




Российский государственный университет нефти и газа  
(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина  
**Факультет международного энергетического бизнеса**



**Обязательства по выводу из эксплуатации  
нефтяных и газовых скважин и месторождений:  
краткосрочные и долгосрочные последствия**

Докторант Кафедры международного нефтегазового бизнеса  
к.э.н. Халидов Ибрагим Арбиевич

## Доля по типу топлива:

- 33,1% Нефть
- 24,2% Газ
- 27,0% Уголь
- 6,4% Гидро
- 5,0% ВИЭ
- 4,3% АЭС

Источник: BP, 2019

Доля УВ — 84,3%

Доля нефти и газа — **57,3%**

К **2040** году нефть и газ по-прежнему будут составлять **более 50%** мирового объема энергоносителей.

Источник: ExxonMobil, 2019





## Накопленный ущерб



Агентство по охране окружающей среды США (United States Environmental Protection Agency — EPA) сообщило о более чем 3,2 млн. покинутых компаниями нефтяных и газовых скважин и выброшенных ими в течение 2018 года 281 килотоннах метана, что эквивалентно сжиганию 16,2 млн. барр. нефти.

В Канаде, где значительная доля добычи ведется из нефтяных песков, ситуация в этой области менее серьезна: по информации Reuters, в 2018 году выбросы из 313 тыс. заброшенных скважин составляли 10,1 килотонн метана.

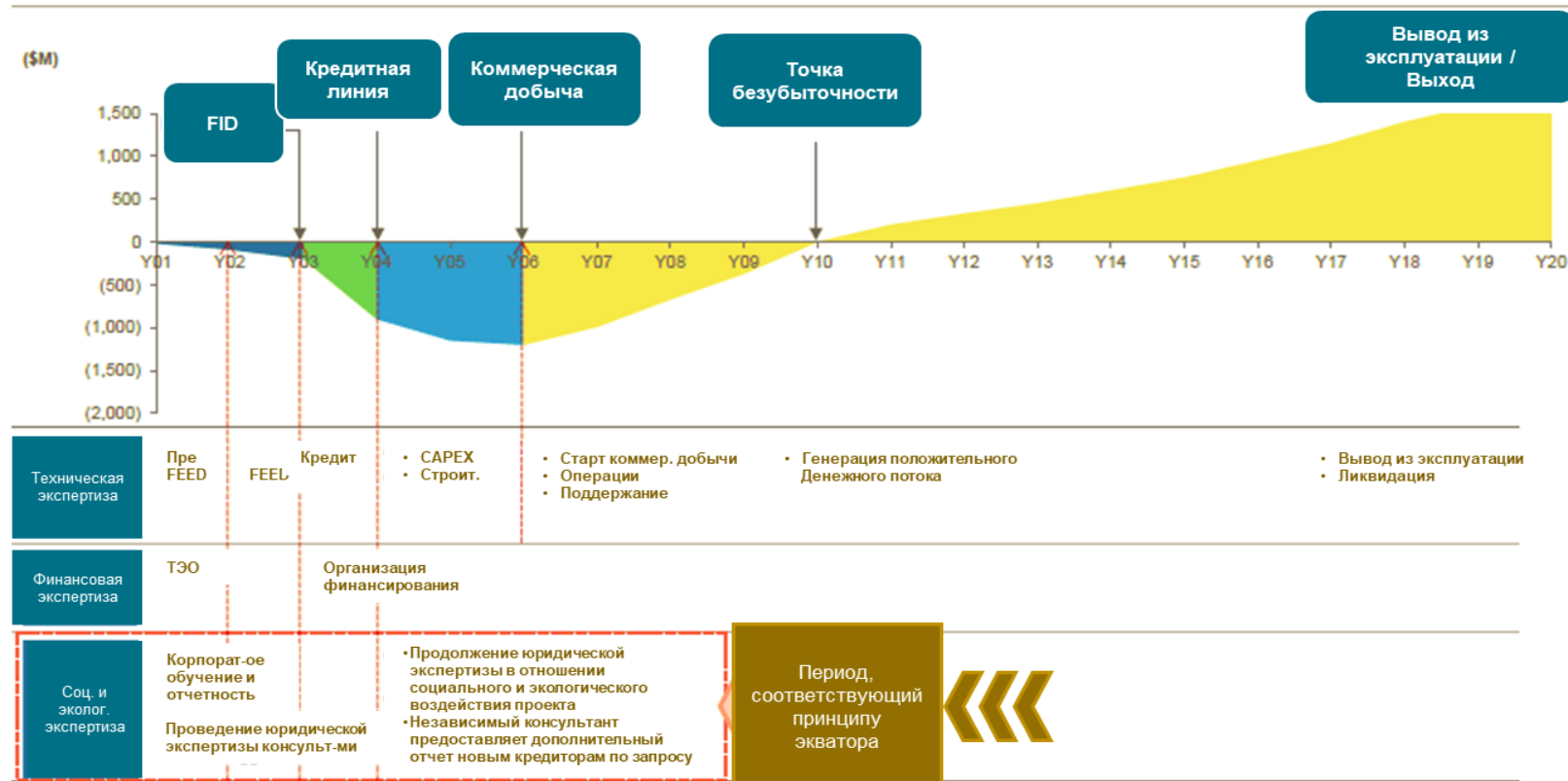
Но приблизительные расчеты, основанные на доле США в мировом производстве сырой нефти и природного газа, привели Reuters к цифре в 29 млн. заброшенных скважин по всему миру, а выбросы метана оценены агентством в 2,5 млн. тонн в год.

Банкротства нефтегазовых компаний приводят к увеличению фонда бесхозных скважин. Еще в 2019 году, до эпидемии коронавируса и экономического спада, в США и Канаде обанкротились 42 компании. Рост составил 50% по сравнению с 2018 годом. Согласно оценкам Rystad Energy, около 73 американских предприятий могут обанкротиться в этом году, и еще 20 из них исчезнут в 2021 году, если средняя цена на нефть составит 30 долларов за баррель.

# Жизненный цикл энергетического проекта



Накопленный денежный поток



FID – финальное инвестиционное решение; FEED – проектно-сметная документация; CAPEX – капитальные расходы

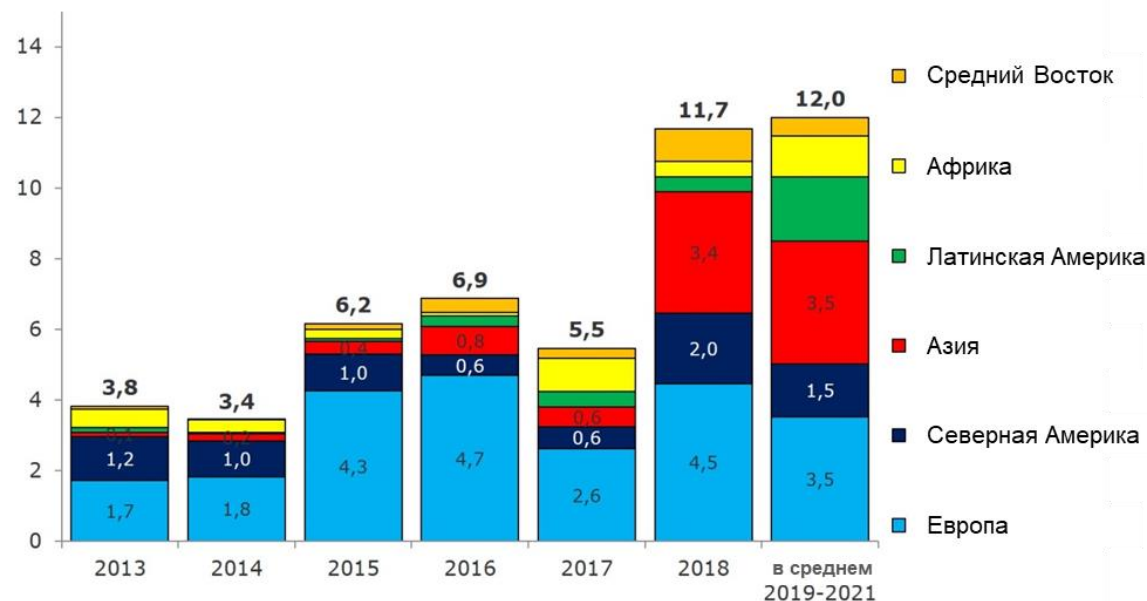
Рисунок 1. Жизненный цикл и финансовые потоки нефтяного месторождения

Источник: составлено авторами по материалам Standard, 2020

Существуют потенциальные организационные барьеры, нормативно-правовые, коммерческие проблемы, ограничения по распределению инвестиций или рабочей силы, технические ограничения и другие факторы, устранение которых может существенно продлить период эксплуатации нефтяного месторождения.



млрд. долл. США



**Рисунок 2. Суммарные обязательства по выводу месторождений из эксплуатации**

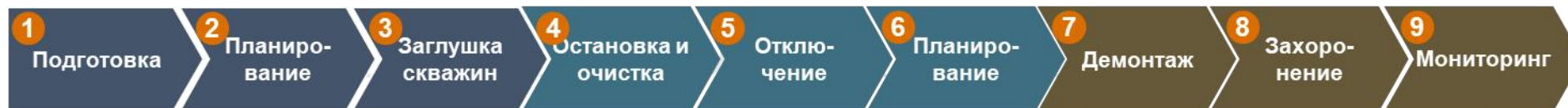
Источник: составлено авторами по материалам Rystad Energy ServiceCube, 2019

По оценкам Rystad Energy и Wood Mackenzie, в 2018 году был достигнут рекордный показатель по обязательствам вывода месторождений из эксплуатации, расходы по которым для мировой нефтегазовой отрасли составили 11,7 млрд. долл. США, а в течение 2019–2021 гг. по данным обязательствам во всем мире будет потрачено приблизительно 32–36 млрд. долл. США.

Однако законы и регламенты о выводе месторождений из эксплуатации во многих странах остаются неполными или непроверенными на практике.



Операции по выводу месторождений из эксплуатации сопоставимы по сложности с проектами по освоению новых месторождений. При этом риски высоки и сектор менее привлекателен для подрядчиков и операторов. Они включают в себя следующие основные этапы:



1 Одобрение регулятора



3 Заглушка скважин



4 Остановка и очистка оборудования



7 Демонтаж платформы

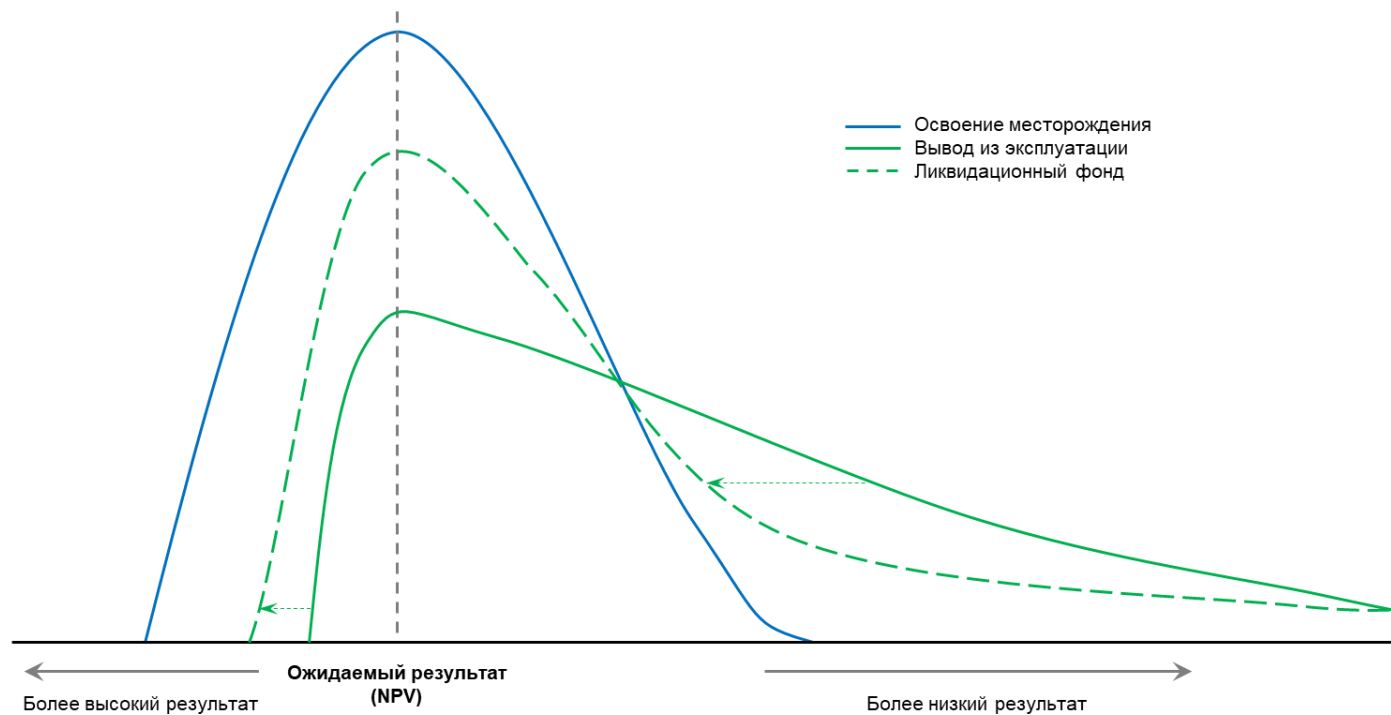


7 Демонтаж опор



**Рисунок 3. Основные этапы по выводу месторождений из эксплуатации**

Источник: составлено авторами по материалам Oil and Gas UK 2012 Decommission Insight, Statoil website, Heerema website, 2018













**Рисунок 4. Пример освоения месторождения с учетом расходов по выводу месторождения из эксплуатации**  
 Источник: составлено авторами по материалам Expert interviews, BCG analysis, 2018

- Для инвесторов такие проекты наименее привлекательные;
- Возможности получить дополнительную прибыль на таких проектах ограничены;
- Отсутствие успешного опыта по реализации таких проектов подрядчиками;
- Возможно ли обеспечить пост-проектные гарантии?;
- Операторы редко хорошо систематизируют промысловую геологическую информацию. Не имея информации, что реально происходит со скважиной, они часто оказываемся в ситуации перерасхода;
- В таких проектах очень много неопределенностей, а бонуса за хорошее исполнение нет.



Нефтегазовые компании должны быть более прозрачными и готовыми к сотрудничеству. Они должны открыто делиться своими прогнозами о сроках наступления ликвидационных расходов, а также информацией об основных факторах, влияющих на эти оценки при подготовке к прекращению эксплуатации скважин, а также информацией о конкретных активах.

Без установленных исходных параметров отрасль не может сформировать реалистичные рыночные ожидания относительно вывода объектов из эксплуатации.

-  *Создание координационного органа на государственном уровне*
-  *Создание базы данных по выводу месторождений из эксплуатации*
-  *Эффективное регулирование*
-  *Механизм обмена знаниями*
-  *Развитие сотрудничества*
-  *Стандартизация*
-  *Инновации*
-  *Международный опыт*
-  *Вовлечение всех заинтересованных сторон*
-  *Коммуникационный план*

Перечень стандартных проблем в международной практике	Направления
Все операторы недооценивают затраты	Экономика и финансы
Уровень затрат сильно варьируется между операторами	
Затраты снижаются по мере накопления опыта	Персонал и компетенции
Зрелость регуляторов не соответствует масштабам задач	
Операторам сложно найти организационные решения	Планирование
Нефтесервисные компании не доверяют планам и оценкам операторов	
Нет примеров эффективной координации на национальном уровне	Сотрудничество
Недостаточно примеров сотрудничества	
Появляются предложения о партнерстве с нефтесервисными компаниями по управлению зрелыми месторождениями	
Рынок вторичного использования оборудования недоразвит	Повторное использование

Рисунок 5. Ключевые элементы по выводу месторождений из эксплуатации

Источник: составлено авторами по материалам BCG, 2018



Усложняется данная проблема и тем, что в мире отсутствуют единые правила и стандарты, регламентирующие порядок вывода месторождений из эксплуатации, организации ликвидационного фонда, схем его финансирования и защитных механизмов от дефолта.

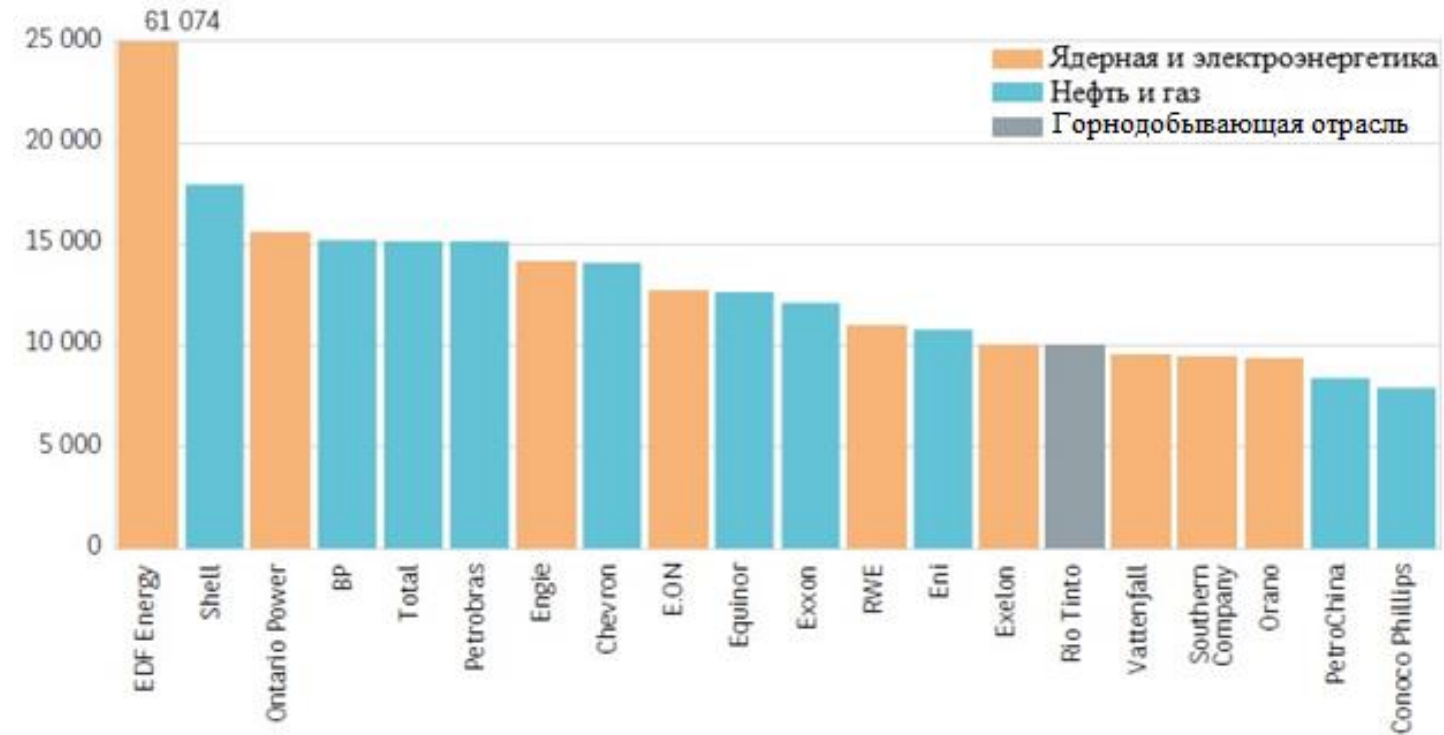
США	Великобритания
Основной регулятор: BSEE (Bureau of Safety and Environmental Enforcement)	Основной регулятор: DECC (Department of Energy and Climate Change)
Ключевой нормативный акт: <ul style="list-style-type: none"> <li>NTL G05 "Decommissioning Guidance for Wells and Platforms" — October 2010.</li> </ul>	Ключевой нормативный акт: <ul style="list-style-type: none"> <li>Regional: OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations;</li> <li>National: The Petroleum Act 1998.</li> </ul>
Правило «простаивающего железа» — вывод из эксплуатации должен состояться через определенный срок после окончания использования: <ul style="list-style-type: none"> <li>Скважины: три года после остановки;</li> <li>Платформы: через 5 лет после остановки.</li> </ul>	Нет определенных обязательных сроков по выводу из эксплуатации.
Конверсия в искусственные рифы — разрешена.	Конверсия платформ в искусственные рифы запрещена, за исключением слишком тяжелых или бетонных конструкций.



И государственные органы, и нефтегазовые компании должны планировать размер фонда ликвидационных расходов с учетом вывода месторождений из эксплуатации, поскольку объемы этих работ существенные, а прежние прогнозы объемов ликвидационных расходов могут оказаться ненадежными и заниженными, что, как правило, и происходит на практике.

Защитные механизмы важны для государственных органов, стремящихся гарантировать наличие финансирования ликвидационных расходов и защитить от возможного дефолта любую из сторон.

Схемы финансирования	Механизмы защиты от дефолта
Списание стоимости пропорционально объему производства продукции	Аккредитивы и договоренности о каналах финансирования с третьими сторонами
Амортизационные отчисления на протяжении всего срока эксплуатации месторождения	Выпуск облигаций банком или учреждением с определенным минимальным кредитным рейтингом
Зачет потерь при уплате налога за прошлый период	Взносы участников в специализированные трастовые соглашения
Правительственный грант	



Чтобы определить вероятность выполнения экологических обязательств компаниями, используются три ключевых показателя:

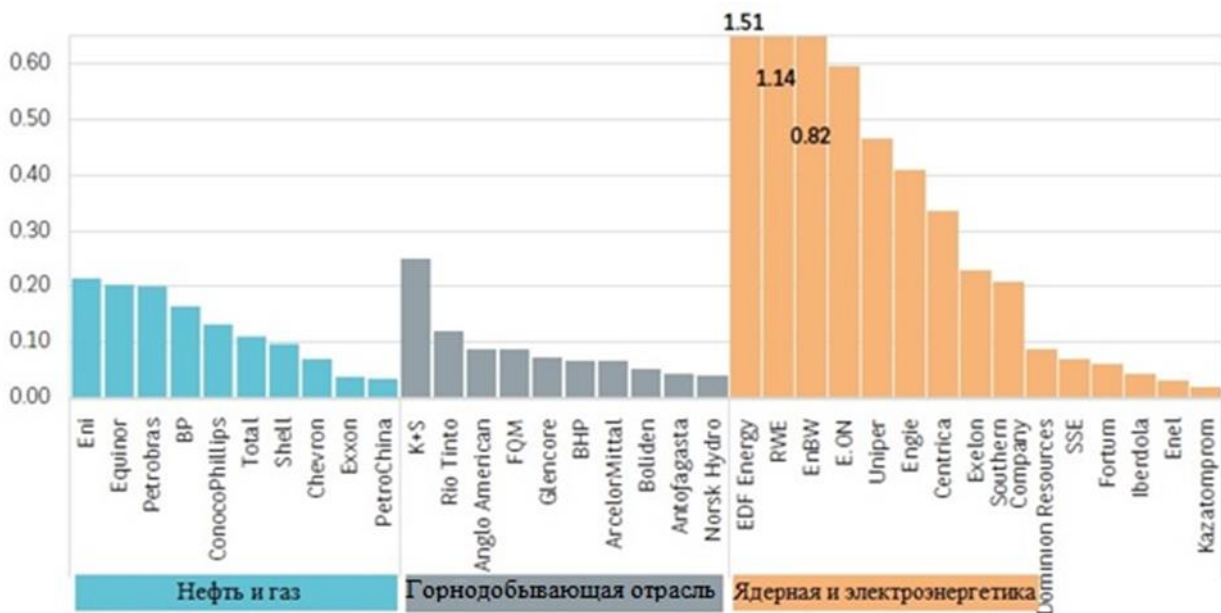
- выплаты по выводу из эксплуатации против свободного денежного потока;
- обязательства по выводу из эксплуатации против рыночной капитализации; и
- обязательства по выводу из эксплуатации против чистой задолженности компании.

Анализ, проведённый до пандемии COVID-19, основан на общедоступных данных из годовых отчётов за 2014-2019 годы.

Рисунок 6. Обзор сектора — обязательства по выводу из эксплуатации (в млн долл. США)

Источник: составлено автором по материалам Управления активами BNP Paribas. Обзор годового отчёта — Данные по состоянию на 31.12.2018 г.

Данные о балансах компаний показывают, что обязательства 150 проанализированных компаний составляют более 400 млрд долл. США. Из них более 100 млрд долл. США поступают напрямую от семи нефтегазовых операторов: Shell (19,01 млрд долл. США), BP (16,7 млрд долл. США), Total (15,2 млрд долл. США), Equinor (14,7 млрд долл. США), Eni (13,0 млрд долл. США), Chevron (12,8 млрд долл. США) и Exxon (11,3 млрд долл. США).



Экологические и производственные обязательства могут повлиять на финансовое положение оператора. Обязательства по выводу из эксплуатации: коэффициент рыночной капитализации даёт представление об индивидуальном масштабе вывода из эксплуатации, с которым сталкиваются компании, в зависимости от их размера. EDF Energy, RWE, E.on и EnBW имеют обязательства по выводу из эксплуатации, которые составляют более 50 % их рыночной капитализации. Операторы ядерной энергетики несут более высокие затраты на вывод из эксплуатации по сравнению с нефтегазовым и горнодобывающим секторами.

**Рисунок 7. Обязательства по выводу из эксплуатации: коэффициент рыночной капитализации**

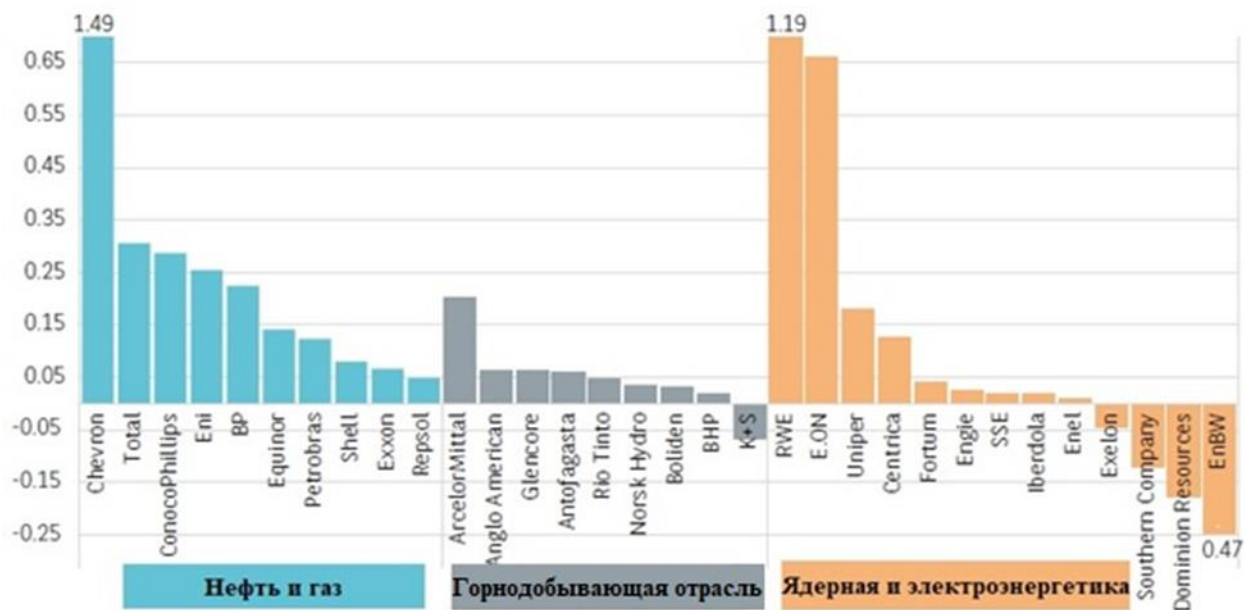
Источник: составлено автором по материалам Управления активами BNP Paribas. Обзор годового отчёта — Данные за период 2014-2019. Примечание: значения EDF Energy (1,51), RWE (1,14), EnBW (0,82) выходят за рамки оси Y.

К примеру, ядерные компании должны гарантировать, что остаточная радиоактивность стержней ядерного топлива с истёкшим сроком эксплуатации соответствует ожидаемым нормативным стандартам. Это требует множества различных затрат. Эти затраты по своей сути приводят к более долгосрочным обязательствам и более дорогостоящему профилю затрат по сравнению с аналогами в нефтегазовой и добывающей отраслях.

## Краткосрочные и долгосрочные последствия для компаний

Обязательства по выводу из эксплуатации: коэффициент свободного денежного потока показывает средний уровень ежегодных платежей за вывод из эксплуатации за четыре года, приравненный к среднему уровню свободного денежного потока за четыре года.

Крупные нефтегазовые операторы, такие как Total, Chevron, Eni, Petrobras и Conoco Phillips, производили выплаты по выводу из эксплуатации, составившие более 15 % от уровня их свободного денежного потока в течение 2014-2019 гг.



В ускоряющихся условиях снижения спроса на традиционные источники энергии активы достигнут конца своего срока полезного использования быстрее, чем ожидалось ранее. Потребность в выплатах при выводе из эксплуатации резко возрастёт, поэтому компании должны иметь свою стратегию финансирования.

Рисунок 8. Обязательства по выводу из эксплуатации: коэффициент свободного денежного потока

Источник: составлено автором по материалам Управления активами BNP Paribas. Обзор годового отчёта — Данные за период 2014-2019. Примечание: значения Chevron (1,49), RWE (1,19) выходят за рамки оси Y.

## Краткосрочные и долгосрочные последствия для компаний



Ниже представлен межотраслевой обзор крупнейших компаний по объёму обязательств по выводу из эксплуатации в сравнении с их соответствующими уровнями чистой задолженности в ядерной, нефтегазовой, горнодобывающей и традиционной энергетической отрасли. EDF Energy была исключена ниже поскольку у неё самые большие обязательства по выводу из эксплуатации, зафиксированные в исследовании (превышающие 50 млрд долл. США наряду с 44 млрд долл. США чистой задолженности, или 126 % в процентном выражении).

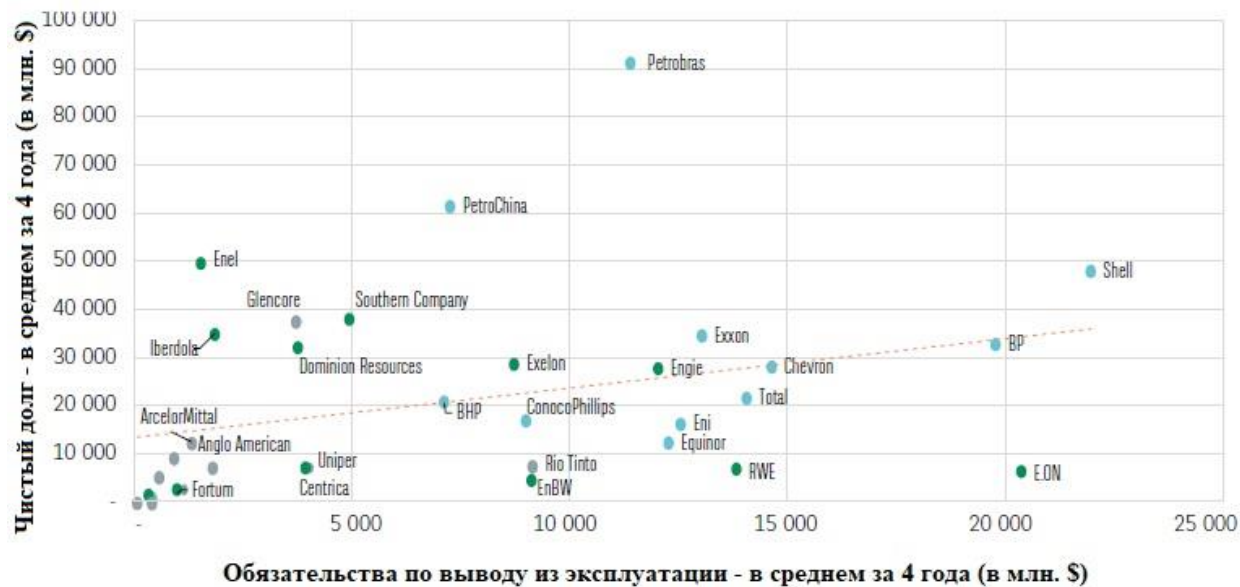


Рисунок 9. Обязательства по выводу из эксплуатации: чистая задолженность

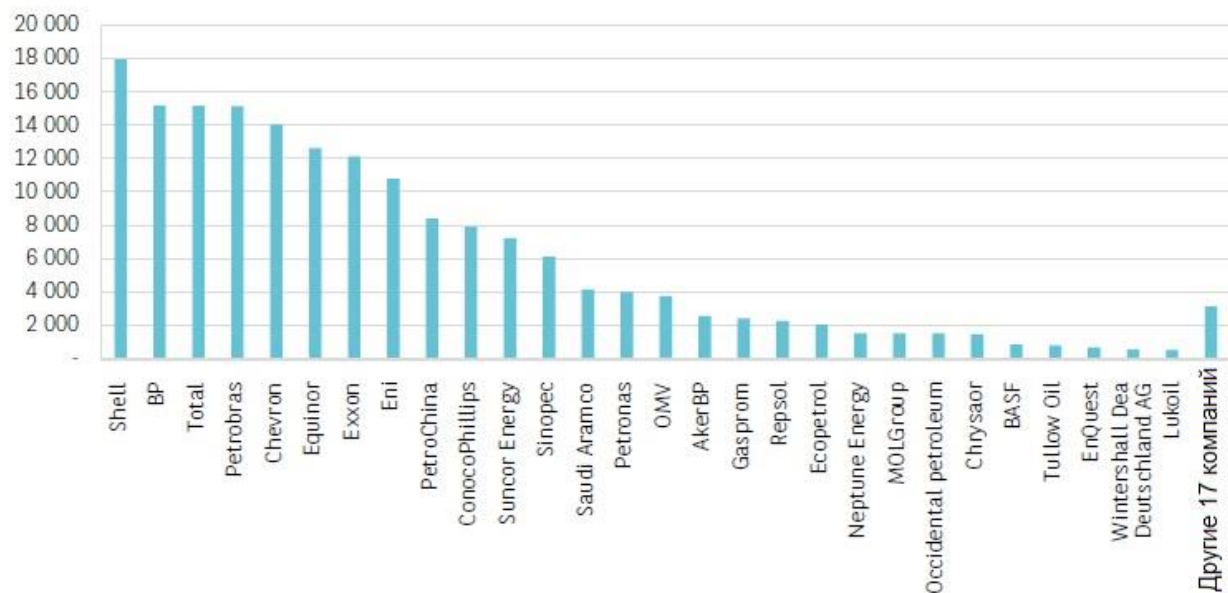
Источник: составлено автором по материалам Управления активами BNP Paribas. Обзор годового отчёта. 2014-2019.

У таких компаний, как Glencore (10 %), Enel (3 %), Iberdrola (5 %) и Anglo American (25 %), обязательства по выводу из эксплуатации составляют менее 5 млрд долл. США, а чистая задолженность варьируется от 10 до 50 млрд долл. США. Более серьёзные проблемы могут возникнуть у таких компаний, как Shell (46 %), Chevron (52 %), ConocoPhillips (54 %), Uniper (58 %), BP (61 %) и Centrica (62 %), Total (65 %), Eni (78 %), обязательства по выводу из эксплуатации которых составляют примерно половину уровня чистой задолженности. Возглавляют шкалу Equinor (101 %), Rio Tinto (120 %) и ядерные операторы RWE (225 %), EnBW (247 %) и E.ON (363 %).

## Глубокий анализ сектора



Следующий обзор четырёх секторов демонстрирует масштаб проблемы вывода из эксплуатации. Согласно анализу нефтегазовых компаний, средняя сумма обязательств по выводу из эксплуатации, находящихся на балансе, составляет 4 млрд долл. США. На 10 крупнейших нефтегазовых компаний приходится 73 % совокупных требований к обязательствам по выводу из эксплуатации.



По оценкам Управления нефти и газа Великобритании, вывод из эксплуатации только на континентальном шельфе Великобритании (UKCS) обойдётся в 51 млрд фунтов стерлингов. Другие нефтедобывающие регионы, такие как Северная Америка, Ближний Восток, Африка или Юго-Восточная Азия, также сталкиваются с крупными счетами за вывод из эксплуатации, и 45 нефтегазовых компаний в рамках исследования выделили 184 млрд долл. США долгосрочных глобальных обязательств по выводу из эксплуатации в 2019 году.

**Рисунок 10. Обязательства по выводу из эксплуатации в нефтегазовой отрасли (в млн долл. США)**

Источник: составлено автором по материалам Управления активами BNP Paribas. Обзор годового отчёта. 2014-2019.

Нормативные акты в ядерной, энергетической и горнодобывающей отраслях предусматривают необходимость постоянного поддержания окружающей среды перед выводом из эксплуатации. Во многих случаях техническое обслуживание обходится компаниям в миллионы долларов США ежегодно.



Выполнение обязательств по выводу из эксплуатации — это срочная проблема, в основном для традиционных поставщиков энергии. Многие морские нефтяные платформы (от Мексиканского залива до Северного моря), угольные и бурого угольные шахты в Европе, Азии, Южной Америке и Африке, а также традиционные и атомные электростанции отработали значительно дольше ожидаемого срока полезного использования и теперь должны быть выведены из эксплуатации.

Однако существует лишь небольшое количество эффективно финансируемых выведенных из эксплуатации проектов, попадающих под бюджет компании, объём и временные рамки — в основном в ядерном секторе. На практике многие компании имеют значительные нефинансируемые обязательства, которые в конечном итоге влияют на долгосрочную жизнеспособность их бизнеса и способность генерировать прибыль.

Стоимость и технологии постоянно развиваются вместе с экологическими, социально-политическими ожиданиями и требованиями безопасности. Как упоминалось выше, оценка количества и сроков будущих денежных потоков может быть предметом значительной неопределённости. Падение цен на сырьё в 2020 году показывает, почему компании не могут полагаться исключительно на свои ожидаемые операционные денежные потоки для покрытия текущих инвестиционных потребностей и затрат на вывод из эксплуатации. Импульс и, вероятно, необратимая глобальная приверженность возобновляемой энергии продолжается.

Сдвиг парадигмы в сторону возобновляемых источников энергии снижает способность традиционных нефтегазовых, энергетических и добывающих компаний получать соответствующий уровень денежных средств от продажи энергии или товаров. Чем быстрее энергия ископаемого топлива станет неактуальной, тем быстрее и дороже станет вывод активов из эксплуатации.

Предварительное финансирование — это решение, которое можно использовать в различных секторах и при различных условиях. Никогда не рано озаботиться о предварительном финансировании, особенно пока счёт за вывод из эксплуатации остаётся управляемым.



Российский государственный университет нефти и газа  
(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина  
Факультет международного энергетического бизнеса



**Благодарю за внимание!**