

## Анализ проблемы финансового обеспечения ликвидационных работ

М.С. Розман<sup>1\*</sup>, С.А. Смоляк<sup>2</sup>, Ю.В. Алексеева<sup>1</sup>, И.М. Индрупский<sup>1</sup>

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

2 – Центральный экономико-математический институт РАН, г. Москва, Россия

E-mail: \*mrozman@bk.ru

**Аннотация.** Негативное влияние нефтегазовых проектов на окружающую среду не ограничивается периодом добычи. В отличие от действующих производственных объектов, контроль за состоянием ликвидированных скважин и промыслов ложится на государство. В Российской Федерации обязательства компаний-недропользователей по надлежащему выполнению ликвидационных работ не регламентированы и финансово не обеспечены. На основе мирового опыта проанализированы наиболее распространенные схемы формирования и учета финансового обеспечения ликвидационных работ, рассмотрено состояние законодательного регулирования по данной проблеме в России и мире. Представлены рекомендации по государственному регулированию для обеспечения гарантий выполнения недропользователями ликвидационных работ в полном объеме, повышения их качества, а также контроля за экологической безопасностью ликвидированных скважин.

**Ключевые слова:** разработка месторождений, недропользование, ликвидационные работы, ликвидационный фонд, ликвидационные отчисления.

**Для цитирования:** Розман М.С., Смоляк С.А., Алексеева Ю.В., Индрупский И.М. Анализ проблемы финансового обеспечения ликвидационных работ // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 4(35). С. 49–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art5>

### Введение

Предлагаемый отдельными политиками отказ от масштабной добычи и использования продукции нефтегазовой отрасли невозможен как с точки зрения существующих технологий, так и по экономическим соображениям [1–5]. Нефтяной век вряд ли закончится к 2050–2060 гг., и запасов углеводородов хватит на столетия [6]. При этом тезис о влиянии добычи и использования нефти и газа на природу и здоровье человека не подвергается сомнению.

Добыча углеводородного сырья (УВС) связана с серьезным загрязнением земли и вод. Потери при добыче и транспорте нефти

составляют в Российской Федерации миллионы тонн, по различным оценкам – примерно 5–10% годовой добычи [7]. Срок эксплуатации большинства нефтепроводов в России превышает 30 лет, в то время как они проектировались в расчете на нормальную работу в течение 10–20 лет. В целом в нефтедобывающей промышленности степень износа оборудования (основных производственных фондов) составляет около 55%, а по отдельным нефтяным компаниям достигла 70% (Башнефть, Самаранефтегаз). Износ основных фондов в нефтепереработке еще больше – 80%. Степень выработанности запасов категорий А+В+С<sub>1</sub> в целом по стране в 2019 г. составляла 57% [8].

Четверть эксплуатационного фонда нефтяных скважин страны не работает, находится в консервации или простое. Контроль за их состоянием ослаблен. Негативное влияние на окружающую среду добычи УВС не прекращается с окончанием работ. Потенциальная опасность заброшенных скважин и горных выработок заключается в возникновении газонефтяных фонтанов, грифонов, разливов, засоления почв высокоминерализованной водой и т.п. из-за разрушения цементных мостов, коррозии труб и оборудования. Как полагает ведущий научный сотрудник Южного научного центра РАН (г. Ростов-на-Дону), д.т.н., проф. А.В. Мохов, «Разработки недр вызвали процессы, которые почти не поддаются нашему регулированию. Радикально изменить обстановку к лучшему выше наших сил. Любые действия «чрезвычайно дороги» [9].

Главная проблема состоит в том, что из 1,5 млн скважин, пробуренных в России за всю историю нефтегазодобычи, сотни тысяч бесхозны, т.е. не стоят на балансе ни одной организации, и нет ответственных за их состояние [10, 11]. В последние десятилетия проблема стала особенно острой в связи с загрязнениями и увеличением числа месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки.

Современные технологии не гарантируют долговременной («на века») герметичности ликвидированных скважин [12]. Контроль состояния скважин за пределами лицензионных соглашений фактически ложится на государство и не может быть обеспечен на требуемом уровне как по научно-

техническим, так и по финансовым причинам [12, 13]. Недропользователи не заинтересованы в усложнении и увеличении стоимости ликвидационных работ, если соответствующие решения не регламентированы требованиями законодательства и регулирующих органов. Таким образом, проблема изменения требований в области ликвидационных работ сохраняет свою актуальность.

Во всех нефтедобывающих странах накоплен большой законодательный опыт в части требований к ликвидационным работам, контролю их соблюдения и способам финансирования. Формирование резервов для обеспечения выполнения обязательств по ликвидации промыслов и восстановлению земель в процессе разработки запасов полезных ископаемых – нормальная практика в большинстве стран.

За суммарный срок функционирования промысла в ликвидационном фонде (ЛФ) необходимо накопить средства, достаточные для выполнения всего комплекса ликвидационных работ. Ежегодные отчисления рассчитываются исходя из прогнозируемой стоимости мероприятий и срока функционирования предприятия и отражаются в себестоимости. Рассмотрение законодательных основ и правоприменительных практик различных стран показывает, что не все так просто [9, 14–22]. Приведем результаты выполненного авторами анализа требований международных систем классификации и управления запасами УВС, международной системы финансовой отчетности (МСФО) [23] и опыта США, Британии и Норвегии [24–33].

МСФО в разделе 37 «Резервы, условные обязательства и условные активы» и Система управления ресурсами и запасами углеводородов (Petroleum Resources Management System – PRMS) Общества инженеров-нефтяников (SPE – special purpose entity) [34] предлагают расплывчатые методические указания по выводу объектов из эксплуатации и формированию резерва для исполнения обязательств по восстановлению окружающей среды после окончания периода добычи сырья.

Правила определения предела рентабельной эксплуатации месторождения не учитывают издержки, связанные с отказом от дальнейшей разработки проекта. Он фиксируется в PRMS как дата, когда чистый операционный денежный поток (NOCF) становится отрицательным и определяет объем запасов, извлекаемых до конца периода коммерческой эксплуатации месторождения [20]. Такое требование представляется не вполне корректным, поскольку чистый доход может несколько раз менять знак, и кроме того, согласно теории стоимостной оценки, предельным сроком рентабельной эксплуатации месторождения должна быть дата, которой отвечает наибольший чистый дисконтированный доход недропользователя (такой же критерий, по сути, предусмотрен и при оценке запасов твердых полезных ископаемых) [35].

Но как правильно отнести те или иные затраты к капитальным или операционным (эксплуатационным)?

В рекомендациях PRMS прямо указано, что основными составляющими капитальных расходов типичного нефтегазового проекта разработки являются:

- приобретение участков в аренду;
- разведочные работы;
- бурение скважин и их освоение;
- обустройство нефтяного промысла (создание инфраструктуры сбора продукции, перерабатывающих заводов и трубопроводов);
- затраты, связанные с отказом от дальнейшей разработки проекта.

Классификация капитальных и эксплуатационных расходов является субъективной и допускает различные толкования, не совпадающие у нефтегазовых компаний и их партнеров по одному и тому же месторождению [20].

В PRMS есть лишь несколько упоминаний о ликвидационных расходах, одно из которых заслуживает особого внимания: «Эксплуатационные расходы должны включать только постоянно нарастающие издержки в проекте, для которого рассчитывается предел рентабельной эксплуатации (т.е. при расчете предела рентабельной эксплуатации следует учитывать только те денежные затраты, которые возникнут при прекращении эксплуатации скважин). Эксплуатационные расходы должны включать накладные расходы, связанные с конкретной собственностью, если эти фактические приростные издержки относятся к проекту и любым налогам на производство и имущество, но при расчете предела рентабельной эксплуатации следует исключить затраты, связанные с амортизацией, отказом от дальнейшей разработки проекта и рекультивации территории, а также подоходный налог и любые дополнительные накладные расходы, которые необходимы для управления самим предметом оценки» [20, 34].

Из такого определения следует, что обязательства выполнения ликвидационных работ не учитываются при определении периода рентабельной разработки, поэтому расходы по ним не входят в состав операционных затрат.

Кроме того, PRMS не дает информацию о наличии у компании-недропользователя средств на ликвидацию или доступности таких средств для компании.

В российской и зарубежной практике срок разработки месторождения обычно определяется сроком действия лицензии, либо временем, необходимым для добычи утвержденных извлекаемых запасов при заданных темпах отбора.

Для оценки доказанных запасов по PRMS принимаются во внимание только степень разведанности и возможности эксплуатационного бурения, наличие у компании необходимых для финансирования проекта средств вообще не рассматривается.

Привлечение инвестиций зависит от размеров ресурсной базы компании и на заключительной стадии разработки ее величина иногда завышается. Эксплуатация некоторых месторождений продолжается и при отрицательном чистом доходе, чтобы отсрочить издержки, связанные с отказом от дальнейшей разработки проекта (ликвидационные расходы) и максимально увеличить добычу [16].

Одним из экономических механизмов, препятствующих сохранению на балансе нерентабельных запасов, является отнесение всех находящихся на балансе запасов углеводородного сырья к налогооблагаемому (возможно, по иной ставке) имуществу. Следует заметить, что изменение российской классификации и правил стоимостной оценки запасов по лекалам PRMS, активно

продвигаемое идеологами «инвентаризации запасов» и с их подачи реализуемое Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ), уже повлекло за собой уменьшение из года в год суммарной величины рентабельных запасов по стране в целом, что приводит к негативным последствиям для оценок минерально-сырьевой базы России и капитализации отечественных компаний [36].

PRMS дает довольно расплывчатый ответ на вопрос о предлагаемом способе управления расходами по ликвидации. SPE настоятельно рекомендует фондовым биржам и правительствам во всем мире принять эту систему, возрастает потребность в том, чтобы методика PRMS содержала более четкие формулировки и была более директивной в вопросах формирования финансового обеспечения ликвидационных работ. В PRMS содержится подразумеваемое, но открыто не сформулированное предположение о том, что нефтегазовые компании в период реализации проекта разработки обеспечили финансирование для покрытия обязательств по ликвидации. Некоторые из таких компаний, эксплуатирующие зрелые месторождения, утверждают, что остаточные производственные объемы могут быть отражены на их собственном (корпоративном) балансе как рентабельные запасы (а не ресурсы) в соответствии с расплывчатыми методическими указаниями, содержащимися в PRMS. Компании предпочитают считать месторождения (или отдельные их эксплуатационные объекты) рентабельными и не продолжать их разработку с тем, чтобы не осуществлять необходимое финансирование для покрытия обязательств по ликвидации.

Существуют четыре наиболее распространенные схемы финансирования восстановления окружающей среды по окончании добычи [20]:

– постепенное накопление средств в специально образуемом фонде пропорционально объему добычи и реализации УВС на протяжении всего проектного срока, либо начиная с некоторой пороговой точки;

– накопление (также в специальном фонде) в виде амортизационных отчислений на протяжении всего срока эксплуатации месторождения;

– компенсация ликвидационных расходов скидкой с налога на прибыль компании в годы осуществления ликвидационных работ или непосредственно предшествующие им (такой способ оказывает менее негативное влияние на денежные потоки в течение срока разработки);

– финансирование ликвидационных работ с помощью правительственных грантов, когда ликвидационные расходы распределяются между правительством и добывающими компаниями с использованием коэффициента, учитывающего сумму уплачиваемого налога [20].

Поскольку при любой схеме финансирования существует риск банкротства компаний, важно предусмотреть механизмы компенсации (страховки) потенциальных угроз. В качестве наиболее распространенных называются:

– аккредитивы или банковские облигации;

– специальные трастовые соглашения, когда размеры взносов в ликвидационный фонд определяются соотношением объемов текущей добычи и будущей.

Все источники подчеркивают необходимость строгого и даже жесткого контроля со стороны государственных служб за выполнением ликвидационных работ.

Расплывчатые правила PRMS делают оценку коммерческой привлекательности активов конкурирующих компаний не единообразной, непоследовательной и ставят компании в неравные условия. У более крупных компаний есть возможность раньше начать процесс эксплуатации скважин, имея сокращенный чистый дисконтированный доход (ЧДД) проекта. А небольшие компании, скорее всего, вынуждены представлять (банкам и аудиторам) свои запасы как рентабельные, для того чтобы продолжать эксплуатацию «до предела» даже при отрицательном денежном потоке и оттянуть выполнение обязательств по ликвидации.

Размеры ликвидационных затрат в разных странах определяются по-разному. Так, в Великобритании [18, 37] величины этих затрат недропользователь устанавливает самостоятельно. Однако при этом необходимо предоставить государству определенные финансовые гарантии того, что ЛФ будет сформирован в полном объеме к концу разработки месторождения. В контрактах, аналогичных соглашениям о разделе продукции, предусматривается, что размеры ликвидационных отчислений устанавливаются и ежегодно корректируются с участием государства и с учетом динамики развития проекта, предполагаемых затрат на проведение ликвидационных работ и предполагаемой выручки от продажи добываемого сырья [38]. Однако такой порядок неудобен, если, как в России, количество месторождений велико.

Удобнее всего общий порядок (методику) определения сроков и размеров ЛФ закреплять в утверждаемых государством проектах разработки месторождений и уточнять в случаях, когда возникает необходимость корректировки этих проектов. Тогда государственные органы могут лишь контролировать его соблюдение непосредственно или с помощью аудиторов.

Необходимость выполнения ликвидационных работ – ликвидационное обязательство – должно отражаться и в финансовой отчетности. При этом согласно Правилам бухгалтерского учета (ПБУ) и МСФО, оно рассматривается как «оценочное обязательство» недропользователя, подлежащее выполнению в определенный (в данном случае – указанный в проекте) момент окончания разработки месторождения. Соответственно, отчисления в ЛФ рассматриваются как амортизация стоимости ликвидационного обязательства, и поэтому для определения размеров этих отчислений могут быть использованы различные методы амортизации. Здесь важно, что в МСФО и Российских стандартах бухгалтерского учета рекомендуются методы амортизации «обычных», приносящих доход активов, которые могут оказаться неудобными или нерациональными для ликвидационных обязательств.

В методах первого типа размеры ЛФ увязываются со сроками осуществления работ. Типичным является «равномерный» (линейный) метод, при котором стоимость обязательства (ликвидационных работ) распределяется равномерно на весь период разработки месторождения. Сюда же относится и метод уменьшающегося остатка (ускоренной амортизации, нелинейный) [38].

В методах второго типа размеры ЛФ увязываются с объемами добычи. В МСФО для этого предлагается производственный

метод (units of production method), в котором стоимость обязательства распределяется пропорционально объемам продукции (в данном случае – объемам добычи). При этом МСФО допускает периодическую переоценку амортизируемых активов и даже ежегодный пересмотр применяемого метода амортизации [38]. Другими словами, методы этого типа могут адаптироваться к процессу разработки месторождения.

На практике определение размеров ЛФ каким-либо из представленных методов совершенно не отвечает интересам недропользователя по двум причинам.

Ликвидационное обязательство возникает в момент начала разработки и поэтому одновременно должно показываться (признаваться) в отчетности. Соответственно, амортизировать его следует с момента начала разработки месторождения, что существенно уменьшает ЧДД недропользователя – так как произведенные в этот период затраты на ликвидацию «замораживаются» на длительный срок без особой необходимости, да еще в то время, когда требуется погашать кредиты, полученные для реализации проекта.

Годовые объемы добычи на протяжении периода разработки меняются и начинают снижаться в конце. Соответственно, в период падающей добычи снижаются и получаемые чистые доходы (ЧД). При этом из-за наличия так называемых условно-постоянных затрат размеры ЧД снижаются быстрее, чем объемы добычи, и, наконец, становятся отрицательными. В связи с этим при небольших объемах добычи ЧД окажется меньше амортизационных отчислений, рассчитанных любым из указанных способов. Иными словами, применение рекомендуемых МСФО и ПБУ методов сопряжено с риском недофинансирования ликвидационных работ [38].

В то же время, поскольку в конце разработки ставка ликвидационных отчислений (ЛО) не меняется, а объемы добычи уменьшаются, размеры отчислений и здесь могут превысить ЧД.

Представляется, что в рациональном механизме формирования размеров ЛО ставки отчислений должны быть переменными, особенно в условиях инфляции. Отметим в связи с этим, что с целью снижения риска недофинансирования ликвидационных работ предлагается дополнить «регулярные» ликвидационные отчисления достаточно большим разовым начальным взносом в ЛФ. Нечто подобное делается в Норвегии и Британии [26, 30, 32, 33]. По существу, это эквивалентно использованию переменных ставок ЛО.

Механизм формирования ЛФ должен быть достаточно простым в применении, адаптироваться к меняющимся условиям разработки месторождения, не требовать длительных сроков осуществления отчислений и не создавать высоких рисков недофинансирования ликвидационных работ. Такой подход, основанный на идее ускоренной амортизации, предложен в работах [38, 39]. Однако успешность воплощения экономико-математических моделей в реалии практической экономики и бухгалтерии вызывает определенные сомнения, учитывая, что российские компании предпочитают не использовать предоставляемые им законодательством возможности ускоренной амортизации.

Раньше ликвидационный фонд создавался за счет отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, отмененных в 2002 г., и платежей за право добычи полезных ископаемых, упраздненных Налоговым кодексом (НК) РФ в 2007 г. В настоящее время создание ликвидационного

фонда предусматривается российским законодательством только для месторождений, разрабатываемых на условиях Соглашений о разделе продукции (СРП) в соответствии с законом, принятым в 1996 г. [40]. На территории России на условиях СРП работают лишь три проекта (Сахалин-1, Сахалин-2 и Харьягинский), однако в них никаких обязательств по формированию ликвидационных фондов не предусмотрено, так как они подписаны задолго до 1996 г. [20].

Расходы на ликвидацию месторождений, как правило, отражаются только в момент планируемой ликвидации, т.е. по мере выбытия скважин, а впоследствии – и всего месторождения. При этом они рассматриваются как расходы на текущую ликвидацию, и в соответствии с п. 8 ст. 265 НК РФ [41] относятся к внереализационным расходам, уменьшающим налогооблагаемую прибыль в период ведения ликвидационных работ [20]. Эти суммы фигурируют только в вариантных экономических расчетах проектно-технической документации, реальные деньги компании на ликвидацию по завершении разработки не тратят.

Согласно принятому в Законе РФ «О недрах» (раздел II; ст. 22 «Основные права и обязанности пользователя недр») порядку, пользователь недр обязан обеспечить «... ликвидацию в установленном порядке горных выработок и буровых скважин, не подлежащих использованию» и «приведение участков земли и других природных объектов, нарушенных при пользовании недрами, в состояние, пригодное для их дальнейшего использования» [42]. Такая формулировка указывает на возникающее обязательство, но не определяет ни источников, ни объема, ни порядка и сроков.

Не оговорена также ответственность за неисполнение. Нет и подзаконных нормативно-правовых документов, устанавливающих правила в части финансирования мероприятий по ликвидации.

Кроме того, отсутствуют четкие правила признания скважин «не подлежащими использованию». Поэтому компании вправе остановить скважину на неограниченный срок, сохраняя ее «на бумаге» в составе эксплуатационного фонда. В то же время можно признать несколько дающих продукцию скважин нерентабельными и ликвидировать их «на законных основаниях», опираясь на многочисленные предложения об оценке рентабельности отдельных скважин. О негативных последствиях «поскважинного подхода» неоднократно высказывались специалисты, включая представителей ГКЗ [13, 43, 44].

Министерство природных ресурсов (МПР) РФ дважды, в 2014 и в 2020 гг., пыталось провести через Законодательное Собрание закон, предполагающий обязать недропользователей создавать ликвидационный фонд для гарантии финансового обеспечения ликвидационных работ. Минприроды рассматривало два варианта установления точки отсчета выплат компаниями-недропользователями средств в ЛФ. В первом варианте выплаты начинаются с достижением 25–30% степени выработанности месторождения. Во втором варианте недропользователь начинает направлять средства в ЛФ через пять лет после того, как выработанность месторождения превысила 1%. Для шельфовых проектов предусматривалось отсрочить момент начала формирования ЛФ до достижения 70% степени выработанности. Для накопления средств ликвидационных фондов компании должны будут открывать

счета только в банках, входящих в Топ-10 по рейтингу надежности Банка России [20].

До слушаний дело не дошло. Мнение законодателей изложено в статье членов Совета Федерации [45]. Довод один: в России высок уровень инфляции – 7-8-10-12-15%, и потому концепция создания и накопления ЛФ с начала добычи «является экономически необоснованной, убыточной для недропользователей, федерального и регионального бюджетов». По мнению авторов «величина ущерба, наносимого недропользователям и всей экономике, многократно превышает величину ЛФ, создание которого и накопление даже не бессмысленно, а заведомо вредно». Крупные компании еще могут как-то выкрутиться, но мелкие и средние – обречены на банкротство. Создание ЛФ возможно разве что за 2–3 года до завершения добычи, при этом «решение о применении той или иной технологии финансового обеспечения ликвидационных работ нужно оставить на усмотрение самого недропользователя, в соответствии с экономической политикой добывающей компании».

Законодателей поддержал глава Российского союза промышленников и предпринимателей (РСПП), д.э.н., проф. А.Н. Шохин: «создание ликвидационных фондов не решит проблему, поскольку направленные в него средства должны индексироваться с учетом инфляции. Изъятие средств и их размещение в финансовых активах не компенсирует инфляцию. Кроме того, за счет этих отчислений не уменьшится налогооблагаемая база, средства которой, формируясь за счет прибыли, идут на модернизацию предприятий. В результате, все это приведет к снижению производительности и понижению уровня безопасности производства.

Конечно, в законе не идет речь о непомерных суммах, тем не менее, в условиях сложной конъюнктуры рынка для многих компаний, это может стать серьезной финансовой проблемой» [46].

Недропользователи выразили явное недовольство, ведь как только закон вступит в силу, им нужно будет вкладывать реальные деньги в ликвидационный фонд.

Оценивая изложенные доводы, необходимо отметить несколько существенных моментов.

Во-первых, законопроект был внесен МПР РФ и не был предварительно согласован с отраслевой и академической наукой.

Во-вторых, основные негативные последствия этого законопроекта законодатели видят в ухудшении финансового положения недропользователей, совершенно не учитывая при этом интересы общества, которое они представляют.

В-третьих, недропользователи лукавят: законопроект лишает их возможности получения выгоды от использования средств, которые необходимо зарезервировать на покрытие будущих ликвидационных расходов. И, наконец, некоторые из приведенных доводов никак не связаны с проблемой финансирования ликвидационных работ. Вопреки мнению законодателей, «величина ущерба, наносимого недропользователям» от введения ликвидационных отчислений, существенно меньше стоимости ликвидационных работ, зато социальный и экологический ущерб, возникающий при отказе от проведения таких работ, намного выше. Кроме того, глава РСПП не учитывает, что производительность нефтяных скважин и уровень безопасности нефтедобычи определяются технологией разработки месторождения, но никак не размерами ликвидационных отчислений.

Разумеется, рациональный механизм финансирования ликвидационных работ должен учитывать и меняющиеся по годам темпы инфляции и имеющиеся финансовые возможности недропользователей. Однако он должен учитывать и интересы национальной экономики, которые пока еще не сводятся только к сиюминутным интересам нефтяных компаний и государственного бюджета. Настало время осознать, что нельзя рассматривать нефтяные компании исключительно в качестве «дойной коровы» для государственного бюджета. В условиях, когда проведение ликвидационных работ невыгодно недропользователям, но необходимо для устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития страны, государство должно либо взять финансирование этих работ на себя, либо разделить эту обязанность с недропользователями, но уже на взаимовыгодной основе. Последнее, по существу, и предлагалось в упомянутом законопроекте, другое дело, что довести эту мысль до законодателей авторы не смогли, а предложенные механизмы не давали решения поставленной задачи.

### **Выводы и рекомендации**

Проблема финансирования ликвидационных работ представляется актуальной для многих добывающих отраслей, включая добычу углеводородного сырья, угля, цветных металлов и других твердых полезных ископаемых, и должна рассматриваться в комплексе с экономическими, технологическими и экологическими аспектами разработки месторождений и политикой государственного регулирования в области недропользования. Авторы надеются, что к решению этой проблемы присоединятся специалисты всех заинтересованных отраслей.

В то же время ликвидация нефтяных и нефтегазовых месторождений имеет свою специфику, обусловленную динамикой объемов добычи, возможностью использования различных методов повышения нефте-, газо-, конденсатоотдачи, а также существенным влиянием инфляции на рентабельность добычи и сроки разработки эксплуатационных объектов.

Приведенный выше анализ проблемы, а также материалы, представленные авторами в качестве позиции ИПНГ РАН 18.05.2021 г. на заседании «круглого стола» Комитета по экономической политике Совета Федерации на тему «О ходе реализации рекомендаций парламентских слушаний «О мерах по повышению нефтеотдачи пластов на период до 2035 года», позволяют предложить следующие мероприятия, направленные на решение проблемы ликвидации месторождений углеводородного сырья:

- провести полную инвентаризацию скважин бездействующего фонда с привязкой к местности;

- скважины, принадлежность которых установить невозможно, взять на государственный баланс с отнесением к конкретному ведомству. При этом следует учесть, что бесхозные недвижимые вещи принимаются на учет органом, осуществляющим государственную регистрацию права на недвижимое имущество, по заявлению органа местного самоуправления, на территории которого они находятся (приказ Минэкономразвития России от 10.12.2015 г. № 931);

- составить специальную инструкцию по мониторингу и обслуживанию фонда ликвидированных скважин, независимо от их имущественной принадлежности;

- ввести в регламентирующие документы о порядке ликвидации скважин и

оборудования раздел о мониторинге состояния ликвидированных скважин, обеспечивающий необходимый и достаточный контроль их состояния и влияния на окружающую среду;

- предусмотреть для реализации данных мероприятий в бюджете (федеральном и/или региональных) создание специальных фондов, либо осуществлять финансирование за счет страхования состояния скважин;

- включить проект ликвидации промысла (вначале эскизный, ориентировочный и постепенно уточняющийся в процессе добычи) в проектные документы по разработке месторождения;

- организационно-экономический механизм проекта разработки месторождения должен предусматривать (включать) и определенный механизм формирования ликвидационного фонда для этого месторождения, адаптирующийся к возможным изменениям проекта разработки, к появлению новой информации о месторождении, к меняющимся экономическим условиям его реализации. Такой механизм должен учитывать интересы недропользователя и риски, связанные с недостатком средств в фонде для финансирования ликвидационных работ [38];

- разработать методику и отработать действующие механизмы формирования и использования Фонда ликвидационных затрат недропользователями. На государственном уровне уделить серьезное внимание разработке технологий надежной долговременной («на века») герметизации нефтяных и газовых скважин при проведении ликвидационных работ с учетом коррозионных, эрозионных, сейсмических и других негативных природных и антропогенных факторов.

Для повышения обоснованности оценок затрат на ликвидацию скважин и промысловых сооружений авторы считают необходимым:

- организовать систему учета фактических капитальных и текущих затрат по всем разрабатываемым месторождениям и эксплуатационным объектам; по результатам сформировать и вести доступную экспертам Базу Нормативов затрат;

- организовать систему учета фактических затрат на ликвидацию месторождений или отдельных эксплуатационных объектов; по результатам сформировать и вести доступную экспертам Базу Нормативов ликвидационных затрат [47];

- привести отраслевые методические документы по стоимостной оценке запасов и выбору вариантов разработки в соответствие с действующими в России с 1999 г. «Методическими рекомендациями по оценке инвестиционных проектов» [47]. Для этого, в частности:

- отменить приказ МПР РФ от 6 октября 2020 г. № 772 «О внесении изменений в Правила подготовки технических проектов разработки месторождений УВС, утвержденные приказом МПР от 20.09.2019 г. № 639, по вопросу корректировки понятия «рентабельный срок разработки»;

- производить выбор рекомендуемых вариантов на основе согласования интересов компаний-недропользователей (коммерческой эффективности варианта) с интересами

государства (бюджетной эффективности) и общества (социальной или экономической эффективности), как то описано в Методических рекомендациях, учитывая при этом и затраты на проведение ликвидационных работ;

- законодательно закрепить необходимость в любой методической и проектной документации руководствоваться научно обоснованным принципом: эффективное освоение и добыча углеводородных ресурсов месторождения невозможны без рассмотрения его в качестве единой природно-технической системы;

- учитывать в технико-экономических расчетах не только рост удельных затрат во времени, но и их снижение в результате развития и внедрения новых техники и технологий;

- считать технологически необоснованным и нецелесообразным предложение о переходе к оценке рентабельности бурения отдельных скважин, что неоднократно обосновано в публикациях ведущих экспертов;

- рассмотреть вопрос об отнесении запасов промышленных категорий к налогооблагаемому имуществу компаний с одновременным изменением ставок других налоговых платежей, что будет стимулировать компании к более полному извлечению запасов.

- разработать методику оценки экологической безопасности проектов разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений [47].

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промысловых исследований», № АААА-А19-119022090096-5).*

## Литература

1. *Медведев Ю.* Бросить на ветер. Сможет ли Европа к 2050 году отказаться от нефти, газа и угля // Российская газета. 2020. Федеральный выпуск № 177(8231). <https://rg.ru/2020/08/11/smozhet-li-evropa-k-2050-godu-otkazatsia-ot-nefti-gaza-i-uglia.html> (Дата обращения 09.12.2021).
2. «Большая семерка» договорилась отказаться от нефти и газа // Капитал страны. 2021. 14 июня. [https://kapital-rus.ru/articles/article/bolshaya\\_semerka\\_dogovorilas\\_otkazatsya\\_ot\\_nefti\\_i\\_gaza/](https://kapital-rus.ru/articles/article/bolshaya_semerka_dogovorilas_otkazatsya_ot_nefti_i_gaza/) (Дата обращения 11.12.2021).
3. Лидеры G7 приняли итоговое заявление саммита. Изменения климата // ТАСС. 2021. 13 июня. <https://tass.ru/mezhdunarodnaya-panorama/11638121> (Дата обращения 11.12.2021).
4. *Тихонов С.* Эксперт оценил риски отказа от нефти и газа для России // Российская газета. 2021. Столичный выпуск № 176(8527). <https://rg.ru/2021/08/04/ekspert-ocenil-riski-otkaza-ot-nefti-i-gaza-dlia-rossii.html> (Дата обращения 11.12.2021).
5. Глобальный отказ от ископаемого топлива это самый быстрый способ организовать голод всемирного масштаба // Закон времени. 2021. 12 ноября. <https://zakonvremeni.ru/analytics/8-4-52293-globalnyj-otkaz-ot-iskopaemogo-topliva-eto-samyj-bystryj-sposob-organizovat-golod-vsemirnogo-masshtaba.html> (Дата обращения 09.12.2021).
6. *Кучеров В.Г., Бессель В.В.* Оценка глобальных ресурсов и запасов нефти: миф и реальность // Нефтяное хозяйство. 2021. № 10. С. 13–18. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-10-14-18>
7. Вставай, страна огромная! Нефтегазопереработка в России 2013 // Neftegaz.RU. 2013. 29 декабря. <http://neftegaz.ru/analysis/view/8146> (Дата обращения 20.11.2021).
8. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году» // Министерство природных ресурсов и экологии РФ. <https://www.rosnedra.gov.ru/article/13175.html> (Дата обращения 20.11.2021).
9. Чем опасны заброшенные шахты. Какие неприятности грозят донскому краю? // Аргументы и факты-на-Дону. 2020. № 16. [https://rostov.aif.ru/society/details/chem\\_opasny\\_zabroshennye\\_shahty\\_kakie\\_nepriyatnosti\\_grozyat\\_donskomu\\_krayu](https://rostov.aif.ru/society/details/chem_opasny_zabroshennye_shahty_kakie_nepriyatnosti_grozyat_donskomu_krayu) (Дата обращения 30.11.2021).
10. *Кондратенко Е.В., Казаков В.М., Ермолаев А.И.* О ликвидации и консервации скважин // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 5. С. 17–21.
11. *Вадимова Е.* Каждой скважине – по адресу и налогу // Национальная Ассоциация нефтегазового сервиса. 2021. 18 марта. <https://nangs.org/news/upstream/kazhdoy-skvazhine-poadresuinalogu> (Дата обращения 20.11.2021).
12. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П.* Негерметичность скважин – путь к экологической катастрофе // Бурение и нефть. 2016. № 1. С. 60–62.
13. *Смоляк С.А., Закиров С.Н., Индрупский И.М.* и др. Актуальные проблемы стоимостной оценки извлекаемых запасов нефти и газа // Вестник РАН. 2018. Т. 88, № 1. С. 10–27. <https://doi.org/10.7868/S0869587318010024>
14. *Шуклов Л.В.* Резерв по восстановлению окружающей среды в нефтегазовой промышленности: практические нюансы расчета // Международный бухгалтерский учет. 2012. № 33(231). С. 12–21.
15. *Краснова Т.Л.* Зарубежная практика формирования ликвидационного фонда на месторождениях нефти и газа // Нефть и газ Западной Сибири: Материалы международной

научно-технической конференции. Т. 5. Проблемы производственного, финансового и социального менеджмента в топливно-энергетическом комплексе. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. С. 106–108.

16. *Стровский В.Е., Косолапов О.В.* Специфические особенности постановки ликвидационных работ и их финансирования // Известия вузов. Горный журнал. 2015. № 8. С. 35–43.

17. *Иванов А.Е.* Учет оценочных обязательств по предстоящей ликвидации основных средств в 2017 и 2018 гг.: новации проекта Федерального стандарта бухгалтерского учета «Основные средства» // Международный бухгалтерский учет. 2017. Т. 20, № 9(423). С. 532–550. <https://doi.org/10.24891/ia.20.9.532>

18. *Гаврилина Е.А.* Правовой режим вывода морских нефтегазовых объектов из эксплуатации // Нефть, газ и право. 2017. № 4. С. 29–36.

19. *Земцов А.А., Кукушкина Н.С.* Практика признания и оценки ликвидационных обязательств (Asset Retirement Obligations – ARO) по выводу объектов из эксплуатации и рекультивации нарушенных земель в угледобывающих организациях, российский и международный опыт // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2017. № 6. С. 264–282.

20. *Халидов И.А.* Вывод из эксплуатации и формирование резерва по обязательствам восстановления окружающей среды по окончании добычи сырья // Микроэкономика. 2018. № 6. С. 74–81.

21. *Медведева Н.В.* Резерв на ликвидацию основных средств и восстановление месторождений // Корпоративная финансовая отчетность. Международные стандарты. 2008. № 10. <https://www.cfin.ru/appraisal/other/o&g.shtml> (Дата обращения 20.11.2021).

22. *Аракчеев Д.Б., Шахназаров С.Г., Чесалов Л.Е.* Особенности государственного учета глубоких скважин в США и накопления связанной с ними информации // Геология нефти и газа. 2019. № 4. С. 79–88. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-4-79-88>

23. Документы МСФО // Министерство финансов РФ. [https://minfin.gov.ru/ru/performance/accounting/mej\\_standart\\_fo/standard/docs/](https://minfin.gov.ru/ru/performance/accounting/mej_standart_fo/standard/docs/) (Дата обращения 20.11.2021).

24. Decommissioning guidance for wells and platforms // Bureau of Safety and Environmental Enforcement. Promoting Safety, Protecting the Environment and Conserving Offshore Resources. <https://www.bsee.gov/notices-to-lessees-ntl/ntl-2018-g03-idle-iron-decommissioning-guidance-for-wells-and-platforms> (Дата обращения 20.11.2021).

25. Oil and gas: decommissioning of offshore installations and pipelines: Guidance by Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning // UK Government. <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines> (Дата обращения 20.11.2021).

26. OSPAR Decision 98/3 on the disposal of disused offshore installations // Ministerial Meeting of the OSPAR Commission, Sintra, 22–23 July 1998. P. 15–24. <https://www.ospar.org/documents?v=6875> (Дата обращения 20.11.2021).

27. The petroleum tax system // Norwegian Petroleum. <http://www.norskpetroleum.no/en/economy/petroleum-tax/> (Дата обращения 20.11.2021).

28. *Михрин Л.М.* Предотвращение загрязнения морской среды с судов и морских сооружений. Книга 1. Основные международные, региональные, национальные и российские

документы в области предотвращения загрязнения морской среды с судов и морских сооружений. СПб.: Судостроение, 2005. 368 с.

29. *Михрин Л.М.* Предотвращение загрязнения морской среды с судов и морских сооружений. Книга 2. Технологии и оборудование для предотвращения загрязнения морской среды с судов и морских сооружений. СПб.: Судостроение, 2005. 336 с.

30. *Holland B., Davar M.* Decommissioning in the UK continental shelf: decommissioning security disputes // *International Energy Law Review*. 2016. 6 p. <http://www.squirepattonboggs.com/-/media/files/insights/publications/2016/10/decommissioning-in-the-uk-continental-shelf/energydecommissioning-in-the-uk-continental-shelf.pdf> (Дата обращения 20.11.2021).

31. Обзор состояния экономики и основных направлений внешнеэкономической деятельности в Норвегии за 2016 г. Осло: Торговое представительство Российской Федерации в Королевстве Норвегия, 2017. 205 с. [https://www.polpred.com/upload/pdf/Economics\\_Norway\\_2016.pdf](https://www.polpred.com/upload/pdf/Economics_Norway_2016.pdf) (Дата обращения 20.11.2021).

32. *Thornton W.* Technology focus: decommissioning and abandonment // *Journal of Petroleum Technology*. 2016. Vol. 68, No. 01. P. 80. <https://doi.org/10.2118/0116-0080-JPT>

33. *Кокин В.* Правовые основы нефтяной деятельности в Норвегии // *ПравоТЭК*. <https://www.lawtek.ru/analytics/20> (Дата обращения 20.11.2021).

34. Система управления ресурсами и запасами углеводородов (PRMS). Версия 1.01. Society of Petroleum Engineers, 2018. 61 с. [https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem\\_V1.01\\_RUS-FINAL.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem_V1.01_RUS-FINAL.pdf) (Дата обращения 20.11.2021).

35. Методические рекомендации по технико-экономическому обоснованию кондиций для подсчета запасов месторождений твердых полезных ископаемых (кроме углей и горючих сланцев). Москва: Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых, 2007. 49 с. [https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/met\\_rek\\_tpi\\_teo\\_2.pdf](https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/met_rek_tpi_teo_2.pdf) (Дата обращения 20.11.2021).

36. Минприроды сообщило о падении запасов нефти и газа на треть за 10 лет // *Нефть и капитал*. 2021. 10 сентября. <https://oilcapital.ru/news/markets/10-09-2021/minprirody-soobschilo-o-padenii-zaparov-nefti-i-gaza-na-tret-za-10-let> (Дата обращения 30.11.2021).

37. *Анашкин О.С, Крюков В.А.* О проблеме ликвидации основных производственных фондов на месторождениях полезных ископаемых // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. 2012. № 2. С. 18–27.

38. *Смоляк С.А.* Адаптивный механизм формирования ликвидационного фонда // *Вестник ЦЭМИ РАН*. 2020. Вып. 1. С. 7. <https://doi.org/10.33276/S265838870009990-2>

39. *Смоляк С.А.* О формировании ликвидационного фонда при разработке месторождений полезных ископаемых // *Имущественные отношения в Российской Федерации*. 2021. № 10(241). С. 51–61.

40. О соглашениях о разделе продукции: Федеральный закон от 30 декабря 1995 г. № 225-ФЗ // *Официальный интернет-портал правовой информации*. <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102038941>

41. Налоговый кодекс Российской Федерации. Статья 265. Внебюджетные расходы. <https://legalacts.ru/kodeks/NK-RF-chast-2/razdel-viii/glava-25/statja-265/> (Дата обращения 20.11.2021).

42. О недрах: Закон РФ от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 // *Официальный интернет-портал правовой информации*. <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102014778>

43. Шандрыгин А.Н. Оценка извлекаемых запасов углеводородов. Нужно ли изобретать велосипед? // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). С. 10. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art10>

44. Давыдов А.В. Инвентаризация запасов: необходимость системных изменений. Что нужно, а что нет? // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 6. С. 6–12.

45. Сафин Р.Р., Масловский П.А., Хакимов Б.В. Ликвидационные фонды. Проблемы и решения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2013. № 3. С. 14–17.

46. Законопроект «О ликвидационных фондах недропользователя» // Центр сертификации и лицензирования «Единый стандарт». <https://1cert.ru/novosti/zakonoproekt-o-likvidatsionnykh-fondakh-nedropolzovatelya> (Дата обращения 20.11.2021).

47. Розман М.С., Смоляк С.А., Закиров Э.С. и др. О технико-экономическом обосновании добычи ТриЗ: как не наступить на старые грабли // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 2(98). С. 62–70.

## Analysis of the financial assurance problem for decommissioning of oil and gas wells and facilities

M.S. Rozman<sup>1\*</sup>, S.A. Smolyak<sup>2</sup>, Yu.V. Alekseeva<sup>1</sup>, I.M. Indrupskiy<sup>1</sup>

1 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

2 – Central Economics and Mathematics Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

E-mail: \*mrozman@bk.ru

**Abstract.** The harmful effects of oil and gas projects on the environment are not limited to the production period. Unlike operating production facilities, control over the state of abandoned wells and fields falls on the state. In the Russian Federation, the obligations of subsoil user companies to properly perform decommissioning operations are not legally regulated and financially secured. Based on world experience, the paper analyzes the most common schemes for formation and accounting of financial assurance for decommissioning operations and examines the state of legislative regulation on this problem in Russia and the world. It presents recommendations on state regulation to guarantee full completion of decommissioning operations by subsoil users, improve their quality and monitor the environmental safety of abandoned wells.

**Keywords:** hydrocarbon field development, subsurface management, decommissioning operations, decommissioning fund, decommissioning costs.

**Citation:** Rozman M.S., Smolyak S.A., Alekseeva Yu.V., Indrupskiy I.M. Analysis of the financial assurance problem for decommissioning of oil and gas wells and facilities // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 4(35). P. 49–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art5> (In Russ.).

### References

1. *Medvedev Yu.* Throw it to the wind. Will Europe be able to abandon oil, gas and coal by 2050 // Rossiyskaya Gazeta. 2020. Federal Issue No. 177(8231). <https://rg.ru/2020/08/11/smozhet-li-evropa-k-2050-godu-otkazatsia-ot-nefti-gaza-i-uglia.html> (Accessed on 09.12.2021). (In Russ.).
2. The G7 has agreed to abandon oil and gas // Capital of the Country. 2021. 14 June. [https://kapital-rus.ru/articles/article/bolshaya\\_semerka\\_dogovorilas\\_otkazatsya\\_ot\\_nefti\\_i\\_gaza/](https://kapital-rus.ru/articles/article/bolshaya_semerka_dogovorilas_otkazatsya_ot_nefti_i_gaza/) (Accessed on 11.12.2021). (In Russ.).
3. The G7 leaders adopted the final statement of the summit. Climate change // TASS. 2021. 13 June. <https://tass.ru/mezhdunarodnaya-panorama/11638121> (Accessed on 11.12.2021). (In Russ.).
4. *Tikhonov S.* The expert assessed the risks of abandoning oil and gas for Russia // Rossiyskaya Gazeta. 2021. Metropolitan Issue No. 176(8527). <https://rg.ru/2021/08/04/ekspert-ocenil-riski-otkaza-ot-nefti-i-gaza-dlia-rossii.html> (Accessed on 11.12.2021). (In Russ.).
5. Global abandonment of fossil fuels is the fastest way to drive world-scale hunger // The Law of Time. 2021. 12 November. <https://zakonvremeni.ru/analytics/8-4-/52293-globalnyj-otkaz-ot-iskopaemogo-topliva-eto-samyj-bystryj-sposob-organizovat-golod-vsemirnogo-masshtaba.html> (Accessed on 09.12.2021). (In Russ.).
6. *Kutcherov V.G., Bessel V.V.* Oil global geological resources and reserves assessment: myth and reality // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2021. No. 10. P. 13–18. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-10-14-18> (In Russ.).

7. Arise, great country! Oil and gas processing in Russia 2013 // Neftegaz.RU. 2013. 29 December. <http://neftegaz.ru/analysis/view/8146> (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).

8. State report “On the state and usage of mineral resources of the Russian Federation in 2019” // Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation <https://www.rosnedra.gov.ru/article/13175.html> (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).

9. What are the dangers of abandoned mines? What troubles threaten the Don region? Argumenty i Fakty-on-Don. 2020. No. 16. [https://rostov.aif.ru/society/details/chem\\_opasny\\_zabroshennye\\_shahty\\_kakie\\_nepriyatnosti\\_grozyat\\_donskomu\\_krayu](https://rostov.aif.ru/society/details/chem_opasny_zabroshennye_shahty_kakie_nepriyatnosti_grozyat_donskomu_krayu) (Accessed on 30.11.2021). (In Russ.).

10. *Kondratenko E.V., Kazakov V.M., Yermolaev A.I.* About liquidation and preservation of chinks // Oil, Gas and Business. 2011. No. 5. P. 17–21. (In Russ.).

11. *Vadimova E.* Address and tax – for every well // National Association of Oil and Gas Service. 2021. 18 March. <https://nangs.org/news/upstream/kazhdoy-skvazhine-poadresu-inalogu> (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).

12. *Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupsky I.M., Anikeev D.P.* Leakage holes – the path to ecological disaster // Drilling and Oil. 2016. No. 1. P. 60–62. (In Russ.).

13. *Smolyak S.A., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M.* et al. Urgent problems of valuation of recoverable oil and gas reserves // Herald of the Russian Academy of Sciences. 2018. Vol. 88, No. 1. P. 15–27. <https://doi.org/10.1134/S1019331618010057>

14. *Shuklov L.V.* Provision for environmental restoration in oil and gas field: practical nuances of calculation // International Accounting. 2012. No. 33(231). P. 12–21. (In Russ.).

15. *Krasnova T.L.* Foreign practice of decommissioning fund formation in oil and gas fields // Oil and Gas of Western Siberia: Proceedings of the International Scientific and Technical Conference. Vol. 5. Issues of industrial, financial and social management in the fuel and energy complex. Tyumen: TyumSOGU, 2015. P. 106–108. (In Russ.).

16. *Strovskii V.E., Kosolapov O.V.* Characteristic features of abandonment works performance and financing // News of the Higher Institutions. Mining Journal. 2015. No. 8. P. 35–43. (In Russ.).

17. *Ivanov A.E.* Accounting for estimated liabilities for the upcoming disposals in 2017 and 2018: the draft federal accounting standard fixed assets innovations // International Accounting. 2017. Vol. 20, No. 9(423). P. 532–550. (In Russ.).

18. *Gavrilina E.A.* Legal regulation of decommissioning of oil and gas offshore facilities // Oil, Gas & Law Journal. 2017. No. 4. P. 29–36. (In Russ.).

19. *Zemtsov A.A., Kukushkina N.S.* Practice of recognition and measurement for asset retirement obligations associate with decommissioning and reclamation of disturbed lands in coal mining companies, Russian and international experience // Mining Informational and Analytical Bulletin. 2017. No. 6. P. 264–282. (In Russ.).

20. *Halidov I.A.* Decommissioning and the formation of a reserve according to the obligations of environmental restoration upon completion of raw materials extraction // Mikroekonomika. 2018. No. 6. P. 74–81. (In Russ.).

21. *Medvedeva N.V.* Reservation of fixed assets for decommissioning and restoration of fields // Corporate Financial Statements. International Standards. 2008. No. 10. <https://www.cfin.ru/appraisal/other/o&g.shtml> (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).

22. *Arakcheev D.B., Shakhnazarov S.G., Chesalov L.E.* Specifics of the US state system of deep wells recording and accumulation of information associated with them // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2019. No. 4. P. 79–88. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-4-79-88> (In Russ.).

23. IFRS documents // Ministry of Finance of the Russian Federation. [https://minfin.gov.ru/ru/performance/accounting/mej\\_standart\\_fo/standard/docs/](https://minfin.gov.ru/ru/performance/accounting/mej_standart_fo/standard/docs/) (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).

24. Decommissioning guidance for wells and platforms // Bureau of Safety and Environmental Enforcement. Promoting Safety, Protecting the Environment and Conserving Offshore. <https://www.bsee.gov/notices-to-lessees-ntl/ntl-2018-g03-idle-iron-decommissioning-guidance-for-wells-and-platforms> (Accessed on 20.11.2021).

25. Oil and gas: decommissioning of offshore installations and pipelines: Guidance by Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning // UK Government. <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines> (Accessed on 20.11.2021).

26. OSPAR Decision 98/3 on the disposal of disused offshore installations // Ministerial Meeting of the OSPAR Commission, Sintra, 22–23 July 1998. P. 15–24. <https://www.ospar.org/documents?v=6875> (Accessed on 20.11.2021).

27. The petroleum tax system // Norwegian Petroleum. <http://www.norskpetroleum.no/en/economy/petroleum-tax/> (Accessed on 20.11.2021).

28. *Mikhrin L.M.* Prevention of pollution of the marine environment from ships and offshore facilities. Book 1. The main international, regional, national and Russian documents in the field of preventing pollution of the marine environment from ships and offshore facilities. St. Petersburg: Sudostroenie, 2005. 368 p. (In Russ.).

29. *Mikhrin L.M.* Prevention of pollution of the marine environment from ships and offshore facilities. Book 2. Technologies and equipment for preventing pollution of the marine environment from ships and offshore facilities. St. Petersburg: Sudostroenie, 2005. 336 p. (In Russ.).

30. *Holland B., Davar M.* Decommissioning in the UK continental shelf: decommissioning security disputes // *International Energy Law Review*. 2016. 6 p. <http://www.squirepattonboggs.com/-/media/files/insights/publications/2016/10/decommissioning-in-the-uk-continental-shelf/energydecommissioning-in-the-uk-continental-shelf.pdf> (Accessed on 20.11.2021).

31. Review of economy and main directions of foreign economic activities in Norway in 2016. Oslo: Trade Representation of the Russian Federation in the Kingdom of Norway, 2017. 205 p. [https://www.polpred.com/upload/pdf/Economics\\_Norway\\_2016.pdf](https://www.polpred.com/upload/pdf/Economics_Norway_2016.pdf) (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).

32. *Thornton W.* Technology focus: decommissioning and abandonment // *Journal of Petroleum Technology*. 2016. Vol. 68, No. 01. P. 80. <https://doi.org/10.2118/0116-0080-JPT>

33. *Kokin V.* Legal bases of oil activities in Norway // *LawTEK*. <https://www.lawtek.ru/analytics/20> (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).

34. Petroleum Resources Management System (PRMS). Version 1.01. Society of Petroleum Engineers, 2018. 61 p. [https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem\\_V1.01\\_RUS-FINAL.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem_V1.01_RUS-FINAL.pdf) (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).

35. Methodical recommendations on the economic assessment of cutoffs for calculating reserves of solid mineral deposits (excluding coal and shale). Moscow: State Commission on Mineral Reserves, 2007. 49 p. [https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/met\\_rek\\_tpi\\_teo\\_2.pdf](https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/met_rek_tpi_teo_2.pdf) (Accessed on 30.11.2021). (In Russ.).

36. Ministry of Natural Resources and Environment reported a drop in oil and gas reserves by a third in 10 years // Oil&Capital. 2021. 10 September. <https://oilcapital.ru/news/markets/10-09-2021/minprirody-soobschilo-o-padenii-zapasov-nefti-i-gaza-na-tret-za-10-let> (Accessed on 30.11.2021). (In Russ.).

37. *Anashkin O.S., Kryukov V.A.* Concerning the problem of the disposal of fixed capital assets at mineral deposits // Mineral Resources of Russia. Economics and Management. 2012. No. 2. P. 18–27. (In Russ.).

38. *Smolyak S.A.* Adaptive mechanism for abandonment fund forming // Herald of CEMI RAS. 2020. Iss. 1. P. 7. <https://doi.org/10.33276/S265838870009990-2> (In Russ.).

39. *Smolyak S.A.* On the abandonment fund forming in the development of mineral, oil and gas deposit // Property Relations in the Russian Federation. 2021. No. 10(241). P. 51–61. (In Russ.).

40. On Production Sharing Agreements: Federal Law of 30 December 1995 No. 225-FZ // Official Internet Portal of Legal Information. <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102038941> (In Russ.).

41. Tax Code of the Russian Federation. Article 265. Non-Operating Expenses. <https://legalacts.ru/kodeks/NK-RF-chast-2/razdel-viii/glava-25/statja-265/> (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).

42. On Subsurface Resources: Law of 21 February 1992 No. 2395-1 // Official Internet Portal of Legal Information <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102014778> (In Russ.).

43. *Shandrygin A.N.* Evaluation of recoverable hydrocarbon reserves. Do we need to reinvent the wheel? // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 4(27). P. 10. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art10> (In Russ.).

44. *Davydov A.V.* Inventory of resources: the need for systemic changes. What is needed and what is not? // Oil and Gas Vertical. 2020. No. 6. P. 6–12. (In Russ.).

45. *Safin R.R., Maslovsky P.A., Khakimov B.V.* Abandonment funds. Problems and solutions // Mineral Resources of Russia. Economics and Management. 2013. No. 3. P. 14–17. (In Russ.).

46. The draft law “On Liquidation Funds of Subsoil Users” will hit the budgets of mining companies // Edinyi Standart Certification and Licensing Center. <https://1cert.ru/novosti/zakonoproekt-o-likvidatsionnykh-fondakh-nedropolzovatelya> (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).

47. *Rozman M.S., Smolyak S.A., Zakirov E.S.* et al. On the feasibility study for the extraction of hard-to-recover reserves: how not to step on the same rake // Business Magazine Neftegaz.RU. 2020. No. 2(98). P. 62–70. (In Russ.).