плоцком, Козенице и Радомом – и в центральных районах Великой Польши. В этих районах периодически могут возникать проблемы с водой на нужды ГРП. В подавляющем большинстве потенциальных районов добычи количество осадков незначительно превышает объемы испарения (до 100 мм), что уменьшает, но не решает полностью проблемы ограниченного количества поверхностных вод (рис. 39). Только районы в западной части Гданьского Поморья и на восток от Жулав кажутся бездефицитными в этом плане.

Вероятно, в более комфортной ситуации находятся компании, работающие в Люблинском бассейне, где запас подземных вод достигает 1100 млн м³ в год (Люблинское воеводство), в то время как рассчитанная в [72] годовая потребность в воде для гидроразрыва в масштабе всей страны может составлять 140-150 млн м³. Однако следует помнить, что объем доступных подземных вод используется



Источник: Государственный Геологический Институт — Национальная Гидрологическая Служба

В центральной Польше запас грунтовых вод ниже и достигает в области разведки нетрадиционного газа 200-300 млн м³ в год, в то время как в Балтийском бассейне запасы подземных вод составляют свыше 2800 млн м³ (Поморское и Куявско-Поморское воеводства), однако территория, предназначенная под разведку и добычу газа в этом районе, также наибольшая. В Мазовии общий расход воды превышает доступный объем подземных вод примерно на 600 млн м³, но 90% потребления относится к поверхностным водам. Тем не менее, в период засухи возможны ограничения на забор подземных вод. Доступный объем подземных вод в Балтийском бассейне составляет более 2300 млн м³.

На основе приведенных данных в экспертном заключении делается вывод, что подземные воды являются надежным резервом воды для ГРП, кроме территории вокруг Варшавы (и так менее привлекательной для работы из-за высокой урбанизации и плотности населения), и повсеместно удовлетворяют потребности, связанные с этим процессом [72].

ГЛАВА 5. ВОЗДЕЙСТВИЕ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ И СЕЙСМИЧЕСКУЮ АКТИВНОСТЬ В РАЙОНАХ ДОБЫЧИ

5.1. Оценка имеющихся данных о влиянии добычи сланцевого газа на сейсмическую активность в США и европейских странах

Интенсивная разработка месторождений углеводородного сырья вызывает значительные смещения земной поверхности, которые способны привести к выходу из строя эксплуатационных скважин, разрывам газонефтепроводов, разрушениям производственных строений. С добычей нефти и газа многие исследователи связывают, например, землетрясения в слабосейсмичных районах Татарстана, Башкортостана, Западной Сибири в России и многих других регионах различных стран.

К показателям техногенных событий и явлений, зарегистрированных на разрабатываемых месторождениях нефти и газа, относятся сейсмические и деформационные события [196]:

- на газовых месторождениях сейсмическая активность проявляется через 2-16 лет, на нефтяных – через 7-30;
- техногенные сейсмические события с очагами в пределах пласта не превышают по магнитуде 3,5 баллов;
- осадка земной поверхности до 4 м за счет длительного отбора флюидов;
- поверхностное разломообразование до 0,5 м, вызванное горизонтальным растяжением.

Месторождения сланцевого газа занимают площади до 245 тыс. км², располагаются на глубине от нескольких сотен до нескольких тысяч метров, а мощность пласта варьирует от нескольких метров до нескольких десятков метров. Даже однократный ГРП, который проводится под давлением жидкости от 50 до 150 МПа, 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 несколько сотен, а величина варьировать от 1,6 до 3,6 баллов по шкале Рихтера.

Основное воздействие на геологическую среду при добыче сланцевого газа заключается в нарушении целостности недр, что вызывает оползни и техногенные землетрясения, поэтому при разработке плеев сланцевого газа важно учитывать геолого-геоморфологические условия района, в частности его сейсмическую

активность. Как показывает сравнение карт размещения плеев сланцевого газа в мире и карты глобальной сейсмической активности (рис.40), ряд районов потенциальной добычи сланцевого газа совпадает с районами значительной сейсмической активности.

Еще одним риском, связанным с добычей сланцевого газа, является возможность того, что бурение скважин и проведение ГРП может привести к возникновению низко-магнитудных землетрясений.

Существует два типа наведенной сейсмической активности, связанной с ГРП [197]. Первый тип – когда сам процесс гидроразрыва может при определенных обстоятельствах привести к незначительным подземным толчкам с силой до 3 баллов по шкале Рихтера, которые не ощущаются людьми. Для контроля этих событий и определения повреждений ствола скважины может применяться эффективная программа мониторинга. Риск сильных техногенных землетрясений считается низким.

Второй тип сейсмической активности является результатом закачки сточных вод, достигающих имеющихся геологических разломов. Это может привести к бо-

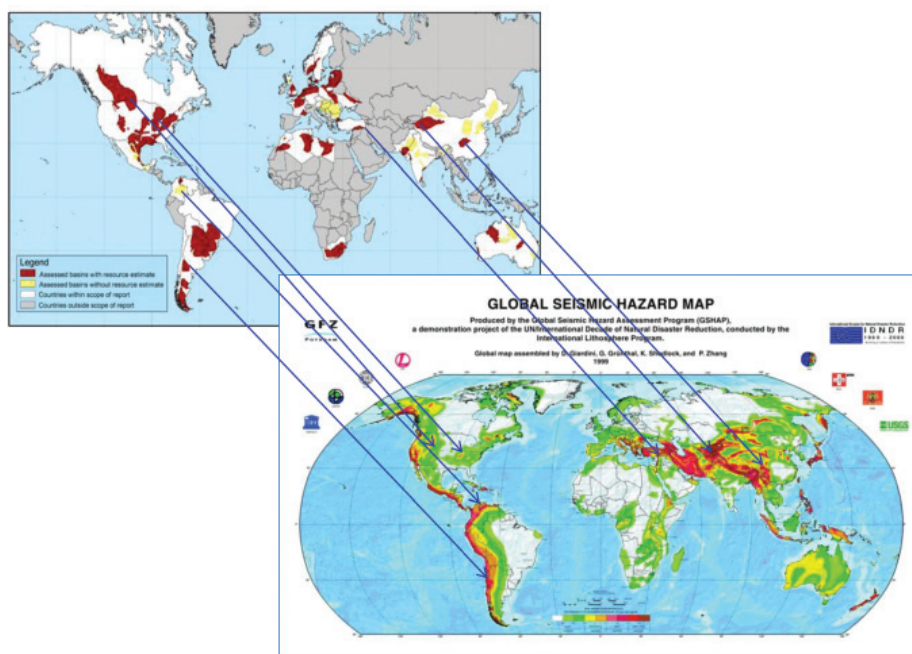


Рис. 40. Сопоставление карт глобальной сейсмической опасности и месторождений сланцевого газа [258, 259]

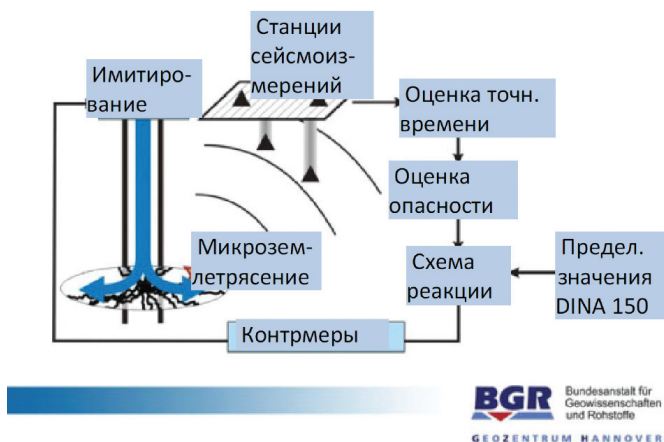


Рис. 41. ГРП со схемой контроля и реагирования [202]

лее значительным подземным толчкам, которые потенциально можно ощущать на поверхности. Такие толчки не происходят непосредственно на месте добычи сланцевого газа.

Приведенная на рис. 41 схема показывает возможность реагировать во время операции гидроразрыва на достижение предельных значений (например, при закачке слишком большого количества жидкости).

В то время как процесс ГРП сопровождается большим количеством микросейсмических событий (микроземлетрясениями), обнаружить их следы на поверхности практически невозможно. На рисунке 42 представлены данные проведения 11 стадий ГРП на скважине, пробуренной в плее Барнетт, а также накопленное частотное распределение микросейсмических событий различного уровня по соседним скважинам.

В целом, скважинные сейсмометры обнаружили порядка 1000 микроземлетрясений. Самые сильные микроземлетрясения имеют магнитуду около -1,6. Количество самых слабых микроземлетрясений (меньше, чем -2,8) уменьшается, потому что они настолько слабы, что просто не могут быть зафиксированы.

Данная проблема требует дальнейших исследований. В результате проведения столь частых операций ГРП и способности сланцев легко расщепляться на отдельные пластины могут возникнуть техногенные катастрофы на поверхности [25].

В последнее время на участке скважин начинают проводить микросейсмический мониторинг, который позволяет следить онлайн за процессом разрыва.

Трудность заключается в том, что когда происходит столкновение с тектониче-

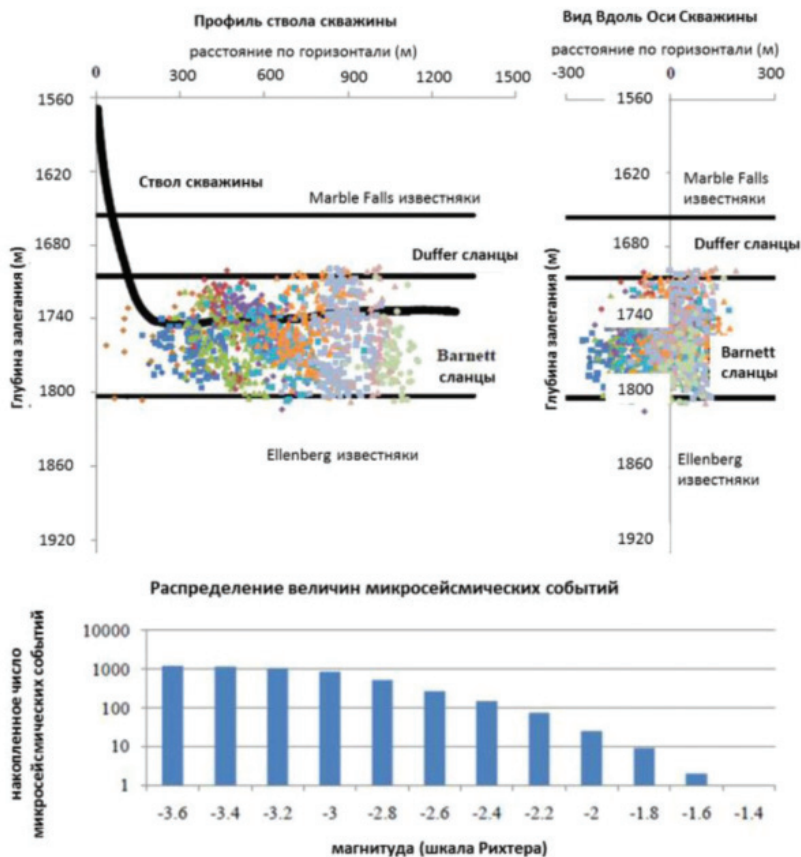


Рис. 42. Скважинные данные от проведения 11 стадий ГРП, а также накопленное частотное распределение микросейсмических событий [188]

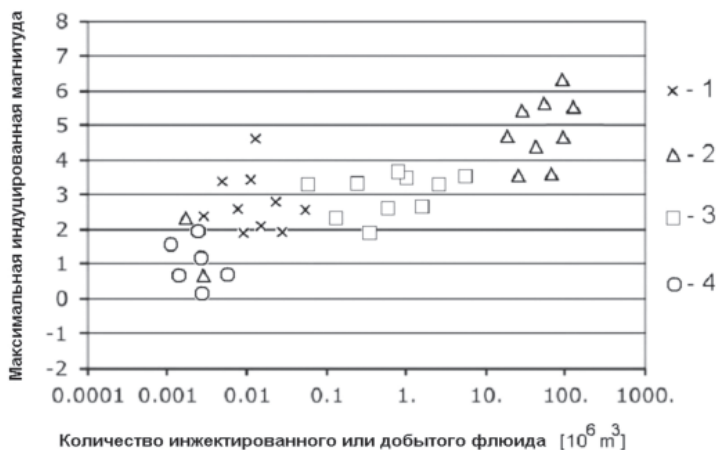
скими трещинами, данный метод не регистрирует утечку фракционной жидкости с участка разработки – потому что речь идет о уже старой трещине, которая вообще не должна расширяться от давления, а только пропускает фракционную жидкость бесконтрольно куда угодно. Микросейсмическое наблюдение не может достоверно гарантировать, что ничего не случится [152].

Нагнетание отработанной воды как катализатор сейсмической активности. В 2011 году в Огайо произошли землетрясения магнитудой 2,7 и 4,0 балла. Все землетрясения были отмечены в радиусе 5 миль от сбросовой скважины, эксплуатацию которой осуществляет компания Northstar Disposal Services. Предпо-

лагается, что толчки были спровоцированы сточными водами, образованными при добыче сланцевого газа, которые стали своеобразной смазкой для разлома, расположенного примерно на глубине 1 мили [73].

Еще два года назад в Оклахоме обычно случалось около 50 землетрясений в год, но в 2010 году в штате произошло 1047 землетрясений. В отчете Геологической службы штата Оклахома за 2011 г. (Oklahoma Geological Survey (OGS), [189]) рассматриваются 43 землетрясения интенсивностью от 1,0 до 2,8 миллиардси, случившиеся 18 января. В отчете содержится следующее утверждение: «Анализ показал, что почти сразу после проведения ГРП начались небольшие землетрясения. Всего было зафиксировано 50 толчков, 43 из них оказались достаточно сильными, что позволило их локализовать».

OGS изучила увеличение количества землетрясений магнитудой 3 балла и выше, происходящих в последнее время в центральной части США, более тщательно исследуя ситуацию с землетрясениями в регионах, где за последние годы изменилась ситуация с добычей энергоресурсов. Ведущий эксперт исследования В.Л. Эллсворт (Ellsworth) считает, что возрастание числа землетрясений не связано с ГРП, а объясняется закачкой сточных вод в глубокие сбросовые скважины, которых в США насчитывается около 144000 [189]. В то же время, Геологическая служба США (U.S. Geological Survey (USGS)) указывает, что количество и частота землетрясений в континентальной части США в сравнении с XX веком в 2011 году



1 - при получении геотермальной энергии; 2 - при конвенциональной добыче нефти и газа;
3 - при инжектировании сточных вод в геологические формации; 4 - при процессе гидрофраккинга.

Рис. 43. Сравнение между максимальной индуцированной магнитудой и количеством инжектированного/добытого флюида при различных процессах (CISPET, 2012 [178], Nicol et al, 2011[179])

из-за гидравлического разрыва увеличились в шесть раз, а ГРП вызывает землетрясения до 2,4 шкалы Рихтера и выше [152].

На территории США проводились исследования о совпадении различных индуцированных сейсмических событий, возникновение которых может быть вызвано закачиванием различных флюидных потоков в земных пластах в течение последних лет (CISPET, 2012 [178]). Приводится сравнение параметров конвенциональной добычи нефти и газа с геотермальной энергией, процессом гидрофраксинга и закачкой сточных вод в геологические образования [178, 179] (рис. 43).

Полученные результаты показывают отсутствие существенного потенциала, способного вызвать значительные сейсмические события вследствие процессов закачки флюидов и гидрофраксинга, однако наличие связи между использованием технологии ГРП при добыче сланцевого газа и увеличением количества и частоты землетрясений небольшой магнитуды несомненно.

Резкое увеличение динамики землетрясений как побочного эффекта разработки сланцев подтолкнул регуляторов различных штатов США к сотрудничеству в обмене информации по данной проблеме и более активным исследованиям связи разработки сланцев и землетрясений. Помимо консультаций и встреч планируется расширение сети мониторинга данных явлений. В марте 2014 года на действующем месторождении, которое расположено на границе штатов Канзас и Оклахома, было создано пять сейсмических станций.

5.2. Прогнозная оценка изменения сейсмической активности при добыче сланцевого газа в Европе

Великобритания. Компанией Cuadrilla Resources проведен ряд научных исследований с целью изучения возможной взаимосвязи между деятельностью по ГРП в скважине Прис Холл (Preese Hall), расположенной вблизи городка Блэкпул, и землетрясениями, произошедшими в апреле и мае 2011 года, самое сильное из которых имело магнитуду 2,3 по локальной шкале магнитуд Рихтера (ML). В отчетах по этим исследованиям сделан вывод, что сейсмическая активность была вызвана прямой закачкой жидкости в прилегающие зоны разломов во время ГРП [226]. После возникших землетрясений работы на скважине PH1 были приостановлены, а компания Cuadrilla Resources инициировала ряд исследований, обобщающие результаты которых были опубликованы в [227]. Суммарно, на различных глубинах было выполнено шесть ГРП (табл. 31).

**Таблица 31. Сводная таблица характеристик ГРП скважины Прис Холл
(по данным [226, 227])**

Стадия	Описание	Дата, 2011 г.	Перфорации					Кол-во реагента для снижения трения		Проппант	
			Глубина		Глубина	Длина	Кол-во				
			Верх	Низ							
			футы MD _{RKB}	футы MD _{RKB}	футы TVD _{SS}	футы		Галлоны США	м³	Масса, фунты	Масса, тонны
1	мини-ГРП	26.03	8841	8850		9	27	34314	130		
	ГРП	28.03	8841	8949	8730	36	108	485856	1839	226240	101
2	мини-ГРП	30.03				27		24780	94		
	ГРП	31.03	8700	8759	8583		81	593040	2245	262080	117
		1.04	Сейсмический толчок магнитудой 2.3								
		4.04	Деформация обсадки, подтвержденная кавернометрией в интервале 8480-8640 футов MD (непосредственно под зоной 3)								
3	мини-ГРП	8.04						10668	40		
	ГРП	9.04	8420	8489	8340	27	81	200634	759	116480	52
4	мини-ГРП	25.05						21084	80		
	ГРП	26.05	8020	8259	8052	27	81	423696	1604	183680	82
		27.05	Сейсмический толчок магнитудой 1.5								
5	мини-ГРП	27.05						11760	45		
	ГРП	27.05	7970	7819	7823		81	402780	1525	248640	111
6	мини-ГРП	31.05	7670	7789	7666		81	10290	39		
ВСЕГО							513	2218902	8399	1037120	463

Сейсмичность наблюдалась в течение и после 2-й, 4-й и 5-й фаз. Магнитуда самого сильного толчка была 2,3 ML, и он был зафиксирован приблизительно через 10 часов после закрытия скважины, по завершении 2-й фазы ГРП. Было установлено, что очаг этих сейсмических событий располагался вблизи точки нагнетания, и форма колебаний свидетельствует, что все толчки имеют сходные координаты и механизм формирования. Всего за период с 31 марта по 27 мая 2011 года было отмечено 50 сейсмических толчков с магнитудой от -2 до 2,3 ML. По результатам первого толчка в апреле, после 2-й фазы, была отмечена деформация ствола скважины (см. табл. 31). Тот факт, что деформация обсадной колонны была обнаружена после первого толчка, говорит о том, что эти два события связаны и что именно землетрясение было причиной сдвига пород, произошедшего из-за изменения давления и напряженности пласта. Целост-

ность обсадной колонны, цементирования и эксплуатационного оборудования скважины не была нарушена.

Проведенные исследования были направлены на изучение сейсмологических и геомеханических аспектов наведенной гидроразрывом сейсмичности в сочетании со всесторонними данными региональной геологии и физики горных пород. Была выполнена оценка будущих сейсмических опасностей и даны рекомендации для минимизации сейсмических рисков.

Основные результаты можно сформулировать следующим образом [228]:

1. Сейсмическая активность была вызвана прямой закачкой жидкости в прилегающие зоны разломов во время ГРП. Закачка жидкости снизила нормальное давление на разлом, что привело к его последовательному разрушению и возникновению череды малых землетрясений. Расположение разлома все еще требует уточнения.

2. Максимально вероятная магнитуда толчков, возникающих в результате схожих операций в скважине, оценивается как 3,0 ML. Нет оснований предполагать, что землетрясения такой силы представляют собой значительную опасность.

3. Объем закачиваемой жидкости и время обратного оттока являются важными факторами контроля сейсмичности, о чем свидетельствует отсутствие сейсмических толчков во время и после 3-й фазы.

4. Потенциальная возможность миграции жидкости вверх невысока. В худшем случае, жидкость может мигрировать вдоль плоскости разлома.

5. Несмотря на обнаруженные нарушения обсадной колонны в нижней части коллектора, полностью целостность скважины не была нарушена.

Указывается [228], что проявления сейсмичности могут быть минимизированы путем изменения процедуры проведения работ, преимущественно, снижением объема закачки и немедленным обратным оттоком. Рекомендуется применение системы сейсмомониторинга в реальном времени, позволяющей принимать меры, если регистрируемый уровень сейсмической активности достигает определенного уровня.

Полученные компанией Cuadrilla Resources выводы о том, что зарегистрированные сейсмические толчки были вызваны операциями ГРП в скважине Прис Холл, подтверждены исследованием [226], в котором отмечается невозможность категорически утверждать, что в случае проведения аналогичных работ в соседней скважине землетрясения не возникнут.

Указывается, что существует два возможных сценария сейсмической активности:

- 1) разлом пересекает ствол скважины, и жидкость напрямую нагнетается в разлом во время проведения ГРП;

- 2) разлом может находиться на расстоянии до нескольких сотен метров от ствола скважины, но жидкость может попадать в разлом сквозь осадочные

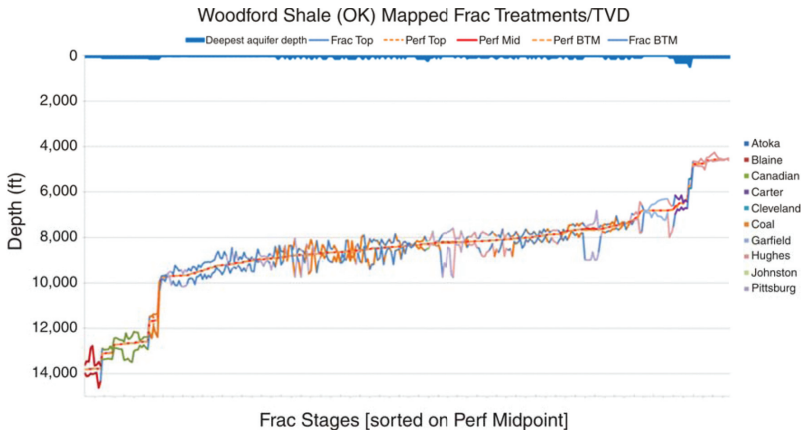


Рис. 44. Измерения высоты трещин в сравнении с глубиной водоносного слоя на сланцевом месторождении Вудфорд [223]

слои коллектора, становящиеся проницаемыми при ГРП в результате высоких давлений.

Одной из наиболее важных проблем, возникающих при добыче сланцевого газа, является вопрос о том, как созданные при гидроразрыве трещины будут распространяться, что особенно важно в связи с наличием вышележащих водных горизонтов. В США были опубликованы результаты исследований о микросейсмическом мониторинге и наклонометрии по данным ГРП на сланцевых месторождениях Барнетт [223]. Эта работа обобщает информацию о распространении трещин с учетом наличия вышележащих водоносных пластов. В целом, полученные результаты указывают на то, что, как правило, для глубоко расположенных сланцев (относящихся к глубинам >4000 футов (~1220 м) TVDSS (истинная вертикальная глубина от уровня моря)) полученные при ГРП трещины ограничены в пределах целевого интервала, даже при наличии разломов (рис. 44).

В целом, американские исследования указывают на то, что разломы не являются механизмом транспортировки жидкости гидроразрыва, в то время, как трещины способствуют значительному проникновению закачиваемой жидкости по направлению к поверхности [223].

Размеры, интенсивность и тип техногенных землетрясений зависят от следующих факторов [229, 230]:

1. Расход и количество закачанной жидкости.
2. Ориентация поля напряжений относительно увеличения порового давления.
3. Протяженность системы разломов.

4. Девиатор поля напряжений геологической среды.

Поведение резервуаров, находящихся в напряженном состоянии, может быть труднопредсказуемым при осуществлении гидроразрыва, особенно если по содействию нет аналогичных месторождений для сравнения их поведения, или же аналитических данных, накопленных за предыдущие годы. Поэтому стандартная процедура при проведении ГРП должна заключаться в том, чтобы сначала выполнить предварительную тестовую закачку меньшего объема жидкости, проанализировать полученные данные и, в случае обнаружения аномалий, приостановить операции и разработать соответствующий протокол минимизации всех возможных будущих рисков.

В целом, строительство скважин Великобритании должно выполняться в соответствии с рекомендациями Oil & Gas UK и стандартами Американского института нефти (API) и, при необходимости, проблемные зоны должны быть надежно изолированы до начала бурения следующего участка.

В скважинах, вскрывающих зоны аномально высокого давления, деформация эксплуатационной колонны является частым явлением; в этом случае можно выделить три основных вида деформаций:

- 1) сдвиг в горизонтальном направлении в зонах слабых литологических границ во время уплотнения резервуара.
- 2) сдвиг в горизонтальном направлении в верхней части интервала добычи или нагнетания из-за изменений температур или давлений.
- 3) потеря устойчивости и сдвиг обсадной колонны в интервале добычи из-за продольного изгиба, когда пропадают горизонтальные ограничения, или же из-за сдвига литологической границы.

Чешская республика. В Чешской республике районы планируемой добычи сланцевого газа расположены, главным образом, в тектонически активных областях или там, где имеются тектонические дефекты. Использование метода ГРП в этих условиях является большим риском. Потенциальной опасностью от землетрясения здесь является не угроза зданиям или жизни людей (за исключением оползневых областей, например, Валашский край), а потенциальное нарушение целостности скважины и связанное с этим загрязнение окружающей среды.

Выводы. Результаты проведенных в Европейских странах исследований показывают, что различие геологической структуры Северной Америки и Европы является ключевым аргументом против использования ГРП в Европе. Это связано как с различиями в расстоянии между месторождениями сланцевого газа и уровнем подземных вод, так и с опасностью землетрясений. Установлено, что даже микротолчки, которые являются собственно составной частью сути метода ГРП, нарушают целостность скважины и вскрывают, например, до настоящего времени закрытые трещины, способствуя утечкам и загрязнению окружающей среды.

ГЛАВА 6. ВОЗДЕЙСТВИЕ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА НА ЛАНДШАФТ, ЗЕМЕЛЬНЫЕ И БИОЛОГИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

6.1. Оценка масштаба возможного отчуждения земельных участков и влияния на ландшафт добычи сланцевого газа

Одной из экологических проблем, связанных с добычей природного газа из сланцевых пластов, является необходимость изъятия земельных угодий для добычи сланцевого газа (как для создания густой сети буровых площадок, так и для строительства ведущих к ним дорог), что оказывает более мощное воздействие на ландшафт по сравнению с добычей углеводородов из традиционных месторождений.

Фактор воздействия использования на земельные ресурсы включает использование земель, связанное с разведкой и добычей, строительством соответствующей инфраструктуры (дороги, трубопроводы), а также размещением используемых при ГРП жидкостей и оборотных вод. При этом необходимо учесть, что после завершения добычи данный район должен быть рекультивирован, то есть приведен в исходное состояние.

Продолжительность воздействия ограничена по времени и зависит при этом от формы использования (эксплуатации) земель:

- эксплуатация, служащая лишь разведке полезных ископаемых, имеет продолжительность сроком от нескольких месяцев и максимально до 2 лет. Инфраструктура снабжения и утилизации ограничивается в основном подъездными путями на буровую площадку;
- эксплуатация, связанная с добычей, имеет гораздо более продолжительный временной и пространственный заделы. Временной ресурс использования площадей добывающими предприятиями может составлять до 30 лет, поэтому здесь прокладываются трубопроводы для транспортировки природного газа, а также для утилизации отработанных и формационных вод.

Прежде чем начать бурение, необходимо выровнять площадку для буровой установки, включая подъездные пути. Это вызывает ряд проблем, которые могут тянуться десятилетиями. Запустение местности, изменение водного режима, отчуждение лесной или сельскохозяйственной земли, а именно, на площади до 3 га на одну площадку. Такое воздействие процесса добычи сланцевого газа на земельные ресурсы затрагивает весь комплекс природных ресурсов и отражается не только на почве и подстилающем слое, но и на ландшафте, климате, водных и биологических ресурсах и, в конечном счете, на некоторых аспектах жизнедеятельности человека (табл. 32).

Таблица 32. Потенциальное воздействие от использования (изъятия) земельных ресурсов при добыче сланцевого газа (по данным [216])

Фактор воздействия	Объект охраны	Воздействие
Изъятие участков, изменение верхнего слоя почвы (герметизация)	Почва Подстиляющий слой	Уничтожение естественной почвы
		Изменение структуры почвы и потеря ее функций
		Складирование, выемка, перенесение почвы и подстиляющего слоя
		Уплотнение
	Ландшафт Рекреационная зона	Использование участков рекреационных зон
	Климат Воздух	Гибель древесных пород или лесных массивов в связи с изменением сложившихся особых местных климатических условий
	Вода	Закупоривание новых источников подземных вод
	Растения	Уничтожение растительности
		Изменение имеющегося сложившегося типа растительности (защитных лесопосадок)
	Животные, биологическое многообразие	Потеря жизненного пространства, отчуждение площадей, использовавшихся под кормление, гнездование и прочее
	Человек	Изменение режима землепользования: использование смешанных, промышленных зон, зон ведения сельского хозяйства
Изменение ландшафта	Ландшафт Рекреационная зона	Снижение рекреационной ценности ландшафта и окружающей среды
	Человек	Нарушение визуального восприятия картины ландшафта
		Снижение значимости зоны для проживания
Уничтожение отдельных элементов ландшафта	Растения Животные	Визуальные нарушения, раздражение животных
	Биологическое многообразие	Исчезновение точек ориентации

Фактор воздействия	Объект охраны	Воздействие
Раздробление площадей	Растения Животные Биологическое многообразие	Разделение и уменьшение жизненного пространства живых организмов
	Ландшафт Рекреационная зона	Возникновение барьеров для миграции животных
		Раздробление рекреационных площадей

Фактические воздействия и их масштаб могут быть оценены лишь в каждом конкретном случае и применительно к конкретному месторождению.

Большинство воздействий на земельные ресурсы при устройстве и демонтаже буровых площадок являются обратимыми, за исключением нарушения почвенной структуры, которая меняется на длительный срок после перемещения и уплотнения почвы.

Американский опыт показывает, что существуют значительные риски, связанные с масштабом территорий, используемых в добыче сланцевого газа. Потребность в земле наиболее высока на стадии фактического гидроразрыва, и далее на стадии добычи. При больших объемах операций во время гидроразрыва и заканчивания используемое при этом поверхностное оборудование требует около 3,6 га на одну буровую по сравнению с 1,9 га на площадку для традиционного бурения [216]. На единицу полученной энергии объем изымаемых земель для добычи сланцевого газа также будет выше. И хотя это нельзя определить количественно, однако считается, что для выхода газа, эквивалентного одной газовой скважине в Северном море, может потребоваться около 50 газовых скважин сланцевого газа.

Дополнительные площади также требуются во время повторных операций ГРП (каждая скважина, как правило, может эксплуатироваться до четырех раз в течение срока ее службы продолжительностью в 40 лет). Следовательно, может понадобиться около 1,4% земли сверх площади продуктивной газовой скважины по добыче сланцевого газа, чтобы полностью разработать месторождение. Это сопоставимо с 4% земель в Европе, которые в настоящее время используются под жилье, объекты промышленности и транспорта. Следовательно, это имеет потенциально большое значение для добычи сланцевого газа на большой площади и в случае густонаселенных регионов Европы.

Данные свидетельствуют о том, что в уязвимых в экологическом отношении областях, особенно на территориях с высоким уровнем сельского хозяйства и районах, имеющих природную или культурную ценность, невозможно полностью восстановить землю после заканчивания или ликвидации скважины [194]. В более обширных областях, с множеством установок по добыче, это может при-



Снимок с самолета, который представляет площадку 3-5 акров, необходимую для добычи газа методом гидравлического разрыва с промежуточными расстояниями 40 акров. На снимке видны подъездные пути, трубопроводные коридоры и прочая инфраструктура на месторождении Джона (John) горного западного штата Вайоминг – долина Грин-Ривер. Добывающие установки были воздвигнуты в течение семи лет.

Рис. 45. Вид с самолета на месторождение Джона (John) – Вайоминг, 12 мая 2006 года [248]

вести к значительной потере или фрагментации зон отдыха и развлечений, ценных сельхозугодий или естественной среды обитания животных.

Визуальное воздействие на ландшафт. Визуальное влияние на ландшафт в той или иной степени продолжается в течение всего срока проекта. Иногда плотность бурительных площадок составляет шесть на км², иногда еще выше. В Атланте, где добывается природный газ из песка, площадка (хоть и менее обширная) порой находится на каждых 100 м (рис. 45).

NYSDEC пришел к заключению, что визуальное влияние на эстетическое восприятие ландшафта минимально, начиная с расстояния свыше 1,5 км, и определил, что совокупный риск визуального воздействия в течение всего процесса добычи сланцевого газа может быть оценен как «средний». Шумовые факторы будут воздействовать на начальных стадиях добычи нетрадиционного газа. Поэтому с учетом эффективных методов по борьбе с шумом, его совокупное воздействие, связанное с отдельными буровыми площадками, классифицируется «от среднего до высокого» [194].

В первых экспериментальных работах по добыче природного газа из сланцев использовался технологически крайне неэффективный подход, в основе которого лежал ГРП вертикальных участков бурения. Так как диапазон ГРП в недрах очень ограничен, создавалась очень густая сеть скважин, расположенных в крайних



- А — первые эксперименты с вертикальными скважинами;
 В — нагрузка на поверхность земли во время ГРП;
 С — рекультивация земель после нескольких месяцев использования;
 D — буровая площадка после рекультивации на этапе добычи.

Рис. 46. Воздействие разведки на ландшафт [72]
 Источник: Mayka Kennedy, British Columbia Oil & Gas Commission

случаях на расстоянии 500-1000 м друг от друга (рис. 46).

Без обязательной рекультивации поверхность после завершения работ представляла собой опустошенный ландшафт. Такой способ добычи был прекращен в 2002 году, когда было повсеместно введено горизонтальное бурение, а затем бурение с одной буровой площадки нескольких скважин в различных направлениях.

В настоящее время с одной буровой площадки, временно занимающей примерно 2-6 га, можно бурить до более чем 30 скважин и добывать газ с площади более 10 км². В результате расстояние между площадками составляет 2-7 км (рис. 47). Это не только сокращает нагрузку на поверхность, но и позволяет гибко располагать площадки, тем самым позволяя избежать размещения производства в неудобных для населения либо экологически чувствительных областях.

После бурения и ГРП природный газ самостоятельно поступает в скважину и начинается его добыча. Территория буровой площадки подлежит рекультивации и возвращает свои предыдущие, в основном сельскохозяйственные, функции. Эффективная рекультивация гарантирует, что на время бурения и ГРП верхний слой грунта удаляется и хранится в виде насыпей вдоль площадки. На площадке укладывается плитка, защищающая землю от чрезмерного уплотнения, и выстилается пленка, защищающая от попадания в почву загрязнения (включая воду) в случае аварийной ситуации.

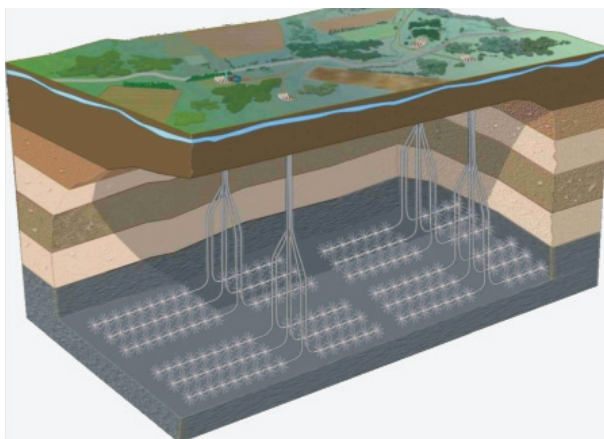


Рис. 47. Современные методы, применяемые для эксплуатации месторождений сланцевого газа с использованием множественного бурения с одной буровой площадки [72]

Источник: Mayka Kennedy, British Columbia Oil & Gas Commission

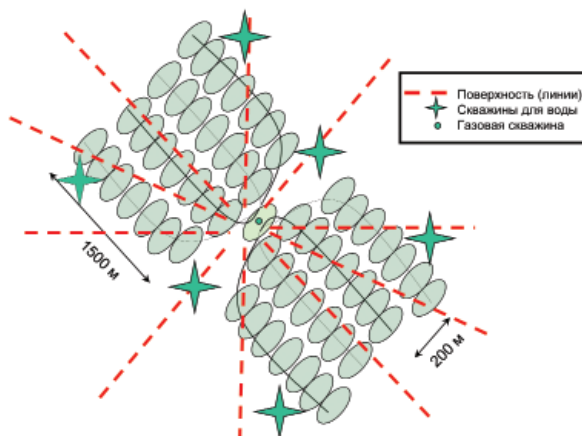


Рис. 48. Влияние добычи сланцевого газа на окружающую среду. Почвы и ландшафт [192]

Постоянная производственная инфраструктура остается в одном и том же месте в течение 30-50 лет, занимает небольшой участок земли (рис. 48).

Отдельные производственные скважины должны быть впоследствии подключены к основному газопроводу системой газопроводов, прокладываемых на глубине около 1 м под землей. Это временное воздействие на земельные ресур-

сы и ландшафт сопоставимо по своей силе с созданием сельских газо- и водопроводов.

Неизбежным следствием добычи также является крупное отчуждение земель для буровых площадок, парковочных и подъездных площадок для грузового транспорта, оборудования для обработки и транспортировки газа и подъездных коммуникаций. Огромное отчуждение земель происходит при размещении газопроводов.

Таким образом, можно выделить следующие основные виды воздействия на земельные ресурсы:

- *деградация почв* – необходимо стремиться к минимизации ущерба путем удаления верхнего слоя почвы и восстановления его после демонтажа буровой площадки;
- *уплотнение почвы* в результате постоянной нагрузки – восстановление первоначального состояния является сложным и долгосрочным;
- *загрязнение в случае аварии* разлившимися жидкостями и горюче-смазочными материалами.

Для минимизации наносимого ущерба при воздействии на почву необходимо использовать множественное наклонно-направленное бурение из одной точки, бурение с платформы, располагать буровую площадку на прокладках, распределяющих вес, использовать природную компенсацию.

Компенсация владельцам изымаемых земельных участков. Еще одной проблемой для компаний, которые захотят развивать добычу природного газа из нетрадиционных источников в промышленных масштабах, являются компенсации владельцам сельскохозяйственных земель за потери урожаев и возможное уменьшение площади полей. Несмотря на неизбежные региональные различия, можно предположить, что простота убеждения фермеров временно отказаться от возделывания земель, так же как и сумма потенциальных компенсаций, будет зависеть от качества почвы, на которой хозяйства расположены. Чем выше качество почвы, тем труднее убедить владельцев и тем выше потенциальные суммы компенсаций.

Как это может сказаться при добыче сланцевого газа в Европе, можно проследить на примере Польши. Большая часть территорий страны, на которых возможна разведка и добыча нетрадиционного газа, представлена комплексами бурых и подзолистых почв. Почв высокой плодородности в Польше немного. Черноземы занимают лишь около 1% площади, и в области потенциальной разведки встречаются только на Люблинской возвышенности (около Томашув-Любельски).

Лучшие сельскохозяйственные угодья, с которыми могут возникнуть проблемы с получением к ним доступа, находятся на некоторых лицензионных участках Люблинского бассейна (Томашув-Любельски и Хелм), в Жулавах и вдоль Вислы (рис. 49) [72].

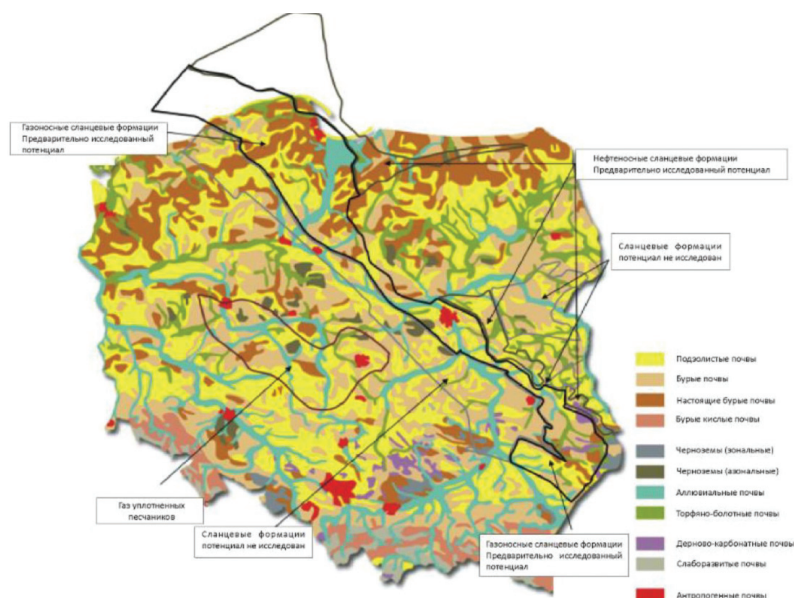


Рис. 49. Типы почв и области разведки и разработки нетрадиционных углеводородов [72]

Более двух третей территорий потенциальной разведки и добычи нетрадиционных углеводородов представлены мало- и среднеплодородными почвами и в целом менее привлекательны для сельского хозяйства, поэтому можно предположить, что временное изъятие этих почв из использования не должно стать большой (и дорогой) проблемой.

Ухудшение доступности туристических достопримечательностей, безусловно, относится к прибрежным районам, особенно прилегающим к береговой линии Балтийского моря, а также отдельным районам с уникальной природой, таких как Расточье на юге Люблинского воеводства. Это в большей степени относится к влиянию добычи сланцевого газа на охраняемые территории.

6.2. Возможности отчуждения для добычи сланцевого газа земельных участков, занимаемых особо охраняемыми природными территориями на примере Республики Польша

Важной проблемой является необходимость учета природоохранных требований стран, планирующих добычу сланцевого газа. При совпадении районов планируемой добычи сланцевого газа и природоохранных территорий (особо

охраняемых природных территорий) могут возникать конфликтные ситуации. Рассмотрим возможные ограничения, связанные с особым природоохранным статусом земель европейских стран, на примере Польши, представленном в экспертном заключении [72].

Природоохранными категориями в Польше, в соответствии с Законом от 16 апреля 2004 года о защите природы, являются: национальные парки (23 объекта), заповедники (1451 объекта), региональные ландшафтные парки (121 объект), ландшафтоохранные зоны (384 объекта), объекты европейской сети Натура 2000 (144 территории особой охраны птиц – PLB и 823 специальные территории охраны ареалов – PLN), памятники природы (35420 объектов), наблюдательные пункты (240 объектов), экологические угодья (6628 объектов), природно-ландшафтные комплексы (287 объектов), охрана видов животных, растений и грибов.

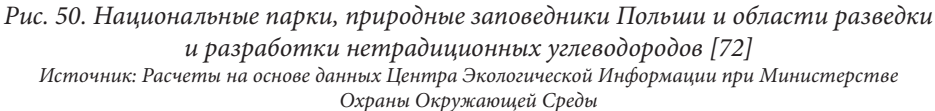
К формам особо охраняемых природных территорий, которые имеют наибольшее влияние на возможности разведки и добычи полезных ископаемых, относятся национальные парки, заповедники, региональные ландшафтные парки, ландшафтоохранные зоны, территории Натура 2000.

К самым строгим формам особо охраняемых природных территорий относятся национальные парки и заповедники, занимающие около 1,5% от общей площади территорий Польши [72]. В соответствии с законом об охране окружающей среды в национальных парках и заповедниках в частности запрещено: 1) строительство и реконструкция зданий и технического оборудования, за исключением зданий и сооружений, предназначенных для функционирования национального парка или заповедника; 2) разведка полезных ископаемых, в том числе торфа и окаменелостей, включая ископаемые останки растений и животных, минералов и янтаря; 3) разрушение почв или изменение назначения почв и землепользования; 4) движение автомобилей, кроме дорог общего пользования и дорог, расположенных на территории недвижимости, принадлежащей национальным паркам, определенных директором национального парка, а для заповедника — региональным директором по охране окружающей среды; 5) нарушение тишины; 6) выполнение земляных работ, ведущих к постоянной деформации ландшафта.

Это означает, что на территории национальных парков и заповедников любые виды деятельности, связанные с разведкой и добычей углеводородов (или любых других полезных ископаемых), запрещены.

На территориях предполагаемой разведки сланцевого газа расположено несколько национальных парков, а также большое количество небольших по площади и рассеянных по территории заповедников (рис. 50), в том числе:

- в Балтийском бассейне — Словинский национальный парк (более 327 км²) и Национальный парк Тухольские Бору (более 46 км²);
- в центральной части (бассейн Подляский) — Кампиносский национальный парк (385 км²);



Значительные ограничения создают крупнейшие национальные парки — Словинский и Кампиносский, влияние других весьма незначительно (рис. 51).

Это менее строгая форма особо охраняемых территорий по сравнению с национальным парком или заповедником. На территории регионального ландшафтного парка возможна экономическая деятельность, однако существует перечень ограничений, которые регулируются органами управления парка, в том числе запрет на добычу полезных ископаемых в экономических целях и земляные работы, ведущие к деформации ландшафта.

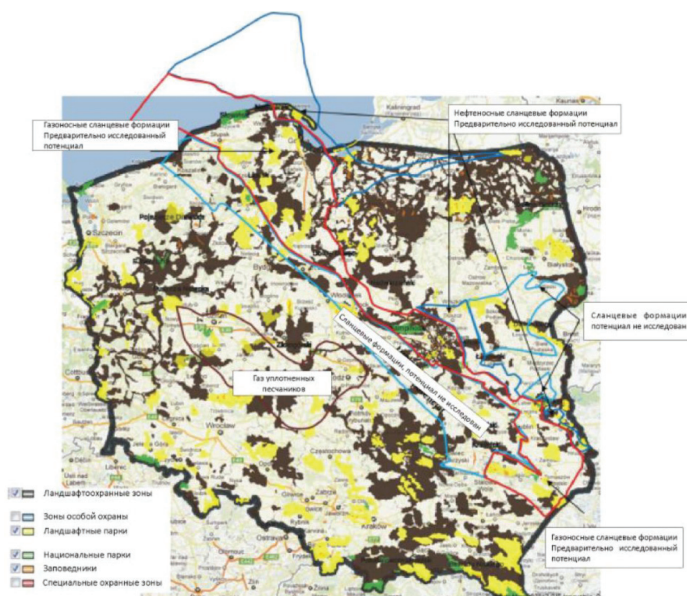


Рис. 51. Национальные парки, заповедники, ландшафтные парки, ландшафтоохранные зоны Польши и области разведки и разработки нетрадиционных углеводородов [72]

Источник: Расчеты на основе данных Центра Экологической Информации при Министерстве Охраны Окружающей Среды

значительным уровнем изменения природы, ценные своим туристско-рекреационным потенциалом или выступающие в качестве экологических коридоров. Как и в случае с ландшафтными парками, в ландшафтоохранных зонах существуют подобные правила, связанные с эксплуатацией полезных ископаемых.

Ландшафтные парки и ландшафтоохранные зоны занимают большую площадь перспективных участков разведки и добычи сланцевого газа в южной и центральной части Балтийского бассейна (например, лицензия Вейхеро), большей части газоносных областей Подляского бассейна и отдельных более мелких фрагментов южной части Люблинского бассейна. На территории разведки газа уплотненных песчаников особо охраняемые зоны этого типа располагаются в основном в районе Калиша, Кротошина и к югу от Познаньской агломерации. Реальное влияние данных форм особо охраняемых природных территорий на разведку и добычу нетрадиционного газа во многом зависит от индивидуального регулирования, но, несомненно, добыча углеводородов в промышленных масштабах была бы проще и, очевидно, дешевле вне зоны особо охраняемых природных территорий.

Европейская экологическая сеть Натура 2000 обеспечивает дополнительной

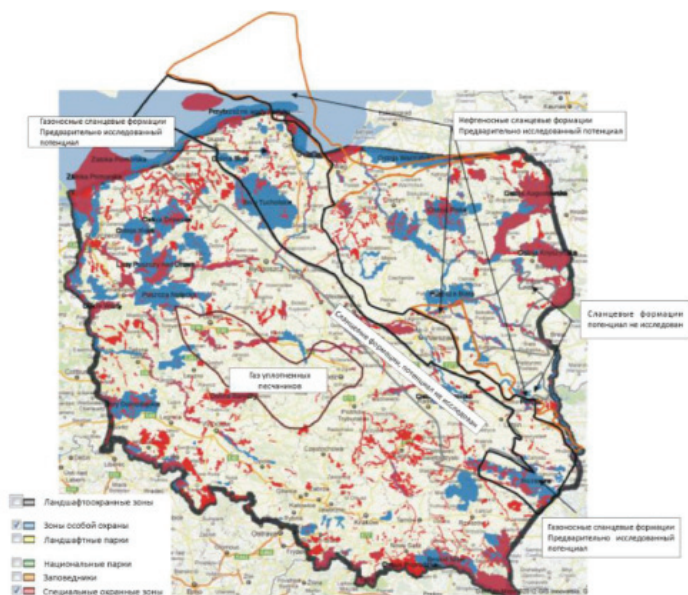


Рис. 52. Сеть Natura 2000 в Польше и области разведки и разработки нетрадиционных углеводородов [72]

Источник: Расчеты на основе данных Центра Экологической Информации при Министерстве Охраны Окружающей Среды

защитой виды растений и животных в Польше, уделяя особое внимание условиям существования каждого вида. В состав европейской сети Natura 2000 в Польше сейчас входит 144 территории особой охраны птиц, занимающие около 15,6% площади страны, и 823 специальные территории охраны ареалов, что составляет 11,05% площади Польши. В общей сложности площадь сети Natura 2000 составляет около 19,7% площади страны.

Территории, охватываемые сетью Natura 2000, занимают почти всю прибрежную зону, часть морской экономической зоны и области вокруг Тухольских Боров в южной части Балтийского бассейна. В Люблинском бассейне территории сети Natura 2000 преобладают в районе Билгорая и Томашув-Любельски (рис. 52).

Для территорий, входящих в сеть Natura 2000, не существует конкретного перечня ограничений, но следует избегать действий, которые могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на целевой вид и (или) ареал. На практике это означает, что осуществляемая деятельность на территории объектов Natura 2000 и их окрестностях не должна негативным образом влиять на состояние природных ареалов и виды растений и животных, ради которых объект был создан, а также нарушать целостность района или его связи с другими объектами сети.

Таким образом, в теории разведка и добыча нетрадиционных углеводородов на участках, находящихся в границах сети Натура 2000, возможна. Однако на практике весьма вероятно, что шум, загрязнение воздуха и воды, риски, связанные с проведением бурения, будут оценены как факторы, ухудшающие состояние естественных ареалов и отрицательно сказывающиеся на видах птиц и животных и, следовательно, запрещенные на территориях сети Натура 2000.

Таким образом, факторы, ограничивающие разведку и добычу нетрадиционных углеводородов вследствие расположения на особо охраняемых природных территориях, встречаются, как правило, в наименее густонаселенных областях Польши, наиболее благоприятных для разведки и добычи углеводородов в промышленных масштабах. И наоборот, природными территориями, на которых не установлен режим особой охраны, чаще всего являются наиболее высоко урбанизированные районы (Варшавская агломерация, Труймясто), что также создает ограничения для добычи сланцевого газа [72].

6.3. Влияние добычи сланцевого газа на биологические ресурсы

Добыча нетрадиционного газа может оказывать влияние на биоразнообразие по ряду направлений. Она может привести к деградации или полному исчезновению естественной среды обитания вследствие чрезмерного забора воды, или дроблению ареалов распространения диких животных или растений в результате строительства дорог или ограждений, либо строительства собственно буровых площадок. Новые, инвазивные виды, такие как растения, животные или микроорганизмы, могут появиться вследствие освоения и эксплуатации скважины, что может повлиять как на землю, так и на водные экосистемы. Несмотря на то, что данное воздействие потенциально возможно, пока не существует данных для оценки значимости этих рисков.

В целом, возможные виды потенциального воздействия на биологические ресурсы по стадиям разведки и добычи сланцевого газа представлены в табл. 33.

Таблица 33. Потенциальные воздействия на разнообразие биологических видов при добыче сланцевого газа (по данным [78, 128, 193, 194 и др.]

Стадия разработки и добычи	Риски и воздействие на разнообразие биологических видов
Выбор и подготовка места производственного объекта	Подготовка площадки Риск воздействия на экологически уязвимые виды во время подготовки площадки из-за разрушения среды обитания, внедрения инвазивных видов; шума, нарушений экосистемы, особенно в уязвимых областях. Выбросы, шум, человеческая деятельность, транспорт, изъятие земель, деградация среды обитания, внедрение инвазивных видов и т.д. может привести к нарушению природных экосистем, особенно в экологически уязвимых областях.
Бурение скважин, обсадка и цементирование	Бурение Шум или движение во время бурения может повлиять на дикую природу, особенно в экологически уязвимых областях.
ГРП	Доставка воды из источников (поверхностные воды) и забор подземных вод Перевозка воды к площадке может оказать значительное неблагоприятное воздействие из-за шума, разделения ареалов обитания, выбросов в атмосферу, риска аварий/утечек и т.д. Правильная организация доставки воды позволит снизить величину выбросов.
	Транспортировка и хранение химических добавок; смешивание химических веществ с водой и пропантом Перевозка воды к площадке может оказать значительное неблагоприятное воздействие из-за шума, разделения ареалов обитания, выбросов в атмосферу, риска аварий/утечек и т.д. Правильная организация движения позволит снизить величину выбросов.
	Жидкость для закачки или гидроразрыва Сооружения для ГРП могут представлять собой потенциально значительное визуальное воздействие на ландшафт, особенно в непромышленных областях.
Заканчивание скважины	Переработка сточных вод во время заканчивания Перевозка сточных вод до очистных сооружений/мест утилизации может оказать значительное неблагоприятное воздействие в результате несчастных случаев/утечек. Правильная организация движения позволит снизить величину выбросов.

Стадия разработки и добычи	Риски и воздействие на разнообразие биологических видов
Добыча из скважины	Создание и работа трубопровода Перевозка материалов и оборудования может иметь неблагоприятные последствия из-за шума, разобщения ареалов обитания видов и т.д. на этапе строительства.
	Повторный ГРП См. ГРП выше.

Бурение скважин может являться потенциальным фактором ухудшения биоразнообразия из-за повышенного шума, роста интенсивности движения автотранспорта и хозяйственной активности. Изготовление и утилизация буровых жидкостей также должна выполняться должным образом, чтобы не нарушить экологическое равновесие. Тем не менее, эти риски ниже, чем риски других стадий бурения на сланцевый газ.

Воздействие ГРП на экосистему и животный мир будет зависеть от расположения буровой площадки и ее близости к ареалу распространения видов, находящихся под угрозой исчезновения. Снос твердых частиц почвы в ручьи, сокращение стока рек, загрязнение земель вследствие аварийных разливов и недостаточной очистки сточных вод могут рассматриваться как реальная угроза истощению водных ресурсов. Тем не менее, исследование показало, что такие воздействия регистрируются редко, и кумулятивный эффект от связанных с данными обстоятельствами рисков можно классифицировать как умеренный.

Воздействие на природные экосистемы на этапе добычи газа может возникнуть в результате человеческой деятельности, дорожного движения, изъятия земель, деградации и фрагментации мест обитания, а также появления инвазивных видов. В обширных областях дикой природы, например, в северо-западной Канаде, добыча сланцевого газа может оказывать негативное влияние на пути миграции животных в результате создания искусственных барьеров (например, новые дороги).

Строительство трубопроводов может повлиять на чувствительные экосистемы, а повторные гидроразрывы – продолжающийся эффект на разнообразие биосистемы. Трубопроводы и автодороги находятся на первом месте среди линейных объектов по масштабам негативного воздействия на растительность и почву. Для односторонних трубопроводов ширина трасс в зависимости от диаметра труб составляет 20-32 м при ширине коридоров коммуникаций 80-220 м. По мере старения труб образуются свищи и аварийные прорывы.

Отрицательное воздействие факелов распространяется на территорию в 3-4 раза превышающую площадь отвода. Это обусловлено потреблением кислорода, тепловым излучением, загрязнением атмосферы, растительности и почвы

продуктами неполного сгорания углеводородов, окислами углерода, азота и серы и другими веществами. На площади влияния уничтожается древостой, замазучиваются и спекаются почвы.

Для организации процесса добычи сланцевых углеводородов используется тяжелый транспорт, что ухудшает состояние дорожного покрытия, приводит к превышению санитарных норм шумового воздействия.

Возможность того, что земля станет непригодной для прежнего использования после ликвидации скважин, является еще одним фактором, который может оказать влияние на местную экосистему. Риски влияния на разнообразие форм жизни на этапе добычи считаются потенциально высокими в случае работы нескольких установок [194].

ГЛАВА 7. ИЗМЕНЕНИЕ РАДИОАКТИВНОГО ФОНА В РАЙОНАХ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА

7.1. Оценка влияния добычи сланцевого газа на радиоактивный фон местности

Потенциальный риск, связанный с загрязнением поверхностных и грунтовых вод, представляют *естественно встречающиеся радиоактивные материалы* (NORMs), которые содержатся в любом геологическом образовании. Содержание урана в сланцевых формациях в США колеблется в диапазоне 0,0016-0,002%. В результате ГПП NORMs, в частности уран, торий и радий, вместе с обратным потоком жидкостей выводятся на поверхность. Порой радиоактивные частицы закачиваются вместе с жидкостями для специальных целей при изыскательных работах (например, трассирующие маркеры). Радионуклиды тоже в состоянии мигрировать через фильтрационное пространство в грунтовые и поверхностные воды, накапливаясь в трубопроводах, резервуарах и ямах.

Количество NORMs различно для различных сланцевых формаций. Например, в месторождении Марселлус (США) содержится больше радиоактивных частиц в сравнении с другими сланцевыми геологическими образованиями. В ходе работ по добыче газа также возможна более высокая радиоактивность в результате появления в естественном газовом потоке радона. Радон распадается на ^{210}Pb , затем на изотопы ^{210}Bi , ^{210}Po и, наконец, на стабильный ^{206}Pb . Продукты распада радона накапливаются, как правило, в виде пленки с внутренней стороны трубопроводов и резервуаров, что представляет риск для здоровья персонала, работающего с добывающим оборудованием.

Отмечено, что наиболее успешные сланцевые месторождения имеют высокий уровень гамма-излучения, который коррелирует с термической зрелостью сланцевого месторождения. В результате ГПП естественные радионуклиды попадают в верхний слой осадочных пород, а в районах сланцевой добычи газа наблюдается повышение радиационного фона. Так, Департамент Нью-Йорка по защите окружающей среды (NYCDEP) в своем исследовании [67] ссылается на случай в округе Онондага (Нью-Йорк), где было обнаружено наличие радона (^{222}Rn) в подвале и приземных этажах 210 домов. Во всех жилых зданиях, находящихся вблизи месторождения Марселлус, уровень ^{222}Rn превысил 148 Бк/м³, при этом средняя концентрация в этих домах достигла 326 Бк/м³, что в 2 раза больше определенного предельного значения в 148 Бк/м³. В противоположность этому, отчеты, предоставленные независимой сертифицированной дозиметрической службой, находящейся в округе Шиманг, штат Нью-Йорк, показали, что уровень радиации выбуренных пород на месторождении Марселлус, поступающих на полигон Шиманг, были «значительно ниже» радиационных стандартов США,

установленных в области охраны окружающей среды. В докладе говорится, что исследованный материал менее радиоактивен по сравнению с материалами кухонного оборудования или садовой почвы [245].

В скальных образованиях в районе месторождения Марселлус была обнаружена высокая радиоактивность (в 25 раз выше фона на поверхности). Эти отходы частично были распространены в почве – концентрация ^{137}Cs составила 74 Бк на кг грунта [67]. Вероятной причиной появившегося ^{137}Cs является его попадание в почву вследствие изыскательных работ, поскольку этот изотоп используется для анализа геологических образований при разведке газа в сланцевых формациях.

По сути, риск загрязнения естественно встречающимися радиоактивными материалами не может считаться специфически связанным с разведкой и добычей газа из сланцевых формаций, поскольку такой риск существует при осуществлении всех конвенциональных горнодобывающих работ, и он тесно связан с конкретной минералогической и геологической характеристикой данного объекта.

Для определения состояния горной породы, ее пористости, объема газа и т.д. сегодня обычно используется другой сильный разведочный инструмент – глупинный зонд, размещенный в сверлильной головке, а именно в процессе бурения как вертикальной, так и горизонтальной скважины. Его использование, помимо исследования свойств среды горной породы, делает возможной коррекцию ведения направления скважины. Все данные этого зонда обрабатываются онлайн в центре управления. Для зондирования используются радиоактивные вещества ^{241}Am , ^{137}Cs и Be . Радиоактивный зонд используется для изображения соединения нейтронов.

Само действие зонда под землей, вероятно, не имеет существенного негативного влияния на окружающую среду. Возможна потеря радиоактивного компонента при перевозке, что в зависимости от времени экспозиции при прямом контакте может привести к смерти облученного лица. Для перевозки используются желтые контейнеры с соответствующим обозначением радиоактивного уровня. Контейнеры весят несколько тонн [152].

Повышение радиоактивности поверхностных и подземных вод может произойти также в результате неконтролируемого превышения поступления возвратных (пластовых вод) в используемые пригодные поверхностные грунтовые воды, а также в случае ненадлежащего обращения со сточными водами при их утилизации. Облучение населения может наступить в том случае, когда зараженные поверхностные или грунтовые воды используют напрямую для питья или для производства продуктов питания. В Германии соответствующие нормы защиты населения от дополнительного радиоактивного облучения, наступающего в результате утилизации отходов природных радиоактивных веществ, содержатся в параграфах 97-102 и в приложении XII StrlSchV Положения о защите от радиоактивных излучений. Ориентировочные дозы дополнительного облучения, полу-

ченного в результате утилизации отходов NORMs, составляют при этом 1 мкЗв в год [216].

7.2. Потенциальная опасность от радиоактивных материалов природного происхождения и выхода на поверхность радона при добыче сланцевого газа

Потенциальная опасность от выхода на поверхность радона. Некоторые радионуклиды, в том числе урановые и ториевые элементы цепочек радиоактивного распада, присутствуют в почве и горных породах в естественном состоянии. Некоторые почвы и горные породы, в том числе граниты, известняки и сланцы, имеют относительно высокий уровень этих радионуклидов и элементов в цепочках радиоактивного распада; в Великобритании концентрация активности урана-238 (^{238}U) в почве колеблется от 2 до 330 Бк/кг [60].

Радон-222 (^{222}Rn), благородный газ, является элементом цепочки радиоактивного распада ^{238}U , выбрасывается в атмосферу с большей части земной поверхности. Выход радона из горных пород и почвы в значительной степени определяется видом минеральных пород, содержащих уран.

Радон поступает в атмосферу из приповерхностного слоя почвы и скальных структур через местные пустотные образования, трещины и т.д. Небольшие аномалии в них могут привести к краткосрочному изменению скорости его высвобождения, но в долгосрочном плане это не приводит к его существенному или устойчивому высвобождению.

Существенная глубина, на которой осуществляется ГРП, создает трудности в понимании происходящих физических изменений, которые в краткосрочной или долгосрочной перспективе могут привести к значительным изменениям выхода радона с земной поверхности.

Разведочные скважины на наличие сланцевого газа могут проходить через слои горных пород с природной повышенной концентрацией радона. По мнению, представленному в [193], при условии сохранения целостности обсадных труб скважин, радон вряд ли будет перетекать в ствол скважины из окружающей породы.

Радон присутствует и в природном газе, например, в сланцевом газе. Его уровень непостоянный, так как зависит от геологической формации и от глубины. Джонсон (1973) определяет средний уровень радона в США при добыче природного газа в месторождении Марселлус равным 1370 Бк/м³ (37 пКи/л) [236]. Модель, используемая в [218], показала, что на уровне устья скважины радон в сланцевом газе может достигать 1365-95300 Бк/м³ (36,9-2576 пКи/л). В своем исследовании он указывает, что концентрация радона в сланце или природном газе, предназначенном для потребителя, может доходить до 72 000 Бк/м³, а с уче-

том подготовки газа, переработки и доставки концентрация радона выходит на уровень концентрации радона внутри помещений и составляет около 20 Бк/м^3 , т.е. на средний уровень. Эти данные основаны на оценочных концентрациях радона в устье коллектора. Также указывается, что условные концентрации в устье скважины во время проведения контрольных замеров в США в 1973 году были ниже оценок, сделанных в докладе по концентрациям в устье скважин в связи с ГРП.

USGS [237] сообщила о проведенных измерениях ^{222}Rn от устья скважины до газо- и водоотделительной ступени на 11 скважинах США, в том числе на площадках Марселлус. Наблюдаемые значения находятся в диапазоне от 37 до 2923 Бк/м^3 .

Если место доставки природного газа расположено недалеко от точки добычи и время, затрачиваемое на его транзит, небольшое, то период спада активности радона будет небольшим; период полураспада радона составляет 3,8 дня.

Данные о концентрации радона в сланцевом газе Великобритании в устьях скважин представлены в [193]. Великобритания имеет обширную национальную газотранспортную систему, следовательно, потенциально радон присутствует в природном газе, добытом в Великобритании из сланцевых месторождений, как и в существующих системах газоснабжения природного газа. Концентрация радона в природном газе, поставляемого потребителям, зависит от его исходной концентрации, которая меняется в зависимости от срока транзита, хранения, разбавления (с другим природным газом), обработки или смешивания. Благодаря используемой английской модели [237], было подсчитано, что природный газ, содержащий радон по верхнему пределу (2923 Бк/м^3) по информации USGS может давать индивидуальное облучение порядка $60 \text{ мкЗв}\cdot\text{г}^{-1}$.

Сопутствующие ненужные горючие газы иногда сжигаются. В этих газовых потоках также может находиться радон. При таких условиях радон быстро рассеивается в атмосфере и, согласно [193], вряд ли приведет к какому-либо значительному облучению населения.

Грунтовые и поверхностные воды. Радон и радий относительно растворимы в воде, существует риск перорального попадания в организм радона из системы водоснабжения, самые высокие концентрации радона, как правило, можно найти в грунтовых водах, контактировавших с кристаллическими породами, но уровень радона в воде на каждой скважине различен. Исследования, проведенные в Великобритании, выявили, что в некоторых частных системах водоснабжения удельная активность радона приближается к 1000 Бк/л [238], что гораздо выше, чем в системе коммунального водоснабжения.

Myers [212] изучил проблему радона в сланцевом газе и пришел к выводу, что из-за глубины залегания целевых пластов выделяющийся радон успевает, вероятно, распасться, прежде чем попадает в грунтовую воду через адвекцию.

Поскольку в Великобритании ГРП производится на значительной глубине (обычно более тысячи метров от поверхности), то влияние выделяющегося радона на грунтовые воды будет минимальным [193].

Радон в возвратной воде. Радон может присутствовать в возвратной воде из-за его растворимости. Количество радона также будет зависеть от количества его исходного материала, радия-226 (^{226}Ra). Среднее содержание радона в почвенных газах, измеренных в США, составляет около 7 400–74 000 Бк/м³ (от 200 до 2000 пКи/л) и может превышать 37 000 000 Бк/м³ (100000 пКи/л) [212, 239, 240]. Специальные измерения по радону в возвратной воде при эксплуатации скважины не проводились. В США опубликованы суммарные уровни по альфа-активности в возвратной воде, они находились в диапазоне от 0,8 до 700 Бк/л [241]. Образцы возвратной воды, взятой на исследуемой площадке Прис Холл в Великобритании, показали, что суммарный уровень концентрации по альфа-активности находится в пределах от 10 до 200 Бк/л [242].

Дегазации радона из возвратной воды будет способствовать турбулентность и высокая температура текучей среды. Это может привести к повышенному уровню радона в непосредственной близости от устья скважины. Поскольку это, вероятнее всего, приведет к точечному увеличению концентрации радона в воздухе, он, вероятно, потенциально будет способствовать облучению персонала на месте производства.

Потенциальная опасность от NORMs. NORMs представляют собой материалы, содержащие первичные радионуклиды и встречающиеся в природе, например, изотопы радия, урана, тория, калия и продукты их радиоактивного распада. Уровни радиоактивности таких материалов сильно зависят от местной геологии: в некоторых случаях они не выше, чем в окружающей среде, в других случаях требуется применение защитных мер. Также они присутствуют в отходах (смазочно-охлаждающие жидкости, шлам), образующихся на начальном этапе бурения, хотя их уровни, как правило, равны природным и не вызывают особой озабоченности. Изотопы радия (^{226}Ra и ^{228}Ra) и продукты их распада из-за их более высокой растворимости, могут присутствовать в возвратной воде (пластовой) воде, а также могут концентрироваться в технологических остатках, например, в осадке и шламе.

Минеральная часть осадочных пород является адсорбентом радиоактивных элементов. Например, известна радиоактивность пород баженовской свиты Западно-Сибирского осадочного бассейна, бурых сланцев Эстонии и силурийских глин бассейнов Алжира. Максимальный уровень гамма-излучения и генерация радиогенного тепла характерны для глинистых сланцев (табл. 34). В результате ГРП радиация вместе с водой попадает в верхние слои осадочных пород, что повышает общий радиационный фон.

Таблица 34. Среднее содержание радиоактивных элементов в осадочных породах [196]

Порода	Уран, ppm	Торий, ppm	Калий, %	Плотность, кг/м ³	Генерация, А, мкВт/м ³
Известняк	2,0	1,5	0,3	2600	0,62
Глинистые сланцы	3,7	12	2,7	2400	1,8
Чёрные глинистые сланцы	20,2	0,9	2,6	2400	5,5

Информация об измерениях удельной активности NORMs в возвратной воде из скважины по добыче сланцевого газа опубликована также и в США. Теоретически, при разработке месторождения Марселлус повышение радиоактивности в окружающей среде от воздействия месторождения может проходить по трем направлениям. Во-первых, из-за небрежного складирования извлеченных пород, полученных при бурении. Во-вторых, из-за недолжной очистки отработанных вод, сбрасываемых в ручьи и реки. В-третьих, из-за преднамеренного попадания отработанных вод в окружающую среду – например, в связи с заливкой дорожных покрытий для предотвращения обледенения. В каждом случае радиоактивность может быть потенциально опасной для растений и животных естественных экосистем. Самое большое беспокойство выражается в отношении питьевой воды – особенно в пунктах ее забора, расположенных ниже по течению реки после прохождения очистных сооружений, куда направляются отработанные воды с разрабатываемого месторождения Марселлус [243].

Месторождение Марселлус, как известно, содержит более высокие концентрации ²³⁸U и ²²⁶Ra по сравнению с окружающими скальными образованиями. Измеренные концентрации активности ²²⁶Ra в образцах бурового шлама и керна на Марселлус находились в диапазоне от 32 до 68 Бк/кг (от 0,87 до 1,84 пКи/г), в то время как концентрации активности ²²⁶Ra и ²²⁸Ra в возвратной воде находились в пределах от 0,1 до 1,2 Бк/л (от 2,6 до 33 пКи/л) и от 0,043 до 0,68 Бк/л (от 1,2 до 18 пКи/л) соответственно [244].

US EPA [214] опубликовала данные общих уровней концентрации радионуклидов, измеренные в различных средах (осадок, шлам, попутно добываемая вода) нефтяных и газовых месторождений. Уровни активности радия в возвратной воде, как сообщалось, находились в пределах от 0,004 до 330 Бк/г, средняя удельная активность радия (²²⁶Ra и ²²⁸Ra) в осадке – 1,8x10⁴ Бк/кг, но могла достигать 1,5x10⁷ Бк/кг. В шламе средняя удельная активность радия (²²⁶Ra и ²²⁸Ra) достигала 2,8x10³ Бк/кг, в то время как удельная активность ²¹⁰Pb доходила

до 1.0×10^6 Бк/кг. Также сообщалось о мощности доз от загрязненного оборудования, которые составляли от 0,3 до 0,6 мкЗв/ч, что соответствует 5-кратной мощности дозы от естественного фона [193].

Радиоактивность может также попадать в окружающую среду при обработке дорожных покрытий солевым раствором от работ по освоению скважины в целях борьбы с обледенением и осаждением пыли летом [246]. Предположительно, использование солевого раствора для борьбы со льдом и пылью на дорогах может способствовать превышению уровня радиоактивности, если солевой раствор имеет сланцевое происхождение при бурении, и в дальнейшем происходит его попадание в поверхностные или подземные воды.

В Великобритании анализ возвратной воды из разведочной скважины в Ланкашире (Cuadrilla Resources Ltd, Прис Холл), выполненный при участии Агентства по окружающей среде [242], показал наличие ряда радионуклидов природного происхождения, в том числе ^{40}K , ^{212}Pb , ^{214}Pb , ^{214}Bi , ^{228}Ac и ^{226}Ra . Самые высокие измеренные уровни приходились на ^{226}Ra , удельная активность которого в возвратной воде находилась в пределах от 14 до 90 Бк/л, в то время как удельная активность во взвешенных веществах – от 2,5 до 7,2 Бк/кг. Эти значения соответствуют концентрации активности ^{226}Ra , измеренным в воде (в пределах 0-200 Бк/л) и в почве (5 900 Бк/кг) европейских стран.

Установленный предел годовой эффективной дозы для населения составляет 1 мЗв. По мнению [193], трудно в полной мере оценить радиационные риски для людей, проживающих в непосредственной близости от объектов по добыче сланцевого газа, поскольку для оценки радиологических последствий у этих людей требуется детальная информация о местоположении объектов, а также о введенном порядке и процедурах, используемых для обработки и удаления отходов, содержащих NORMs. Тем не менее, имеется некоторая отраслевая информация по дозам от них для работников, занятых добычей нефти и газа, и связанного с этим производством населения. Работники, занятые в оффшорной нефтяной и газовой промышленности, получают дозы от нескольких десятков мЗв до нескольких сотен мЗв в год [247]; максимальные дозы, около 1 мЗв/г, устанавливались для работников, задействованных, в большой степени, в работах по дезактивации сепараторов. Дозы для населения при эксплуатации одной скважины могут быть, как ожидается, существенно ниже.

В связи с наличием имеющейся удельной активности, захоронение производственных отходов от добычи сланцевого газа и связанная с этим смежная деятельность может выполняться при наличии разрешения от природоохранных органов (Англия и Уэльс) в части накопления и утилизации радиоактивных веществ. Концентрации активности радия, измеренные в возвратной воде, наверняка являются основанием для оформления такого разрешения. В Шотландии такие разрешения оформляются согласно закону о радиоактивных веществах от 1993 года.

ГЛАВА 8. ЕВРОПЕЙСКОЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО И ОБЩЕСТВЕННОЕ МНЕНИЕ В ЕВРОПЕЙСКИХ СТРАНАХ В КОНТЕКСТЕ ВОЗМОЖНОЙ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА

8.1. Риски, возникающие при разведке и добыче сланцевого газа в связи с пробелами или потенциальными пробелами в Европейском законодательстве

Для выявления уровня согласованности законодательства государств-участниц ЕС и общего законодательства ЕС в [194] были рассмотрены 19 законодательных актов, имеющих отношение ко всем или некоторым этапам разработки ресурсов сланцевого газа и обязательных для исполнения всеми членами ЕС. Они были классифицированы по следующим параметрам:

- недостатки в законодательстве ЕС, ведущие к рискам для окружающей среды или здоровья человека, которым не уделяется достаточного внимания;
- потенциальные недостатки и неопределенности в практике применения законодательства ЕС: риски, которые не могут быть учтены законодательством ЕС из-за роста неопределенности в связи с отсутствием данных по выполнению работ с высоким объемом ГРП;
- потенциальные недостатки и неопределенности существования соответствующих требований на национальном уровне: аспекты, в высокой степени зависящие от решений страны-участницы, когда невозможно сделать однозначный вывод, учтены ли надлежащим образом все риски на уровне ЕС.

Были выявлены следующие существующие и потенциальные пробелы в европейском законодательстве (табл. 35).

Таблица 35. Сводная таблица по существующим и потенциальным проблемам в европейском законодательстве (по данным [194])

Существующий или потенциальный пробел в законодательстве	Негативное воздействие	Риск, связанный с потенциальным пробелом
Пробелы в законодательстве		
Директива по ОВОС (2011/92/EU). Приложение I – пороговые значения при добыче газа выше уровня добычи, установленного для HUNF (проектов с большим количеством ГРП). Результат: нет обязательной оценки воздействия на окружающую среду.	На все, особенно существенно для ключевых факторов: изъятие земель во время стадии подготовки, шум во время бурения, выбросы в атмосферу во время проведения ГРП, движение транспорта во время ГРП, загрязнение подземных вод.	Решение о разведке и добыче не основывается на ОВОС. Участие общественности не гарантировано, разрешения на работы могут определяться в соответствии с конкретной ситуацией. Вредные факторы не могут быть идентифицированы и оценены. Меры по минимизации возможных последствий, разрабатываемые через получение согласований или разрешений, могут не применяться.
Директива по ОВОС (2011/92/EU). Приложение II – нет определения глубокого бурения; этап разведки не подпадает под классификацию Приложения II «Наземные промышленные установки для добычи угля, нефти, руд и операций в торюющих сланцах». Результат: нет обязательной оценки воздействия на окружающую среду.	На все, особенно существенно для ключевых факторов: изъятие земель во время стадии подготовки, шум во время бурения, выбросы в атмосферу во время проведения ГРП, движение транспорта во время ГРП, загрязнение подземных вод.	Решение о разведке и добыче не основывается на ОВОС. Участие общественности не гарантировано. Проект с большим объемом ГРП не охватывается ОВОС. Для этих проектов последствия могут быть неизвестны и не могут быть оценены. Меры по минимизации возможных последствий, разрабатываемые через получение согласований или разрешений, могут не применяться. Водоносные горизонты неизвестны, что приводит к непредвиденным загрязнениям.
Директива по ОВОС (2011/92/EU). Нет полного охвата геоморфологических и гидрогеологических аспектов, не требуется оценить геологические особенности в рамках оценки экологического воздействия.	Особенно актуально для загрязнения грунтовых вод, сейсмичности, воздействия на землю, выбросов в атмосферу.	Нет оценки геологических и гидрогеологических условий (например, природных и техногенных разломов, трещин, гидравлических связей, расстояния до водоносных горизонтов и т.д.) в рамках оценки экологического воздействия или мониторинга, что приводит к неоптимальному выбору точек бурения и рискам последующего загрязнения. Мониторинг качества подземных вод водоносных горизонтов вокруг площадки может не проводиться. Водоносные горизонты неизвестны, что приводит к непредвиденным загрязнениям.

Существующий или потенциальный пробел в законодательстве	Негативное воздействие	Риск, связанный с потенциальным пробелом
Рамочная директива по водной среде (2000/60/ЕС). Для веществ, не являющихся токсичными, Директива не рассматривает их прямое попадание в грунтовые воды, что, в конечном итоге, может повлиять на водоносные горизонты.	Загрязнение подземных вод.	«Загрязняющие вещества» определяются как «любое вещество, которое может вызвать загрязнение, в частности те, которые перечислены в Приложении VIII». Условия выдачи разрешений могут не требовать мониторинга или при гидроаэрировании – реализацию мер, отсутствие которых приводит к загрязнению водоносных горизонтов.
Директива по отходам горного производства (2006/21/ЕС). Нет справочного документа по имеющимся наиболее передовым технологиям.	Контроль и утилизация отходов, регулируемые Директивой по отходам горного производства, обработка жидкости для гидроаэрирования во время и после осуществления гидроаэрирования.	Нет общего мнения по наиболее передовым технологиям и их исполнению. Более высокие уровни загрязнения из-за применения норм контроля и утилизации отходов в горнорудной промышленности.
Директива по эмиссии от мобильной техники, не перемещающейся по дорогам (Директива 97/68/ЕС, с поправками). Отсутствие ограничений на выбросы для мусоросжигательного завода свыше 560 кВт.	Загрязнение воздуха, особенно во время бурения и гидроаэрирования.	Не могут быть приняты меры, чтобы предотвратить высокие выбросы в атмосферу, что приведет к локальному повышению уровня загрязненности воздуха, хотя цель законодательства заключается в регулировании стандартов на машины во время их эксплуатации, а не на выбросы.
Директива о комплексных мерах по контролю и предотвращению загрязнения (2008/1/ЕС) и Директива по промышленным выбросам (2010/75/ЕС). Нет справочного документа по имеющимся наиболее передовым технологиям для бурового оборудования.	Загрязнение воздуха, особенно во время бурения и гидроаэрирования.	Не могут быть приняты меры, чтобы предотвратить высокие выбросы в атмосферу, что приведет к локальному повышению уровня загрязненности воздуха. Это вызвано неопределенностью в отношении опасного характера жидкостей для гидроаэрирования, которая определила бы степень применимости Директивы 2008/1/ЕС к установкам для гидроаэрирования.
Директива по шуму оборудования, работающего вне помещений (2000/14/ЕС). Проблемы в области предельных значений для предотвращения шума конкретного оборудования.	Шум во время бурения.	Буровое оборудование, используемое в процессах гидроаэрирования, не включено в оборудование, регулируемое этой директивой. Компрессоры, используемые для бурения, имеют емкость мощности свыше 350 кВт, что является предельной мощностью для этой директивы.

Существующий или потенциальный пробел в законодательстве	Негативное воздействие	Риск, связанный с потенциальным пробелом
Директива по качеству воздуха (2008/50/ЕС). Не определены корректирующие или запрещающие меры применительно к деятельности, вызывающей загрязнение.	Загрязнение воздуха во время бурения, гидроразрыва и движения транспорта.	Не определены меры по сокращению выбросов в атмосферу. Уровни загрязнения воздуха могут быть выше уровней воздействия или стандартов качества воздуха.
Директива об экологической ответственности (2004/35/ЕС). Ущерб, вызванный деятельностью, не перечисленной в Приложении II, не регулируется данной директивой, если он не является результатом несправности или халатности со стороны эксплуатационной компании, повлекшем ущерб для охраняемых видов животных и растений и их естественных мест обитания или произрастания. Вред, вызванный рассредоточенным источником загрязнения, не покрывается, если причинно-следственная связь не может быть установлена.	Изъятие земель, загрязнение воздуха во время бурения, гидроразрыва и движения транспорта.	Некоторые экологические последствия добычи сланцевого газа могут быть не предусмотрены.
Неопределенности в применении законов		
Директива о комплексных мерах по контролю и предотвращению загрязнения (КМПЗ) (2008/1/ЕС) и Директива по промышленным выбросам (2010/75/ЕС). Деятельность не упомянута или не предусмотрена положениями об опасных отходах или отходах горения.	Выбросы в воздух, воду и почву.	Нет обязательств по получению разрешений в связи с директивой КМПЗ и нет справочного документа с имеющимися наиболее передовым технологиям по Директиве КМПЗ или Директиве по промышленным выбросам. Этот возможный пробел возникает из-за неопределенности в отношении опасного характера жидкостей для гидроразрыва, что однозначно установило бы возможность применения к ним Директивы 2008/1/ЕС. Для достижения высокого уровня защиты окружающей среды не могут быть применены комплексные меры для предотвращения или сокращения выбросов в воздух, воду и землю, в том числе меры, касающиеся захоронения отходов. Мониторинг выбросов в атмосферу может не проводиться.

Существующий или потенциальный прорыв в законодательстве	Негативное воздействие	Риск, связанный с потенциальным прорывом
Директива по отходам горного производства (2006/21/ЕС). Неопределенность в отношении классификации объектов с отходами категории А.	Крупные аварии, загрязнение подземных и поверхностных вод, загрязнение атмосферы.	Классификация может быть неадекватно применена. Без соответствующих планов по предупреждению последствий аварий и экстренных ситуаций могут произойти крупные аварии.
Директива по Севезо II (96/82/ЕС). Неопределенность в отношении того, охватывает ли Директива масштабные операции ГРП при устоянии хранения природного газа или специфических химических добавок на месте.	Крупные аварии с опасными веществами (например, случаи загрязнения воды).	Без соответствующих планов по предупреждению последствий аварий и экстренных ситуаций могут произойти крупные аварии.
Вопросы, в настоящее время отданные на усмотрение государств-членов ЕС		
Директива по стратегической экологической оценке (2001/42/ЕС). Страны-члены ЕС должны решать сами, может ли план или программа иметь существенные негативные последствия.	Всеобъемлющее.	Не будет выполнена стратегическая экологическая оценка. Информация о возможных экологических последствиях не будет доступна, и, следовательно, не будет использоваться в процессе получения разрешений (согласий) или санкций.
Директива по экологической экспертизе (2011/92/EU). Государства-члены должны решать сами, требуется ли ОВОС (статья 4 (2)) для деятельности, оговариваемой Приложением II.	Всеобъемлющее.	Не будет осуществлена стратегическая экологическая оценка. Воздействие на окружающую среду не будет оценено или правильно установлено. Не будут представлены меры, которые могут предотвратить или минимизировать последствия экологической аварии.
Директива по разрешению углеводородов (94/22/ЕС). Никакого обязательного рассмотрения экологических аспектов.	Всеобъемлющее.	Государства-члены ЕС могут не принимать во внимание вопросы экологии в процессе выдачи разрешения.
Директива по отходам горного производства (2006/21/ЕС). Государства-члены ЕС сами принимают решения о разрешениях и мерах контроля.	Контроль и утилизация отходов, предусмотренные Директивой по отходам горного производства – обработка жидкостей для гидроразрыва во время и после осуществления гидроразрыва.	Могут быть приняты недостаточные меры по мониторингу и контролю экологического воздействия, относящегося к контролю и утилизации отходов добывающей промышленности.

Существующий или потенциальный пробел в законодательстве	Негативное воздействие	Риск, связанный с потенциальным пробелом
Директива о комплексных мерах по контролю и предотвращению загрязнения (КМПЗ) (2008/1/ЕС). Решения государств-членов ЕС по надзору и инспекционным проверкам.	Загрязнение воздуха во время бурения, гидроразрыва и загрязнение воды при гидроразрыве.	Могут быть приняты недостаточные меры по мониторингу и контролю экологического воздействия, относящимся к выбросам в атмосферу и загрязнению воды.
Директива по качеству воздуха (2008/50/ЕС). Государства-члены ЕС ответственны за принятие планов по соблюдению стандартов качества воздуха.	Выбросы в атмосферу, особенно в период бурения, гидроразрывов и движения транспорта, а также сбросы в воду во время гидроразрыва.	Может не требоваться каких-либо конкретных мер по борьбе с выбросами. Загрязнение воздуха может быть не предотвращено или не минимизировано.
Рамочная директива по воде (2000/60/ЕС). Государства-члены ЕС сами определяют меры контроля, относящиеся к ГРП.	Использование воды при ГРП.	Могут возникнуть не ликвидируемые или плохо контролируемые последствия, связанные с использованием воды во время ГРП.
Директива по шуму (2002/49/ЕС). Государства-члены ЕС должны установить уровень шума и выработать меры по соблюдению этого уровня.	Шум во время бурения и гидроразрыва и движения транспорта во время гидроразрыва.	Могут не требоваться специальные меры для предотвращения шума. Уровень шума может игнорироваться или не минимизироваться.

Риски, связанные с широкомасштабными операциями ГРП по добыче нетрадиционных углеводородов, выше, чем для обычной добычи. Жесткие режимы регулирования должны снизить эти риски и повысить общее доверие общества (например, «Золотые правила для золотого века газа» – специальный доклад IEA, или независимые немецкие исследования по сланцевому газу – «Рекомендации группы независимых экспертов»).

Меры по смягчению этих рисков были определены существующими законами и предложенными законопроектами в рамках законодательной системы США и Канады, где в настоящее время осуществляется добыча сланцевого газа.

Ряд рекомендаций Департамента энергетики США [78] актуален для законодательных и исполнительных органов власти в Европе. В частности, рекомендуется, чтобы Европейская Комиссия рассмотрела стратегический обзор потенциальных рисков.

В исследовании [194] даются рекомендации по конкретным мерам управления рисками для ряда аспектов разработок углеводородов, связанных с широкомасштабным ГРП, в частности:

- правильный выбор места для разработок – в целях уменьшения рисков для указанных проектов, как на земле, так и под землей;
- меры и подходы по сокращению землеотводов и нарушенности земель;
- меры по устранению выбросов в атмосферу и эффективному шумоподавлению во время бурения, гидроразрывов и заканчивания скважин;
- меры по решению проблемы загрязнения водных ресурсов;
- меры по сокращению негативных последствий, вызванных увеличением потоков транспорта;
- меры по улучшению сохранности скважин и уменьшению риска загрязнения грунтовых и поверхностных вод;
- меры по сокращению негативного влияния на биологическое разнообразие.

В отношении существующих неопределенностей, для их дальнейших исследований, выработано несколько рекомендаций. К ним относятся [194] следующие:

- рассмотрение и дальнейшие исследования соответствующих положений Директивы по улавливанию и хранению диоксида углерода (2009/31/ЕС), охватывающей такие аспекты, как определение параметров площадок и оценку рисков при получении разрешений, обеспечении мониторинга, трансграничного сотрудничества и повышения ответственности;
- использование микросейсмического мониторинга при ГРП;
- определение химического взаимодействия между жидкостями для гидроразрыва и различными сланцевыми породами, а также перемещения пластовых флюидов;
- исследование наведенной сейсмичности, вызванной ГРП;

- разработка менее опасных для окружающей среды методов бурения и жидкостей для гидроразрыва;
- разработка методов улучшения целостности скважины за счет разработки улучшенных обсадок и методов цементирования;
- разработка в масштабах Европы поисковой базы данных по составу жидкостей для гидроразрыва;
- исследование возможных рисков и причин миграции метана в грунтовые воды при добыче сланцевого газа;
- развитие системы добровольных экологических инициатив для уязвимых экологических регионов и природных ареалов в целях минимизации негативных экологических последствий, что может быть использовано для компенсации будущего воздействия от добычи.

8.2. Общественное мнение, научные и политические дебаты в ряде европейских стран по вопросу добычи сланцевого газа

Германия. Позиция «Консультативного Совета по вопросам экологии (SRU)» [225] относительно добычи сланцевого газа следующая:

- с точки зрения энергетической политики ГРП не является необходимым и не может внести значительный вклад в энергетический переворот;
- в настоящее время нельзя допустить ГРП для применения в промышленном масштабе из-за серьезных пробелов в знаниях;
- применение ГРП может быть оправдано только на основании положительных заключений, вытекающих из систематически разрабатываемых пилотных проектов.

При этом SRU поясняет, что в дискуссии по поводу ГРП в настоящее время можно выделить две противоположные принципиальные позиции. С одной стороны, есть ожидание того, что добыча сланцевого газа внесет вклад в сохранение климата. Кроме того, добыча сланцевого газа вносит вклад в снижение стоимости энергии и, тем самым, в повышение конкурентоспособности промышленности. С другой стороны, ГРП отвергается, в основном из-за того, что использование опасных веществ потенциально ведет к необоснованным и неуправляемым прогнозируемым рискам для окружающей среды. Эта позиция SRU показывает на необходимость дифференцированной оценки возможностей и рисков добычи сланцевого газа с применением технологии ГРП.

К тому же с учетом предвидимой высокой стоимости добычи сланцевого газа в Германии коммерческое использование потенциалов в ближайшие годы по экономическим причинам является маловероятным.

Добыча сланцевого газа в Германии и ЕС не приведет к падению цен на природный газ в ближайшее время, и в долгосрочной перспективе это тоже под во-

просом. По этим причинам, добыча сланцевого газа не может способствовать улучшению конкурентной позиции природного газа по сравнению с другими видами ископаемого топлива в переходный период к широкому использованию энергии возобновляемых источников.

Что касается добычи сланцевого газа в Германии, SRU считает, что она не снижает цены на газ и не повышает безопасность поставок и, следовательно, недостойна поддержки только по энерго-политическим причинам. Таким образом, не существует особого общественного интереса к освоению этого энергоносителя, но, возможно, существует деловой интерес к нему у промышленности.

Согласно оценке SRU, ГПП не является новой технологией в строгом смысле слова, но его хотят применить в новой для Германии области, для добычи сланцевого газа. ГПП и освоение сланцевого газа могут затронуть различные ресурсы, нуждающиеся в защите. Особое значение имеет предотвращение попадания веществ в грунтовую и питьевую воду, в охраняемые ценности, имеющие важное социальное значение. Кроме того, необходимо также рассмотреть воздействие на окружающую среду масштабного отторжения территории и воздействие на биоразнообразие и климатический баланс.

В принципе, в Германии можно ожидать соблюдения строгих технических требований на всех технологических этапах ГПП. И все же, в соответствии с существующим в настоящее время уровнем научных знаний, остаются открытыми важные вопросы, касающиеся рисков, связанных с ГПП. Сюда относятся и такие: можно ли и как можно гарантировать, что в результате ГПП и закачки жидкостей разлома не произойдет загрязнение водоносных горизонтов, используемых для производства питьевой воды. Не были окончательно объяснены риски, связанные с захоронением отработанной жидкости. Долгосрочные гидрогеологические последствия применения ГПП также недостаточно известны и еще не существуют надежные модели прогнозирования для немецких геологических формаций из-за отсутствия практического опыта. Это особенно верно для потенциальных путей проникновения в подземные водоносные горизонты.

Неясно также, можно ли и каким образом можно прогнозировать и гарантировать долгосрочную герметичность скважин и газодобывающего оборудования.

В Германии существует сильное общественное движение против использования сланцевого газа. Компания BNK Petroleum объявила, что намерена провести бурение скважин в Тюрингии и Саксонии-Анхальт. Сразу же после этого заявления начались акции протеста, и власти Тюрингии объявили о введении моратория.

Сейчас насчитывается от 25 до 30 групп, деятельность которых нацелена на борьбу с разработкой сланцевого газа. Одни работают над проектом запрета бурения скважин в природоохранных зонах, например, на озере Кимзе в Баварии. Другие противостоят связанному с проведением гидроразрыва загрязнению бензолом в Нижней Саксонии.

В ноябре 2011 года федеральная земля Северный Рейн-Вестфалия приняла решение остановить все операции по бурению скважин, предполагающих проведение гидроразрыва, до получения результатов исследований, которые выявят все связанные с ним риски. В отчете, опубликованном в августе 2012 года, властям земли были даны рекомендации, учитывая слишком большое количество рисков, а также еще не выявленные проблемы, воздержаться от выдачи каких бы то ни было разрешений до проведения дальнейших исследований [202].

Великобритания

Разработка сланцевого газа в Великобритании была временно приостановлена в связи с землетрясениями в Ланкашире. Несмотря на то, что эксперты сошлись во мнении, что запасы Великобритании оказались более скромными, чем было объявлено ранее, и их добыча может стать экономически невыгодной [249], Королевское Научное Общество и Королевская Академия Инженерных Наук, исследовавшие причины землетрясений [250], дали разрешение на проведение гидроразрыва при условии принятия «жестких» мер, гарантирующих защиту от будущих рисков. Однако в исследовании также упоминалось, что даже незначительные колебания земли вызывают деформацию крепежа скважин, которая, как известно, является причиной утечек метана и жидкости разрыва, которые, в свою очередь, могут загрязнить почву, подземные воды и воздух.

Разные группы – и те, где местное население подвергается опасности при разработке сланцевого газа, и те, для которых непосредственной опасности нет, продолжают высказываться против гидроразрыва. В настоящее время проведение гидроразрыва контролируется разными организациями: местные власти инспектируют качество воздуха, Исполнительный комитет по здравоохранению и промышленной безопасности контролирует строительство скважин, а Управление по охране окружающей среды оценивает воздействие на водоснабжение. Результат этого контроля – не снятые вопросы и оставшиеся пробелы.

Представители общественной международной природоохранной организации Друзья Земли (Friends of the Earth) в Англии, Уэльсе и Северной Ирландии считают, что необходимо решать проблемы существующей законодательной системы, в том числе:

- 1) проблему проведения ОВОС (сегодня проверка необходимости ОВОС проводится только для работ, идущих на территориях площадью в один и более гектаров. Компания Cuadrilla Resources обходит этот закон, получая территории площадью 0,99 га);
- 2) проблему контроля растущего числа скважин (не совсем понятно справятся ли существующие системы контроля с десятками или сотнями новых скважин).

В июле 2014 года власти Великобритании отменили запрет на добычу сланцевого газа на территории страны. Для разработки месторождений сланцевого газа теперь открыта почти половина ее территории, в том числе несколько крупных

городов и даже национальные парки. В числе аргументов в пользу такого решения министры называют энергетическую безопасность на фоне обострения отношений с Россией, создание новых рабочих мест и экономический рост.

Австрия

Нефтегазовая компания OMV, планировавшая разведку запасов сланцевого газа в Нижней Австрии летом 2012 года, была вынуждена заморозить свои планы под давлением оппозиционных выступлений местного населения и организаций по охране окружающей среды. Правительство Австрии еще не пришло к единому мнению по вопросу разработки сланцевого газа: Министерство окружающей среды высказывается против, Министерство экономики – за. Несмотря на призывы австрийских природоохранных организаций, введение законодательного запрета на проведение гидроразрыва кажется маловероятным. Сейчас ведется работа над поправкой к национальному закону об ОВОС, которая будет регулировать процессы, связанные с добычей сланцевого газа. В мае 2012 года организованная группа местных жителей Weinviertel statt Gasviertel подала в Парламент Австрии петицию против добычи сланцевого газа. В сентябре 2012 года, после того, как в Австрии был принят закон, обязывающий компании проводить предварительное подробное экологическое инспектирование, OMV остановила свою деятельность, поскольку она потеряла экономическую целесообразность [251].

Болгария

В январе 2012 года после широкомасштабных акций протеста Болгария запретила разведку сланцевой нефти и газа с применением гидроразрыва. По первоначальным оценкам, Болгария может обладать значительными запасами сланцевого газа – до 1 трлн м³. Согласно более поздним прогнозам Министерства энергетики США потенциальные запасы сланцевого газа в Болгарии составляют 480 млрд куб. м.

Противники сланцевого газа привлекли внимание общественности к тому, что гидроразрыв может стать причиной загрязнения подземных вод, землетрясений, а также представляет серьезную угрозу здоровью населения. В июне 2012 года парламент Болгарии ослабил запрет на проведение гидроразрыва, что облегчило получение разрешений на исследование месторождений природного газа с традиционными запасами. Существующий мораторий на добычу сланцевого газа привел к тому, что в 2014 году американская компания Chevron вышла из проекта по разработке сланцевого газа в Болгарии.

Чехия

В мае 2012 года министр окружающей среды Чехии Томаш Халупа принял решение заблокировать заявки всех компаний, которые претендовали на разработку месторождений сланцевого газа. В ходе дискуссии приверженцы нового вида топлива доказывали, что его добыча снизит зависимость Чехии от российского газа, а их противники обращали внимание на то, что глубинные буровые скважи-

ны загрязняют и отравят запасы подземной воды.

Действующее правовое регулирование поиска, разведки и добычи месторождений выделенных минералов, к которым также относятся все виды нефти и горючего природного газа (углеводороды), а также все виды угля и битумоносной горной породы, включает в себя, главным образом:

- Закон № 44/1988 Сб. об охране и использовании минеральных богатств (Горный закон) в последней редакции;
- Закон Чешского национального совета №61/1988 Сб. о шахтерской деятельности, взрывчатых веществах и о государственном горном управлении и Закон Чешского национального совета №62/1988 Сб. о геологических работах, в последней редакции;
- Правила по созданию Государственной энергетической концепции регулирует Закон № 406/2000 Сб. о рациональном использовании энергии, в последней редакции.

Данное действующее правовое регулирование, однако, никак не регулирует и, значит, не запрещает использование технологии, так называемого гидравлического разрыва горных пород или фрекинга горных пород при поиске, разведке и добыче неконвенционных месторождений горючего природного газа.

В целом добыча сланцевого газа в Чешской Республике пока не на повестке дня, предпосылкой для разведки и добычи сланцевого газа является принятие соответствующего законодательства. Правительство основывает свою политику в энергетике не на идеях недавно найденных источников, а на эффективном использовании существующих запасов, развития АЭС и большой доле возобновляемых ресурсов.

В настоящее время объявлен бессрочный мораторий на добычу сланцевого газа в связи с несовершенством чешского законодательства.

Франция

В июне 2011 года Сенат Франции одобрил запрет на проведение гидроразрыва. Было создано более 200 оппозиционных групп, представители локальных гражданских и национальных экологических групп создали государственную головную коалицию.

Организация Друзья Земли/Франция, как во Франции, так и в других странах, ведет борьбу против разработки нетрадиционных запасов нефти и газа, в том числе в сланцах, вне зависимости от способа их добычи. Влияние сланцевого газа на климат, а также другие негативные для окружающей среды последствия указывают на то, что эти запасы должны оставаться в недрах [251].

В мае 2014 года Министр экологии, устойчивого развития и энергетики Франции Сеголен Руаяль заявила о том, что Франция в настоящее время не рассматривает возможность добычи сланцевого газа. Далее она отметила, что Франция не будет добывать сланцевый газ до тех пор, пока не появится технология, позволя-

ющая осуществлять бурение без ущерба для окружающей среды.

Нидерланды

В Нидерландах метод легкого гидроразрыва был использован для добычи природного газа, а не газа из сланцев или угольного метана. Проведение гидроразрыва в настоящее время приостановлено до получения результатов государственного исследования.

На проведение разведочных работ как по сланцевому газу, так и по метану угольных пластов было выдано несколько разрешений. Но в октябре 2011 года после судебного иска, выдвинутого местными жителями и одним из крупнейших голландских банков, первое разрешение на тестовое бурение скважины было аннулировано. Вышедшее в отставку правительство Нидерландов рассматривало сланцевый газ как важный фактор энергобаланса страны. Поэтому оно выдало разрешение на применение гидроразрыва в рамках государственных законов о добыче полезных ископаемых, в результате чего бурение разведочных скважин проводилось без оценки воздействия на окружающую среду [251].

В Нидерландах кампания против фракинга продолжается с 2008 года. Поэтому местные органы власти и общины начали протестовать против ГРП и принимать соответствующие решения на местном уровне. Было принято решение во многих городах и районах провозгласить эти зоны свободными от ГРП. Национальное правительство прислушалось к мнению местных общин и на 2 года запретило фракинг на территории Голландии.

Польша

Представители Польши в Европарламенте лоббируют интересы своей страны с целью предотвратить появление любой законодательной инициативы по вопросу регулирования добычи сланцевого газа в ЕС. В 2012 году Государственный геологический институт Польши подготовил свой отчет о разведке сланцевого газа в Поморском воеводстве страны. Как утверждают польские эксперты, геологические поисковые работы фактически не причиняют вреда экологии региона. В частности, уровень загрязнения воздуха в районе гидравлического расщепления, а также концентрация метана в грунтовых водах не превышали норму.

Стремясь окончательно снять с повестки дня экологический вопрос, Польша планирует применить усовершенствованные американские технологии кластерного бурения скважин сланцевого газа, уменьшающие площадь участков добывающих работ с 1-1,2 тыс. гектаров до 50-400 гектаров. При этом сроки изъятия земель для проведения подготовительных работ и бурения будут составлять не более шести месяцев, после чего рекультивированные участки будут использоваться по своим предыдущим, т. е. основным целевым назначениям.

В Польше не существует отдельного закона, регулирующего добычу и использование сланцевого газа, существующие правила предусматривают индивидуальный анализ любого крупномасштабного проекта. И если количество скважин

будет исчисляться тысячами, то польскому правительству придется выносить тысячи постановлений по материалам проведения гидроразрыва, его воздействию на окружающую среду и по оказанному влиянию на местное население.

Некоторые группы по защите окружающей среды в Польше, например, CEE Bankwatch Network и ЕКО-UNIA, активно пытаются ограничить проведение гидроразрыва. Однако правительство Польши в значительной степени игнорирует их претензии, объявляя, что они являются тайными агентами российского «Газпрома» [251].

Зависимость от поставок газа из России, а также постоянно растущая потребность в дополнительной энергии делают Польшу одним из самых активных сторонников сланцевого газа среди европейских стран. Местные акции протеста в Польше проходят в основном в Поморском и Любельском воеводствах [251].

С июня 2010 до 2013 года в разведке сланцевого газа участвовали американские компании Exxon Mobil, Chevron и Conoco Phillips, канадские Talisman, Encana и Nexen, которые пробурили 48 поисковых скважин по всей стране. Первой свою помощь предложила компания Exxon Mobil, которая намеревалась начать промышленную добычу уже в 2012 году, однако пока эти планы не реализовала.

В августе 2013 года в Польше компания Lane Energy Poland, дочернее предприятие американской Conoco Phillips, начала добычу сланцевого газа из тестовой скважины, расположенной недалеко от Лемборка (Поморское воеводство).

По состоянию на начало декабря 2013 года в стране пробурена уже 51 скважина, и еще 5 планируется закончить до конца года, а с 2014 года ежегодно планировалось бурить 100-200 новых. Однако некоторые компании, которые начинали разведку сланцевых месторождений в Польше (например, Exxon Mobil, Marathon Oil и Talisman Energy), не смогли продолжить разработки. В апреле 2014 года французский энергоконцерн Total не стал продлевать лицензию на добычу сланцевого газа в Польше, указав, что разработка запасов сланцевого газа в Польше экономически нецелесообразна.

В начале августа 2014 года было объявлено, что в этом году Польша не будет бурить 100 разведочных скважин сланцевых месторождений, как ранее прогнозировалось. К концу июня в Польше было пробурено 64 разведочных скважины, еще 20 планируется пробурить до конца года [256].

В целом, несмотря на то, что Польша остается привлекательным регионом с точки зрения добычи сланцевого газа, процесс разведки запасов находится на начальной стадии, и потенциальным инвесторам нужно больше информации и времени, чтобы оценить геологию осадочных пород в Польше.

Румыния

Правительство Румынии, как и Польши, рассматривает сланцевый газ как инструмент повышения национальной энергетической безопасности и сокращения зависимости от импорта российского газа (на 10%). Компания Chevron пла-

нировала начать бурение первой разведочной скважины во втором полугодии 2012 года, но под давлением общественности и подчиняясь введенному мораторию была вынуждена заморозить проведение работ. Акции протеста в Бухаресте начались в марте 2012 года, после того, как представители Chevron встретились за закрытыми дверями с членами правительства, чтобы обсудить вопросы, связанные с гидроразрывом.

В Бырладе, Бухаресте, Констанце, Клуже и других городах последовала цепь акций и маршей протеста. Было собрано 12 тыс. подписей в поддержку проекта закона о запрете гидроразрыва [251].

В мае 2012 года был объявлен мораторий на проведение гидроразрыва. Однако уже в декабре 2012 года, после парламентских выборов и формирования нового правительства, «сланцевый мораторий» был отменен. Более того, геологоразведка и добыча сланцевого газа была объявлена приоритетной задачей правительства и одним из главных стержней обеспечения энергетической независимости страны, а в мае 2013 года сланцевая стратегия Румынии получила политическую поддержку парламентского большинства [252].

В июле 2013 года власти Румынии дали разрешение Chevron на разведку газа на своей территории. 19 октября 2013 года в Румынии прошли митинги против разработки месторождения сланцевого газа Chevron. В то же время, правительство Румынии в лице премьера В. Понта заявило о поддержке американских нефтяников, распорядившись оперативно подавлять все протесты против бурения. Тем не менее, Chevron под гнетом экологического протеста заявила, что отказывается от бурения шахт на неопределенное время.

В апреле 2014 года премьер-министр Румынии Виктор Понта заявил, что добычу сланцевого газа в Румынии можно будет начать не ранее, чем через пять лет. За этот срок необходимо создать соответствующую законодательную базу, прежде всего в сфере охраны окружающей среды, которая будет регулировать добычу.

Швеция

В мае 2008 года компания Shell Exploration and Production AB (дочерняя компания Royal Dutch Shell) получила разрешение на проведение разведочных работ на территории 2250 км² в густонаселенной провинции Скания. В марте 2011 года, после бурения трех разведочных скважин, Shell закрыла этот проект, заявив о недостаточности объема сланцевого газа. Свою роль сыграли и многочисленные протесты наряду с неблагоприятным (для Shell) политическим климатом. Несколько членов шведского парламента подали заявки на внесение поправок в закон о полезных ископаемых (который регулирует добычу газа), которые могли бы воспрепятствовать проведению дальнейшей разведки. Местная оппозиционная группа Heaven or sHell собрала 18 тыс. подписей в поддержку этих изменений. Срок разрешения компании на разведочные работы истек в мае 2011 года.

Компания Gripen Gas AB имеет разрешения на проведение разведочных работ

в Швеции на территории свыше 400 км², из которых семь выдано в провинции Эстергётланд, и пять – на острове Эланд. Разрешений на бурение, однако, здесь пока выдано не было. Местные политические партии выступают против проведения на острове разведочных работ на газ. Gripen Gas просила о встрече с их лидерами, чтобы обсудить планы по возможному разведочному бурению.

Обе компании имеют разрешения на разведку сланцевой нефти на острове Готланд.

В сентябре 2011 года правительством Швеции ставился вопрос о необходимости требовать у претендентов на лицензии информирования общественности о предстоящей деятельности. Для этого необходимо разработать нормативно-правовую базу, которая позволила бы собственникам земли, населению и муниципальным властям получать больше информации о последствиях разведочных работ. В ходе проверки не ставилось задачи выработать предложения по ограничению разведки или добычи сланцевого газа.

Акции протеста проходят в течение нескольких лет при участии Heaven or sHell – первой созданной для борьбы с добычей сланцевого газа НКО, основанной в Сконе в 2009 году. Эта организация сотрудничает и делится опытом и информацией с инициативной группой острова Эланд (AMFO). Она также ведет мониторинг политических и экономических событий, имеющих отношение к сланцевому газу, и содействует европейской сети организаций в борьбе с его добычей [251].

По словам Микаеля Эрльстрёма, геолога Шведской службы геологических изысканий (SGU), так называемые квасцовые сланцы залегают в нескольких областях Швеции [253]. В отличие от месторождений на территории США или Польши, это в основном сланцы, находящиеся близко к поверхности. Так, например, газовые запасы из пластов на Эланде (второй по площади шведский остров в Балтийском море) расположены примерно на глубине 70 метров, и, по его мнению [253], для их добычи, возможно, не потребуется ГРП.

Украина

Украина считается четвертой страной в Европе – после Франции, Норвегии и Польши – по объему запасов сланцевого газа. Согласно данным IEA, технически извлекаемые запасы Украины оцениваются в 1200 млрд м³. В мае 2012 года украинское правительство заключило два соглашения о разделе продукции (СРП) по разведке месторождений сланцевого газа. По Олесскому месторождению, расположенному на западе Украины – с Chevron, по Юзовскому, находящемуся на востоке страны – с Shell. Обе эти компании будут сотрудничать с государственной компанией НАК «Надра Украины».

До начала 2013 года общественность не проводила акций протеста, в основном по причине отсутствия информации о будущем местонахождении скважин. Наблюдение за развитием ситуации со сланцевым газом в Украине ведется приро-

доохранными организациями (например, Environment-People-Law (EPL)) с начала 2011 года. EPL не препятствует развитию проектов, при условии если они реализуются без нарушений. Однако организация скептически оценивает возможности украинской правовой базы по регулированию операций гидроразрыва [251]. В украинском природоохранном законодательстве отсутствуют положения о добыче газа из сланцев. Деятельность, которая может оказать воздействие на водные ресурсы, регулируется Водным кодексом. В 2011 году Украина отменила процедуру ОВОС. Законов вместо отмененного документа не появилось – ни для разработки сланцевого газа, ни для любой другой деятельности, которая может оказать неблагоприятное воздействие на окружающую среду. Это означает, что общественность не участвует в принятии решений при разрешении подобной деятельности.

Украинское законодательство содержит ряд пробелов по регулированию разработки нетрадиционного газа, государственные ограничения не контролируют применение метода гидроразрыва. Не существует механизмов утилизации отработанных вод, рекультивации земельных участков, где проводятся бурения, компенсации местным жителям за экологический ущерб, хранения биоразнообразия и др.

В настоящее время, в связи с ситуацией в стране, работы по разведке и добыче сланцевого газа на большей части территории приостановлены.

Дания

Для поддержания самообеспечения энергией Дания планирует начать разработку месторождений сланцевого газа во второй половине 2014 года, когда Французская Total и государственная North Sea Fund пробурят первые разведочные скважины. Но ГРП проводиться не будет. Total занимается разведкой месторождений сланцевого газа в Дании с 2010 года, когда Министерство климата и энергетики предоставило компании две лицензии на разведку в регионах Norddjylland и Nordsjaelland. Датский сланец формации Алум (Alum), как ожидается, залегает на глубине около 4 000 метров. Исследования будут вестись до 2016 года, чтобы определить, содержится ли там сланцевый газ и возможно ли его добывать с технической и экономической точки зрения [254].

Европейский Союз

С момента объявления сланцевого газа приоритетным источником энергии в стратегии энергетической безопасности ЕС, вызывающий множество споров сланцевый газ оказался в центре дискуссий на тему энергетической зависимости ЕС. Новая стратегия была представлена Европейской Комиссией в конце мая 2014 года на фоне опасений, вызванных кризисом в Украине.

Среди приоритетов были названы увеличение собственной добычи, в том числе за счет сланцевого газа. По словам представителя Shale Gas Europe, «перед Европой встают конкретные вопросы энергетической безопасности, и в то же

время в Европе отсутствует коммерческая добыча сланцевого газа. Представляется закономерным, что Комиссия должна рассмотреть все возможности диверсификации структуры энергетики в Европе» [255].

В этом контексте в июне 2014 года ЕС анонсировал 113 млн евро субсидий с целью привлечения компаний по добыче сланцевого газа. Представитель международной природоохранной организации Друзья Земли заявил: «Комиссия утверждает, что обеспечивает высокий уровень защиты окружающей среды... (), но в то же время финансирует исследования по сланцевому газу. На лицо конфликт интересов».

Директорат ЕС по исследованиям и инновациям не предоставит данные о компаниях, пожелавших получить субсидии. Но один из служащих сообщил, что «из 23 принятых заявок для окончательного предложения к 23 сентября будет отобрано 7» [255].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Добыча сланцевого газа в последние годы стала одной из самых обсуждаемых тем не только в сфере энергетики, но и в политическом и стратегическом аспекте.

Природный газ из сланцевых формаций не подлежит извлечению традиционными методами, которые применяются в месторождениях конвенционального типа, из-за своих специфических форм присутствия и распространения. Метод горизонтального бурения и так называемого ГРП, используемый при его добыче, создает эффект гидравлического удара, который осуществляется посредством ввода в глинистые слои воды, песка и химических реагентов.

Аналитические обзоры и мнения различных экспертов по-разному оценивают этот процесс: от очередного «мыльного пузыря» до фактора, способного изменить глобальную энергетику большинства стран.

В данной работе представлен анализ большинства публикаций и мнений различных экспертов по перспективам и последствиям возможной широкомасштабной добычи сланцевого газа в европейских странах в аспекте экологических проблем.

В современных условиях, когда многие европейские страны начинают обсуждать вопрос о разведке и добыче сланцевого газа, возможные перспективы и риски широкомасштабной добычи сланцевого газа в Европе рассматриваются исходя из более чем десятилетнего опыта эксплуатации скважин в США (Барнетт, Фейетвилл, Марселлус, Хейнсвилл и др.). На основе анализа фактических данных и научных работ можно сделать следующие выводы:

1. Негативное воздействие на окружающую среду процесса добычи сланцевого газа в настоящее время значительно больше, чем в случае добычи газа из традиционных газовых месторождений.

2. Наиболее значимым негативным фактором является загрязнение подземных и поверхностных вод высокотоксичными компонентами водных растворов, используемых при ГРП (мышьяком, бензолом и др.). Выявлено, что расстояние между газосодержащими сланцевыми формациями и водоносными горизонтами в густонаселенных регионах Европы составляет менее 1000 м, что увеличивает возможные риски загрязнения подземных и поверхностных вод высокотоксичными веществами при широкомасштабной добыче сланцевого газа. Для многих регионов европейских стран в условиях дефицита водных ресурсов, необходимых для ГРП, это может привести к критическим ситуациям. Дефицит необходимых водных ресурсов характерен для большинства регионов возможной добычи сланцевого газа в Европе (Польша, Германия, Франция, восточные регионы Украины и др.).

3. Широкомасштабная добыча сланцевого газа потребует изъятия из оборота значительных площадей земельных ресурсов. Для многих потенциальных регионов добычи в Европе они совпадают с районами интенсивного экономически эф-

фективного сельхозпроизводства, использующего водные ресурсы.

4. Добыча сланцевого газа сопровождается повышенным уровнем загрязнения воздуха токсическими веществами и эмиссией парниковых газов. Общий объем выбросов метана при добыче сланцевого газа выше, чем при добыче традиционного газа, и составляет 3,6-7,9% от объема добычи.

5. Значительным негативным фактором может быть нарушение геологической среды в результате ГРП. Этот фактор пока мало изучен ввиду относительно малых площадей добычи. Однако, по данным US Geological Survey, количество землетрясений в континентальной части США в 2011 году из-за ГРП увеличилось в 6 раз, а магнитуда землетрясений, связанных с ГРП, составляла до 2,4 баллов по шкале Рихтера. Одна из первых скважин в Великобритании (Блэкпул, Cuadrilla Resources) привела к землетрясению магнитудой 2,3 балла. С учетом того, что ряд потенциальных районов возможной добычи сланцевого газа в Европе находится в тектонически активных областях, это может стать критическим фактором.

6. В районах добычи сланцевого газа в США наблюдается повышение радиоактивного загрязнения. Это связано с оступлением NORMs на поверхность с обратным потоком жидкости из глубоких пластов. Анализ возвратных вод показал наличие большого количества радиоактивных элементов, включая радий и радон. В районах добычи естественный радиоактивный фон повышается до 5 раз. В зависимости от глубины скважин и геологического строения повышение радиоактивного фона может стать критическим фактором.

При добыче традиционного газа рассмотренные негативные факторы воздействия на окружающую среду от добычи сланцевого газа незначительны или отсутствуют, что требует новой методологии оценки воздействия при разработке возможных проектов добычи сланцевого газа. При этом необходимо учитывать результаты исследований при добыче в США и существующую специфику геологического строения недр, наличие и значение для жизнедеятельности водных и земельных ресурсов, общее состояние экосистем в европейских странах. В целом, выявленные значительные отличия, прежде всего по природным и социально-экономическим условиям добычи сланцевого газа в США и Европе, усиливают риск негативного воздействия на окружающую среду в густонаселенных районах Европы. При освоении месторождений негативные воздействия на окружающую среду могут быть трансграничными и затрагивать интересы соседних государств, поэтому решения об освоении собственных месторождений сланцевого газа вблизи границ представляется необходимым согласовывать со всеми заинтересованными сторонами.

Необходимо отметить, что публикация несколько раз анонсируемого официального доклада US EPA по комплексной оценке влияния процесса добычи сланцевого газа на окружающую среду в США очередной раз отложена как минимум до конца 2014 года.

Возможно, при совершенствовании технологии добычи сланцевого газа экологические риски удастся снизить до более приемлемого уровня за счет снижения времени на подготовку пласта к добыче, внедрения методов, уменьшающих потребление воды, разработки техники безводного гидроразрыва, подбора более безопасных химикатов для ГРП.

Данная аналитическая работа не претендует на однозначную оценку проектов по возможной добыче сланцевого газа в европейских странах. Однако приведенные фактические данные и мнения различных экспертов показывают, что перенос применяемой в США технологии ГРП при добыче сланцевого газа в европейские условия сопряжен с более высокими рисками для окружающей среды и требует специальных исследований и детального прогноза последствий, а также разработки новых методик по оценке воздействия на окружающую среду и изменения законодательных требований в данной сфере.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. William Engdahl. The Fracked-up USA Shale Gas Bubble. 14.03.13 Inca Group «War and Peace». <http://www.warandpeace.ru/en/exclusive/view/78014/>.
2. President Barack Obama, President Obama's State of the Union Address , January 25, 2012, The New York Times, January 24, 2012.
3. Daniel Yergin, Subcommittee on Energy and Power of the House Energy and Commerce Committee Testimony submitted for Hearings on 'America's Energy Security and Innovation,' Washington D.C., February 5, 2013.
4. BP, BP Energy Outlook 2030, London, January 2012.
5. Glenn S. Penny, et al, Control and Modeling of Fluid Leakoff During Hydraulic Fracturing, Journal of Petroleum Technology, Vol. 37, no. 6, pp. 1071-1081.
6. F. William Engdahl, Shale Gas: Halliburton's Weapon of Mass Devastation, VoltaireNet.org, 17 May 2012.
7. Anthony Andrews, et al, Unconventional Gas Shales: Development, Technology and Policy Issues, Congressional Research Service, Washington D.C., October 30, 2009, p.7.
8. John Deutsch, Robin West, The North American Oil and Gas Renaissance and its Implications, The Aspen Institute, 2012, Washington DC.
9. EIA, Natural Gas Gross Withdrawals and Production, US Department of Energy, Washington DC.
10. Malcolm Maiden, Burnt Fingers all round in US shale gas boom, The Sydney Morning Herald, August 2, 2012.
11. Arthur E. Berman and Lynn F. Pittinger, US Shale Gas: Less Abundance, Higher Cost, August 5, 2011.
12. SPEE, Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook, Volume 1 — Reserves Definitions and Evaluation Practices and Procedures, SECTION 5: DEFINITIONS OF RESOURCES AND RESERVES, Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, Calgary Chapter, accessed in www.petsoc.org.
13. Arthur E. Berman, After The Gold Rush: A Perspective on Future US Natural Gas Supply and Price, The Oil Drum, February 8, 2012.
14. Stephen Lacey, After USGS Analysis, EIA Cuts Estimates of Marcellus Shale Gas Reserves by 80% ,August 26, 2011.
15. Rafael Sandrea, Evaluating production potential of mature US oil, gas shale plays, The Oil and Gas Journal, December 3, 2012.
16. Ed Crooks, Gas groups headed for large write-downs, Financial Times, August 31, 2012.
17. Marin Katusa. Does a Long-Term Natural-Gas Downturn Signal that Investors Should Exit?
18. Мельникова С.И., Сорокин С., Горячева А., Галкина А.А. «Первые 5 лет «сланцевой революции» - что мы теперь знаем наверняка?» ISBN: 978-5-91438-

011-0. Центр изучения мировых энергетических рынков ИНЭИ РАН, ноябрь, 2012.

19. Грушевенко Д.А., Грушевенко Е.В. Нефть сланцевых плеев - новый вызов энергетическому рынку?// Информационно-аналитический обзор. М.; ИНЭИ РАН, 2012.

20. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. ИНЭИ РАН. АЦ при правительстве РФ, 2013. 110 с.

21. Америка дает газ// Der Spiegel, Германия, № 5/2013. <http://www.spiegel.de/international/world/new-gas-extraction-methods-alter-global-balance-of-power-a-880546-2.html>.

22. Кривошеев В.Т., Кукуруза В.Д., Иванова Е.З., Макогон В.В. Сланцевый газ – проблемы и перспективы добычи на Украине// XI-th International Conference on Geoinformatics Theoretical and Applied Aspects, 14-17 May 2012, Kiev, Ukraine <http://iv-g.livejournal.com/675560.html>.

23. Арифметика сланцевого газа// 'Forbes', США. http://inoforum.ru/inostrannaya_pressa/arifmetika_slancevogo_gaza/.

24. Новиков О.Н. Комплексная переработка сланцев при добыче сланцевого газа. <http://www.ecolog-alfa-nafta.angr.ru/page36.html>.

25. Сорокин С.Н., Горячев А.А. Основные проблемы и перспективы добычи сланцевого газа. // Сборник статей по итогам 1 научно-образовательной конференции ОЭПЭЭ/ИАЕЕ «Экономика энергетики как направление исследований: передовые рубежи и повседневная реальность», 2012 г. Источник: <http://www.eriras.ru/data/46/rus>.

26. Мастепанов А.М., Степанов А.Д., Горевалов С.В., и др. Нетрадиционный газ как фактор регионализации газовых рынков. Под. общ. ред. А.М. Мастепанова, А.И. Громова – М.: ИЦ «Энергия», 2013. – 124 с.

27. Мерчева В.С. Геоэкологические и социальные аспекты использования нетрадиционных ресурсов сланцевых пород // Астраханский вестник экологического образования, № 1 (23) 2013. с. 128-132.

28. Высоцкий И.В. Основы геологии природного газа. М., Гостоптехиздат, 1954 г. 384 с.

29. Виноградова О. Сланцевый газ: миф или бум? // «Нефтегазовая вертикаль», 2009, № 25-26 (226-227), ноябрь 2009. С. 24-28.

30. Гафаров Н.А., Глаголев А.И. Освоение нетрадиционных УВ-ресурсов в США: современное состояние и перспективы.// «Газовая промышленность», 2012, № 11, С. 48-53.

31. Остроумова Е.Г. Сланцевая революция продолжается. // «Газовая промышленность», 2012, № 11, С. 54.

32. Развитие сланцевой промышленности. // Общественно-политическая газета Ленинградской области «Санкт-Петербургские Ведомости». Санкт-Петербург,

№ 158(4441). - 26.08.09.

33. Зиберт Г.К., Запорожец Е.П., Зиберт А.Г. Направления научно-технического развития в газодобыче и переработке. // «Газовая промышленность», 2012, № 11, С. 86-87.

34. Иванов Н.А. Сланцевые контрреволюционеры. Проблемы экологического одобрения гидроразрыва пласта в штате Нью-Йорк// Энергетическая политика. 2012. № 6. С. 73-82.

35. Экспертное заключение Ефросима Петрова Занева- Добранова (Республика Болгария) «Эмиссия метана и парниковых газов. Загрязнение атмосферы вследствие разведки и добычи газа из сланцевых формаций». Август, 2013 г.

36. Clark C.; Han J.; Burnham A.; Dunn J.; Wang M. Life-Cycle Analysis of Shale Gas and Natural Gas; Argonne, IL, 2011.

37. U.S. Environmental Protection Agency (EPA): Washington, DC, 2010, Greenhouse Gas Emissions Reporting from the Petroleum and Natural Gas Industry.

38. U.S. Environmental Protection Agency (EPA): Washington, DC, 2011, Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2009; EPA 430-R-11-00539.

39. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2009, Natural Gas STAR Program Accomplishments.

40. Clark C., Burnham A., Examining the Impacts of Methane Leakage on Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale and Conventional Natural Gas, 2012.

41. Howarth R.W., Preliminary Assessment of the Greenhouse Gas Emissions from Natural Gas obtained by Hydraulic Fracturing, Dep. Ecology & Environmental Biology, Cornell University, 2010.

42. Howarth R.W., Santoro R. and Ingraffea A., 2011, Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from shale formations. Climatic Change, 106:679-690. DOI: 10.1007/s10584-011-0061-5.

43. Cook T., Troy P., Charpentier R., 2010, Assembling probabilistic performance parameters of shale-gas wells: US-Geological Survey Open-File Report 2010-1138.

44. Lechtenböhrer S., Altmann M., Capito S., Matra Z., Weindorf W., Zittel W., 2011, Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health, IP/A/ENVI/ST/2011-07.

45. Wayne R. Goodman and Timothy R. Maness. Michigan's Antrim Gas Shale Play – A Two-Decade Template for Successful Devonian Gas Shale Development. April 2008.

46. Osborn S.G., Vengosh A., Warner N.R., Jackson R.B., 2011, Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. Proceedings of the National Academy of Science, v108, pp. 8172-8176.

47. ODNR, 2008, "Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County", Ohio, Ohio Department of Natural Resources, Division of Mineral Resources Management, September 1, 2008.

48. Экспертное заключение Ефросима Петрова Занева - Добранова (Республи-

ка Болгария) «Загрязнение водоносных слоев высокотоксическими веществами и поверхностных водоемов при разведке и добыче газа из сланцевых формаций». Август, 2013 г.

49. Sumi L., 2008. Shale gas: focus on Marcellus shale. Report for the Oil & Gas Accountability Project/ Earthworks, May 2008.

50. Economides M.E. and MartinT., «Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production», ET Publishing, Houston TX, 2007.

51. Katarzyna K., Shale Gas Development: Polish Experience, Sofia, July 19, 2011(<http://www.opppw.com>).

52. Harden (2007). Northern Trinity/Woodbine GAM Assessment of Groundwater Use in the Northern Trinity Aquifer Due to Urban Growth and Barnett Shale Development, prepared for Texas Water Development Board, Austin Texas, TWDB.

53. Schein G.W., Carr P.D., Canan P.A., Richey R. (2004). Ultra Lightweight Proppants: Their Use and Application in the Barnett Shale: SPE Paper 90838 presented at the SPE.

54. Grieser B., Shelley B. JohnsonB.J., Fielder E.O., Heinze J.R., and Werline J.R. Data Analysis of Barnett Shale Completions: SPE Paper 100674, 2006.

55. ALL Consulting, Ltd., Weatherford Fracturing Technologies on a treatment schedule of a Fayetteville Shale gas well, September 2008.

56. Michaels C., Simpson J.L., Wegner W., 2010, Fractured Communities: Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling. Riverkeeper. September 2010.

57. Groundwater Protection Council (GWPC), Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer, prepared for the U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory (NETL) with ALL Consulting, Oklahoma City, OK: April 2009.

58. Witter R., Stinson K., Sackett H., Putter S. Kinney G. Teitelbaum D., Newman L., 2008, Potential Exposure-Related Human Health Effects of Oil and Gas Development: A White Paper, University of Colorado Denver, Colorado School of Public Health, Denver, Colorado, and Colorado State University, Department of Psychology, Fort Collins, Colorado, September 15, 2008.

59. Charles Iceland. Aqueduct and the Water-Food-Energy Nexus. World resources institute. November 17, 2011. <http://www.wri.org/blog/2011/11/aqueduct-and-water-food-energy-nexus>.

60. Arthur J.D., Bruce P.E., Langhus, P. G., 2008, An Overview of Modern Shale Gas, Development in the United States, ALL Consulting, 2008.

61. Thyne, Geoffrey, 2008, Review of Phase II Hydrogeologic Study prepared for Garfield County: Prepared for Garfield County, 26 p.

62. PLTA (2010). Marcellus Shale Drillers in Pennsylvania Amass 1614 Violations since 2008, Pennsylvania Land Trust Association (PLTA), September 1, 2010.

63. Международные эксперты неоднозначно оценивают перспективы добычи

сланцевого газа в Европе. Информационное агентство «PenzaNews». 31.05.2013. <http://penzanews.ru/opinion/69678-2013>.

64. Talisman (2011). A list of all notices of violations by Talisman received from the PA DEP, are listed at URL: http://www.talismanusa.com/how_we_operate/notices-ofviolation/how-were-doing.html.

65. PA DEP (2010). Department of Environmental Protection fines Atlas \$85000 for Violations at 13 Well sites, January 7, 2010, URL: <http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/newsroom/14287?id=2612&typeid=1>.

66. Pickels, M. (2010). Moon's Atlas Energy Resources fined \$85K for environmental violations, January 09, 2010, URL: http://www.pittsburghlive.com/x/dailycourier/s_661458.html#ixzz1Q1X8kCXz.

67. New York City Department of Environmental Protection (NYCDEP). (2009), Rapid Impact Assessment report: Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City, Water Supply Watershed, September, 2009, (<http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLShaleOverviewFINAL.pdf>).

68. McEachern P., Chemical Characteristics of Frac Flowback Water & Technologies Deployed to Recycle Water, Reduce Waste Volumes & Reduce Cost, Tervita Corporation, 2012.

69. Horner R., Clark C. The Evolving Regulatory Landscape of Shale Gas Development. Western Energy Policy Research Conference. Boise, ID. August 30-31, 2012.

70. Burnett D.B., Global Petroleum Research Institute, Desalination of Oil Field Brine, 2006.

71. Gregory K.B., Vidic R.D., Dzombak D.A., 2011, Water management challenges associated with the production of shale gas by hydraulic fracturing, Elements, 2011 June 2011 v. 7 no. 3 p. 181-186.

72. Экспертное заключение Анджей Сикора (Республика Польша) «Загрязнение водоносных слоев высокотоксичными веществами и поверхностных водоемов сточными водами».

73. Terence H. Thorn. Environmental Issues Surrounding Shale Gas Production The U.S. Experience. A Primer. April 2012.

74. Неоткрытые ресурсы и прогнозируемые запасы, David W. McLaughlin (выпуск 11-15, октябрь 2011 г.).

75. Energy Information Administration (EIA), Annual Energy Outlook 2012 DOE/EIA-0383(2012) (US Energy Information Administration, Washington, DC).

76. Arthur J. Daniel. Water Resources and Use for Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale Region, P.E., SPEC; Mike Uretsky, PhD.; Preston Wilson – ALL Consulting, LLC.

77. Schrag Daniel P. Is Shale Gas Good for Climate Change? Daedalus, 141(2), 72-80, 2012.

78. "Shale Gas Production Subcommittee Second Ninety Day Report," November 18,

2011. Secretary of Energy Advisory Board US Department of Energy.

79. Intergovernmental Panel on Climate Change, First Assessment Report (Geneva, Switzerland: un Environment Programme and World Meteorological Organization, 1990).

80. Keith P. Shine, "The Global Warming Potential–The Need for an Interdisciplinary Retrial," *Climatic Change* 96 (4) (2009): 467–472.

81. Drew T. Shindell, Greg Faluvegi, Dorothy M. Koch, Gavin A. Schmidt, Nadine Unger, and Susanne E. Bauer, "Improved Attribution of Climate Forcing to Emissions," *Science* 326 (5953) (October 30, 2009): 716–718.

82. Tom M.L. Wigley, "Coal to Gas: The Influence of Methane Leakage," *Climatic Change* 108 (2011): 601–608.

83. Keith P. Shine, Jan S. Fuglestedt, Nicola Stuber, and Kinfe Hailemariam, "Alternatives to the Global Warming Potential for Comparing Climate Impacts of Emissions of Greenhouse Gases," *Climatic Change* 68 (3) (2005): 281–302.

84. Andy Reisinger, Malte Meinshausen, Martin Manning, and Greg Bodeker, "Uncertainties of Global Warming Metrics: CO₂ and CH₄," *Geophysical Research Letters* 37 (14707) (2010).

85. Integrated Assessment of Black Carbon and Tropospheric Ozone (Geneva, Switzerland: un Environment Programme and World Meteorological Organization, February 2011).

86. Myles R. Allen, David J. Frame, Chris Huntingford, Chris D. Jones, Jason A. Lowe, Malte Meinshausen, and Nicolai Meinshausen, "Warming Caused by Cumulative Carbon Emissions towards the Trillionth Tonne," *Nature* 458 (7242) (2009): 1163–1166.

87. H. Damon Matthews, Nathan P. Gillett, Peter A. Stott, and Kirsten Zickfeld, "The Proportionality of Global Warming to Cumulative Carbon Emissions," *Nature* 459 (June 11, 2009): 829–832.

88. David Archer and Victor Brovkin, "The Millennial Atmospheric Lifetime of Anthropogenic CO₂," *Climatic Change* 90 (3) (2008): 283–297.

89. Daniel P. Schrag, "Making Carbon Capture and Storage Work," in *Acting in Time on Energy Policy*, ed. Kelly Sims Gallagher (Washington, D.C.: Brookings Institution Press, May 2009).

90. Energy Information Administration (EIA), *Annual Energy Outlook 2010* (Washington, D.C.: Department of Energy, April 2010).

91. Francis O'Sullivan, Sergey Paltsev. Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions. *Environmental Research Letters*. 7:1-6 november 2012. Doi: 10.1088/1748-9326/7/4/044030.

92. Hydraulic fracturing - What it is. Hydraulic Fracturing 101. EARTHWORKS. http://www.earthworksaction.org/issues/detail/hydraulic_fracturing_101.

93. EPA 2012. Draft of 2012 Inventory of US Greenhouse Gas Emissions and Sinks (Washington, DC: US Environmental Protection Agency).

94. EPA 2012. Data presented on flowback gas production rates and gas handling practices for unconventional gas wells Workshop on Natural Gas in the Inventory of US Greenhouse Gas Emissions and Sinks (Washington, DC: US Environmental Protection Agency) (www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/Sept2012stakeholderworkshop.html).
95. EPA 2010 Greenhouse Gas Emissions Reporting from the Petroleum and Natural Gas Industry: Background Technical Supporting Document (Washington, DC: US Environmental Protection Agency).
96. Howarth R, Ingraffea A and Engelder T 2011a Natural gas: should fracking stop? *Nature* 477 271–5.
97. Howarth R, Santoro R and Ingraffea A 2012 Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et al *Clim. Change* 113 537–49.
98. Soraghan M 2011 Shale gas isn't cleaner than coal, Cornell researchers say *New York Times* 11 April (www.nytimes.com/gwire/2011/04/11/11greenwire-shale-gas-isnt-cleaner-thancoal-cornell-resea-38125.html).
99. McDonald F 2011 Fracking found to be worse than coal or gas emissions *The Irish Times* 15 December (www.irishtimes.com/newspaper/ireland/2011/1215/1224309098752.html).
100. Petron G., et al., Hydrocarbon emissions characterization in the Colorado Front Range: A pilot study. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 2012.117(D4).
101. HPDI 2012 HPDI Production Database (Austin, TX: Drilling Info Inc).
102. Tollefson J. 2012 Air sampling reveals high emissions from gas field *Nature* 482 139–40.
103. Skone T.J., Littlefield J., Marriott J. (2011) Life cycle greenhouse gas inventory of natural gas extraction, delivery and electricity production. Final report 24 Oct 2011 (DOE/NETL-2011/1522). U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA.
104. Cathles L., Brown L., Taam M. and Hunter A. 2012 A commentary on 'The greenhouse gas footprint of natural gas in shale formations' by R W Howarth, R Santoro, and Anthony Ingraffea *Clim. Change* 113 86–91.
105. Burnham A., Han J., Clark C.E., Wang M., Dunn J.B. and Palou-Rivera I. 2011 Life-cycle greenhouse gas emissions of shale gas, natural gas, coal, and petroleum *Environ. Sci. Technol.* 46 619–27.
106. Weber C.L. and Clavin C. 2012 Life cycle carbon footprint of shale gas: review of evidence and implications *Environ. Sci. Technol.* 46 5688–95.
107. Jiang M., Griffin W.M., Hendrickson C., Jaramillo P., VanBriesen J. and Venkatesh A. 2011 Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas *Environ. Res. Lett.* 6 034014.
108. Stephenson T., Valle J.E. and Riera-Palou X. 2011 Modeling the relative GHG emissions of conventional and shale gas production *Environ. Sci. Technol.* 45 10757–64.

109. Hultman N., Rebois D., Scholten M. and Ramig C. 2011 The greenhouse gas impact of unconventional gas for electricity generation Environ. Res. Lett. 6 044008.
110. ANGA 2012. ANGA comments to EPA on new source performance standards for hazardous air pollutants review America's Natural Gas Alliance 19 January (www.anga.us/media/241575/anga%20axpc%20nsp%20neshap%20comments.pdf).
111. Fan L.J., Thompson W. and Robinson J.R. 2010 Understanding gas production mechanisms and effectiveness of well stimulation in the Haynesville shale through reservoir simulation SPE Canadian Unconventional Resources and Int. Petroleum Conf. (Calgary, Alberta, 19–21 October) doi:10.2118/136696-ms.
112. Jarvine D., Hill R.J., Ruble T.E. and Pollastro R.M. 2007 Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment AAPG Bull. 91 475–99.
113. Curtis M.E., Sondergeld C.H., Ambrose R.J. and Chandra S. 2012 Microstructural investigation of gas shales in two and three dimensions using nanometer-scale resolution imaging AAPG Bull. 96 665–77.
114. Hammes U., Hamlin H.S. and Ewing T.E. 2011 Geologic analysis of the Upper Jurassic Haynesville Shale in east Texas and west Louisiana AAPG Bull. 95 1643–66.
115. Baihly J.R., Altman R., Malpani R. and Luo F. 2010 Shale gas production decline trend comparison over time and basins SPE Annu. Tech. Conf. and Exhibition (Florence, Italy, 19–22 September) doi:10.2118/135555-ms.
116. Anderson D.M., Nobakht M., Moghadam S. and Mattar L. 2010 Analysis of production data from fractured shale gas wells SPE Unconventional Gas Conf. (Pittsburgh, PA, 23–5 February) doi:10.2118/131787-ms.
117. Lee W.J. and Sidle R E 2010 Gas reserves estimation in resource plays SPE Econ. Mgmt 2 86–91.
118. Berman A.E. 2012 After the gold rush: a perspective on future us natural gas supply and price ASPO Conf. (Vienna).
119. Hughes D. 2011 Will Natural Gas Fuel America in the 21st Century? (Santa Rosa, CA: Post Carbon Institute) (www.postcarbon.org/report/331901-will-natural-gas-fuel-america-in).
120. Shindell D., Faluvegi G., Koch D., Schmidt G., Unger N. and Bauer S. 2009 Improved attribution of climate forcing to emissions Science 326 716–8.
121. IPCC 2007 Fourth Assessment Report (Geneva: Intergovernmental Panel on Climate Change).
122. MIT 2011 The Future of Natural Gas, An Interdisciplinary MIT Study (Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology).
123. NYMEX 2012 Henry Hub natural gas futures price for December 2013 delivery of \$4.013/MMBtu. Quote at close of business on 12 September 2012 (www.cmegroup.com/trading/energy/natural-gas/natural-gas.html).
124. Devon Energy Corporation 2008 Devon energy Barnett shale green completion

initiative Press Release (www.dvn.com/CorpResp/initiatives/Pages/GreenCompletions.aspx#terms?disclaimer=yes).

125. Sheila M. Olmstead, Lucija A. Muehlenbachs, Jhih-Shyang Shih, Ziyang Chu, and Alan J. Krupnick. Shale gas development impacts on surface water quality in Pennsylvania. PNAS Early Edition. 2013.

126. Alvarez R.A., Pacala S.W., Winebrake J.J., Chameides W.L., Hamburg S.P. (2012) Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure. Proc Natl Acad Sci. USA 109(17):6435–6440.

127. Urbina I. (February 23–December 31, 2011) Drilling down series. The New York Times. Available at http://www.nytimes.com/interactive/us/DRILLING_DOWN_SERIES.html. Accessed February 21, 2013.

128. US Environmental Protection Agency, Office of Research and Development. (2011) Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources EPA/600/R-11/122 (US Environmental Protection Agency, Washington, DC).

129. Allen, David T., Torres, Vincent M., Thomas, James, Sullivan, David W., Harrison, Matthew, Hendler, Al, Herndon, Scott C., Kolb, Charles E., Fraser, Matthew P., Hill, A. Daniel, Lamb, Brian K., Miskimins, Jennifer, Sawyer, Robert F. and Seinfeld, John H., Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States, Proceedings of the National Academy of Sciences, September 2013.

130. Saiers J.E., Barth E. (2012) Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale aquifers. Ground Water 50(6):826–828, discussion 828–830.

131. Warner N.R., et al. (2012) Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania. Proc Natl Acad Sci USA 109(30):11961–11966.

132. US Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, National Risk Management Research Laboratory. (2011) Investigation of Ground Water Contamination near Pavillion, Wyoming, EPA 600/R-00/000 (US Environmental Protection Agency, Ada, OK).

133. Entrekin S., Evans-White M., Johnson B., Hagenbuch E. (2011) Rapid expansion of natural gas development poses a threat to surface waters. Front Ecol Environ 9(9): 503–511.

134. Rozell D., Reaven S. (2012) Water pollution risk associated with natural gas extraction from the Marcellus Shale. Risk Anal 32(8):1382–1393, 10.1111/j.1539-6924.2011.01757.x.

135. Nance H. (2006) Tracking salinity sources to Texas streams: Examples from West Texas and the Texas Gulf Coastal Plain. Gulf Coast Assoc Geol Soc Trans 56:675–693.

136. Shipley F. (1991) Oil field-produced brines in a coastal stream: Water quality and fish community recovery following long term impacts. Tex J Sci 43(1):51–64.

137. Veil J. (2010) Water Management Technologies Used by Marcellus Shale Gas Producers, Final Report, DOE Award No. FWP 49462 (US Department of Energy,

Argonne National Laboratory, Argonne, IL).

138. Sauter M., Helmig R., Schetelig K., Brosig K., Kissinger A., Heitfeld M., Lange T., Ebigo A., Klünker J., Jahnke W., Paape B., Abschätzung der Auswirkungen von Fracing-Maßnahmen auf das oberflächennahe Grundwasser - Generische Charakterisierung und Modellierung, Gutachten im Rahmen des InfoDialogs Fracing Informations- und Dialogprozess der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracing-Technologie für die Erdgasgewinnung, Georg-August-Universität Göttingen, Universität Stuttgart, Ingenieurbüro Heitfeld - Schetelig, Aachen, 25.4.2012.

139. Ohio Department of Natural Resources (2012) Preliminary Report on the Northstar 1Class II Injection Well and the Seismic Events in the Youngstown, Ohio Area (Ohio Department of Natural Resources, Columbus, OH).

140. Ellsworth W., et al. (2012) Are seismicity rate changes in the midcontinent natural or manmade? *Seismol Res Lett* 83(2):403.

141. Soeder D., Kappel W. (2009) Water Resources and Natural Gas Production from the Marcellus Shale. U.S. Geological Survey Fact Sheet 2009–3032 (US Geological Survey, West Trenton, NJ).

142. Pennsylvania State University, College of Agricultural Sciences (2010) Shaping Proposed Changes to Pennsylvania's Total Dissolved Solids Standard: A Guide to the Proposal and the Commenting Process (Pennsylvania State Univ, University Park, PA).

143. Kaushal S.S., et al. (2005) Increased salinization of fresh water in the northeastern United States. *Proc Natl Acad Sci USA* 102(38):13517–13520.

144. Nelson S., Yonge D., Barber M. (2009) Effects of road salts on heavy metal mobility in two eastern Washington soils. *J Environ Eng* 135(7):505–510.

145. Novotny E., Stefan H. (2010) Projections of chloride concentrations in urban lakes receiving road de-icing salt. *Water Air Soil Pollut* 211(1-4):261–271.

146. Williams H., Havens D., Banks K., Wachal D. (2008) Field-based monitoring of sediment runoff from natural gas well sites in Denton County, Texas, USA. *Environ Geol* 55(7): 1463–1471.

147. US Environmental Protection Agency, Office of Research and Development and Office of Water (2006) Wadeable Stream Assessment: A Collaborative Survey of the Nation's Streams, EPA 841-B-06-002 (US Environmental Protection Agency, Washington, DC).

148. New York Department of Environmental Conservation (2011) Revised draft supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program, well permit issuance for horizontal drilling and highvolume hydraulic fracturing to develop the Marcellus Shale and other lowerpermeability gas reservoirs. Available at www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/rdsgeisexecsum0911.pdf.

149. Natural Gas Development Activities & High-Volume Hydraulic Fracturing Revised Draft. Revised Draft. Supplemental Generic Environmental Impact Statement. 2011.

150. Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs Study (2004).

151. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States», Advanced Resources International, Inc. prepared for U. S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis, U.S. Department of Energy, Washington, DC, April 2011.

152. Йиржи Машталка, Йиржи Малик и др. Сланцевый газ. Энергетическая перспектива или грязное дело? (пер. с чешского). Teplice nad Metuji – Brusel. 2013.

153. Hydraulic Re-fracturing, Neil Stegentl1, Search and Discovery Article #40837 (2011) Posted November 14, 2011.

154. George Dozier, Jack Elbel, Eugene Fielder, Rene Hoover, Stephen Lemp, Scott Reeves, Eduard Siebrits, Del Wisler, Steve Wolhart. Refracturing Works. Offfield Review, Autumn 2003. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors03/aut03/p38_53.pdf.

155. Мельникова С., Сорокин С. Сланцы США: show must go on! // Нефтегазовая вертикаль, №17, 2013. С.6-11.

156. Сорокин С.Н., Мельникова С.И., Галкина А.А. Оценка текущей ситуации и перспектив мировой добычи сланцевого газа на период до 2040 года// Современная наука (Modern science), № 2 (13), 2013. С.161-166.

157. Мельникова С.И., Горячева А.О. Черная волна сланцевой революции. // Независимая газета, 15 января 2013 Источник: <http://www.eriras.ru/data/45/rus>.

158. Мельникова С.И., Сорокин С., Горячева А., Галкина А.А. «Первые 5 лет «сланцевой революции» – что мы теперь знаем наверняка?» Центр изучения мировых энергетических рынков ИНЭИ РАН, ноябрь, 2012 ISBN: 978-5-91438-011-0. 45 с.

159. Прогноз развития мировой энергетики до 2035 года. М., ИНЭИ РАН, 2012. Источник: <http://www.eriras.ru/data/7/rus>.

160. Коржубаев, А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Сланцевый газ в системе газобеспечения: сырьевая база, условия освоения и прогноз добычи / А.Г. Коржубаев, И.В. Филимонова, Л.В. Эдер // Газовая промышленность. - 2012. - спец. вып.. - С. 70-76.

161. Конопляник А.А. Перспективы развития газового рынка: экспертное мнение. - «Нефть, газ, энергополитика» (Украина), 2012, № 6, с.46-60 (часть 1).

162. Гидроразрыв мнений. Газета ПандаTimes. 05.07.2011. Он-лайн издание. <http://pandatimes.ru/article/456>.

163. Ишков А.Г. Экологические последствия добычи сланцевого газа. Доклад на совещании «Прогноз возможных экологических последствий добычи сланцевого газа в Европе» (12 апреля 2013 года, г. Москва).

164. Еще один город в США запретил добычу сланцевого газа. Газета ПандаTimes. 09.02.2011. Он-лайн издание. <http://www.pandatimes.ru/news/>.

165. Шафраник Ю.К. Зачем нужны разговоры о конце «сланцевой революции». Нефтяное обозрение (oilru.com), 26.07.2013 г. <http://www.oilru.com/news/375753/>.
166. Степанов А.Д., Белогорьев А.М. Роль сланцевого газа в формировании сбалансированного газового рынка в США// Газовая промышленность, июнь (691), 2013.
167. Shale Gas: How Often Do Fracked Wells Leak? By Andrew Nikiforuk, 9 Jan 2013, TheTye.ca. <http://thetyee.ca/News/2013/01/09/Leaky-Fracked-Wells/>.
168. ERCB ST57-2011: ERCB Field Surveillance and Operations Branch Provincial Summary 2010. <http://www.aer.ca/documents/sts/ST57-2011.pdf>.
169. Sumi L. OUR DRINKING WATER AT RISK - What EPA and the Oil And Gas Industry Don't Want Us to Know About Hydraulic Fracturing. Oil and gas accountability project. April, 2005. Colorado, USA. Earthworks <http://www.earthworksaction.org/files/publications/DrinkingWaterAtRisk.pdf>.
170. Hazen and Sawyer, December 22, 2009. Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed. p.5.
171. Pittsburgh's drinking water is radioactive, thanks to fracking. Only question is, how much? By Christopher Mims. Grist Magazine. 1 Mar 2011. <http://grist.org/article/2011-02-28-pittsburgh-drinking-water-radioactive-fracking-natural-gas-times/>.
172. Иванов Н.А. Презентация доклада «Сланцевый газ, FAQ». Семинар «Революция сланцевого газа: риски и возможности для России». ИМЭМО РАН, 2 декабря 2010 года.
173. Theo Colborn, Carol Kwiatkowski, Kim Schultz, Mary Bachran. Natural Gas Operations from a Public Health Perspective. International Journal of Human and Ecological Risk Assessment, September 4, 2010.
174. COGCC. Colorado Oil and Gas Conservation Commission. <http://cogcc.state.co.us/>.
175. Государственная лаборатория исследований в области энергетики Министерства энергетики США (2010). Анализ жизненного цикла парогазовой электростанции на природном газе, DOE/NETL-403-110509, стр.127. www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/NGCC_LCA_Report_093010.pdf.
176. Comparing Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions from Natural Gas and Coal. Deutsche Bank Group, DB Climate Change Advisors. 25.08.2011. http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/authorizations/Orders_Issued_2012/74._Fulton_Comparing.pdf.
177. Potential Greenhouse Gas Emissions Associated with Shale Gas Extraction and Use, David J.C. MacKay, Timothy J. Stone. Department of Energy and Climate Change, September 9, 2013. http://www.fraw.org.uk/files/extreme/decc_2013-2.pdf.
178. Induced Seismicity Potential in Energy Technologies. Committee on Induced Seismicity Potential in Energy Technologies (CISPET). The National Academies Press, 2012.

179. Nicol A., R. Carne, M. Gerstenberger, and A.Christopher, 2011, Induced seismicity and its implications for CO2 storage, *Energy Procedia* 4: 3699-3706.
180. J. Hadro „Gaz z łupków – Aspekty środowiskowe”, *Forum Gazowe* 2010.
181. DEP Reaches Agreement with Cabot to Prevent Gas Migration, Restore Water Supplies in Dimock Township. Agreement Requires DEP Approval for Well Casing, Cementing. PENNSYLVANIA, Dept. of Environmental Protection. <http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/newsroom/14287?id=2418&typeid=1>.
182. Groat, Charles G., and Thomas W. Grimshaw. Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development. Research report, Austin: Energy Institute, The University of Texas, 2012.
183. Ann Davis Vaughan & David Pursell, Frac Attack: Risks, Hype, and Financial Reality of Hydraulic Fracturing in the Shale Plays 12–13 (2010). http://www.reservoirresearch.com/pdf/TPH_Fracturing_Report_070810.pdf.
184. DEP Reaches Agreement with Cabot to Prevent Gas Migration, Restore Water Supplies in Dimock Township. PENNSYLVANIA, Dept. of Environmental Protection. <http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/newsroom/14287?id=13595&typeid=1>.
185. DEP Fines Atlas Resources for Drilling Wastewater Spill in Washington County. PENNSYLVANIA, Dept. of Environmental Protection. <http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/newsroom/14287?id=13595&typeid=1>.
186. DEP Penalizes Range Resources \$141,175 for Spill in High Quality Waterway. PENNSYLVANIA, Dept. of Environmental Protection. <http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/newsroom/14287?id=11412&typeid=1>.
187. Colorado contamination incidents. Earthworks http://test.earthworksaction.org/index.php/issues/detail/colorado_contamination_incidents#KERRMCGEE.
188. Mark Zoback (Stanford Department of Geophysics), Saya Kitasei (Worldwatch Institute), Brad Copithorne (Environmental Defense Fund), Briefing Paper 1, Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development, July 2010; GWPC.
189. Austin Holland. Examination of Possibly Induced Seismicity from Hydraulic Fracturing in the Eola Field, Garvin County, Oklahoma. Oklahoma Geological Survey. Open-File Report. 2011.
190. M. Konieczńska, M. Woźnicka (PIG) „Środowiskowe aspekty wydobywania gazu łupkowego”, 2011.
191. Б.К. Бэйтс, З.В. Кундцевич, С. У. Ж. П. Палютикоф (ред.), 2008 г.: Изменение климата и водные ресурсы. Технический документ Межправительственной группы экспертов по изменению климата, Секретариат МГЭИК, Женева. 228 с.
192. J.D. Logel, D. Latka „Unconventional Reservoirs: Geoscience technology applications and issues” Talisman Energy, luty 2011.
193. Review of the Potential Public Health Impacts of Exposures to Chemical and Radioactive Pollutants as a Result of Shale Gas Extraction. Centre for Radiation, Chemical

and Environmental Hazards. Public Health England, 2013. ISBN 978-0-85951-744-7.

194. Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe. Ref: AEA/ED57281/Issue Number 17. Dr Mark Broomfield, AEA Technology, 11 February 2013.

195. Международное энергетическое агентство, «Золотые правила золотого века газа», специальный отчет WEO. 29 мая 2012 г.

196. Соловьянов А.А. Тетельмин В.В. Экспертное заключение «Прогноз возможных экологических последствий добычи сланцевого газа в Европе». Февраль 2014.

197. Zelinska B., E. Fujita and D. Campbell, Monitoring of Emissions from Barnett Shale Natural Gas Production Facilities for Population Exposure Assessment. Prepared for Mickey Leyland National Urban Air Toxics Research Centre. Houston, Texas. 2010, Desert Research Institute.

198. Department of Environmental Quality, Emissions Inventory and Ambient Air Monitoring of Natural Gas Production in the Fayetteville Shale Region. 2011: Arkansas.

199. Kembal-Cook S., et al. Development of an Emission Inventory for Natural Gas Exploration and Production in the Haynesville Shale and Evaluation of Ozone Impacts. 2012; Available from: <http://www.epa.gov/ttnchie1/conference/ei19/session2/kembaLcook.pdf>.

200. Kembal-Cook S., et al., Ozone impacts of natural gas development in the Haynesville Shale. Environ Sci Technol, 2010.44(24): p. 9357-63.

201. Colborn T., et al., Natural Gas Operations from a Public Health Perspective. Human and Ecological Risk Assessment: An International Journal, 2011. 17(5): p. 1039-1056.

202. Prof. Dr. Peter Reichetseder. Экспертное заключение «Сланцевый газ – последствия для Европы?».

203. US Environmental Protection Agency, Greenhouse Gas Emissions Reporting for the Petroleum and Natural Gas Industry: Background Technical Support Document, 2010.

204. Barcella M.L., Gross S., Rajan S., Mismeasuring Methane - Estimating Greenhouse Gas Emissions from Upstream Natural Gas Development, IHS- CERA Private Report Aug. 2011.

205. Broderick J., et al., Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts. A report commissioned by The Co-operative and undertaken by researchers at the Tyndall Centre, University of Manchester. 2011, University of Manchester: Manchester.

206. U.S. EPA, 2011. Oil and Natural Gas Sector: New Source Performance Standards and National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants Reviews, Proposed Rule. Federal Register, Volume 76, No. 163, August 23, 2011.

207. URS, 2012, revised attachment 3: gas well completion emissions data January 17, 2012. Submitted as part of a letter from America's Natural Gas Alliance (ANGA) and the American Exploration and Petroleum Council (AXPC) to the EPA in relation to its Proposed Rule- Oil and Natural Gas Sector Consolidated Rulemaking, New Source Performance Standards and National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants Reviews.

208. C. Ewen, D. Borchardt, S. Richter, R. Hammerbacher. Hydrofracking Risk Assessment. April 2012. http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialogerdgasundfrac.de/files/Ex_HydrofrackingRiskAssessment_120611.pdf.

209. Patsy Richards, Mike Fell, Louise Smith, Matthew Keep. Shale gas and fracking. House of commons library, SN/SC/6073. 10 September 2013. http://www.shalegas-europe.eu/en/docs/house_of_commons_library_shale_gas_and_fracking.pdf.

210. Climate impact of potential shale gas production in the EU - Final Report Report for European Commission DG CLIMA AEA/R/ED57412, Date 30/07/2012, Issue 2.

211. McKenzie L., Witter R., Newman S., Adgate J. "Human health risk assessment of air emissions from development of unconventional natural gas resources», Science of The Total Environment, Volume 424, 1 May 2012, Pages 79-87.

212. Myers T., Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale to aquifers. Ground Water, 2012. 50(6): p. 872-882.

213. Егоров Н.Н. Экспертная оценка по проекту «Прогноз возможных экологических последствий добычи сланцевого газа в Европе».

214. United States Environmental Protection Agency, Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. Progress Report. 2012: Washington, DC.

215. Canadian Society for Unconventional Resources (CSUR), "History of Hydraulic Fracturing", December 12, 2011(<http://www.csur.com>).

216. Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW Kurzfassung zum Gutachten. 7 September 2012. Gutachter/Auftragnehmer: ahu AG Wasser (Dr. H. Georg Meiners, Dr. Michael Denneborg, Frank Müller), Brenk Systemplanung GmbH (Dr. José B. Pateiro Fernández, Dr. Guido Deißmann, Dr. André Filby, Dr. Rainer Barthel, Thomas Cramer), IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasser Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH (Dr. Axel Bergmann, Dr. Carsten Hansen, Dr. Frank-Andreas Weber, Prof. Dr. Elke Dopp, Prof. Dr. Christoph Schüth). September 2012.

217. Rosenwinkel K.-H.; Weichgrebe D.; Olsson O. (2012): Gutachten Stand der Technik und fortschrittliche Ansätze in der Entsorgung des Flowback des Institutes für Siedlungswasserwirtschaft und Abfall (ISAH) der Leibniz Universität Hannover zum Informations- und Dialogprozess über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking Technologie für die Erdgasgewinnung, <http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialogerdgasund-frac.de/files/Gutachten%20zur%20Abwasserentsorgung%20und%20Stoffstrombilanz%20ISAH%20Mai%202012.pdf> (17.05.2012).

218. Resnikoff M. Radon in natural gas from Marcellus shale 2012; Available from: <http://rwma.com/Marcellus%20Radon-%20Ethics.pdf>.

219. Chris Shearlock. Shale gas is not a credible 'new green message'. Theguardian.com, Wednesday 13 April 2011. <http://www.theguardian.com/environment/2011/apr/13/shale-gas-green-message>.

220. R.B. Jackson, A.Vengosh, T.H. Darrah, N.R. Warner, A.Down, R.J. Poreda, S.G. Osborn, K.Zhao, J.D. Karr. Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction, Proc. Natl. Acad. Sci. USA, 2013, 110 (28), pp. 11250-11255.

221. Meiners H.G., Denneborg M., Müller F., Bergmann A., Weber F.-A., Dopp E., Hansen C., Schüth C., Buchholz G., Gaßner H., Sass I., Homuth S., Priebes R. (2012): Umweltauswirkungen von Fracing bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen. Berlin, Dessau-Roßlau: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Umweltbundesamt.

222. Richard J. Davies, Simon Mathias, Jennifer Moss, Steinar Hustoft, Leo Newport. Hydraulic Fractures: How Far Can They Go? <https://www.dur.ac.uk/resources/refine/Hydraulicfractures.pdf>.

223. Fisher K., Warpinski N. 2011. Hydraulic Fracture-Height Growth: Real Data, SPE 145949.

224. Kosinowski M., Best Practices für die Erschließung von nicht-konventionellen Kohlenwasserstoff-Vorkommen - Erkenntnisse aus den Gutachten: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR-Gutachten, -Stellungnahme).

225. Wegeler U., Induzierte Seismizität; Kongreß „Umweltverträgliches Fracing?“, Hannover, am 24./25. Juni 2013.

226. Christopher A. Green, Peter Styles, Brian J. Baptie. Shale gas fracturing. Review & recommendations for induced seismic mitigation. 10 September 2013.

227. de Pater H. & Baisch S. «Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity», Synthesis Report (2011).

228. Eisner L., Janska E. and Matousek P. «Seismic Analysis of the events in the vicinity of the Preese Hall well», Seismik report for Cuadrilla Resources (2011).

229. Hubbert M.K. and Rubey W.W., «Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting: parts I and II», Geol. Soc. Am. Bull., 70, 115-205 (1959).

230. Rutqvist, et al., Modeling of fault reactivation and induced seismicity during hydraulic fracturing of shale-gas reservoirs. J Petrol Sci Eng (2013), <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2013.04.023>.

231. Matthias Altmann, Dr. Klaus Bitzer, Zsolt Matra, Werner Weindorf, Dr. Werner Zittel. HUNGARIAN SHALE GAS – IMPACTS ON THE ENVIRONMENT AND HUMAN HEALTH. An Expertise for Centre for Fair Political Analysis. Final Report.

Ludwig-Bölkow-Systematechnik GmbH, Desember 2012.

232. Kötter Consulting Engineers (2008): Noise level survey; Report No. 208170-01.02; Rheine, Germany, April 2008.

233. KvVM-EüM (2008): 2. melléklet a 27/2008. (XII.3.) KvVM-EüM együttes rendelethez.

234. N. Steinzor, W. Subra, L. Sumi. Investigating links between shale gas development and health impacts through a community survey project in Pennsylvania, New Solutions, 2013, vol. 23, №1, pp.55 – 83.

235. Dixon D., Radon exposures from the use of natural gas in buildings. Rad Protect Dosimetry, 2001. 97(3): p. 259-264.

236. Johnson R., Assessment of Potential Radiological Health Effects from Radon in Natural Gas. Report for US Environmental Protection Agency. 1973, United States Environmental Protection Agency.

237. Rowan E.L. and Kraemer T.F. (2012). Radon-222 Content of natural gas samples from Upper and Middle Devonian sandstone and shale reservoirs in Pennsylvania: Preliminary data: U.S. Geological Survey Open-File Report 2012-1159, 6 p., <http://pubs.usgs.gov/of/2012/1159>.

238. British Geological Survey and Department of the Environment Transport and the Regions, Natural radioactivity in private water supplies in Devon. 2000, British Geological Survey / Department of the Environment, Transport and the Regions.

239. Otton J., Radon in soil gas and soil radioactivity in Prince George's County, Maryland, in U.S. Geological Survey Open-File Report No. 92. 1992. p. 18 (1 plate).

240. Gundersen L., The USGS/EPA radon potential assessments: An introduction. Geologic Radon Potential of EPA Region 7, ed. R.R. Schumann. Vol. Open-file Report 93-292-G. 1993.

241. New York Department of Environmental Conservation (2011) Revised draft supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program, well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus Shale and other low-permeability gas reservoirs. Available at www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/rdsgeisexecsum0911.pdf.

242. Environment Agency. Principles for the Assessment of Prospective Public Doses arising from Authorised Discharges of Radioactive Waste to the Environment (2012).

243. Marvin Resnikoff Ph.D., Ekaterina Alexandrova, Jackie Travers. May 19, 2010. Radioactivity in Marcellus Shale. Radioactive Waste Management Associates.

244. New York State Department of Environmental Conservation, Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program. Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus Shale and other low-permeability gas reservoirs. 2011, New York State Department of Environmental Conservation: New York.

245. Elmira Star-Gazette. April 11. Radiation Testing Shows Marcellus Shale Drill

Cuttings are Safe for Chemung County, NY Landfill. Marcellus Drilling News.

246. Bamberger M. & R.E. Oswald. 2012. Impacts of gas drilling on human and animal health. *New Solutions* 22: 51-77.

247. Strand T. NORM in the Norwegian Oil and Gas Industry -Activity Levels, Occupational Doses and Protective Measures, in *Proceedings of the 11th IRPA International Congress*. 2004. Madrid, Spain.

248. Photo by Bruce Gordon – EcoFlight. Photograph by EcoFlight, courtesy of SkyTruth. [www: http://skytruth.org/about/history/](http://skytruth.org/about/history/).

249. «Government backtracks on fracking», 20/05/2012, Matt Chorley, *The Independent* (<http://www.independent.co.uk/environment/green-living/government-backtracks-on-fracking-7768853.html>).

250. «Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracking», June 2012, Royal Society & Royal Academy of Engineering (http://royalsociety.org/uploadedFiles/Royal_Society_Content/policy/projects/shale-gas/2012-06-28-Shale-gas.pdf).

251. Сланцевый газ. Нетрадиционный и ненужный: аргументы против. Электронное издание. http://russian-greens.ru/sites/default/files/foee_shale_gas_ru_web_4.pdf.

252. Сланцевая стратегия Румынии: от моратория до национального приоритета. Информационно-аналитическое агентство Cleandex. 28/05/2013. http://www.cleandex.ru/articles/2013/05/28/slantsevaya_strategiya_rumynii_ot_moratoriya_do_natsionalnogo_prioriteta.

253. Запад железной рукой насаждает геологоразведку сланцевых месторождений («Hård strid om svensk gasutvinning»). Газета «Svenska Dagbladet», Швеция - 04 декабря 2012 г. <http://pervodika.ru/articles/22327.html>.

254. Will Shale Gas Be a Crucial Source for Denmark's Energy Future? *Shale World*. 30.06.2014.

255. Conflict of Interest over European Shale: EU Energy Security Strategy. *Shale World*. 27.06.2014.

256. Poland: Only 80 Shale Wells Drilled this Year, But Good Results. *Shale World*. 27.06.2014.

257. Source: U.S. Energy Information Administration, "Natural Gas: Schematic Geology of Natural Gas Resources" (January 27, 2010), http://www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/special/ngresources/ngresources.html.

258. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2013, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States.

259. Global seismic hazard assessment program (GSHAP). <http://www.seismo.ethz.ch/static/GSHAP/>.

ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

- БПК – биохимическая потребность в кислороде
ГРП – гидравлический разрыв пласта (гидрофрактинг, фрекинг) при добыче сланцевого газа
ЕС – Европейский Союз (European Union)
ЛОС – летучие органические соединения
ОВОС – оценка воздействия на окружающую среду
ОВЧ – общее содержание взвешенных частиц
ОРЧ – общее содержание растворенных частиц
ППП – потенциал глобального потепления
ХПК – химическая потребность в кислороде
CAS – Chemical Abstracts Service (химический реферативный идентификационный номер)
CCS – carbon capture and storage (технология фиксации и хранения диоксида углерода)
IEA – International Energy Agency (Международное энергетическое агентство)
IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК))
MD_{RKB} – measured depth below rotary kelly bushing (измеренная глубина относительно стола ротора)
ML – локальная шкала магнитуд Рихтера
NOAA – National Oceanic and Atmospheric Administration (Национальное управление по океанам и атмосферным явлениям)
NORM – naturally-occurring radioactive material (естественно встречающиеся радиоактивные вещества)
NYCDEP – New York City Department of Environmental Protection (Департамент г. Нью-Йорк по защите окружающей среды)
NYSDEC – New York State Department of Environmental Conservation (Департамент охраны окружающей среды штата Нью-Йорк)
TCEQ – Texas Commission of Environmental Quality (Комиссия Техаса по качеству окружающей среды)
TVD_{ss} – true vertical depth subsea (истинная вертикальная глубина от уровня моря)
US EPA – United States Environmental Protection Agency (Агентство по охране окружающей среды США)
USGS – U.S. Geological Survey (Геологическая служба США)

УДК 622.337:504.5 (4)<313>

ББК 33.362

ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ
ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ
ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА В ЕВРОПЕ

Подписано в печать 21 ноября 2014 г. Формат 62х94 1/16. Усл.печ.л. 12,5
Тираж 100 экз.

ISBN 978-5-9904661-4-2

ISBN 978-5-9904661-4-2



9 785990 466142

© НИИПЭ, 2014

© Неправительственный экологический
фонд имени В.И. Вернадского, 2014