

текущие ценообразующие факторы и их изменения, актуальный технический уровень и качество выполняемых работ. В то же время, с течением времени, значение УПСЛ для конкретного проекта разработки неизбежно будет меняться, поэтому с целью повышения точности определения перспективной оценки стоимости текущей и завершающей ликвидации можно применить метод дисконтированной оценки изменения стоимости, с учётом следующих факторов [1]:

изменения уровня общественно-социального и технического развития в период после окончания строительства объекта до его ликвидации;

особые, например, инженерно-геологические, условия, влияющие на решения по проекту обустройства нефтепромыслов;

изменения цен на материально-технические ресурсы в том или ином регионе;

различия в конструктивных решениях по проекту разработки месторождения;

другие значимые факторы.

#### Литература

1. Гнибидин В.Н. Совершенствование методических подходов расчёта сметной стоимости строительства скважин на нефть и газ на основе ресурсного метода // Территория Нефтегаз. – 2012. - № 4. – с. 66-71.
2. Добровинский А.П., Кутыкова М.В. Актуальные проблемы ликвидации объектов капитального строительства на завершающем этапе разработки нефтяных месторождений // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 1 URL: [www.science-education.ru/115-12220](http://www.science-education.ru/115-12220) (дата обращения: 01.03.2014)
3. Исаченко В.М. Оценка проектной капиталоемкости разработки нефтяных месторождений: автореферат дис.кан.экон.наук: - Тюмень, 2004. – 26 с.
4. Мазурина Е.В. О формировании ликвидационных фондов месторождений углеводородного сырья // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. - Т.5. - №1. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/3/9\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/9_2010.pdf) (дата обращения: 01.03.2014)
5. МДС 81-36.2004. Указания по применению федеральных единичных расценок на строительные и специальные строительные работы (ФЕР-2001) // Госстрой России - Москва, 2004. URL: <http://smetnoedelo.ru/mds> (дата обращения: 01.03.2014)
6. ФЕР 81-02-46-2001. Федеральные единичные расценки на строительные работы. Сборник 46. Работы при реконструкции зданий и сооружений (издание 2008 г. с учётом изменений и дополнений) URL: [http://www.infosait.ru/norma\\_doc/54/54573](http://www.infosait.ru/norma_doc/54/54573) (дата обращения: 01.03.2014)

### ЭКОНОМИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕЛЕВОГО ЛИКВИДАЦИОННОГО ФОНДА ДЛЯ ЛИЦЕНЗИОННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.В. Кутыкова

Научный руководитель старший преподаватель А.П. Добровинский  
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск*

Остаточные запасы нефти со временем характеризуются ухудшением структуры за счёт выработки активной части и увеличению доли трудноизвлекаемых запасов по всем добывающим регионам России. Все это приводит к снижению показателей нефтеизвлечения и к ухудшению технико-экономической эффективности разработки и эксплуатации месторождения [7]. В связи с этим, понижение рентабельности отдельных скважин может приводить к необходимости преждевременной их ликвидации, что вместе с другими плановыми ликвидационными работами для объектов нефтепромысла, приводит к необходимости своевременного накопления средств в целевом фонде [3].

Сформировать резерв для целей предстоящей ликвидации скважин, а также основных объектов обустройства нефтепромыслов можно только за счёт периодических отчислений, которые должны выполнять определённые функции.

Одной из важнейших задач формирования целевого ликвидационного фонда (ЦЛФ) является определение характера и размеров отчислений. Решение этой задачи тесно связано с решением не менее важных вопросов, а именно определения размера фонда и источника отчислений [3].

Общий объём средств, необходимых для полной ликвидации нефтепромысловых объектов целесообразно на инвестиционном этапе рассчитывать по укрупнённым показателям однородных групп объектов с последующей коррекцией стоимости ликвидации при изменении отдельных условий.

Характер отчислений можно установить в двух основных формах, сравнительная характеристика которых представлена на рис. 1.



Рис.1. Преимущества и недостатки форм отчислений денежных средств с целью формирования ЦЛФ

Первый вариант предполагает, что отчисления устанавливаются в виде единого размера отчислений для всех месторождений и закреплённого в законодательстве страны. Однотипность подхода ко всем недропользователям не учитывает уникальность месторождения, а именно горно-геологические условия, качественные параметры добываемого сырья, потенциал добычи на месторождении и многие другие факторы, что непременно приведёт к неравенству недропользователей. Возможными последствиями такого подхода будет отказ от разработки месторождений, расположенных в сложных природных условиях, с выработанными высокопродуктивными залежами и трудноизвлекаемыми запасами, т.к. они не обладают достаточным экономическим потенциалом.

Основным преимуществом первого варианта является простота администрирования в процессе установления ставок отчислений денежных средств на цели ликвидации, но в условиях неуклонно снижения КИН и резкого ухудшения качества вовлекаемых в освоение и разработку месторождений нефти это не может являться убедительным аргументом.

В связи с этим, более обоснованным будет установление дифференцированных размеров отчислений, которые будут рассчитываться индивидуально в проектах ликвидации объектов капитального строительства каждого недропользователя. Опыт учёта индивидуальных особенностей месторождений в России уже существует при исчислении НДС и связан с тем, что «мировой опыт свидетельствует о том, что дифференцированное налогообложение позволяет продлить период разработки «зрелых» и/или трудноизвлекаемых запасов, что особенно важно для решения социальных проблем в «старых» сырьевых районах» [4].

Механизм адаптивного подхода предполагает установление ставок отчислений за определённые периоды на 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной с учётом следующих основных условий разработки месторождения [5]:

- сложности геологического строения;
- выработанности запасов на месторождении;
- коэффициент извлечения нефти;
- качество нефти (тяжёлая, средняя, лёгкая);
- общие и локальные экономические условия.

Указанные параметры дают возможность определить размеры отчислений для каждого года эксплуатации месторождения. Однако учесть на практике все многообразие условий достаточно сложно [6].

А.А. Волков уточняет, что при дифференцировании ставок «трудности заключаются не только в выборе показателей, таких как степень выработанности запасов (стадия освоения месторождения), территориальный фактор (географическое положение и природно-климатические условия), степень обводнённости нефти, но и в отсутствии по большинству месторождений значений отдельных показателей, необходимых для проведения комплексного анализа их влияния на эффективность разработки каждого лицензионного участка» [2].

Источниками отчислений, в соответствии с действующим налоговым режимом в РФ, могут выступать прибыль после уплаты налога на прибыль, что уменьшает доход недропользователей [1], или внереализационные расходы, которые сокращают налогооблагаемую базу, лишь по факту их свершения. Другим источником может выступать объём добытого сырья, часть стоимости которого направляется в ЦЛФ.

В целом, с учётом, что для создания ЦЛФ требуются существенные финансовые средства и время, целесообразно вести расчёт отчислений в фонд не от объёма добываемого сырья или товарной продукции, а от дохода недропользователя, получаемого им при реализации нефти, добытой на конкретном нефтепромысле, не смотря на то, что недропользователи могут считать данную базу отчислений невыгодной для себя. Поэтому, оптимальным источником можно признать часть дохода недропользователя текущего периода с учётом объёма добытого углеводородного сырья, освобождённая от налога на прибыль и аккумулируемая в фонде [3]. Данное предложение имеет смысл, т.к. такая база отражает соотношение цены и затрат на производство и реализацию

продукции, а затраты определяются совокупностью условий определённого месторождения, которые отражают его уникальность и расчёт которой зачастую затруднён или невозможен.

Период отчислений в ЦЛФ должен приходиться на период, когда добыча нефти на месторождении рентабельна, когда выручка от реализации нефти превышает сумму издержек, налогов и некоторую норму чистой прибыли. Для определения размеров отчислений средств в ЦЛФ добывающего предприятия в каждом конкретном году можно использовать соотношение добытой нефти в том или ином году к общей плановой добыче по проекту умноженное на величину плановой потребности в финансовых ресурсах на ликвидацию нефтепромысловых объектов. Таким образом, если делается прогнозный расчёт от объёма добычи на весь период разработки, то размер отчислений (стоимостная оценка) должен рассчитываться по формуле:

$$\text{Рлик.}i = \text{Слик.} \times \text{ТП}i / \text{ТПобщ.},$$

где Рлик.і - резерв на ликвидацию, сформированный в і-м году;

Слик. - общая стоимость ликвидации всех объектов;

ТПі - товарная продукция по плану в і-м году;

ТПобщ. - общий плановый объём товарной продукции за весь период эксплуатации месторождения.

Для того, чтобы недропользователи не занижали и не завышали суммы, направляемые в ЦЛФ, с целью ухода от обязательств формирования ЦЛФ или сокрытия части дохода соответственно, необходимо установить минимальные и предельные величины отчислений, а также закрепить состав затрат, которые недропользователь имеет право осуществить при проведении ликвидационных работ.

В заключении необходимо отметить, что предлагаемый механизм осуществления отчислений денежных средств в ликвидационный фонд в полной мере будет способствовать реализации основных функций создания и использования ЦЛФ: страховой, регулирующей и стимулирующей.

Реализация страховой функции позволит сформировать ЦЛФ в объёме необходимом и достаточном для проведения всех ликвидационных работ. Регулирующая функция будет проявляться в повышении рентабельности разработки месторождений путём адаптации механизма отчислений к изменяющимся условиям. Стимулирующая функция связана с возможностью повысить интерес в освоении низкорентабельных месторождений. Системный подход к реализации всех этих функций будет соответствовать принципам устойчивого развития общества и поможет избежать экологических катастроф.

#### Литература

1. 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.
2. Волков А.А. О дифференциации налога на добычу полезных ископаемых // Известия высших учебных заведений. - 2007. - № 1. - С.65.
3. Добровинский А.П., Кутыкова М.В. Актуальные проблемы ликвидации объектов капитального строительства на завершающем этапе разработки нефтяных месторождений // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 1; [электронный ресурс] – режим доступа: [www.science-education.ru/115-12220](http://www.science-education.ru/115-12220) (дата обращения: 01.03.2014)
4. Корепанов Н.А. Государственная контрольная политика недропользования // Корпоративное управление и инновационное развитие экономики Севера. Вестник научно-исследовательского центра корпоративного права, управления и венчурного инвестирования Сыктывкарского государственного университета. - 2009. - № 2. - С.22.
5. Матвеев Ю.Ф., Субботин М.А. Рентный подход в недропользовании. // НИА-Природа. М., - 2003. - С116.
6. Петрова Т.В., Тихонова И.В. Концептуальные основы совершенствования элементов налога на добычу полезных ископаемых // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2007. - № 10. - С.37.
7. Яртиев А.Ф. Инвестиционное проектирование в нефтедобыче: инновации и экономическая оценка // М.:ВНИИОЭНГ. - 2011. – 216 с.

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Луцко А.О.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск*

Проблема сжигания нефтяного попутного газа является актуальной в нефтегазовом секторе, т.к. это приводит к экономическим, экологическим и социальным потерям и рискам, например загрязнение окружающей среды, потери не возобновляемых ресурсов.

Реальные объёмы добычи и сжигания НПГ в России очень трудно определить из-за многих причин, например, несовершенство методической базы, отсутствия приборов учета у большинства нефтяных компаний, использования вместо прямых измерений расчетных методов и т.д.

Согласно данным Федеральной службы государственной статистике (Табл. 1) с 2000 года по 2008 год на факелах в стране сжигалось от 6 до 13 млрд. м<sup>3</sup>, причем объём сжигания постепенно увеличивается по сравнению с 2008 годом.

С другой стороны, в послании В.В.Путина в Федеральному Собранию 26 апреля 2007 года было сказано, что в России ежегодно сжигается около 20 млрд.м<sup>3</sup> нефтяного попутного газа. [2]