

## Вывод из эксплуатации нефтегазовых объектов: оценка обязательств и влияние на финансовую систему

**Ибрагим Арбиевич ХАЛИДОВ,**  
кандидат экономических наук,  
Российский государственный университет нефти и  
газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
(119991, Россия, Москва, Ленинский проспект, 65),  
старший преподаватель кафедры стратегического  
управления ТЭК, e-mail: khalidov.i@mail.ru  
SCOPUS 57202764521  
ORCID 0000-0001-9690-452X;

УДК:338.45:620.9; ББК:65.304.13; Jel:Q43  
DOI: 10.24412/2072-8042-2024-8-74-96

**Константин Николаевич МИЛОВИДОВ,**  
доктор экономических наук, профессор,  
Российский государственный университет нефти и  
газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
(119991, Россия, Москва, Ленинский проспект, 65),  
профессор кафедры международного нефтегазового  
бизнеса, e-mail: milovidov\_kn@mail.ru

### Аннотация

Вывод из эксплуатации нефтегазовых объектов (ВИЭНГО) представляет растущий рынок. В условиях энергоперехода вопросы экономического, социального и природоохранного регулирования активов на поздней стадии нефтегазового цикла приобретают особую актуальность. Многоаспектная оценка мировой практики ВИЭНГО до настоящего времени не была предметом серьезных исследований в отечественной литературе.

Обязательства по ВИЭНГО предписываются законами и нормативными актами соответствующих стран. Объем финансовых обязательств в мире оценивается в 4-6 трлн долл.

Проблемы ВИЭНГО существенно осложнились в связи с новыми геополитическими вызовами: процессами энергетической трансформации, новой климатической повесткой, последствиями регулирования добычи в рамках ОПЕК+, Решающим стратегическим фактором для отдельных компаний становится их способность управлять энергопереходом.

Для этого необходимо привлекать методы и инструменты из различных областей знаний (геолого-промысловых, технологических, экономико-правовых, финансовых и налоговых) и переходить от управления отдельными звеньями нефтяной цепочки к управлению циклами. Корпоративная стратегия должна обеспечивать взаимосвязь между повторным использованием старых активов и новыми моделями бизнеса, учитывающими реалии циркулярной экономики.

Рассмотрены юридические обязательства компаний по выполнению мероприятий по выводу из эксплуатации нефтегазовых объектов (ARO) и методы их определения и использования в практике ВИЭНГО. За пределами США юридические требования к выводу из эксплуатации сильно различаются в зависимости от режима регулирования страны и условий контрактов, регулирующих разведку и добычу.

ARO являются крупнейшим отдельным типом долга в нефтегазовой отрасли. На его долю приходится до 50% заявленной задолженности.

Многие компании не имеют достаточно средств для проведения операций ВИЭНГО. В результате их инвесторы, кредиторы и, в конечном счете, нефтедобывающие районы будут вынуждены платить по накопленным счетам.

**Ключевые слова:** вывод из эксплуатации нефтегазовых объектов, ВИЭНГО, денежные потоки, инвестиции, налоги, риски, разведка и добыча, транспортировка, переработка и сбыт.

### **Decommissioning of Oil and Gas Facilities: Assessment of Liabilities and Impact on the Financial System**

**Ibragim Arbievich KHALIDOV,**

*Candidate of Sciences in Economics, Russian State University of Oil and Gas (National Research University) named after I.M. Gubkin (Russia, 119991, Moscow, Leninsky Prospekt, 65), Senior Lecturer at the Department of Strategic Management of the Fuel and Energy Complex, e-mail: khalidov.i@mail.ru SCOPUS 57202764521 ORCID 0000-0001-9690-452X;*

**Konstantin Nikolaevich MILOVIDOV,**

*Doctor of Sciences in Economics, Professor, Russian State University of Oil and Gas (National Research University) named after I.M. Gubkin (Russia, 119991, Moscow, Leninsky Prospekt, 65), Professor of Department of International Oil and Gas Business, e-mail: milovidov\_kn@mail.ru*

#### **Abstract**

Oil and gas decommissioning (OGD) represents a growing market. With the energy transition, the issues of economic, social and environmental regulation of assets at the late stage of the oil and gas cycle are of particular relevance. Multidimensional assessment of OGD international practices has not been the subject of serious research in the domestic literature so far.

OGD obligations are enforced by laws and regulations of the relevant countries. Financial liabilities in the world amount to \$4-6 trillion.

OGD issues have become greater due to new geopolitical challenges: energy transformation, new climate agenda, consequences of production regulation within OPEC+. The decisive strategic factor for individual companies is their ability to manage the energy transition.

This requires application of methods and tools from various fields of knowledge (geological-field, technological, economic-legal, financial and tax) and shifting from managing individual parts of the oil chain to managing cycles. Corporate strategy must ensure a linkage between the reuse of old assets and new business models that take into consideration the realities of the circular economy.

Asset retirement obligations (ARO) of companies for oil and gas facilities and methods for their determination and use in OGD practices are considered. Outside the United States, legal requirements for decommissioning vary widely depending on the country's regulatory regime and the terms of the contracts governing exploration and production.

AROs are the largest single type of debt in the oil and gas industry. It accounts for up to 50 % of the reported debt.



Many companies do not have sufficient funds for OGD operations. As a result, their investors, creditors and, ultimately, oil-producing areas will be forced to settle the accounts.

**Keywords:** decommissioning of oil and gas facilities, OGD, cash flows, investments, taxes, risks, upstream, exploration and production, midstream, transportation, downstream, refining and sales.

Последствия выбытия мощностей в отраслях мировой энергетики и, в частности, отказ от неэффективных и убыточных активов международных нефтегазовых компаний со всей остротой ставит вопросы экономического, социального и природоохранного регулирования вывода из эксплуатации нефтегазовых объектов (ВИЭНГО).

Многоаспектная оценка мировой практики в области управления активами в международном нефтегазовом бизнесе не была предметом серьезных исследований в отечественной литературе. В то же время, богатый и разнообразный мировой опыт вывода из эксплуатации нефтегазовых объектов может оказаться крайне полезным в разработке долгосрочной стратегии завершения эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Мировая нефтяная и газовая промышленность за свою историю накопила огромный производственный потенциал, материальные элементы которого требуют прекращения эксплуатации и завершения нефтегазового цикла в старых нефтедобывающих районах. Процесс управления активами на завершающей стадии нефтегазового производства является исключительно сложным с методической и практической точек зрения. В последние годы он еще более усложнился вследствие активного проведения новой климатической политики. Как показывает мировая практика, в разных странах он решается с учетом действующего национального и международного законодательства, особенностей стратегий освоения ресурсной базы, комплекса природоохранных мер, геополитических и иных факторов.

Россия принадлежит к числу стран, которым в основном еще предстоит решать комплекс вопросов, связанных с дорогостоящими, сложными и рискованными операциями вывода из эксплуатации нефтегазовых объектов (кратко: ВИЭНГО).

Проблемы ВИЭНГО существенно усложнились и потребность в их решении ускорила в связи с новыми геополитическими вызовами: процессами энергетической трансформации, новой климатической повесткой, последствиями регулирования добычи в рамках ОПЕК+ и, как следствие, необходимостью адекватного ответа на основные вызовы.

Большинство нефтяных компаний продолжают откладывать мероприятия по выводу из эксплуатации из-за ограниченных денежных потоков; при этом в пери-

оды относительно низких цен на нефть ряд компаний придерживается политики ускорения работ по выводу из эксплуатации, поскольку снижаются некоторые связанные с этим расходы на нефтепромысловый сервис.

В целом, вывод нефтегазовых активов из эксплуатации – это развивающийся и растущий рынок. В мире прогнозируется увеличение проектов по выводу из эксплуатации примерно с 2,4 млрд долларов с 2015 года до 13 млрд долларов в год к 2040 году, причем в период с 2021 по 2040 годы намечается вывод из эксплуатации около 2000 морских сооружений. При этом компании ищут способы оптимизировать процесс вывода из эксплуатации, чтобы снизить общие затраты.

Особенно крупные инвестиции требуются для вывода из эксплуатации глубоководных объектов. В ближайшие 10 лет ведущим странам и операторам с глубоководной добычей придется потратить на вывод из эксплуатации до 27 млрд долл. США [1].

Среди зрелых глубоководных проектов ВИЭНГО выделяются Бразилия, Мексиканский залив США и Ангола. В течение следующего десятилетия на эти три глубоководных района придется 80% прогнозируемого объема по выводу месторождений из эксплуатации. Глубоководные объекты сопряжены с дополнительными проблемами по сравнению с мелководными сооружениями. Такие проекты связаны с высокими эксплуатационными расходами даже после окончания добычи, когда для вывода из эксплуатации требуется ультрасовременное оборудование для доступа к скважинам, подъема подводного оборудования и безопасного демонтажа или повторного использования огромных плавучих платформ. Ограниченный рынок глубоководных буровых установок также приводит к увеличению затрат на вывод из эксплуатации.

Большинство операторов стремятся отложить расходы на вывод из эксплуатации, продолжая извлекать выгоду из зрелых месторождений за счет постепенного ввода новых площадей, совместного использования инфраструктуры и модернизации оборудования.

Ключевое значение имеет максимальное использование имеющейся инфраструктуры. По оценкам [1], 80% глубоководных месторождений, находящихся в разработке или одобренных к разработке, имеют недалеко расположенные неразработанные перспективные объекты. Это создает хорошие возможности для привязки существующей инфраструктуры с целью продления их производственного срока службы. Большинство глубоководных фискальных режимов обеспечивают положительные экономические результаты для операций приращенных зон разработки углеводородов. Сокращение добычи нефти на 50 миллионов баррелей для 10 ведущих глубоководных стран, ранжированных по объему обязательств по выводу из эксплуатации, обеспечивает рентабельность (IRR) в среднем 22%.



Поскольку капитальные вложения для семи из десяти ведущих компаний, работающих в глубоководных зонах, составят менее 10% от прогнозируемых 10-летних капитальных вложений в глубоководных зонах, доля глубоководного сегмента в инвестициях в добычу полезных ископаемых удвоится к середине десятилетия по сравнению с 2020 годом.



Рис. 1. Расходы на ВИЭНГО по глубоководным объектам по странам  
 Fig. 1. Expenditures on VIENGO for deepwater facilities by country

**Источник:** Wood Mackenzie, 2024. Unwanted spend: how big is the deepwater decommissioning bill? [Электронный ресурс]. URL: <https://www.woodmac.com/reports/upstream-oil-and-gas-unwanted-spend-how-big-is-the-deepwater-decommissioning-bill-150211528> (дата обращения: 20.05.2021)

Нормативные акты налагают юридические обязательства на владельцев и операторов нефтегазовых активов по безопасному выводу их из эксплуатации по истечении срока их экономической жизни с последующим устранением любого остаточного воздействия на окружающую среду. Обязательства по ВИЭНГО возникают в результате обычной эксплуатации и предписываются законами и нормативными актами, регулирующими обработку, хранение и утилизацию опасных веществ и отходов. При этом нефтегазовые компании преследуют две цели. Первая из них заключается в предотвращении условий загрязнения, которые могут нанести вред здоровью человека, окружающей среде или климату. Вторая цель заключается в устранении загрязнений, которые уже имели место.

Неспособность должным образом завершить мероприятия по выбытию активов может привести к негативным последствиям из-за утечки значительного количества метана, снижают стоимость активов и тормозят экономическое развитие. В результате регулирующие органы нефтегазовой отрасли сталкиваются с растущим давлением общественности, требующей обеспечить выполнение нефтяными компаниями своих обязательств по ВИЭНГО.

### НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ В ПЕРИОД ТРАНСФОРМАЦИИ МИРОВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА

Нефтегазовая промышленность сталкивается с необходимостью оценки последствий перехода на возобновляемые источники энергии для планирования своих операций и бизнес-моделей. Возрастающее социальное и экологическое давление на многие нефтегазовые компании поднимает сложные вопросы о роли углеводородов в меняющейся энергетической экономике.

Идут дискуссии о том, следует ли рассматривать сегодняшние нефтегазовые компании как часть проблемы энергоперехода, или эти компании также могут сыграть важную роль в его решении?

Для глубокого аналитического рассмотрения всего комплекса проблем ВИЭНГО в новых условиях энергетической трансформации необходимо привлекать методы и инструменты из различных областей знаний (геолого-промысловых, технологических, экономико-правовых, финансовых и налоговых, геополитического анализа и долгосрочного прогнозирования). Общее представление о структуре такого *междисциплинарного подхода* можно получить из рисунка 1.

Важно отметить, что в условиях новой энергетической парадигмы ВИЭНГО выходит за рамки традиционных, ограниченных перспектив жизненного цикла активов. Вместо того чтобы управлять отдельными активами и проектами с истекающим сроком службы, решающим стратегическим фактором для отдельных компаний становится их способность управлять энергопереходом.



Рис. 2. Междисциплинарные области, анализируемые при ВИЭНГО

Fig. 2. Interdisciplinary areas analyzed during VIENGO

Источник: составлено автором



Энергетический переход привел к фундаментальным изменениям в традиционном жизненном цикле, поскольку мир столкнулся с совершенно новой проблемой: огромным разрывом в выводе из эксплуатации, вызванным сменой парадигмы. ВИЭНГО больше не является стадией «окончания срока службы» энергетического актива, а скорее ключевой частью энергетического перехода в рамках экономики замкнутого цикла. Разрыв в выводе из эксплуатации представляет глобальную проблему. По самым скромным оценкам, объем финансовых обязательств в мире оценивается в 4-6 трлн долл.

Ключом к обеспечению устойчивых изменений в нефтегазовом секторе является подход, исходя из экономики замкнутого цикла. В таком контексте закрытие нефтегазовых объектов будет рассматриваться как перспективная возможность развития бизнеса, а не просто как проблема, связанная с окончанием срока службы.

При рассмотрении вывода объекта из эксплуатации через призму экономики замкнутого цикла следует учитывать несколько измерений:

- Физические и производственные аспекты – рабочая площадка, инфраструктура, ресурсы;
- Финансовые требования – необходимые средства, отношение инвесторов к обязательствам, потенциальный дефицит финансирования;
- Социальный контекст – устранение проблем, связанных с наследованием прав собственности на активы, и гарантии достижения в будущем «чистого нуля»;
- Корпоративная стратегия должна обеспечивать взаимосвязь между повторным использованием старых активов и новыми моделями бизнеса.

Инфраструктура добычи включает скважины на суше, морские скважины и платформы, а также линии сбора. Создаваемые резервы финансирования на обеспечение операций по ликвидации активов включают затраты на закупку скважин, вывод из эксплуатации морских платформ, демонтаж или дезактивацию сборных трубопроводов и оборудования, рекультивацию пострадавших участков поверхности и восстановление почвы и подземных вод, загрязненных выбросами углеводородов. Только по метану в США, по различным оценкам, из отключенных нефтяных и газовых скважин в 2018 году вытекло 7 млн метрических тонн, что примерно равно эмиссии 1,5 млн автомобилей (см. рисунок 2).

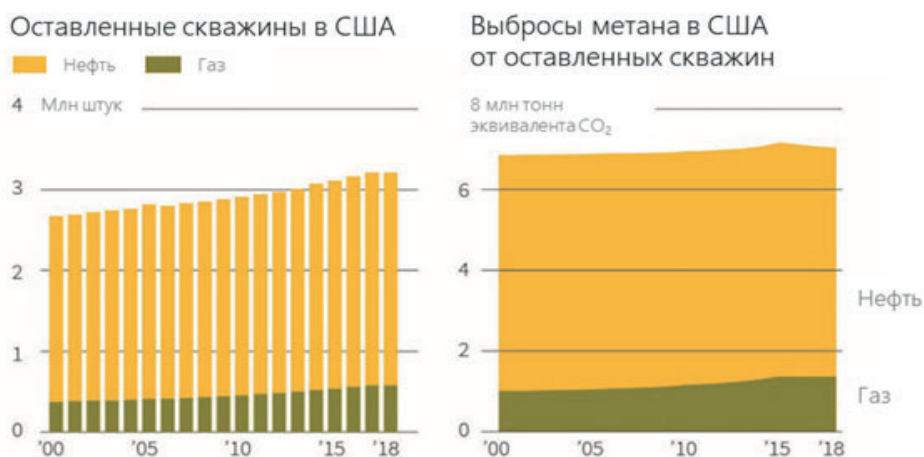


Рис. 3. Оставленные скважины и выделение ими метана в США

Fig. 3. Abandoned wells and their methane release in the USA

**Источник:** Special Report: Millions of abandoned oil wells are leaking methane, a climate menace. Reuters, 2018. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.reuters.com/article/idUSKBN23N1P3/> (дата обращения: 30.04.2022)

Регулирование выбросов метана сделает маргинальные активы убыточными и обанкротит наиболее маргинальных операторов. Согласно недавнему исследованию компании EDF, на низкопроизводительные нефтяные и газовые скважины всех участков скважин в США приходится примерно половина выбросов метана, в то время как их доля в добыче нефти и газа в стране составляет всего 6%. Общий объем выбросов метана из полумиллиона малодобитных скважин ежегодно оказывает на климат такое же воздействие, как 88 электростанций, работающих на угле.

Обеспокоенность по поводу вклада выбросов метана стала причиной выделения штатам в 2022 году финансирования в размере 1,15 млрд долл. для ликвидации бесхозных нефтяных и газовых скважин по всей территории США. По данным Министерства внутренних дел США, очистка бесхозных скважин уменьшит опасные утечки метана и продвинет достижение целей Плана действий США по сокращению выбросов метана. Недавно принятый в США Закон о снижении выбросов метана компаниями нефтяной цепочки предусматривает повышение налога до 1500 долл. за тонну на выбросы метана.

### МОДЕЛИ ФИНАНСИРОВАНИЯ. ПРЕИМУЩЕСТВА И ОГРАНИЧЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ МОДЕЛЕЙ ФИНАНСИРОВАНИЯ ВИЭНГО

Недропользователи обязаны поддерживать финансовые гарантии для покрытия расходов и обязательств, возникающих в связи или в результате осуществления нефтяной деятельности.





Формы финансового обеспечения включают, помимо прочего, страхование, самострахование, облигации, внесение суммы в качестве обеспечения в финансовое учреждение, возмещение или иное поручительство, аккредитив финансового учреждения или ипотеку. Эти формы выбираются на том основании, что при необходимости они достаточно ликвидны.

Таблица 1

**Схемы финансирования и механизмы защиты от дефолта**

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	

**Источник:** составлено автором по данным Guldman E., Bocken N.M., Brezet H. A design thinking framework for circular business model innovation. *Journal of Business Models*. — 2019. — 7(1). — P. 39–70. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://doi.org/10.5278/ojs.jbm.v7i1.2122> (дата обращения: 01.07.2024).

**ЮРИДИЧЕСКИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ВЫПОЛНЕНИЮ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ – “ASSETS RETIREMENT OBLIGATION” (ARO)**

В США ARO определяются стандартами бухгалтерского учета как юридические обязательства, связанные с выбытием материального актива с длительным сроком службы, которые возникают в результате приобретения, строительства или разработки и (или) нормальной эксплуатации этого актива [2]. Известные также как обязательства по выводу из эксплуатации [3], нефтегазовые ARO вытекают из национальных законов и нормативных актов, направленных на защиту здоровья окружающей среды, и климата от выбросов углеводородов и загрязнения.

Обязательства компании по ARO на конец года определяются исходя из ее обязательств по ARO на начало года плюс понесенные обязательства и расходы на увеличение, за вычетом погашенных обязательств и изменений в течение года, которые могут быть положительными или отрицательными:

$$ARO_{t+1} = ARO_t + LI_t - LSt + AEt \pm RevT \text{ где,}$$

*ARO<sub>t</sub>* = обязательства по выбытию активов на начало года *t*;

$LIt$  = обязательства, возникшие в год  $t$ ;

$LSt$  = обязательства, погашенные в год  $t$ ;

$AEt$  = расходы на прирост в год  $t$ ; и

$RevT$  = пересмотр оценочных обязательств в год  $t$ .

Компании обязаны раскрывать начальную и конечную совокупную балансовую стоимость ARO, отдельно показывая изменения, связанные с:

- обязательствами, возникшими в текущем периоде;
- обязательствами, погашенными в текущем периоде;
- накопленными расходами (accretion expense);
- изменениями в расчетных денежных потоках.

Нефтегазовые ARO представляют собой долговые обязательства, связанные с выбытием инфраструктурных активов [4]. Они аналогичны обязательствам пенсионного фонда по предоставлению определенных пособий бенефициарам после выхода на пенсию. В каждом конкретном случае можно оценить пенсионный возраст и размер пособия. Но вместо денежных пенсионных выплат ARO представляют собой неденежные обязательства по оказанию услуг для восстановления условий, существовавших до строительства и эксплуатации актива. Это особенно актуально на шельфе, где непредвиденные условия в скважине могут привести к тому, что затраты на вывод ее из эксплуатации значительно превысят статистические нормы. В отличие от обязательств пенсионного фонда, регулирующие органы не требуют от нефтегазовых операторов предварительного финансирования своих ARO.

Компании обычно предполагают, что основная часть затрат ARO будет расходоваться в отдаленном будущем, но расширение масштабов использования низкоуглеродной энергетики в период энергоперехода приблизит эти сроки. Дополнительное ускорение этому процессу задала пандемия коронавируса.

Во многих странах, включая США, денежные средства, которые должны откладывать компании на завершающий этап нефтяного цикла, как правило, отсутствуют. Это подчеркивает актуальность проблемы: регуляторы длительное время не требовали от компаний выделения средств на списание этих скважин, и компании не могут позволить себе проводить операции по завершению эксплуатации промыслов. Но если компании не могут оплачивать эти работы, то их работодатели, инвесторы, и в конечном счете нефтедобывающие штаты будут вынуждены платить по счетам. Остальным участникам (землевладельцам, жителям) придется жить с последствиями миллионов отключенных скважин.

Как отрасль пришла к такой ситуации? Если вернуться к истории, к 19 веку, то можно констатировать, что цели регулирования нефтяной и газовой отрасли заключались не в защите окружающей среды, а в стимулировании роста добычи нефти и газа. Когда началось бурение на нефть и газ в США, не было никаких правил относительно операций со скважинами в конце срока их полезного исполь-



зования. Буровики просто оставляли «заброшенные» непригодные для использования скважины как зияющие дыры в земле. Когда появились нормативные правила по оставлению скважин, они проектировались таким образом, чтобы защитить производственные зоны от затопления пресной водой. По мере роста количества заброшенных скважин и осознания неблагоприятных экологических последствий и проблем безопасности в связи с неправильно завершёнными скважинами правительства штатов начали устанавливать стандарты их заглушки и ликвидации (P&A), предназначенные для защиты ресурсов подземных вод.

По мере развития стандартов P&A расходы увеличивались, и администрации штатов начали требовать финансовых гарантий от нефтяных компаний («привязанных к затратам P&A»), чтобы обеспечить своевременное завершение непрерывного процесса закрытия скважин и восстановления среды в зоне производственных операций. Нефтяные компании настояли на низких эмиссиях облигаций на том основании, что полная их сумма (сумма обязательств в размере до 100% от сметной стоимости выполнения работ) не является обязательной для защиты финансовых интересов штатов и сделает добычу нефти и газа нерентабельной.

Операции P&A и связанные с ними обязательства по расходам (годовые премии и страховые издержки) не обеспечивают окупаемости инвестиций нефтяных компаний, которые хотели бы сохранить капитальные и эксплуатационные расходы на минимальном уровне.

Если же правительства штатов предложит увеличить уровни обязательств, нефтяные компании могут в ответ перенести свою деятельность в другие районы. В результате выпуск облигаций («bonding») превратился в «гонку для достижения минимальных обязательств».

Правительства штатов при поддержке компаний установили программы действий по заброшенным скважинам, финансируемые компаниями для проведения работ по оставленным скважинам. Для обанкротившихся нефтяных компаний предоставлена возможность осуществлять финансирование непосредственно правительствами штатов. Идея была проста: финансово благополучные компании должны платить по счетам компаний банкротов. Низкие уровни обязательств были приемлемым риском для компаний, пока подавляющее большинство из них сохраняли хорошие кредитные риски.

Однако администрации штатов не вполне осознали тот факт, что тем самым они создают ситуацию «морального риска»: если уровни обязательств оказываются намного ниже фактических затрат на проведение P&A, в интересах нефтяных компаний всегда выгоднее откладывание сроков списания скважин на максимально удаленное время.

За пределами США юридические требования к выводу из эксплуатации сильно различаются в зависимости от режима регулирования страны и условий контрактов, регулирующих разведку и добычу. Международные стандарты бухгалтерско-

го учета для публичных компаний, отчитывающихся об обязательствах по выводу из эксплуатации, включены в более широкую категорию, называемую резервами, с незначительно отличающимися правилами и требованиями, чем ARO, но по сути две классификации обязательств довольно схожи.

Для публичных компаний, которые организованы в соответствии с законодательством Соединенных Штатов или котируются на биржах США, требуются общепринятые принципы бухгалтерского учета США (GAAP), также называемые Стандартами финансовой бухгалтерской отчетности (FASB). В других странах используются Международные стандарты финансовой отчетности (МСФО), выпущенные Советом по международным стандартам бухгалтерского учета (IASB).

Стоимость материального актива, включая первоначально признанный ARO, уменьшается таким образом, что стоимость ARO признается в течение срока полезного использования актива. Справедливая стоимость ARO оценивается с использованием ожидаемых оттоков денежных средств, связанных с ARO, дисконтированных по безрисковой ставке с поправкой на кредит при первоначальном отражении обязательства. Расходы на добычу признаются с течением времени по мере увеличения дисконтированного обязательства до его ожидаемой расчетной стоимости.

Компании, которые следуют рекомендациям FASB при оценке сроков, используют доказанные запасы P1, в то время как компании, следующие рекомендациям IASB, могут применять запасы 2P (доказанные плюс вероятные), что обычно добавляет несколько лет к сроку, когда добыча перестанет приносить прибыль, и снижает дисконтированную стоимость будущего вывода из эксплуатации (по сравнению с расчетами запасов P1).

Ставки дисконтирования, применяемые при расчетах ARO, учитывают безрисковую ставку по срокам и валютам, страновой риск и разброс в зависимости от структуры долга и периода проекта движения денежных средств. Компании, которые применяют низкие ставки дисконтирования и инфляции (1-3% в год), по сути, оценивают будущие затраты на вывод из эксплуатации при текущих недисконтированных условиях, и это, по-видимому, распространенное предположение среди компаний, в то время как высокие ставки дисконтирования и инфляции (4-8% в год) предполагают значительно более низкую приведенную стоимость этих затрат.

Нефтегазовые ARO представляют собой претензии к нефтегазовым компаниям, которые накапливались десятилетиями. В отличие от большинства других секторов, нефтяная промышленность имеет возобновляемый льготный кредит, срок погашения которого наступает по мере вывода из эксплуатации ее инфраструктурных активов. Теоретически выплаты по этому кредиту должны примерно соответствовать, поскольку старые активы списываются и заменяются новыми. На самом деле, основная сумма кредита неуклонно растет, поскольку нефтяные компании систематически откладывали погашение. Объем займа в настоящее время



достиг уровня, который, вероятно, намного превышает величину, которую компании могут позволить себе погасить. В сценарии резкого отказа от ископаемого топлива, этот крупный кредит может быть выплачен полностью и сразу.

При продаже активов покупатель принимает на себя юридическую ответственность за вывод из эксплуатации, при этом продавец освобождается от ответственности в случае дефолта покупателя. Поскольку нефтегазовые компании стремятся сократить выбросы парниковых газов, чтобы соответствовать ужесточающимся климатическим стандартам, некоторые из них используют отчуждение активов как средство достижения этих целей. Однако, если покупатели отложат покупку или не выполнят обязательства по ARO, продажа активов может помешать глобальному сокращению выбросов углекислого газа и увеличить климатические риски. Нефтегазовые компании часто продают зрелые активы менее кредитоспособным организациям с целью уклонения от обязательств ARO, но регулирующие органы могут отказаться от этой «стратегии выхода», поскольку она обусловит более высокое обременение бесхозными активами для общества.

Изменения в политике регулирования и судебные иски могут привлечь продавцов к финансовой ответственности за ARO по выбывающим активам, что сделает их передачу менее привлекательной. Если затраты на выбытие активов нельзя избежать путем продажи устаревших активов, владельцы могут быть вынуждены выводить их из эксплуатации.

Эксперты оценивают, что затраты на вывод из эксплуатации морской добывающей инфраструктуры составят до 15% от совокупных капитальных затрат. Так, например, недисконтированная величина ARO, раскрываемая компанией BP по состоянию на август 2023 года составляет около 16% от ее общей рыночной капитализации. На величину затрат на ВИЭНГО могут влиять многочисленные факторы, зависящие от конкретного объекта; при этом они подвержены высокой неопределенности.

Если некий материальный актив, такой, например, как нефтяная скважина, не может самостоятельно окупить вывод из эксплуатации, с экономической точки зрения актив становится обязательством. Поскольку механизм ARO снижает прибыльность и окупаемость инвестиций в нефтегазовую инфраструктуру, повышается вероятность обесценения и, как следствие, остановки производства.

В целом нефтегазовые компании США могут не иметь достаточных доходов для погашения обязательств, представленных инструментами ARO, на сотни миллиардов долларов. Финансируемые компаниями программы по выбытию активов – это лишь малая часть требуемых инвестиций; инструменты ARO оставляют компании и нефтедобывающие штаты в глубоком минусе. Если миллионы скважин без будущих положительных денежных потоков должны быть закрыты в соответствии с требованиями законодательства, это будет происходить в основном за счет

налогоплательщиков. Если же скважины не будут закрыты, то цена такого решения будет оплачиваться за счет владельцев нефтяных участков, жителей штатов и ухудшения окружающей среды.

Продолжая предоставлять бесплатные необеспеченные кредиты для ARO, администрация штатов будет субсидировать нефть и газ в ущерб своим гражданам, окружающей среде и конкурентоспособности возобновляемых источников энергии, необходимых для борьбы с изменением климата.

### *СЕКТОР UPSTREAM (РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА)*

Закупка 2,6 млн зарегистрированных наземных скважин в США обойдется в 280 млрд долл. (108 тыс. долл. за скважину). Приведенные оценки охватывают только задокументированные скважины. В них не включены затраты на закупку дополнительных 1,2 млн отключенных от сети заброшенных наземных скважин, которые не имеют документов. Это примерно еще 130 млрд долл.

Средняя стоимость ликвидации и рекультивации бесхозной скважины в Калифорнии, которая включает затраты на очистку поверхности, составляет 216 тыс. долл., а, например, в штате Северная Дакота она составляет 259 тыс. долл. за скважину [5]. Оценки суммарной величины ARO, производимые администрацией штатов в Мексиканском заливе (GOM) варьируют от 34 долл. до 48 млрд долл. [6]. Средняя стоимость бурения нефтегазовой скважины на суше в США в 1960-2007 годах составляла 646 тыс. долл. [7]. Отсюда средний ARO (в размере 15%) составит 97 тыс. долл., что близко к средней величине ARO на скважину в 108 тыс. долл.

Суммарные капитальные затраты на разведку и добычу нефти в США в период 1985-2022 годов составили 14 трлн долл. Исходя из предположения, что сумма ARO составляет 15% от капитальных вложений, эти инвестиции приводят к оценке ARO в размере около 2 трлн долл., при этом 75% из общей суммы приходится на объекты за пределами США.

### *СЕКТОР MIDSTREAM (ТРАНСПОРТИРОВКА)*

Инфраструктура MIDSTREAM включает активы на суше, используемые для переработки, транспортировки, хранения и сбыта нефтепродуктов. Связанные с этим ARO включают вывод трубопроводов из эксплуатации и рекультивацию почв, пострадавших от выбросов углеводородов.

Данные о средних расходах на ARO ограничены. Наиболее надежные данные, содержатся в исследовании, подготовленном для Земельного управления штата Нью-Мексико [8]. В исследование включены средние удельные затраты на вывод из эксплуатации и восстановление надземных и подземных трубопроводов и другой инфраструктуры в штате Нью-Мексико. Эти удельные затраты относятся примерно к 3,2 млн км нефте- и газотранспортных трубопроводов в США, что в итоге



дает оценку ARO в 400 млрд долл. для трубопроводов и 360 млрд долл. для другой промежуточной инфраструктуры на общую сумму 760 млрд долл.

### *СЕКТОР DOWNSTREAM (ПЕРЕРАБОТКА И СБЫТ)*

Инфраструктура переработки включает активы, используемые для переработки сырой нефти и переработки и очистки природного газа, а также для маркетинга и распределения продуктов, получаемых из сырой нефти и природного газа. Связанные с этим ARO включают вывод из эксплуатации и рекультивацию участков нефтеперерабатывающих заводов, газоперерабатывающих заводов и подземных резервуаров для хранения нефти.

Системы подземных резервуаров для хранения (UST) представляют собой резервуары и соединенные трубопроводы, используемые для хранения нефтепродуктов или опасных веществ [9]. Около 95% всех UST хранят нефтепродукты, такие как бензин или нефть [10].

По оценкам Агентства по охране окружающей среды США, средняя стоимость очистки на объект UST составляет 130 тыс. [11]. Таким образом, общая сумма ARO для нефтяных UST в США составляет 67 млрд долл. Основываясь на ограниченных доступных данных о затратах на закрытие НПЗ, сумма ARO для НПЗ в США оценивается в 84 млрд долл. (4,5 тыс. долл. за баррель при суточной пропускной способности, умноженной на текущую пропускную способность в США в 18 млн барр. в день). Это среднее значение ARO по закрытию некоторых НПЗ, о котором недавно объявили компании Shell и Marathon. Оценка исключает величину ARO для неработающих нефтеперерабатывающих заводов.

### **СУММАРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ARO В США**

Имеющиеся данные по облигациям показывают, что регулирующие органы США обеспечили менее 1% предполагаемой величины ARO на суше в виде поручительств по облигациям. Охват финансовыми гарантиями для морских добывающих компаний ARO выше, но все еще низок. Федеральное правительство США владеет активными облигациями на сумму 3,5 млрд долл., которые обеспечивают ARO в Мексиканском заливе с коэффициентом покрытия 10%.

Таблица 2

### Суммарные обязательства по ARO в США

Суммарные обязательства по ARO в США	Оценка
<b>UPSTREAM</b>	444 млрд долл.
Действующие скважины на суше	280 млрд долл.
Заброшенные скважины на суше	130 млрд долл.
Действующие скважины на оффшоре	34 млрд долл.
<b>MIDSTREAM</b>	760 млрд долл.
Нефте- и газотранспортные трубопроводы	400 млрд долл.
Промежуточная инфраструктура	360 млрд долл.
<b>DOWNSTREAM</b>	151 млрд долл.
Подземные резервуары для хранения	67 млрд долл.
Нефтеперерабатывающие заводы	84 млрд долл.
<b>Суммарные обязательства</b>	~1,4 трлн долл.

**Источник:** составлено автором по данным Carbon Tracker, 2023. [Электронный ресурс]. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/abc45536-24e3-4901-bac6-92e77ab59168/EnergyandCarbonTracker2023-UsersGuide.pdf> (дата обращения: 17.05.2024)

### ДОСТАТОЧНО ЛИ СРЕДСТВ ДЛЯ ПОГАШЕНИЯ ЭТИХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ?

Расходы на выбытие нефтегазовых активов финансируются по мере денежных поступлений от операционной деятельности. Как правило, они не обеспечены финансированием. В отличие от атомной энергетики, где нормативные акты требуют от операторов создания резервных фондов для финансирования расходов на вывод из эксплуатации в течение срока службы электростанций, нефтегазовые компании финансируют расходы на ВИЭНГО за счет текущих операционных доходов по мере их поступления.

Неспециалисты часто ошибочно предполагают, что начисленные обязательства, такие как ARO, обеспечены резервами наличности для финансирования их погашения. Признание ARO в корпоративных балансовых отчетах еще не указывает на то, что средства в равном размере откладываются в амортизационном фонде для погашения обязательства при наступлении срока его погашения.

Нормативные акты в различных юрисдикциях включают множество требований к финансовому обеспечению, призванных гарантировать, что обязательства по ВИЭНГО добывающих компаний на суше и шельфе не останутся без внимания государственных органов и налогоплательщиков.





Затраты на урегулирование ARO в нефтегазовой отрасли могут быть частично снижены за счет отказа от принудительных мер, ослабления стандартов, государственной поддержки, репрофилирования активов и технологических достижений. Такое развитие событий носит спекулятивный характер, и государственная помощь, скорее всего, будет небольшой по сравнению с общей ответственностью и в значительной степени ограничена бесхозными активами, у которых нет платежеспособных владельцев для оплаты расходов на ВИЭНГО. Так, Министерство внутренних дел США недавно объявило о выделении штатам гранта в размере 660 млн долл. на вывод из эксплуатации бесхозных нефтяных и газовых скважин, что составляет скромную долю от суммы, необходимой для вывода из эксплуатации свыше 2,3 млн заброшенных скважин по всей территории США. Кроме того, США намерены выделить 1,5 млрд долл. штатам, которые предпримут эффективные действия по сокращению числа скважин, которые в будущем станут бесхозными. Но вместо того, чтобы предлагать бессрочную финансовую помощь, федеральное правительство США стимулирует штаты привлекать нефтегазовые компании к ответственности.

Обобществление ARO при распределении прибыли создает моральный риск: действительно, какой стимул у нефтегазовых компаний выполнять свои обязательства по ВИЭНГО, если они знают, что не смогут оплачивать счета?

Штат Калифорния недавно подал в суд на несколько крупнейших нефтяных компаний мира, (одна из которых со штаб-квартирой в штате), утверждая, что они нанесли ущерб на десятки миллиардов долларов, и что они обманули общественность, преуменьшив риски, связанные с ископаемым топливом.

Нефтяной сектор штата Калифорнии расходует на ВИЭНГО на суше не менее 13,2 млрд долл. Эксперты полагают, что прогнозируемая прибыль калифорнийских нефтяных компаний составит 6,3 млрд долл. Если бы вся будущая прибыль от оффшорных операций перенаправлялась на ВИЭНГО, оставшиеся затраты на ВИЭНГО в размере не менее 6,9 млрд долл. по умолчанию оказались бы бременем для налогоплательщиков Калифорнии.

### **ВЛИЯНИЕ НА ФИНАНСОВУЮ СИСТЕМУ**

*Экономические последствия.* ARO снижают доходность активов, делая маргинальные активы неэкономичными и кандидатами на досрочный вывод из эксплуатации. Оказавшиеся в затруднительном положении нефтегазовые активы влияют на финансовую систему по нескольким каналам, включая обесценение активов, снижение прибыльности, снижение ликвидности.

*Снижение рентабельности.* Хотя расходы ARO на вывод нефтегазовых активов из эксплуатации возникают в конце срока эксплуатации, они отражаются в составе дохода (амортизируются) в течение срока службы актива. Однако ARO сопряжены с другими расходами помимо расходов на выбытие активов. К ним относятся

комиссии за финансовое обеспечение и более высокие затраты по займам. С точки зрения маржи, эти расходы могут определить, является ли актив прибыльным. Как правило, активы, которые не могут эксплуатироваться с прибылью, выбывают из эксплуатации. Соответственно, увеличение расходов, связанных с ARO, может ускорить выбытие активов.

*Расходы на амортизацию ARO.* ARO амортизируются в течение срока полезного использования актива в форме дополнительных расходов и амортизации (систематическое списание капитализированных затрат на выбытие актива в течение оставшегося срока полезного использования актива). Регуляторные меры, ускоряющие сроки погашения нефтегазовых ARO, приведут к увеличению расходов на амортизацию ARO и сократят корпоративную прибыль. Другими словами, одни и те же расходы на вывод из эксплуатации должны быть распределены на более короткий период времени.

*Увеличение затрат на финансовое обеспечение.* Финансовое обеспечение не является бесплатным. Например, страховые взносы по гарантийным обязательствам при выводе из эксплуатации нефтяных и газовых скважин обычно составляют от 1% до 5% от номинальной стоимости облигации в зависимости от кредитоспособности оператора. От операторов с низкой кредитоспособностью может потребоваться выплата более высоких премий, а также внесение существенного обеспечения или, в качестве альтернативы, внесение денежного залога.

*Увеличение затрат по займам.* Требования к обеспечению для финансовой гарантии ARO могут увеличить стоимость заимствований для нефтегазовых операторов из-за влияния обеспечения на процентные ставки по кредитам. Обеспеченные долги – это те, под которые заемщик предоставляет некоторые активы в качестве обеспечения по кредиту.

*Поручительство ARO.* Поручительство ARO – это трехсторонний контракт, по которому поручитель гарантирует исполнение обязательств должника перед кредитором, как правило, государственным учреждением. При выпуске облигаций ARO поручители учитывают кредитоспособность должника. Если способность должника погасить ARO вызывает сомнения, поручитель может настаивать на обеспечении, которое может быть увеличено или уменьшено в течение срока действия облигации. Соглашение о поручительстве может исключать перекрестное обеспечение, так что активы, используемые в качестве обеспечения по облигации ARO, не могут быть использованы в качестве обеспечения по другим кредитам. В той мере, в какой капитал, связанный в качестве обеспечения облигаций, вынуждает операторов брать кредиты на необеспеченной основе, стоимость заимствований будет возрастать.

Ряд мер политики, обусловленных изменением климата, могут усугубить негативное финансовое воздействие ARO на нефтегазовый сектор. Некоторые из этих мер (например, механизмы установления цен на выбросы углерода, стимулы для



повышения энергоэффективности и субсидии на возобновляемые источники энергии) хорошо понятны участникам финансового рынка и регулирующим органам. Однако заинтересованные стороны могут быть не знакомы с другими политическими мерами, специфичными для нефтегазовой инфраструктуры. К ним относятся снижение кредитного риска ARO, ограничения на передачу ответственности ARO, нормативные акты по метану и судебные постановления, связанные с ARO.

Чтобы понять их финансовые последствия, полезно рассматривать ARO как беспроцентный кредит. ARO – это установленные законом долговые обязательства нефтегазовых компаний (должников) перед группой заинтересованных сторон, включая регулирующие органы, землевладельцев и налогоплательщиков (кредиторов). Кредитный риск ARO – это вероятность убытков в результате неисполнения должником своих обязательств. Основным средством, доступным регуляторам нефтегазовой отрасли для снижения кредитного риска ARO, является финансовое обеспечение.

По мере ускорения энергоперехода можно ожидать, что регулирующие органы значительно расширят охват финансовыми гарантиями как новой, так и существующей инфраструктуры. И это уже происходит. Например, в 2019 году в штате Колорадо был принят знаковый закон, предписывающий государственному регулятору нефтяных месторождений устанавливать правила, гарантирующие, что нефтегазовые компании «финансово способны выполнять все обязательства» в соответствии с законодательством штата, включая обязательства по ARO.

В июле 2023 года администрация Байдена предложила резко увеличить объем облигаций, обеспечивающих ВИЭНГО на федеральных землях. Согласно этому предложению, минимальная арендная плата вырастет до 150 тыс. долл. от существующего уровня 10 тыс. долл., который действует уже более 60 лет.

Минимальная сумма для облигаций по всему штату, которая будет покрывать все договоры аренды и операции в штате, вырастет с нынешних 25 тыс. долл. до 500 тыс. долл. Этих уровней обязательств недостаточно для их полного обеспечения, но возможны дополнительные увеличения, особенно в случае резкого роста числа дефолтов ARO.

Если отдельные нефтегазовые компании не в состоянии оплачивать свои обязательства по ВИЭНГО, регулирующие органы могут ввести дополнительные налоги для отрасли, чтобы покрыть дефицит. Так, например, в 2022 году Австралия ввела налог с производителей нефти и газа для покрытия ARO на морских объектах эксплуатации.

Применение оффшорных режимов солидарной ответственности к наземным операциям – еще один способ для регулирующих органов снизить риски. Ответственность за оффшорные ARO в США является солидарной среди всех, у кого возникла ответственность, и она сохраняется до тех пор, пока эти обязательства не будут выполнены. Арендаторы и грантодержатели несут ответственность за всю

сумму обязательств по выводу из эксплуатации, которые возникли до и во время их владения.

### ВЫВОДЫ

В связи с ожидаемым ростом затрат на проведение ликвидационных работ в мировом нефтедобывающем секторе на первый план выходят вопросы финансирования.

Для обеспечения финансовой устойчивости компании-операторы и нефтесервисные компании могут предпринять целенаправленные действия в таких областях, как:

- Проектирование и управление программами. Компании могут сократить свои затраты примерно на 5% за счет формирования практически апробированных подходов к отказу от активов.
- Планирование и исполнение. Операторы могут снизить свои затраты на ликвидацию на основе разработки и реализации эффективной стратегии предпринимаемых действий. Для этого необходимо оптимизировать планирование ликвидации объекта, построить очередность работ, стандартизировать исполнение, обеспечить эффект синергии.
- Контрактная политика. Компании могут сократить затраты примерно на 20% за счет более эффективного управления контрактными процедурами, включающими оптимизацию условий контракта, тщательный подбор подрядчиков, ориентацию на долгосрочные соглашения, способствующие эффективному выполнению обязательств.

На долю ARO приходится до 50% заявленной задолженности в нефтегазовой отрасли. ARO скрыты за непрозрачной финансовой отчетностью компаний. Ни полная ожидаемая стоимость ликвидационных расходов, ни сроки, когда и как долго компании будут оплачивать эти расходы, не могут быть определены путем оценки заявок SEC США.

Суммы ARO не являются строго финансовыми долгами; это обязательства по выполнению услуг. Эти обязательства не оцениваются и не торгуются на рынке, как практически любой другой вид долга, и у них нет заранее определенной даты погашения. Отсутствует установленная или согласованная цена, и эти обязательства не соответствуют активу на балансе кредитора. ARO являются крупнейшим отдельным типом долга в нефтегазовой отрасли, и ценообразование по этим обязательствам, основанное на оценках и предположениях, таких как будущие цены на нефть и объемы извлекаемых запасов, регулируется внутри компании и без участия рынка.

Регуляторы длительное время не требовали от компаний выделения средств на списание скважин, и в настоящее время многие компании не могут проводить операции по завершению эксплуатации промыслов. В результате их инвесторы, кре-



диторы и, в конечном счете, нефтедобывающие провинции и штаты будут вынуждены платить по накопленным счетам. Остальным участникам (землевладельцам, населению) придется жить с последствиями миллионов оставленных скважин.

**ПРИМЕЧАНИЯ:**

1. Wood Mackenzie, 2024. Unwanted spend: how big is the deepwater decommissioning bill? URL: <https://www.woodmac.com/reports/upstream-oil-and-gas-unwanted-spend-how-big-is-the-deepwater-decommissioning-bill-150211528> (дата обращения: 20.05.2024).
2. Special Report: Millions of abandoned oil wells are leaking methane, a climate menace. Reuters, 2018. URL: <https://www.reuters.com/article/idUSKBN23N1P3/> (дата обращения: 30.04.2022).
3. Financial Accounting Standards Board (FASB) Accounting Standards Codification (ASC) 410-20-15-2(a), 2024. – p. 1-33. URL: <https://fasb.org/page/ShowPdf?path=ASU%202024-02.pdf&title=ACCOUNTING%20STANDARDS%20UPDATE%202024-02%E2%80%94Codification%20Improvements%E2%80%94Amendments%20to%20Remove%20References%20to%20the> (дата обращения: 10.07.2024).
4. International Accounting Standard (IAS) No. 37, 2024. – p. 1-22. URL: <https://www.ifrs.org/content/dam/ifrs/publications/pdf-standards/english/2022/issued/part-a/ias-37-provisions-contingent-liabilities-and-contingent-assets.pdf?bypass=onSee> (дата обращения: 10.07.2024).
5. Standard & Poor's Encyclopedia of Analytical Adjustments of Environmental Liabilities for Corporate Entities at p. 9, 2024. – p. 1-49. URL: <https://www.maalot.co.il/publications/MT20120509104136.pdf> (дата обращения: 10.07.2024).
6. Cares Act Report, 2021. URL: <https://nwlandowners.com/cares-act-report> (дата обращения: 12.05.2024).
7. Double or Nothing: How regulators are gambling on the future self-interest of large oil and gas companies to decommission the Gulf of Mexico's aging infrastructure (Carbon Tracker, June 2022) at p. 12. URL: <https://carbontracker.org/reports/double-or-nothing> (дата обращения: 12.05.2024).
8. Costs of Crude Oil and Natural Gas Wells Drilled (U.S. Energy Information Agency). URL: <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php> (дата обращения: 12.05.2024).
9. An Analysis of the Adequacy of Financial Assurance Requirements for Oil and Gas Infrastructure Located on State Trust and Private Lands in New Mexico (The Center for Applied Research, Inc., April 30, 2021). URL: <https://www.nmstatelands.org/wp-content/uploads/2021/05/NM-Assurance-Assessment-May-FINAL.pdf> (дата обращения: 12.05.2024).
10. Underground Storage Tanks (EPA). URL: <https://www.epa.gov/ust#:~:text=National%20UST%20Program%20Cleans%20Up> (дата обращения: 12.05.2024).
11. Underground Storage Tank Factsheet (Cit of Springfield Environmental Services). URL: <https://www.springfieldmo.gov/DocumentCenter/View/10996/Underground-Storage-Tank-Factsheet> (дата обращения: 12.05.2024).

12. Frequent Questions About Underground Storage Tanks (U.S. EPA). [Электронный ресурс]. URL: <https://www.epa.gov/ust/frequent-questions-about-underground-storage-tanks#gen1> (дата обращения: 12.05.2024).

### БИБЛИОГРАФИЯ:

An Analysis of the Adequacy of Financial Assurance Requirements for Oil and Gas Infrastructure Located on State Trust and Private Lands in New Mexico. // The Center for Applied Research, Inc., April 30, 2021. URL: <https://www.nmstatelands.org/wp-content/uploads/2021/05/NM-Assurance-Assessment-May-FINAL.pdf> (дата обращения: 12.05.2024).

Cares Act Report, 2021. URL: <https://nwlandowners.com/cares-act-report> (дата обращения: 12.05.2024).

Costs of Crude Oil and Natural Gas Wells Drilled (U.S. Energy Information Agency). URL: <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php> (дата обращения: 12.05.2024).

Double or Nothing: How regulators are gambling on the future self-interest of large oil and gas companies to decommission the Gulf of Mexico's aging infrastructure (Carbon Tracker, June 2022) at p. 12. URL: <https://carbontracker.org/reports/double-or-nothing> (дата обращения: 12.05.2024).

Financial Accounting Standards Board (FASB) Accounting Standards Codification (ASC) 410-20-15-2(a), 2024. – p. 1-33. URL: <https://fasb.org/page/ShowPdf?path=ASU%202024-02.pdf&title=ACCOUNTING%20STANDARDS%20UPDATE%202024-02%E2%80%94Codification%20Improvements%E2%80%94Amendments%20to%20Remove%20References%20to%20the> (дата обращения: 10.07.2024).

Frequent Questions About Underground Storage Tanks (U.S. EPA). URL: <https://www.epa.gov/ust/frequent-questions-about-underground-storage-tanks#gen1> (дата обращения: 12.05.2024).

International Accounting Standard (IAS) No. 37. – p. 1-22. URL: <https://www.ifrs.org/content/dam/ifrs/publications/pdf-standards/english/2022/issued/part-a/ias-37-provisions-contingent-liabilities-and-contingent-assets.pdf?bypass=onSee> (дата обращения: 10.07.2024).

Special Report: Millions of abandoned oil wells are leaking methane, a climate menace. Reuters, 2018. URL: <https://www.reuters.com/article/idUSKBN23N1P3/> (дата обращения: 30.04.2022).

Standard & Poor's Encyclopedia of Analytical Adjustments of Environmental Liabilities for Corporate Entities at p. 9, 2024. – p. 1-49. URL: <https://www.maalot.co.il/publications/MT20120509104136.pdf> (дата обращения: 10.07.2024).

Underground Storage Tanks (EPA). URL: <https://www.epa.gov/ust#:~:text=National%20UST%20Program%20Cleans%20Up> (дата обращения: 12.05.2024).

Underground Storage Tank Factsheet (Cit of Springfield Environmental Services). URL: <https://www.springfieldmo.gov/DocumentCenter/View/10996/Underground-Storage-Tank-Factsheet> (дата обращения: 12.05.2024).

Wood Mackenzie, 2024. Unwanted spend: how big is the deepwater decommissioning bill? URL: <https://www.woodmac.com/reports/upstream-oil-and-gas-unwanted-spend-how-big-is-the-deepwater-decommissioning-bill-150211528> (дата обращения: 20.05.2024).



Карпов В.Г., Халикова М.А., Мусина Д.Р. Организационно-экономический механизм формирования и управления ликвидационным фондом в нефтегазодобывающем предприятии // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело, 2003, № 2. @@ Karpov V.G., Halikova M.A., Musina D.R. Organizacionno-e`konomicheskij mexanizm formirovaniya i upravleniya likvidacionny`m fondom v neftegazodoby`vayushhem predpriyatii // E`lektronny`j nauchny`j zhurnal Neftegazovoe delo, 2003, № 2. URL: [https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Karpov/Karpov\\_1.pdf](https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Karpov/Karpov_1.pdf) (дата обращения: 02.06.2024).

Крюков В.А., Анашкин О.С. О проблеме ликвидации основных производственных фондов на месторождениях полезных ископаемых // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2012, № 2, сс. 18-27. @@ Kryukov V.A., Anashkin O.S. O probleme likvidacii osnovny`x proizvodstvenny`x fondov na mestorozhdeniyax polezny`x iskopaemy`x // Mineral`ny`e resursy` Rossii. E`konomika i upravlenie, 2012, № 2, ss. 18-27. URL: <https://publications.hse.ru/pubs/share/folder/4f4719y12t/53463723.pdf> (дата обращения: 02.06.2024).

Сенченко Н.В. Сравнительный анализ инструментов финансовой гарантии ликвидации месторождений, применяемых в России и в Канаде. – М.: ВШЭ, 2020. @@ Senchenko N.V. Sravnitel`ny`j analiz instrumentov finansovoj garantii likvidacii mestorozhdenij, primenyaemy`x v Rossii i v Kanade. – М.: VShE`, 2020. URL: <https://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2020/15042020/10-Senchenko.pdf> (дата обращения: 02.06.2024).

Смоляк С.А. Экономические проблемы разработки УВ месторождений // Neftegaz.RU, 2020, № 6. @@ Smolyak S.A E`konomicheskie problemy` razrabotki UV mestorozhdenij // Neftegaz.RU, 2020, № 6. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/gosregulirovanie/556003-ekonomicheskie-problemy-razrabotki-uv-mestorozhdeni/> (дата обращения: 02.06.2024).

