

2.6. ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА В НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЯХ

Чая В.Т., д.э.н., профессор, академик РАЕН;
Панкратова В.В., аспирант кафедры
«Бухгалтерский учет и аудит»
Московского финансово-правового института

Статья посвящена особенностям формирования бухгалтерского учета в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО). В публикации исследуются вопросы бухгалтерского учета в нефтегазовых компаниях в соответствии с МСФО, а также вопросы взаимодействия международных стандартов со стандартами учета США и Великобритании, рассмотрены экономические особенности ведения нефтегазового бизнеса, которые приводят к существенным особенностям в бухгалтерском учете. Рассматриваются общие вопросы учета в нефтегазовых компаниях, которые не имеют в большинстве случаев аналогов в учете других отраслей, в частности: учет запасов, альтернативные возможности учета расходов, учет резервов полезных ископаемых, накладных расходов, обесценения активов. Раскрываются основные стадии извлечения нефти (апстрима) и особенности учета каждой из них, а также влияние контрактного учета на бухгалтерский учет нефтегазовых компаний.

1. ОБЩИЕ ОСОБЕННОСТИ БУХГАЛТЕРСКОГО УЧЕТА В НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЯХ

Системы учета, применимые для нефтегазовых компаний

Нефтегазовые предприятия составляют одну из наиболее весомых составляющих экономик многих стран мира. В связи с этим учету нефтегазовых компаний уделяется особое внимание. В настоящее время существуют три основных системы учета нефтегазовых компаний:

- в соответствии со стандартами США (далее ГААП США);
- в соответствии с британскими стандартами, основным документом которых является SORP 2001;
- в соответствии с международными стандартами.

США первыми разработали стандарты учета в нефтегазовой отрасли, основными из которых являются SFAS 9 «Учет налога на прибыль компаниям нефтегазовой отрасли», 19 «Финансовый учет и отчетность компаний нефтегазовой отрасли», 69 «Требования к раскрытию информации компаниям нефтегазовой отрасли».

С 1984 г. Великобритания также начала проводить детальную разработку стандартов и рекомендаций для нефтегазовых предприятий. Последняя версия стандарта Statement of recommended practice accounting for oil and gas exploration, development, production and decommissioning activities бала выпущена в 2001 г. Стоит отметить, что в основных положениях системы учета Великобритании и США похожи. Некоторые различия в учете будут описаны в статье далее.

Также свои системы учета существуют у таких стран как Австралия, Нигерия, Канада, но в связи с отсутствием широкого распространения среди других стран данные стандарты не описываются в статье.

С 2000 г. Комитет по международным стандартам детально рассматривал возможность выпуска специального стандарта для добывающих отраслей. Результатом исследований стал документ Extractive issues papers, в котором Комитет высказывает свою точку зрения по многим спорным вопросам. Однако Комитету не удалось прийти к единому мнению по многим спорным моментам, в связи с этим в 2005 г.

был выпущен достаточно консервативный стандарт IFRS 6 «Разведка и оценка минеральных ресурсов». Данный стандарт учитывает только одну фазу извлечения недр – разведку и оценку, остальные фазы не рассмотрены в международных стандартах. В связи с этим многие нефтегазовые компании предпочитают использовать американские стандарты учета.

Однако Комитет по международным стандартам и Американская комиссия по стандартам учета разработали стратегию интеграции двух систем стандартов в 2014 г., следовательно, следует ожидать изменения в международных стандартах в сторону сближения с ГААП США.

Таким образом, существует несколько систем стандартов, которые используются нефтегазовыми компаниями. Поэтому в данной статье мы будем использовать ссылки на основные из них, проводить их сравнения и давать рекомендации.

Экономические особенности деятельности нефтегазовых компаний

В соответствии с международной практикой деятельность нефтегазодобывающих компаний условно принято делить на две основные составляющие: апстрим и даунстрим:

- апстрим – это процесс разведки-добычи полезных ископаемых;
- даунстрим – процесс транспортировки, сбыта продукции.

Схематично процесс разделения между апстримом и даунстримом в отношении добычи сырой нефти представлен на рис. 1.

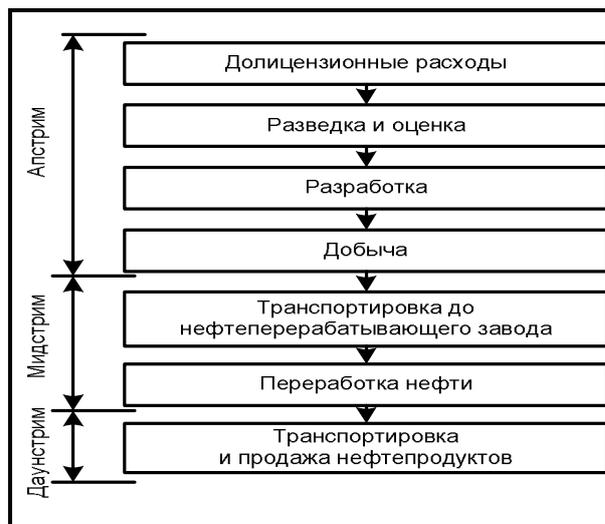


Рис. 1. Этапы добычи нефти

В соответствии с американским стандартом SFAS 19 [11] под апстримом понимается деятельность, предусматривающая приобретение прав на участки недр, содержащих углеводороды, разведочные (а также поисковые) работы, освоение и добычу запасов сырой нефти, в том числе газового конденсата и газоконденсатных жидкостей, а также природного газа.

Нефтегазовые компании часто участвуют также в мидстриме, то есть в переработке, транспортировке, хранении и сбыте нефти и газа. Зачастую трудно определить, где заканчивается апстрим, а где начинается мидстрим. Однако в данной статье будут рассмотрены особенности учета в отношении только стадий апстрима.

Существуют следующие существенные различия между процессом аудита и операциями по приобретению и использованию активов, осуществляемых компаниями других отраслей:

- высокие риски при минимальной вероятности нахождения ресурсов;
- длительный процесс извлечения недр;
- отсутствие четкой связи между расходами и результатами;
- базисную стоимость углеводородных запасов невозможно измерить в достаточной степени надежности, чтобы отразить в балансовом отчете;
- высокие затраты и риски, часто вынуждают прибегать к совместной деятельности.

Особенности учета нефтегазовых компаний можно разделить на две основные категории: особенности учета, применительные только к конкретной фазе извлечения недр либо особенности учета, общие для компаний.

Сначала рассмотрим первую категорию особенностей учета применительно для всех стадий работы нефтегазовых компаний.

Методы учета затрат в нефтегазовой отрасли

Существуют две основные концепции учета затрат нефтегазовых предприятия: концепция учета затрат по цене приобретения (*historical cost concept*) и концепция учета затрат по текущей стоимости (*value-based concept*). Наиболее часто в учете компаний разных стран используется концепция учета затрат по стоимости приобретения, однако большинство предприятий рассматривают возможности перехода на вторую концепцию учета. В Комитете по Международным стандартам финансовой отчетности (МСФО) рассматривается возможность учета расходов по одной из двух выше перечисленных концепций, но в настоящее время окончательное решение еще не принято.

Учет затрат по цене приобретения производится с применением одного из двух общепринятых методов: методом результативных затрат и полных затрат. В связи с тем, что детализированные стандарты по учету затрат по первоначальной стоимости отсутствуют как в стандартах МСФО и ГААП США, так и в национальных стандартах крупнейших нефтедобывающих стран, в разных странах, а также в разных компаниях в рамках одной страны эти методы используются в различных редакциях.

При финансовом учете операций, связанных с поиском углеводородов, приобретением права на долю участия в месторождении, разведкой запасов, разработкой и добычей, самым спорным является вопрос капитализации и списания затрат. Методы результативных затрат и полных затрат представляют разные подходы к разрешению затруднения – капитализовать затраты или списывать их. Учет полных затрат делает выбор в пользу капитализации большинства затрат. Метод результативных затрат капитализирует только те затраты, которые связаны с будущими экономическими выгодами.

Данные методы разнятся и в размерах центров затрат. В методе результативных затрат центр затрат – это обычно небольшой участок недр, ассоциируемый с единой геологической структурой, как правило это месторождение. Центр затрат в методе полных затрат имеют гораздо большие размеры – от страны до крупного географического региона. Размер центра затрат оказывает существенное влияние на финансовую от-

четность. Ниже приведен пример, показывающий различный экономический эффект от использования разных методов учета.

Предположим, что в течение 2008 г. нефтяная компания потратила 4 млн. долл. на разведку каждой из пяти скважин. По итогам разведки было установлено, что две из пяти скважин нефтегазоносные. Предполагается, что нефтегазоносные скважины содержат доказанные запасы в размере 10 млн. т, а также что компания успела продать по 1 млн. т из каждой скважины за 75 долл. за 1 т в 2008 г. Отчет о прибылях и убытках при разном методе учета затрат будет выглядеть следующим образом (табл. 1).

Таблица 1

РАСЧЕТ ПРИБЫЛИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗНЫХ МЕТОДОВ УЧЕТА

Название статьи Отчета о прибылях и убытках	Метод учета полных затрат	Метод учета успешных затрат
Выручка	75 000 000,00	75 000 000,00
Расходы	-	-
Стоимость «сухих» скважин	-	12 000 000,00
Стоимость проданных запасов	2 000 000,00	800 000,00
Итого расходы	2 000 000,00	12 800 000,00
Итого прибыль до налогообложения	73 000 000,00	62 200 000,00

Следовательно, разница в прибыли в результате использования разных методов учета затрат составляет 15%, что может существенно повлиять на решение инвесторов по поводу вложения средств.

Очевидно, что метод полных затрат противоречив, однако он пользуется популярностью у малых и средних компаний. Данный метод разрешен и в ГААП США, Великобритании. Также он не запрещен МСФО. В последнее время широко обсуждается вопрос исключения данного метода учета затрат из списка разрешенных. Сторонники метода утверждают, что он отражает и поиск запасов углеводородов, и приобретение прав на участки недр, и их разработку. Когда компания ведет поиск углеводородов, она прекрасно осознает, что часть расходов приведет к отрицательным результатам. Следовательно, все расходы вне зависимости от результативности направлены на получение экономически значимых запасов.

Еще одним плюсом данного метода является тот факт, что в случае использования метода полных затрат доход компании увеличивается.

Главный довод противников метода полных затрат по первоначальной стоимости состоит в том, что при его применении многие капитализированные расходы не соответствуют определению «актив» [9, с. 220].

Также существует третий способ учета затрат в добывающих отраслях, который не получил такого большого распространения, как первые два вышеописанных метода учета – метод учета перспективных территорий. Метод учета перспективных территорий представляет собой концепцию учета, согласно которой «затраты, связанные с отдельными геологическими или географическими территориями, имеющими характеристики, которые указывают на наличие минеральных запасов, считаются отложенными как активы, по которым ожидается подтверждение обнаружения запасов полезных ископаемых промышленного значения. Если на рассматриваемой территории обнаруживаются запасы полезных ископаемых промышленного значения, накоп-

ленные затраты капитализируются. Если на данной территории таких запасов не обнаружено, накопленные затраты относятся на расходы» [11, с. 569].

Существует точка зрения, согласно которой метод учета перспективных территорий является лишь разновидностью метода успешных затрат, в котором в качестве единицы учета используется перспективная территория, а не отдельная лицензия. Согласно другой точке зрения, метод учета перспективных территорий более близок методу полных затрат, применяемому на основе перспективных территорий.

В МСФО нет описания выше указанных методов учета затрат, следовательно, с одной стороны, использование каждого из вышеназванных методов может производиться в рамках учета по МСФО. Однако, несмотря на то, что в стандартах МСФО (IAS) 16 и 38 указано, что данные стандарты не распространяются на нефтегазовые активы, отраслевая практика свидетельствует о том, что данные стандарты все же должны быть приняты во внимание.

В связи с этим в случае, если компания учитывает затраты методом результативных затрат, одна должна учитывать затраты на долицизионные работы в соответствии с МСФО (IAS) 16 и 38. Поскольку на данном этапе проекта экономические выгоды являются в большей степени неопределенными, затраты на долицизионные исследования должны учитываться как расходы, понесенные в текущем периоде. Однако расходы, понесенные при приобретении прав на разработку неразработанного месторождения, должны капитализироваться согласно МСФО в случае, если компания в дальнейшем ожидает получение экономических выгод.

Разногласия с МСФО возникают также и в случае применения метода учета по полной стоимости. По мнению некоторых экспертов, существует ряд случаев, в рамках которых применение метода полной стоимости согласно МСФО не допускается:

- в соответствии с методом полной стоимости необходимо проводить сравнение с пороговыми значениями, МСФО (IFRS) 6 требует проводить обесценения при наличии индикаторов обесценения;
- в соответствии с МСФО учет безрезультатных объектов и успешных объектов на этапе разведки и оценки в рамках одного центра затрат неприемлем [11].

Следовательно, компания должна внести ряд существенных поправок в использование метода полных затрат для целей МСФО. Также стоит отметить, что Комитет по МСФО в своем отчете рекомендует использовать метод результативных затрат [9, с. 88].

В связи с тем, что все крупнейшие нефтегазодобывающие компании на российском рынке применяют метод результативных затрат, а также тот факт, что метод результативных затрат не требует значительных корректировок, в дальнейшем автором диссертации будут рассматриваться особенности учета различных стадий апстрима в соответствии с методом результативных затрат

Капитализация затрат на финансирование

Капитализация процентов в США регламентируется стандартом SFAS 34 «Капитализация процентов». Данный документ предписывает капитализировать затраты на выплату процентов, понесенные в период самостоятельного создания актива. Под капитализацию процента подпадают не все активы. Она касается только ниже приведенных основных средств:

- активы, построенные или иным образом произведенные предприятием для собственных нужд и использования;
- активы, предназначенные к продаже или сдаче в аренду (с. 157 SFAS 34, п. 9).

Нефтегазовые месторождения и возведенные для их эксплуатации сооружения обычно попадают в категорию активов, проценты по которым подлежат капитализации. Проценты, начисленные на средства, которые уже эксплуатируются или готовые к этому, либо на активы, еще не введенные в эксплуатацию, и на которых не ведутся работы по подготовке к ней, не подлежат капитализации.

В SORP 2001 г. указывается, что британские компании, ведущие учет методом результативных затрат, могут капитализировать затраты на финансирование в соответствии с правилами, сформулированными в пункте 61 британского стандарта FSR 15 «Материальные основные фонды». Данный стандарт разрешает капитализировать затраты, основываясь на своем профессиональном суждении.

В МСФО вопрос капитализации процентов регламентирован в стандарте МСФО (IAS) 23. МСФО (IAS) 23 не содержит исключений в отношении нефтегазовых активов из сферы применения. Начиная с 2009 г., стандарт МСФО (IAS) 23 был пересмотрен в сторону сближения с SFAS 34. На данный момент альтернативная возможность списывать затраты по займам на расходы была исключена из стандарта. Вместе с тем, существуют некоторые различия между МСФО и американским стандартом, которые должны быть приняты во внимание компаниями, переходящими на отчетность МСФО. В частности, МСФО (IAS) 23 предусматривает капитализацию курсовых разниц, что американским стандартом запрещено.

Накладные расходы

В зависимости от характера деятельности в процессе подготовки месторождения к разработке возможно появление значительных накладных расходов. Административные накладные расходы общего характера – это затраты, которые обычно нельзя отнести на разведку или освоение. В то же время теория бухгалтерского учета, соответствующая принципам, принятым в США и Великобритании, поддерживает распределение и капитализацию накладных расходов, требует создания метода их выявления и распределения по различным операциям.

Согласно требованиям МСФО (IFRS) 6, предприятие должно принять учетную политику в отношении общеадминистративных и других накладных расходов, в соответствии с которой они будут относиться на расходы или капитализироваться в стоимости актива при первоначальном его признании. В брошюре КПМГ выражается точка зрения, что выбранная учетная политика должна отвечать подходам, принятым в МСФО для отражения подобных расходов, возникающих в связи с запасами (МСФО (IAS) 2), нематериальными активами (МСФО (IAS) 38) или объектами основных средств (МСФО (IAS) 16) [11, с. 26].

Если выбранная предприятием учетная политика в отношении общеадминистративных и других накладных расходов соответствует порядку учета объектов основных средств, то тогда общеадминистративные и накладные расходы не будут отвечать условиям их первоначального признания в качестве активов; вместо этого, они будут относиться на расходы по мере возникновения.

В случае, когда при разработке учетной политики за основу берется порядок учета запасов или нематериальных активов, то капитализации будут подлежать общедирективные и накладные расходы, непосредственно относящиеся к соответствующему активу.

Если предприятие принимает политику капитализации непосредственно относящихся к активу расходов, то, с нашей точки зрения, условиям включения в стоимость актива могут отвечать следующие общедирективные и другие накладные расходы:

- расходы, связанные по оплате труда работников, занятых непосредственно на данном проекте, включая расходы по планам вознаграждений для таких работников;
- определенные управленческие затраты, если функции соответствующего управленческого персонала связаны непосредственно с данным проектом;
- расходы по юридическим и другим профессиональным услугам, относящимся к конкретному проекту.

Политика, принятая в отношении учета общедирективных и других накладных расходов, должна применяться последовательно ко всем сопоставимым (сходным) расходам и от одного отчетного периода к другому. Любое последующее изменение учитывается как изменение учетной политики.

Особенности учета обесценения

В соответствии с МСФО (IAS) 36 при оценке величины обесценения балансовая стоимость актива сравнивается с его возмещаемой величиной, и любая сумма превышения признается как убыток от обесценения. Возмещаемая величина какого-либо актива представляет собой наибольшую величину из двух: справедливой стоимости актива за вычетом затрат на его продажу и ценности использования актива. Требования по проведению проверки на обесценение применяются, по возможности, к каждому активу в отдельности. Если такой возможности нет, то активы, как правило, проверяются на обесценение в составе групп, которые называются единицами, генерирующими денежные потоки (ЕГДП) [7, п. 59].

МСФО (IAS) 36 не содержит исключения в отношении нефтегазовых активов, также МСФО (IFRS) 6 разрешает использование МСФО (IAS) 36 для обесценения активов по разведке и оценке, следовательно, стандарт МСФО (IAS) 36 может быть применен ко всем активам на любом этапе извлечения полезных ископаемых.

В рамках применения стандарта МСФО (IAS) 36 к нефтегазовым активам предприятие должно выбрать категории резервов, которые будут использоваться для расчета возможного денежного потока. Данное решение компании должны принимать на основании своего профессионального суждения. Комитет по МСФО отмечает, что в расчете возмещаемой величины денежные потоки должны быть рассчитаны либо на основе доказанных и вероятных ресурсов, либо только на основании доказанных ресурсов [7, с. 181].

В частности, Комитет по МСФО отмечает, что положения стандарта МСФО (IAS) 36 применяются по-разному для следующих групп активов нефтегазовой отрасли:

- расходы, понесенные до этапа добычи полезных ископаемых, которые были капитализированы в учете как амортизируемые активы, относящиеся к промышленным запасам и сгруппированные по местам затрат;
- капитализированные расходы, понесенные до этапа добычи полезных ископаемых, относящиеся к этапам извлечения минеральных ресурсов, в рамках которых суще-

ствует неопределенность нахождения промышленных запасов полезных ископаемых.

В отношении использования стандарта МСФО (IAS) 36 для первой группы активов существуют следующие сложности учета:

- возможность обесценения каждого актива в отдельности либо обесценение единиц, генерирующих денежные потоки;
- расчет возмещаемой величины в отношении нефтегазовых активов;
- особенности расчета ценности использования.

Возможность обесценения каждого актива в отдельности либо обесценение единиц, генерирующих денежные потоки. МСФО (IAS) 36 содержит общее руководство по поводу объектов проведения теста на обесценения:

- в случае, если существует какой-либо индикатор того, что актив должен быть обесценен, возмещаемая величина должна быть определена для индивидуального актива;
- в случае невозможности определения возмещаемой величины для индивидуального актива, предприятию следует определить возмещаемую величину для ЕГДП.

В нефтегазовой отрасли обесценение индивидуально-го актива встречается крайне редко. Как правило, активы достаточно тесно связаны друг с другом в рамках одного месторождения. Также многие специалисты полагают, что место затрат, используемое для капитализации расходов и расчета амортизации следует также использовать в качестве ЕГДП. Подобная позиция отражена в британском стандарте SORP 2001 [9]. SORP также рекомендует использовать в качестве ЕГДП месторождение для расчета ценности использования актива. На данный момент Комитет по МСФО не выработал определенной точки зрения по данному вопросу.

Особенности учета ценности использования

Согласно МСФО (IAS) 36 [7, п. 35] прогнозные бюджеты при определении ценности использования не должны быть более пяти лет. Однако большинство минеральных ресурсов чаще всего извлекаются дольше, чем пять лет. Следовательно, по нашему мнению, если данные потоки денежных средств рассматриваются как надежные, то их прогнозные оценки могут базироваться на более длительных бюджетных периодах.

Также возникает вопрос в отношении определения цен для расчета прогнозных бюджетов. В связи с достаточно большим сроком полезного использования активов нефтегазовой отрасли и волатильности цен на энергоносители, некоторые специалисты полагают, что при расчете бюджетов необходимо использовать цены и расходы текущего периода. Специалисты, выступающие против использования текущих цен для расчетов бюджетов, полагают, что текущие цены не могут быть использованы, так как это противоречит МСФО (IAS) 36.

Согласно п. 55 МСФО (IAS) 36, в качестве ставки дисконтирования должна использоваться ставка до налогообложения. Однако описания, каким образом рассчитывается данная ставка, МСФО (IAS) 36 не содержит. В общем понимании ставка до налогообложения означает ставку до расчета налога на прибыль. Однако в нефтегазовой отрасли достаточно часто платится налог на добычу полезных ископаемых, который в некоторых странах имеет схожий механизм расчета с налогом на прибыль. Данный вопрос учета на данный момент не урегулирован ни Комитетом МСФО, ни отраслевыми стандартами. Следовательно, по мнению авторов, более правильным будет подход вклю-

чения налога на добычу полезного ископаемого в расходы до налогообложения.

Особенности учета возмещаемой стоимости

Как было отмечено выше, возмещаемая стоимость в соответствии с МСФО (IAS) 36 представляет собой наибольшую из двух величин: ценности использования актива и справедливой стоимости актива за вычетом затрат на его продажу. Справедливая стоимость за вычетом затрат на продажу – это сумма, которую можно получить в результате продажи актива в независимой сделке между хорошо осведомленными, не зависящими друг от друга сторонами, желающими совершить такую сделку, минус затраты на отчуждение. Компании нефтегазовой отрасли достаточно часто сталкиваются с проблемой определения справедливой стоимости актива, так как рынок, на котором действуют нефтегазовые компании, часто не является свободным. Следовательно, компании нефтегазового сектора сначала будут определять ценность использования актива, так как легче получить исходную информацию, используемую для проведения такой оценки.

Учет капитализированных затрат, связанных с недоказанными запасами полезных ископаемых

Как было указано выше, международный стандарт МСФО (IAS) 36 применяется и к капитализированным затратам, связанным с недоказанными запасами полезных ископаемых. Однако применение стандарта к данному виду активов вызывает много сложностей.

В случае, если затраты на поиск, разведку, оценку либо разработку признаны в качестве активов, данные активы являются предметом теста на обесценения в соответствии с МСФО (IAS) 36. Однако, несмотря на то, что текущая стоимость данных активов определена, возникают определенные сложности с определением возмещаемой стоимости. У подобных активов возникают схожие проблемы, как у нефтегазовых активов, связанных с промышленными запасами. Кроме того, достаточно проблематично определить будущие денежные потоки от использования данных активов. В связи с этим некоторые специалисты считают, что более правильным было бы отнести эти расходы на расходы будущих периодов до момента нахождения промышленных запасов.

В соответствии с практикой ведения учета компаниями данные активы являются предметами теста на обесценение, также в странах с отраслевыми стандартами для нефтегазовых компаний подобный способ учета часто является обязательным. Например, в соответствии с SFAS 19 подобные активы следует периодически оценивать для определения необходимости их обесценения. Снижение стоимости таких активов происходит, когда появляются указания на то, что капитализированные затраты на их содержания окажутся выше, чем будущие экономические выгоды.

В SFAS 19 предлагается два альтернативных подхода к оценке снижения стоимости участка с недоказанными запасами в зависимости от того, значительна или незначительна сумма капитализированных затрат. В стандарте четко не определено понятие значительности затрат, в связи с этим предприятие может самостоятельно определить данный критерий.

Все активы с недоказанными запасами, где затраты на приобретение прав были значительны, следует

оценивать индивидуально, чтобы определить происходит ли обесценение.

Признавая невозможность индивидуальной оценки снижения стоимости каждого отдельного актива, затраты на приобретение которых значительны, FASB позволяет определять этот показатель на групповой основе, то есть по всей совокупности. Этот процесс иногда называют амортизацией участков с недоказанными запасами [8, с. 104]. Для выбора наиболее подходящих принципов группировки отдельно незначительных затрат компании должны опираться на свой опыт, оценивать местоположение территорий и их особенности. Принципами группировки могут быть следующие:

- принадлежность одной стране;
- единая геологическая структура;
- приобретение прав.

Особенности учета резервов

Одной из главных особенностей учета нефтегазовых компаний, в отличие от других отраслей, является формирование резерва на проведение работ по восстановлению площадки (участка) и по выводу активов из эксплуатации. Необходимость создания резерва объясняется тем, что законодательство многих нефтедобывающих стран с целью сохранения экологии закрепляет обязательное проведение работ по восстановлению участка. В связи с этим у многих предприятий в добывающих отраслях возникает обязательство по восстановлению площадки (участка) и по выводу активов из эксплуатации в результате осуществления деятельности по разведке и оценке, так и в процессе производственной деятельности (добычи).

Для учета затрат по выполнению обязательств на ликвидацию (перемещение) актива и на восстановление площадки (участка), возникших в результате осуществления деятельности по разведке и оценке запасов минеральных ресурсов, предприятия применяют МСФО (IAS) 37. МСФО (IAS) 37 как не предлагает, так и не запрещает капитализацию расходов, формирующие данный резерв в стоимости активов. Существует четыре основных варианта учета резервов:

- капитализация в стоимости актива;
- отражение расходов как расходов будущих периодов;
- отражение резерва как отдельного актива;
- отражение затрат на резерв в качестве расходов в периоде возникновения.

Комитет по МСФО придерживается точки зрения, в рамках которой более правильным вариантом является капитализация расходов в стоимости актива.

Также одним из спорных вопросов является методика расчета резервов. В соответствии с МСФО (IAS) 37 резерв по будущим расходам должен быть определен как наилучшая оценка расходов, необходимых для покрытия будущих расходов на конец отчетной даты. Подобная оценка в соответствии с МСФО должна содержать риски и неопределенности [6, п. 42-22]. В соответствии с п. 45 МСФО (IAS) 37 для расчета резерва необходимо использовать ставку дисконтирования до налогообложения, которая должна отражать ценовые колебания во времени и возможные риски. Однако процесс формирования резерва может быть достаточно продолжительным, экономическая ситуация в течение данного периода может изменяться, следовательно, ставка дисконтирования, по мнению некоторых экспертов, также должна пересчитываться с течением времени. Однако Комитет по МСФО на данный момент

не выработал конкретную точку зрения по данному вопросу [6, с. 171].

Особенности определения запасов

Помимо обычных методов бухгалтерского учета важную часть финансовой отчетности компании составляет раскрытие информации о запасах. Кроме того, информация о запасах необходима компаниям для следующих целей:

- запасы вне зависимости от того, отражены они на балансе как активы или нет, показывают будущие денежные притоки, следовательно, запасы являются одним из основных показателей для оценки будущих денежных потоков;
- изменения в запасах также могут служить индикатором оценки деятельности предприятия;
- величина запасов используется для расчета амортизации;
- резкое сокращение резервов может служить индикатором к проведению обесценения активов;
- информация о запасах может помочь распределить выручку и затраты в договорах совместной деятельности и совместного освоения и т.д. [13, с. 42].

В мировой практике существуют два основных подхода к методологии оценки запасов месторождения, которыми пользуются инженеры и геологи, и оба они подразумевают наличие неопределенности. Эти два подхода – детерминистский и вероятностный. Методология оценки запасов считается детерминистской, когда единственная наиболее точная оценка объема запасов вычисляется на основании известной геологической, технической и экономической информации. Вероятностная методология базируется на построении серии оценок и вероятности их реализации на базе тех же имеющихся данных. Стоит отметить, что оба подхода в той или иной мере приняты бухгалтерскими сообществами по всему миру. Запасы, оцененные детерминистским способом, включают доказанные запасы и две их подкатегории – разработанные (освоенные) и неразработанные. Соответственно, запасы, согласно вероятностным методам, делятся на доказанные, вероятностные и оценочные.

Стоит отметить, что как американские, так и британские ГААП содержат определения запасов, которые подлежат использованию и раскрытию. Стандарты США разрешают использовать только доказанные запасы (разработанные и неразработанные). Доказанные запасы – это те количества нефти или газа, которые по детерминистской оценке экономически выгодно добывать из известных резервуаров в текущих экономических условиях. Согласно ГААП Великобритании, компания должна использовать в учете запасы промышленного значения, включающие как доказанные, так и вероятностные запасы.

Согласно SORP 2001, промышленные запасы, как они определены в п. 12, могут по усмотрению и выбору компании быть:

- доказанными и вероятными нефтегазовыми запасами;
- доказанными разработанными и неразработанными нефтегазовыми запасами [9].

В соответствии с SORP 2001 вне зависимости от того, какая категория запасов была избрана компанией, ее следует неукоснительно придерживаться при учете всех видов деятельности, относящихся к разведке, освоению и добыче.

Таким образом, в ГААП Великобритании используются сразу два подхода к оценке запасов, в то время как в соответствии с ГААП США используется только детерминистский подход.

В своем отчете Комитет по МСФО упоминает совместный проект Мирового нефтяного конгресса (World petroleum congress, WPC) и Сообщества инженеров нефтяников (Society of petroleum engineers, SPE), в котором упоминаются как доказанные, так и вероятностные запасы, следовательно, компания может использовать оба способа отражения запасов, указанных выше. Однако в более поздних сессиях упор делается на определения запасов в соответствии с классификацией SPE [13].

2. ОСОБЕННОСТИ БУХГАЛТЕРСКОГО УЧЕТА ПРИМЕНИТЕЛЬНО К КАЖДОЙ СТАДИИ АПСТРИМА

Нефтегазовый апстрим обычно состоит из следующих стадий:

- долицензионное ведение разведочных работ;
- приобретение права на разработку полезных ископаемых и заключение контрактов;
- поисково-оценочные работы;
- оценка запасов и затрат на их освоение;
- разработка месторождений;
- добыча углеводородов;
- закрытие промысла.

Первые пять стадий условно можно назвать подготовительными, а две последние – эксплуатационными, однако в процессе разработки объемы извлекаемых углеводородов часто достигают значительного уровня.

1. Долицензионное ведение работ обычно включает геологическую оценку относительно больших территорий до приобретения права на разработку полезных ископаемых. Долицензионные разведочные работы ведутся в разных направлениях, носят общий, приблизительный характер и не всегда включаются в основной проект.
2. Приобретение права на разработку полезных ископаемых и заключение контрактов. Приобретение права на разработку и добычу полезных ископаемых включает в себя оформление официального права на разведку, освоение и эксплуатацию нефтегазового месторождения на конкретной территории у владельцев прав на данный участок. Данное право оформляется на основе следующих контрактов:
 - аренды;
 - концессии;
 - соглашение о разделе продукции (СРП);
 - сервисный контракт с риском.
3. Поисково-оценочные работы (разведка). Разведка представляет собой тщательное исследование участка недр, в отношении которых приобретена лицензия. Наиболее типичные из них – топографическое, геологическое, геохимическое и геофизическое исследования и разведочное бурение.
4. Оценка запасов и затрат на их освоение. На данной стадии происходит подтверждение наличия запасов и оценка их объема на основании предыдущих геолого-геофизических исследований и разведочного бурения. После обнаружения в одной или нескольких разведочных скважин нефти обычно бурят дополнительные оценочные скважины.
5. Разработка месторождения. На данной стадии компания предпринимает шаги для достижения промышленного уровня добычи, а именно, бурит дополнительные скважины, сооружает платформы и газоперерабатывающие заводы и т.д.
6. Добыча углеводородов. Стадия эксплуатации (добыча сырья) включает извлечение нефти и газа из подземного резервуара, их обработку для приведения к торговым и транспортным стандартам. После того как нефть и газ покидают пределы месторождения, стадия добычи считается законченной.
7. Закрытие промысла. По завершении продуктивного этапа жизненного цикла нефтегазового месторождения участок обычно восстанавливают до исходного состояния. Соот-

ветственно, данная стадия включает цементирование (глушение) и ликвидацию скважины, демонтаж и вывоз оборудования и других установок, восстановление (рекультивация) территории и закрытие промысла.

Теоретически различные стадии апстрима идут последовательно и легко идентифицируются. Однако в реальности это практически никогда не происходит. Обычно стадии накладываются друг на друга, происходят одновременно или даже в другом порядке. Однако в данной статье мы будем исходить из предположения, что все стадии апстрима совершаются последовательно.

Учет затрат на долицизионный поиск углеводородов методом результативных затрат

На данном этапе решение о капитализации в данном случае принимать компании достаточно трудно в связи со следующим:

- затраты достаточно значительны;
- затраты впоследствии должны привести к обнаружению новых запасов сырья;
- затраты осуществляются с особо высоким уровнем неопределенности.

В МСФО не рассматриваются вопросы признания и последующей оценки затрат на предразведочную деятельность. Поэтому способы учета подобных затрат должны быть закреплены в учетной политике в соответствии со стандартом МСФО (IAS) 8 [4]. Следовательно, компания, составляющая отчетность по стандартам МСФО может руководствоваться в учете долицизионных затрат отраслевыми стандартами, разработанными в США, Великобритании либо местными стандартами.

Американская и британская практики различаются в основном характером учета затрат на долицизионный поиск и разведку без бурения.

В соответствии с американской версией метода результативных затрат, затраты на геолого-геофизические исследования должны списываться по мере их возникновения. При этом не имеет значения, проводились ли эти работы до получения лицензии либо после нее. Затраты на геолого-геофизические работы необязательно распределять по полученным лицензиям. Однако иногда компании распределяют полученные расходы по лицензиям. Тем не менее вне зависимости, распределяются данные затраты или нет, в соответствии с американскими стандартами данные расходы должны списываться в момент возникновения.

Британские стандарты предписывают компаниям, использующим метод результативных затрат, вначале отнести на расходы будущих периодов все затраты на геолого-геофизические работы все зависимости от того, понесены они входе долицизионного этапа или нет. Затраты связанные со стадиями долицизионного поиска и разведки без бурения, которые не могут быть привязаны к конкретной геологической структуре к концу года, необходимо списывать на тот период, когда они были понесены. Те затраты, которые оказались возможным ассоциировать с конкретной геологической структурой, следует капитализировать в конце года.

Центры затрат на общую разведку следует создавать для капитализации расходов, относящихся к долицизионному поиску и разведке. Такие центры являются временными и относятся к крупным географическим регионам. Данные центры предполагается использовать для накопления затрат до их списания или перераспределения в связи с обнаружением промышленных запасов

сырья. Таким образом и британские, и американские стандарты указывают на тот факт, что затраты на предразведочную деятельность стоит списывать на расходы.

Стоит отметить, что в МСФО (IFRS) 6 не рассматриваются вопросы признания или последующей оценки затрат на предразведочную деятельность. Соответственно, руководство компании должно принимать профессиональное суждение в вопросах учета данного вида затрат. Стандарты МСФО (IAS) 16 и 38 не распространяются на особенности учета минеральных ресурсов, однако в документе «Основы для заключений», сопровождающем МСФО (IFRS) 6, отмечается, что соответствующая политика учета данных затрат может быть разработана исходя из требований действующих МСФО определений активов и расходов в Концепции МСФО, а также общих принципов признания активов, приведенных в МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 38.

Согласно Концепции МСФО, актив признается в бухгалтерском балансе, если «существует вероятность поступления на предприятие будущих экономических выгод, и данный актив имеет фактическую стоимость или ценность, которую можно с надежностью определить».

В отчете Комитета по МСФО указывается, что затраты на предразведывательную деятельность не могут быть отнесены к каким-либо конкретным запасам минеральных ресурсов, поскольку в целом минеральные ресурсы являются гипотетическими по своей сути. В отчете Комитет прямо высказал мнение, что расходы, произведенные до получения лицензии, должны быть списаны в отчет о прибылях и убытках в периоде возникновения, что не противоречит ни британским, ни американским стандартам [9, с. 115].

Учет вспомогательного оборудования при долицизионной деятельности. Согласно требованиям МСФО объекты основных средств должны признаваться как активы, даже если они будут использоваться в процессе осуществления предразведывательной деятельности. В данном вопросе МСФО не противоречит стандартам ГААП США, согласно которому затраты на приобретение вспомогательного оборудования следует капитализировать [8, с. 90].

Затраты на деятельность по разведке и оценке

Стоит отметить, что стандарт МСФО (IFRS) 6, регламентирующий учет нефтегазовых компаний, охватывает только затраты, понесенные в периоде разведки и оценки. Следовательно, компаниям, решившим переходить на МСФО, которые ранее использовали ГААП США и Великобритании, придется внести изменения в учет. Однако стандарт МСФО содержит большое количество спорных моментов, которые должны быть решены на основании профессионального суждения компании и отраслевой практики. Иными словами, ГААП США и Великобритании может дополнять МСФО. Таким образом, в данном разделе автором также будет рассмотрены особенности учета ГААП США, Великобритании применительно к МСФО.

В пояснениях к МСФО (IFRS) 6 дается определение разведки и оценки полезных ископаемых, которое определяется как «поиск минеральных ресурсов, включая минералы, нефть, природный газ и аналогичные невозобновляемые ресурсы после приобретения компанией юридических прав на проведение разведки в данном районе, а также определение технической

осуществимости проекта и рентабельности извлечения минеральных ресурсов» [5, с. 9].

В соответствии с МСФО компания должна сама принимать решение, какие затраты на разработку и оценку следует капитализировать в стоимость активов либо списывать на расходы [12, с. 7]. Данное решение следует закрепить в учетной политике. Руководство в принятии данного решения должно опираться на свое профессиональное суждение. Выбранная учетная политика, по мнению стандарта, должна отражать степень привязанности данного вида затрат на разведку и оценку к конкретным минеральным ресурсам [12, р. 9]. В п. 9 стандарта также приводятся примеры затрат, которые могут быть капитализированы в стоимости активов:

- расходы на приобретение лицензии;
- топографические, геологические, геохимические и геофизические исследования;
- разведочное бурение;
- прокладка траншей;
- отбор образцов;
- осуществление деятельности, связанной с оценкой технической осуществимости и коммерческой целесообразности добычи минеральных ресурсов.

В документе Basis for conclusions КМСФО дано некоторые разъяснения по вопросу включения вышеперечисленных затрат в расходы либо их капитализации. [13]. В соответствии с данным документом виды затрат из приведенного выше перечня могут, но не обязательно будут рассматриваться как затраты на расходы по разведке и оценке, отвечающие условиям капитализации. Приведенный перечень не является исчерпывающим, и предприятие может идентифицировать другие затраты на разведку и оценку, отвечающие критериям капитализации, в качестве активов.

Выбранная учетная политика по каждому виду затрат на разведку и оценку, предусматривающая капитализацию либо отнесение на затраты, должна применяться последовательно от одного отчетного периода к другому, а также в отношении сходных статей затрат и видов деятельности [10, с. 9].

Стоит отметить, что принципы учета затрат на разведку и оценку как по стандартам США, так и по стандарту Великобритании соответствуют формулировке, заявленной в МСФО (IFRS) 6. Следовательно, компания может выбрать учет данных расходов по одному из данных стандартов.

Учет затрат на получение лицензии

Право на разведку, разработку и добычу нефти и газа обычно получают путем заключения договора с владельцем прав на недра.

В соответствии с ГААП США и Великобритании затраты на приобретение лицензий должны капитализироваться по мере возникновения.

В соответствии с МСФО (IFRS) 6, в соответствии с принятой учетной политикой затраты на приобретение лицензии можно признавать в качестве актива [5, р. 12]. Однако стандарт не регламентирует, какие именно затраты относят к затратам на приобретение лицензии. В отчете Комитета МСФО расходы на приобретение лицензии подразделяются на два основных типа:

- прямые;
- косвенные.

Любые денежные средства, выплаченные владельцу полезных ископаемых, относятся к прямым расходам. В соответствии с мнением Комитета МСФО, данные рас-

ходы должны капитализироваться в стоимости актива (лицензии), так как это не противоречит МСФО (IAS) 16. Одним примером прямых расходов является уплата бонусов в рамках покупки лицензии. Одними из часто встречающихся сопутствующих приобретению лицензии затрат являются стартовый и промысловый бонусы. В результате переговорного процесса обычно выплачивается подписной бонус, а платежи по другим бонусам переносятся на более поздние сроки. Стартовый бонус, как правило, выплачивается в случае нахождения промышленных запасов нефти. Один из вопросов учета, часто возникающий при выплате бонусов за освоение, – каким образом следует капитализировать данный вид затрат (как затраты на приобретение собственности либо как затраты на освоение участка). Определение правильного способа из отражения в бухгалтерской отчетности требует внимательного анализа условий договора. Если платеж представляет собой отложенный подписной бонус, то самым подходящим вариантом, по мнению авторов статьи, будет капитализировать сумму бонуса как затраты на приобретение лицензии. Поскольку стартовый бонус выплачивается в момент нахождения промышленных запасов нефти, его необходимо отражать как затраты на освоение природных ресурсов.

В процессе оценки и ведения переговоров перед приобретением лицензии участвует достаточно большое количество работников разных специальностей: юристы, экономисты, геологи, инженеры, прочие. Данные расходы, по мнению Комитета МСФО, относятся к косвенным. Несмотря на то что стандарты США и Великобритании не регламентируют процедуры бухгалтерского учета подобных затрат, теоретически все внутренние и накладные расходы, относящиеся к получению права на разработку территории с недоказанными запасами сырья, в том числе к жалованию сотрудников, вовлеченных в оценку контракта и процесс переговоров, должны капитализироваться. Комитет по МСФО также придерживается точки зрения, что косвенные расходы на приобретение лицензии также стоит капитализировать [9, с. 119].

Разведочное бурение

Следующим шагом после получения лицензии и проведения предварительного обследования обычно является бурение разведочных скважин. По американским стандартам метода результативных затрат, между затратами на разведку без бурения и затратами на разведочное бурение делается различие: первый вид затрат обычно относится на расходы, а второй, в соответствии с ГААП США, обычно капитализируется.

Согласно SFAS 19, затраты на бурение разведочных скважин и стратиграфических скважин разведочного типа должны капитализироваться как часть себестоимости незаконченных скважин, оборудования и сооружений вплоть до обнаружения промышленных запасов [5, с. 31-34]. В то же время это положение не регламентирует учет затрат на оценочные скважины. Данное упущение можно трактовать с той точки зрения, что оценочные скважины незначительно отличаются от разведочных, следовательно, они могут учитываться как разведочные. Также следует учитывать, что в США очень развитая информационная структура. В связи с этим часто компании начинают разработку без оценки [13, с. 124-25].

В отличие от американского стандарта, британский SORP 2001 устанавливает порядок учета затрат на

поисковые скважины. По британскому варианту метода результативных затрат, расходы на бурение разведочной и оценочной скважин, а также другие затраты на оценку должны накапливаться на счете основных средств для каждой скважины в ожидании результатов оценки. В случае отсутствия промышленных запасов по результатам разведки и оценки данные затраты списываются после окончания строительства скважины. В случае когда наличие углеводородов подтверждено и компания пытается понять перспективность их рентабельного значения, затраты, связанные со всеми безрезультатными оценочными скважинами, могут оставаться капитализированными до тех пор, пока планируется дальнейшая оценка сделанного открытия.

Классификация активов на этапе разведки и оценки

В соответствии с ГААП США компания обязана разделять затраты на затраты на нематериальные активы и затраты на оборудование. Данное разделение обязательно в связи с особенностями налогового законодательства США. Стандарт SORP 2001 не содержит подобных указаний. Однако МСФО (IFRS) 6 требует, чтобы предприятие разделяло активы на этапе разведки и оценки на основные средства и нематериальные активы, исходя из характера соответствующего актива.

Многие идентифицируемые активы на этапе разведки и оценки явно будут относиться к категории основных средств (например, транспортные средства, буровые установки), а другие будут явно нематериальными активами (например, лицензия на право осуществления разведочных работ). Скорее всего, также будут присутствовать прочие активы (например, затраты, понесенные в процессе строительства разведочных скважин или шахт).

При определении того, является ли актив по своему характеру основным средством или нематериальным активом, необходимо понимать цель создания актива – создание объекта, имеющего физическую форму (материальный актив) и подлежащего самостоятельному использованию либо на создание не имеющего материальной формы знания о том, где в конечном итоге следует строить какой-либо материальный актив. Например, скважина, которая будет использоваться для добычи минеральных ресурсов, может представлять собой материальный актив (объект основных средств). Однако разведочная скважина может в итоге привести только к получению знания (информации).

Исходя из классификации активов по разведке и добыче в качестве основных средств или нематериальных активов, предприятие выбирает учетную политику как в части оценки этих активов после их признания, так и в части раскрытия соответствующей информации [6, с. 16-17].

Стоит отметить, что принятый компанией порядок классификации активов в соответствии с МСФО должен применяться последовательно.

Признание активов по разведке и оценке

В случаях, когда предприятие решает капитализировать затраты на разведку и оценку в качестве актива, данный актив должен первоначально оцениваться по фактической стоимости (п. 8 МСФО 6). После первоначального признания активы по разведке и оценке оцениваются предприятием с применением соответст-

венно модели фактической стоимости или модели переоцененной стоимости.

В соответствии с моделью фактической стоимости материальные активы по разведке и оценке (и нематериальные активы по разведке и оценке с конечным сроком полезного использования) амортизируются на протяжении срока их полезного использования. Амортизируемая величина материального актива по разведке и оценке (или нематериального актива по разведке и оценке с конечным сроком полезного использования) представляет собой его фактическую стоимость, уменьшенную на сумму его остаточной стоимости. Остаточная стоимость материального актива по разведке и оценке представляет собой сумму, которую предприятие смогло бы выручить за данный актив (по состоянию на отчетную дату), если бы он был в том состоянии, в котором он будет в момент ожидаемого выбытия (продажи).

Нематериальные активы по разведке и оценке с неопределенным сроком полезного использования не амортизируются. Однако в силу особенности отрасли случаи, когда нематериальный актив по разведке и оценке оценивается как имеющий неопределенный срок полезного использования, крайне редки.

Начисление амортизации по материальному или нематериальному активу начинается в момент его готовности к эксплуатации. Некоторые идентифицируемые активы по разведке и оценке (например, лицензия на осуществление разведочных работ, транспортное средство или буровая установка) могут быть готовы к немедленному использованию. Другие активы по разведке и оценке могут не быть готовы к эксплуатации до определенной даты в будущем, например, до начала добычи запасов минеральных ресурсов.

Если предприятие решает применять модель оценки по переоцененной стоимости, то эта модель должна соответствующим образом применяться к активам по разведке и оценке, классифицированным в качестве материальных или нематериальных активов. Таким образом, материальные активы по разведке и оценке будут переоцениваться, согласно требованиям МСФО (IAS) 16, а нематериальные активы по разведке и оценке – согласно требованиям МСФО (IAS) 38.

Однако данная модель учета практически не используется компаниями нефтегазового сектора в связи со следующим:

- в соответствии с требованиями МСФО (IAS) 38 переоценка нематериальных активов возможна только в случае наличия активного рынка с однородными сделками, открытой информацией, постоянным наличием покупателей либо продавцов. В нефтегазовой отрасли все три критерия невыполнимы;
- в соответствии с МСФО (IAS) 16 материальные активы можно переоценивать в случае наличия справедливой стоимости. Однако при определении справедливой стоимости материальных активов по разведке и оценке возможны трудности. Например, могут отсутствовать свидетельства рыночной стоимости данных активов, поскольку они, как правило, несут узкоспециализированный характер и обычно не продаются, за исключением их продажи в составе действующего бизнеса или когда инженерная конструкция оборудования специально адаптирована для скважины с какими-либо особенными характеристиками. МСФО (IAS) 6 также устанавливает, что при отсутствии фактических рыночных данных, подтверждающих справедливую стоимость актива, для определения его справедливой стоимости можно использовать амортизированную стоимость замещения или доходность объекта. Поскольку доход (потоки денежных средств), который может генерировать в будущем актив по

разведке и оценке, носит крайне неопределенный характер, то, по мнению авторов статьи, подход на основе доходности объекта не сможет обеспечить надежную оценку справедливой стоимости материального актива по разведке и оценке. В силу сложностей с определением справедливой стоимости активов по разведке и оценке, отнесенных к категории основных средств, авторы полагают, что переоценка данных активов проводится очень редко.

Особенности учета на этапе разработки

После принятия решения о том, что запасы промышленного значения существуют, и месторождения заслуживает разработки, начинается процесс освоения (разработки). Освоение необходимо для того, чтобы обеспечить доступ к углеводородным запасам и приступить к добыче. Стоит отметить, что между терминологией, принятой в МСФО, и терминологией, принятой в отраслевой практике, существуют различия в отношении термина «разработка».

В МСФО (IFRS) 6 не приводится определение деятельности по разработке или затрат на разработку. В МСФО (IAS) 38 понятие (бухгалтерская) разработка определяется в контексте исследований и разработок как «применение результатов исследований либо иных знаний при планировании или проектировании производства новых или существенно усовершенствованных материалов, изделий, продуктов, процессов, систем или услуг до начала коммерческого производства или использования». Примерами затрат на (бухгалтерскую) разработку являются затраты, относящиеся к проектированию, строительству и эксплуатации опытной (экспериментальной) установки, масштабы производства которой таковы, что запуск коммерческого производства на ней не является экономически оправданным [3, п. 44].

В контексте же отраслевой практики разработка – это этап деятельности, когда идентифицированный запас минеральных ресурсов подготавливается к промышленному производству (например, работа по строительству путей сообщения (доступа) к месторождению минерального ресурса). С точки зрения авторов, такого рода деятельность по разработке больше похожа на деятельность по строительству актива, который будет использоваться в коммерческом производстве, чем на затраты, понесенные в рамках деятельности по (бухгалтерской) разработке.

В МСФО (IFRS) 6 подразумевается, что деятельность по разработке, к которой данный стандарт не применяется, начинается тогда, когда становятся очевидными техническая осуществимость и коммерческая целесообразность добычи минеральных ресурсов.

В добывающих отраслях после определения технической осуществимости и коммерческой целесообразности добычи минеральных ресурсов предприятие, как правило, сразу переходит к деятельности по разработке (т.е. этапу строительства), и поэтому не может впоследствии нести затраты, которые могли бы рассматриваться как затраты на (бухгалтерскую) разработку.

МСФО (IFRS) 6 не дает указаний по определению момента, когда техническая осуществимость и коммерческая целесообразность добычи минеральных ресурсов становятся очевидными, следовательно, компаниям необходимо выработать собственную учетную политику на основе профессионального суждения, которую будет возможно последовательно применять. Таким образом компания может обращаться к системам учета и финансовой отчетности других стран, а

также к отраслевой практике учета, при условии, что принимаемая на их основе политика будет соответствовать положениям Концепции МСФО.

Некоторые специалисты полагают, что при определении технической осуществимости и коммерческой целесообразности добычи минеральных ресурсов существенным фактором станет существование разведанных и вероятных запасов.

Капитализация затрат в рамках разработки

В США капитализации подлежат все затраты, связанные с освоением месторождения, которые SFAS 19 определяет как затраты, понесенные при осуществлении доступа к участкам недр с доказанными запасами и обеспечении оборудования и сооружений для извлечения, обработки, сбора и хранения нефти и газа. Согласно SFAS 19, как только нефтегазовый актив определен, затраты, связанные с его бурением и другими действиями, связанными с подготовкой к добыче, должны быть капитализированы независимо от того, были ли та или иная скважина либо то или иное действие успешными или безрезультатными. Британские стандарты учета также придерживаются мнения, что затраты на разработку должны капитализироваться вне зависимости были ли данные работы успешными либо нет. Как было указано выше, МСФО (IFRS) 6 не раскрывает особенности учета данного этапа нефтяного промысла, однако в своем отчете Комитет МСФО высказал четкую позицию, что все расходы вне зависимости от успешности работ также должны капитализироваться.

Однако, несмотря на то, что этап разработки не подпадает под сферу действия МСФО (IFRS) 6, данный стандарт содержит положение об обязательной реклассификации активов по разведке и оценке после установления технической осуществимости и коммерческой целесообразности добычи минеральных ресурсов [5, п. 10].

Согласно требованиям МСФО (IFRS) 6, в случаях, когда деятельность по разведке и оценке на какой-либо территории прекращается, предприятие должно:

- прекратить капитализацию затрат по разведке и оценке на данной территории;
- провести проверку признанных активов по разведке и оценке на предмет обесценения;
- прекратить признание любых необесценившихся активов по разведке и оценке (материальных и нематериальных активов) в качестве активов по разведке и оценке.

Американские и британские стандарты также содержат требования по переклассификации активов, однако они звучат менее формализовано. В частности, согласно SFAS 19, полные расходы на подготовку месторождения к добыче капитализируют как часть затрат компании на скважины и относящиеся к ним сооружения и оборудование. В соответствии с английским стандартом после завершения разведочных и оценочных работ в том случае, если обнаружены запасы промышленного значения, чистые капитализированные затраты, понесенные в процессе открытия и подтверждения месторождения, должны быть перенесены в единый центр затрат (промысел). Все последующие затраты должны также капитализироваться в данном центре.

Капитализация затрат на оборудование и сооружение

Вспомогательное оборудование и сооружения часто используют для обеспечения разнообразных опера-

ций, в том числе поисково-разведочных работ, освоения и добычи. Следовательно, спорным является вопрос стоит ли списывать амортизацию и операционные расходы по данным объектам на затраты либо их необходимо классифицировать по категориям затрат на поиск, оценку и разведку. В соответствии со стандартами учета США и Великобритании часть расходов необходимо капитализировать. Согласно отчету Комитета МСФО, данные амортизацию и операционные затраты необходимо распределять на расходы по периодам, в рамках которых данные основные средства были задействованы [9, с. 127].

Затраты на добычу

Затраты на добычу – это расходы понесенные на стадии извлечения углеводородов из недр. Как правило, в данную группу входят затраты на подъем нефти и газа на поверхность, на первичную обработку сырья на промыслах, его транспортировку, накопление и хранение. В ГААП США затраты на добычу определяются как «затраты на эксплуатацию скважин предприятия, а также оборудования и сооружений, включая амортизацию и расходы по эксплуатации вспомогательного оборудования и сооружений» [8, п. 26].

Стоит отметить, что определение и бухгалтерский учет затрат на добычу производят одинаково при использовании как метода результативных затрат, так и метода полных затрат. С точки зрения ГААП США и Великобритании, данные процессы тождественны. Однако в МСФО вопрос учета расходов на добычу пока не затронут не в одном стандарте. Таким образом, предприятия могут использовать отраслевую практику.

В отношении базовой проблемы учета – капитализировать или списывать производственные затраты – в мире наблюдается большее согласие, чем практически по любому другому вопросу.

Амортизация

Как американские, так и британские стандарты учета в нефтегазовой отрасли содержат конкретные положения, касающиеся амортизации активов, так или иначе связанных с нефтегазодобывающей отраслью. В большинстве аспектов средства учета в обеих учетных системах идентичны.

Применительно к нефтегазовой отрасли существует два основных способа расчета амортизации: линейный метод и метод списания по единице продукции.

В отчете Комитета МСФО вопросы относительно использования амортизации для нефтегазовых предприятий сгруппированы по сроку полезного использования основных средств и их отделимости от месторождения.

1. Актив не может быть отделен от месторождения:
 - срок полезного использования короче, чем срок использования ресурсов полезных ископаемых;
 - срок полезного использования одинаков либо больше, чем срок использования ресурсов полезных ископаемых.
2. Актив отделен от месторождения, но предполагается, что он будет использоваться в течение срока полезного использования месторождения
 - срок полезного использования короче, чем срок использования ресурсов полезных ископаемых;
 - срок полезного использования одинаков либо больше, чем срок использования ресурсов полезных ископаемых.
3. Актив отделен от месторождения и, предполагается, что он будет использоваться на двух или более месторождениях:

- срок полезного использования короче, чем срок использования ресурсов полезных ископаемых;
- срок полезного использования одинаков либо больше, чем срок использования полезных ископаемых.

Некоторые экономисты предпочитают использовать линейный способ начисления амортизации для всех капитализированных расходов, в особенности на предприятиях, где добыча нефти достаточно стабильна. Главным плюсом линейного метода является его простота. Однако противники данного метода считают, что в связи с тем, что добыча нефти варьируется от года к году, линейный метод не дает соотношения доходов с расходами.

Также многие экономисты считают, что использование линейного метода начисления амортизации для расходов, напрямую относящихся к минеральным ресурсам, некорректно, даже если срок полезного использования данных основных средств менее срока использования резервов. Однако другие специалисты склоняются к точке зрения, что основные средства с меньшим сроком полезного использования следует амортизировать линейным методом, так как метод списания по единице продукции в данном случае достаточно сложен для исполнения. По мнению Комитета по МСФО, активы с меньшим сроком полезного использования следует амортизировать линейным способом [9, с. 143].

Существуют некоторые активы, чей срок полезного использования более, чем срок использования ресурсов полезных ископаемых, например водные платформы либо здания. Как правило, больший срок полезного использования данных средств связан с тем, что по окончании промысла на одном месторождении они могут быть извлечены и использованы для добычи на другом месторождении. Специалисты в отношении данных активов склоняются к использованию линейного метода начисления амортизации.

Некоторые активы могут быть использованы для добычи сразу двух либо более месторождений. Часто подобные активы называют вспомогательным оборудованием и сооружениями. В случае, если компания использует метод списания по единице продукции, амортизация должна распределяться по центрам затрат. Некоторые специалисты предпочитают использовать линейный метод начисления амортизации в данном случае. Согласно SFAS 19, в случае, если оборудование и сооружения обслуживают нефтегазовые операции, все связанные с ними операционные расходы и амортизация переклассифицируются в затраты на разведку, освоение и добычу. Если же оборудование используется в разных целях, ассоциированные с ними операционные расходы и амортизацию рекомендуется аллоцировать на конкретные виды деятельности, например, по объему добычи или по затратам времени. Комитет МСФО в своем отчете отмечает, что активы, используемые для двух либо более центров затрат следует амортизировать линейным методом [9, с. 143].

В связи с тем, что метод списания по единице продукции является применимым только для нефтегазовой отрасли, в дальнейшем в рамках данной статьи будут рассматриваться вопросы учета в отношении данного метода расчета амортизации.

Способы расчета по единице продукции

Основополагающий принцип метода списания по единице продукции состоит в том, что капитализированные расходы привязываются к определенному центру за-

трат для нахождения промышленных запасов полезных ископаемых. Плюсом данного метода является тот факт, что объем добычи минеральных ресурсов постоянно варьируется, следовательно, данный метод начисления амортизации будет более практически отражать ситуацию. Также в пользу данного метода говорит ссылка на стандарт МСФО (IAS) 16, согласно которому метод амортизации должен отражать график отдачи экономической ценности актива предприятию [3].

В рамках данного метода учета единица продукции может быть измерена либо физическими, либо финансовыми показателями.

В случае, если для определения единицы продукции используются количественные показатели, то каждая единица ресурсов (баррели, тонны, галлоны, кубические метры) соотносится с неамортизированными расходами. Количественные показатели это количество, произведенное в текущем периоде плюс количество, оставшееся в промышленных запасах нефти.

Некоторые специалисты вместо количественных показателей используют цену произведенной продукции. Существует два подхода в рамках использования цены продукции: использования нетто-показателей и брутто-показателей.

Под брутто-показателями понимается выручка от реализации продукции в течение отчетного периода в качестве числительного, и показатели выручки за период и предполагаемой выручки от продажи остатка ресурсов на конец периода в качестве знаменателя.

В рамках подхода с использованием нетто-показателей из числительного и знаменателя вычитаются данные производственных затрат (текущие – для числительного и текущие плюс предполагаемые – для знаменателя).

В отношении использования финансовых показателей существуют разногласия в использовании цен. Часть специалистов полагает, что в случае формирования прогнозной выручки либо прогнозной операционной прибыли цены на выручку и расходы стоит использовать прогнозные. Однако часть специалистов считает данный подход не приближенным к реальности и предлагает использовать цены текущего периода, как для текущих, так и для прогнозных значений. На данный момент Комитет по МСФО не выработал точку зрения по поводу того, какие цены следует использовать [1, с. 146].

Также Комитет по МСФО не выработал позицию, какие из показателей (финансовые или количественные) наиболее правильно отражают списание по единице продукции.

Выбор ресурсной базы для расчета амортизации

В рамках использования как количественных, так и финансовых показателей компания сталкивается с еще одной проблемой – вопросом выбора ресурсной базы для расчета амортизации. Существует три основные точки зрения по поводу включения ресурсов полезных ископаемых в расчет амортизации:

- использование только доказанных разработанных запасов для расчета амортизации;
- использования всех доказанных запасов для расчета амортизации;
- использования всех доказанных, а также вероятных запасов для расчета амортизации.

Первый подход регламентирован в стандарте ГААП США. Согласно п. 27 SFAS 19, капитализированные затраты на скважины, соответствующие сооружения и оборудование подлежат амортизации на основании доказанных разработанных запасов. Доказанные неразработанные запасы не используют для этих целей, поскольку они будут добыты только после осуществления дополнительных затрат на освоение месторождения [11, с. 184].

В рамках второго подхода компания для расчета амортизации может использовать не только доказанные разработанные запасы, но и доказанные неразработанные запасы. Специалисты, придерживающиеся данной точки зрения, полагают, что доказанные неразработанные запасы с наибольшей вероятностью существуют. Следовательно, расходы, осуществленные в прошлом и капитализированные, частично могут относиться и на неразработанные запасы минеральных ресурсов.

Стандарт SORP 2001 Великобритании придерживается третьей точки зрения, согласно которой капитализированные затраты, связанные с приобретением прав на участки недр с доказанными запасами, и расходы на скважины, оборудование и сооружения списываются на промышленные запасы. Комитет по МСФО на данный момент не выработал точку зрения, какой именно подход считается наиболее приемлемым, следовательно, компания может пользоваться при расчете амортизации отраслевыми стандартами.

Одновременная добыча нефти и газа

Достаточно часто в нефтегазовой отрасли существует ситуация, когда из одного месторождения добывается несколько продуктов одновременно. В случае, если величина сопутствующих продуктов нематериальна, расходы не аллокируются на данные продукты.

В отраслевой практике применимо правило, определяющее материальна ли добыча сопутствующего продукта: если соотношение добычи двух продуктов меньше чем 2/1, то оба продукта считаются материальными [13, с. 156].

Большинство месторождений содержат материальные запасы нефти и газа одновременно. Следовательно, возникает вопрос аллокации расходов между этими продуктами. Существует несколько возможных способов аллокации расходов:

- на основе физических характеристик;
- на основе отношения выручки за период к сумме выручки за текущий период плюс ожидаемой выручки за будущие периоды;
- на основе отношения операционной прибыли за период к сумме операционной прибыли за текущий период плюс ожидаемой операционной прибыли за будущие периоды.

Наиболее распространенным способом аллокации является пересчет на основе физических характеристик. Объемы запасов и добычи обычно пересчитываются в единую эквивалентную валюту. Один из способов пересчета указан в стандарте США SFAS 19. Данный пересчет осуществляется на основе относительного теплосодержания, измеряемого в британских тепловых единицах (British terminal unit, BTU). Британская тепловая единица – это количество энергии, необходимое для того, чтобы повысить температуру одного фунта воды на 1 градус F при давлении в 30 дюймов ртутного столба или при максимальной плотности воды. Относительное теплосодержание нефти и газа колеблется от залежи к залежи [13, с. 197].

Еще один способ приведения нефти и газа к одному эквиваленту – пересчет усредненного барреля нефти в тыс. куб. футов газа (1 баррель нефти примерно равен 6 тыс. куб. футов газа). Стоит отметить, что стандарты США предусматривают также другие критерии преобразования. Комитет по МСФО в отчете не высказывает определенного мнения, каким способом наиболее приемлемо приводить запасы и добычу двух и более минеральных ресурсов к единому эквиваленту, следовательно, компания вправе использовать любой отраслевой способ.

Затраты на ремонт и перевооружение

К затратам на добычу относятся многие виды расходов. Одним из самых спорных вопросов с точки зрения учета являются расходы на ремонт и техническое обслуживание. Ремонт и техническим обслуживанием называются стандартные ремонтные работы. Однако в них могут входить некоторые виды капитальных ремонтных работ и отдельные работы по переоборудованию скважин. Примерами ремонта могут являться замена подводных насосов, ремонт генераторов или смазка насосов. Обычные затраты на ремонт и техническое обслуживание списываются по мере оплаты данных услуг. Сложность возникает в учете расходов на капитальный ремонт. Стоит отметить, что операции капитального ремонта с технологической точки зрения часто необходимы для поддержания нефтеотдачи плат на текущем уровне. В случаях, когда после эксплуатации месторождения в течение какого-то периода времени возникает необходимость в крупном капитальном ремонте для поддержания приемлемого уровня нефтеотдачи, часто возникают споры по поводу его учета. В стандартах ГААП США и SORP 2001 содержатся примерно одинаковые по смыслу формулировки, согласно которым «затраты подлежат капитализации, когда они повышают экономические выгоды от эксплуатации материальных капитальных активов. Расходы, относящиеся к капитальному ремонту, следует рассматривать в каждом конкретном случае и капитализировать. Только когда они приводят к повышению первоначальной производительности основного средства» [12, п. 60].

В соответствии с МСФО (IAS) 16 стоимость основных средств должна быть определена в случае, когда получение экономических выгод в будущем является возможным, и эта стоимость может быть достоверно определена. Если Компании впоследствии несет дополнительные затраты в связи с данным объектом основных средств, она должна определить характер таких затрат:

- a) если затраты относятся к замене части актива полностью, компания прекращает признание балансовой стоимости части, подвергнувшейся замене, и признает стоимость заменившей ее части;
- b) сумма затрат на повседневное обслуживание должна относиться на понесенные расходы;
- c) при проведении каждого существенного технического осмотра его стоимость признается в балансовой стоимости основных средств как замена, если критерии признания соблюдены. Признание любой оставшейся балансовой стоимости затрат на предыдущий осмотр прекращается.

Последующие затраты, отвечающие критериям (a) и (c) должны капитализоваться, даже если понесенные затраты лишь возвращают активы в их первоначальное состояние или к их первоначальной производительности. Также стоит отметить, что в соответствии с МСФО (IAS) 37 компания не может создать резерв по затратам на плановое техническое обслужи-

вание в будущем. Затраты на ремонтные работы, которые относятся к повседневному обслуживанию скважины, относятся на понесенные расходы.

Также одним из спорных вопросов является учет затрат на переоборудование основных средств. В соответствии с ГААП США переоборудование скважин, расположенных в продуктивной или ранее законсервированной зоне, учитывают как затраты, поскольку их цель заключается в восстановлении уровня добычи без прироста запасов промышленного значения. Если цель подобной деятельности – освоение запасов новой формации или обнаружение новых запасов, ее рассматривают как новые буровые работы [8, с. 267].

В МСФО существует несколько другой порядок учета. Согласно п. 14 МСФО (IAS) 16, оставшаяся часть балансовой стоимости компонента, который подлежит замене на новый, выбывает из учета. Балансовая стоимость вышедшей части должна быть отражена в отчете о прибылях и убытках в составе амортизации.

Материалы, запасные части

Другой вид расходов, который достигает значительных сумм, – это расходы на материально-производственные запасы, т.е. материалы, оборудование, мелкие инструменты. Как правило, материалы учитываются как запасы до тех пор, пока они не потребуются для работы.

В ГААП США стоимость подобных активов подлежит капитализации, если их выводят из инвентарных ведомостей и используют при бурении или в связанных с освоением операциях. Если же материалы используются в ремонте и техническом обслуживании, все относящиеся к ним расходы подлежат списанию.

В соответствии с МСФО (IAS) 2 запасные части, резервное оборудование и оборудование для технического обслуживания классифицируются как запасы, если только не ожидается, что они будут использоваться в течение более одного периода, и, в таком случае, они классифицируются как основные средства. Это правило распространяется на активы, предназначенные для собственных нужд организации, а также на активы, предназначенные для использования в процессе предоставления услуг по техническому обслуживанию третьим сторонам.

Распределение затрат на добычу

Одни виды затрат на добычу непосредственно связаны с отдельным участком или конкретной скважиной, тогда как другие необходимо относить на все месторождение или все скважины. Примерами затрат первого типа являются расходы на рабочую силу, ремонт оборудования, материалы, горючее. Другой тип затрат принесит экономическую выгоду сразу нескольким участкам или даже месторождениям, к примеру, расходы на телекоммуникации, расходы, связанные с системой отвода воды, обслуживающей несколько участков и т.д.

В отраслевой практике практически все соглашения об эксплуатации нефтегазовых месторождений предписывают, чтобы затраты были либо прямо идентифицированы, либо отнесены на скважины или месторождения в целях распределения между сторонами [5, с. 269]. Во многих контрактах указано, что используемый для этого способ должен соответствовать международным общепринятым методам распределения затрат. К сожалению, пока единого комплекса общепринятых международных методов распределения затрат нет, и бухгалтерам приходится полагаться на принципы справедливости, обос-

нованности и последовательности при выборе способов, подходящих к конкретным затратам. В отрасли используют следующие базы распределения:

- количество рабочих часов;
- сумма прямых затрат на рабочую силу;
- число скважин;
- число пройденных миль;
- объем воды закаченной в пласт;
- дни бурения.

Рассмотрим возможные способы распределения затрат на примере. Предположим, что предприятие владеет несколькими лицензионными участками с разным количеством скважин. Во все скважины данных лицензионных участков закачивается вода в пласт из одной системы. Ниже представлены данные в табличном виде (табл. 2).

Таблица 2

ДАННЫЕ ПО ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ПЛАСТ

Галл

Номер лицензионного участка	Количество скважин	Вода, закачиваемая в пласт
1	10	100
2	20	150
3	30	330
Итого	60	580

Предположим, что компанией были осуществлены операционные расходы на общую сумму 100 тыс. долл. Также предположим что данные расходы распределяются компанией пропорционально объему закаченной воды. Ниже приведено распределение в данном случае (табл. 3).

Таблица 3

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДОВ ПО ОБЪЕМУ ЗАКАЧЕННОЙ ВОДЫ

Номер лицензионного участка	Расчет	Итого сумма
1	$=100\ 000 * 100 / 580$	17 241
2	$=100\ 000 * 150 / 580$	25 862
3	$=100\ 000 * 330 / 580$	56 897
Итого	-	100 000

Стоит отметить, что в случае распределения расходов пропорционально количеству скважин на каждом лицензионном участке распределение расходов будет выглядеть несколько иначе (табл. 4).

Таблица 4

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДОВ ПРОПОРЦИОНАЛЬНО КОЛИЧЕСТВУ СКВАЖИН

Номер лицензионного участка	Расчет	Итого сумма
1	$=100\ 000 * 10 / 60$	16 667
2	$=100\ 000 * 20 / 60$	33 333
3	$=100\ 000 * 30 / 60$	50 000
Итого	-	100 000

Таким образом, компании, по мнению авторов, следует закрепить распределение затрат в учетной политике.

Учет объема извлеченной нефти

Объем извлеченной нефти обычно измеряют в баррелях, а качество измеряют по плотности. И объем, и качество нефти меняются в зависимости от агрегатного состояния и физических характеристик нефти. Также стоит отметить, что в разных странах может существовать своя система учета нефти, следовательно, компания должна будет пересчитывать добытую нефть в едином измерении.

Добытую нефть перекачивают на небольшие расстояния и хранят в специальных емкостях. Когда извлекаемые на месторождении объемы достаточно велики, в центральном хранилище накапливают добычу с нескольких скважин и промыслов, расположенных в данном регионе. Нефть, поступающая из разных скважин и из разных пластов, может принадлежать одному собственнику или разным владельцам. Таким образом, во многих случаях приходится распределять продукцию и выручку от продажи между участниками или скважинами.

Распределение нефти производят на основании испытаний скважин, которые проводятся в течение установленных периодов. Поток жидкости отводят со скважины на проверочный сепаратор, где разделяют извлеченные углеводороды на нефть, газ и воду, а затем измеряют их объемы. Далее информацию, полученную в ходе испытаний, используют для расчета теоретической добычи. Теоретическая добыча – это количество нефти, добытой из скважины, и определенной на основании испытаний и числа дней за месяц. В течение которых скважина фактически давала нефть.

Кроме того, стоит отметить, что если продукцию держат в центральном хранилище промысла, распределение проданной из него нефти между скважинами и участками усложняется тем фактом, что запасы в хранилище, как правило, существуют на начало и на конец периода. На практике существует два основных метода учета в данной ситуации – метод FIFO и метод учета нефти, предназначенной для продажи (available for sale method) [13, с. 276].

Метод ФИФО основан на предположении, что в первую очередь продают нефть из запасов, имеющихся на начало месяца, а остальные сделки осуществляют за счет добычи текущего периода. Предположим, что на конец года в нефтехранилище имеются следующие запасы (табл. 5).

Таблица 5

ДАННЫЕ ПО ОСТАТКАМ ЗАПАСОВ НА КОНЕЦ ПЕРИОДА

Скважина	Остаток на 31 декабря 2008 г.
1	9 200
2	7 315
3	4 983
4	15 234
5	17 300
Итого	53 942

Также предположим, что данные для расчета теоретической добычи скважин выглядят следующим образом (табл. 6).

Таблица 6

ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ ДОБЫЧИ СКВАЖИН

Скважина	Число дней в работе	Продолжительность испытаний	Результаты испытаний, барр.
1	28	11	3 000
2	28	12	2 763
3	26	6	1 234
4	30	12	4 632
5	30	12	5 237
Итого	-	-	16 866

На основе вышеприведенных данных была рассчитана теоретическая добыча каждой из скважин (табл. 7).

Таблица 7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ ДОБЫЧИ КАЖДОЙ СКВАЖИНЫ

Скважина	Формула расчета	Теоретическая добыча за месяц	Доля теоретической добычи
1	= 3000 * 28 * 24 / 11	183 272	0,1731
2	= 2763 * 28 * 24 / 12	154 728	0,1462
3	= 1234 * 26 * 24 / 6	128 336	0,1213
4	= 4632 * 30 * 24 / 12	277 920	0,2626
5	= 5237 * 30 * 24 / 12	314 220	0,2969
Итого	-	1 058 476	-

Предположим, что в течение января 2009 г. изменение запасов выглядело следующим образом (табл. 8).

Таблица 8

ИЗМЕНЕНИЕ ЗАПАСОВ В ТЕЧЕНИЕ ЯНВАРЯ 2009 г.

Барр

Наименование показателя	Объем
Запасы на начало периода	53 942
Продажи	1 573 649
Добыча	1 568 231
Запасы на конец периода	48 524

Таким образом, распределение запасов по методу ФИФО будет выглядеть следующим образом (табл. 9).

Таблица 9

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ПО МЕТОДУ ФИФО

Скважина	Расчет добычи	Добыча	Запасы на начало периода	Итого
1	0,1731 * (1 573 649 – 53 942)	263 061	9 200	272 261
2	0,1462 * 1 519 707	222 131	7 315	229 446
3	0,1213 * 1 519 707	184 301	4 983	189 284
4	0,2626 * 1 519 707	399 025	15 234	414 259
5	0,2969 * 1 519 707	451 201	17 300	468 501
Итого	-	1 519 707	53 942	1 573 649

Метод распределения нефти, предназначенной для продажи

Согласно этому методу сумма запасов на начало периода и добычи, распределенной по скважинам, представляет собой предназначенный для продажи объем нефти. Общий объем нефти с каждой скважины, предназначенный для реализации, используют для расчета коэффициента нефти, предназначенной для продажи на одну скважину. Затем этот коэффициент применяют для распределения объемов проданной нефти и ее запасов на конец периода по скважинам.

Таблица 10

МЕТОД РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТИ, ПРЕДНАЗНАЧЕННОЙ ДЛЯ ПРОДАЖИ

Скважина	Запасы на начало периода	Распределенная добыча	Нефть, предназначенная для продажи	Процентная доля	Распределение продаж
1	9 200	271 460	280 660	0,1729	272 083
2	7 315	229 275	236 590	0,1455	228 965
3	4 983	190 226	195 119	0,1194	187 893
4	15 234	411 817	427 051	0,2639	413 240
5	17 300	465 607	482 907	0,2985	469 734
Итого	53 942	1 568 231	1 622 174	-	1 573 649

Предположим, что данные о запасах на начало периода и рассчитанные распределенные затраты за период будут теми же, что и в предыдущем примере. То-

гда метод распределения нефти будет выглядеть следующим образом (табл. 10).

Оба вышеописанных метода не принимают во внимание такие факторы, как плотность нефти, которая может существенно влиять на стоимость и цену продажи нефти. Также данные подходы не отражают тот факт, что нефть может учитываться партиями, часть нефти может специально содержаться на нефтехранилищах, а также многие другие факторы. По мнению авторов работы, предприятиям следует достаточно подробно разрабатывать механизм определения количества добытой нефти. В целом в связи с тем, что механизм не закреплен в стандарте, предприятие может пользоваться своей системой учета.

Особенности учета готовой продукции

Особенность нефтегазовой отрасли является то, что компании зачастую не признают незавершенное производство товаров в учете. Причина данного подхода заключается в том, что нефть и газ, как правило, не требуют серьезной обработки после добычи для продажи или передачи в даунстрим операции. Даже если нефть и газ требует обработки (отделения воды, замеров), данные работы, как правило, незначительны по времени и по задействованным ресурсам.

В соответствии с МСФО (IAS) 2 стоимость запасов может определяться по наименьшей из двух величин – фактической стоимости и чистой стоимости реализации [1].

Однако МСФО (IAS) 2 не применяется в отношении оценки запасов, принадлежащих:

- производителям сельскохозяйственной продукции и продукции лесного хозяйства, сельскохозяйственной продукции после уборки урожая, полезных ископаемых и минеральной продукции при условии, что они оценены по чистой стоимости реализации в соответствии с устоявшейся практикой в данных отраслях. При оценке таких запасов по чистой стоимости реализации изменения этой стоимости признаются в учете прибылях и убытках на тот период, в котором произошло изменение;
- товарным брокерам-трейдерам, которые оценивают свои запасы по справедливой стоимости за вычетом затрат по продаже. При оценке таких запасов по справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу изменения справедливой стоимости признаются в отчете о прибылях и убытках за тот период, в котором произошло изменение.

Оба исключения из сферы действия стандарта имеют значение для нефтегазовой отрасли. Нефтегазовая компания, которая хочет использовать первое исключение, должна подтвердить, что оценка по чистой стоимости реализации является «устоявшейся практикой» в данной отрасли.

Второе исключение широко используется нефтегазовыми компаниями, занимающимися торговлей нефтью и газом.

Комитет по МСФО утверждает, что более предпочтительный способ учета запасов нефти должен быть способ по величине чистой стоимости реализации. Аргументом в пользу данного метода является тот факт, что все условия для использования этого метода, оговоренные в МСФО (IAS) 2, в нефтегазовой отрасли соблюдаются:

- однородный рынок товаров;
- нивелированный риск непроджи товаров [9, с. 222].

Стоит отметить, что определение чистой стоимости реализации требует расчета планируемой цены реализации в ходе обычной финансово-хозяйственной дея-

тельности за вычетом планируемых расходов, необходимых для реализации запасов. Компания должна определить расчетную цену продажи нефти и нефтепродуктов на основании рыночной стоимости нефти на отчетную дату или, если это целесообразно, по кривой курса по форвардным контрактам с нефтью на отчетную дату. Изменение цены на нефть после отчетной даты обычно отражает изменение рыночных условий после данной отчетной даты, и, следовательно, не должно отражаться в расчете чистой стоимости реализации. В ГААП США запасы учитываются по наименьшей из двух оценок: себестоимости и рыночной стоимости. Когда рыночная стоимость ниже себестоимости на отчетную дату, возмещение рыночной стоимости после отчетной даты, но до подписания отчетности признается событием после отчетной даты. Стоит отметить, что категория рыночной стоимости в соответствии с американским стандартом ARB 43 является текущая возмещаемая стоимость, но она не должна быть выше чистой стоимости реализации. Следовательно, по мнению авторов, различия в учете запасов между МСФО и ГААП США в данном случае минимальны.

Также стоит отметить, что в нефтегазовой отрасли определенные условия хранения требуют наличия в системе определенного количества запасов. По мнению авторов, если статья запасов не подлежит продаже и не потребляется в ходе производственного процесса, однако, является необходимой для нормального функционирования оборудования в течение операционного цикла и ее стоимость не может быть компенсирована путем продажи, эта статья должна учитываться как основные средства в соответствии с МСФО (IAS) 16. Так же это утверждения справедливо в случае, если данные запасы невозможно физически отделить от остальных, подпадающих под действие МСФО (IAS) 2.

Особенности учета налогов

Налоги в нефтегазовой отрасли в основном делятся на две категории:

- налоги, которые рассчитываются на основе полученных доходов (налог на прибыль);
- налоги, которые рассчитываются исходя из объемов добычи или реализации товаров (нефтяные).

Нефтяные налоги, которые рассчитываются с применением налоговой ставки для определения выручки или объема добычи, не попадают в сферу применения МСФО (IAS) 12 и не являются налогами на прибыль. Данные налоги чаще всего указываются как роялти или акцизы.

Налоги в виде роялти и акцизов по сути представляют собой долю государства в разрабатываемых природных ресурсах и долю в добыче, получаемую на безвозмездной основе. Уплата данных налогов может производиться в денежной или натуральной форме.

Налоги, которые рассчитываются с применением налоговой ставки для определения прибыли, попадают в сферу применения МСФО (IAS) 12. При расчете налога используется оценка прибыли в соответствии с налоговым законодательством и, следовательно, она будет отличаться от определения прибыли по МСФО.

Отложенный налог необходимо рассчитывать по всем налогам, относящимся к сфере применения МСФО (IAS) 12. Он рассчитывается отдельно по каждому налогу на основе определения временных разниц между балансовой стоимостью по МСФО и соответствующей налоговой базой по каждому налогу.

Налоговой ставкой, применяемой к временным разницам, является установленная законодательством ставка по каждому соответствующему налогу. Установленная налоговая ставка может быть скорректирована с учетом конкретных льгот и налоговых послаблений (например, не подлежащих налогообложению баррелей).

Особенности учета дохода

Для целей бухгалтерского учета нефтегазовых компаний признание выручки, особенно на этапе разведки и добычи, может представлять собой некоторые существенные сложности. Стоит отметить, что МСФО 18 «Выручка» содержит положение, в соответствии с которым оно не распространяется на деятельность нефтегазовых компаний. Однако некоторые специалисты придерживаются в учете выручки общих принципов данного международного стандарта.

Продажа сырой нефти

Некоторые эксперты считают, что продажа сырой нефти, как и апстрим, являются неотъемлемыми частями бизнеса нефтегазовой компании.

Однако другие эксперты считают, что для многих нефтегазовых компаний продажа сырой нефти является лишь сопутствующей деятельностью, в то время как основная цель бизнеса компании – разведка и добыча минеральных ресурсов. При постановке системы учета в соответствии с данной точкой зрения продажа сырой нефти должна быть исключена из сегмента деятельности компании «апстрим». [13, п. 123].

В соответствии со стандартом учета SORP 2001 компании следует включать чистую прибыль (убыток) от деятельности по продаже сырой нефти в строку «прочие операционные доходы (расходы)» в отчет о прибылях и убытках. Соответствующие суммы доходов и расходов по продаже сырой нефти необходимо раскрывать в пояснительной записке к отчетности [14, п. 124].

Место признания выручки

Стоит отметить, что существует два варианта отражения выручки от продажи нефти и газа: по месту продажи либо по месту добычи. Данная альтернатива возникла в связи со следующими особенностями нефтегазового производства:

- биржевые цены на нефть складываются на активных рынках;
- затраты после производства бывают, как правило, незначительными;
- нефть и газ продают вскоре после извлечения из недр.

Вследствие этих обстоятельств риски производителя при сбыте и распределении минимальны. Отчасти вследствие этого во всем мире распространена практика признания дохода в пункте добычи, а не продажи [13, с. 328].

Часто договора на продажу нефти заключаются между продавцами и покупателями до момента добычи нефти. В подобных контрактах обычно оговаривается фиксированный объем нефти, который должен быть доставлен в течение определенного периода времени.

Другие долгосрочные контракты также содержат в себе положения о минимальных (максимальных) объемах приобретенной нефти. Кроме того, в пользу метода определения выручки по месту добычи в отношении долгосрочных контрактов могут служить следующие факторы:

- количество нефти по контракту определено с высокой степенью вероятности;
- между пунктом продажи и покупки предприятие несет лишь незначительные транспортные расходы.

Признание доходов по месту добычи устраняет также необходимость идентификации материальных запасов, тем самым, позволяя избежать сложностей при оценке товарно-материальных запасов. Сторонники метода продажи утверждают, что несмотря на то, что в п. 6 стандарта МСФО (IAS) 18 добыча минеральных ресурсов прямо исключена из действия стандарта, общие принципы признания выручки (указанные в пункте 14 стандарта) следует применять и для нефтегазовой отрасли [9, с. 199].

Тем не менее, стоит отметить, что все нефтегазовые компании РФ учитывают выручку в момент продажи.

Роялти и налоги включаемые (исключаемые) из выручки

Стоит отметить, что роялти платятся правительству либо владельцу лицензии на минеральные ресурсы в рамках соглашения о разделе продукции либо концессионных соглашений. Роялти может быть уплачен как в денежной, так и в товарной форме. Существует два подхода к учету роялти для целей бухгалтерского учета:

- предприятие исключает из выручки долю продукции, передаваемой в качестве роялти, либо роялти в денежной форме владельцу прав. В соответствии с данным подходом роялти не учитывается в отчете о прибылях и убытках предприятия;
- предприятие включает в выручку от реализации сумму всех добытых и проданных запасов и в том числе сумму нефти забранную в качестве роялти либо сумму выплат по роялти. В соответствии с данным подходом сумма роялти будет отражена в отчете о прибылях и убытках, как в сумме выручки, так и в сумме себестоимости.

В некоторых случаях предприятие может использовать сразу два метода учета роялти [13, п. 111] Комитет по МСФО рекомендует, чтобы предприятие отражало выручку и расходы по роялти в соответствии с договорными отношениями. В случае отсутствия положений в договоре организация рекомендует использовать второй подход к учету роялти, т.е. отражать роялти в отчете о прибылях и убытках.

Стоит отметить, что законодательство некоторых стран (в частности, РФ) требует уплаты налогов на добытые полезные ископаемые. Данный налог уплачивается, даже если минеральное полезное ископаемое еще не продано. Существует два подхода в отношении отражения налога на добытые полезные ископаемые.

Первый подход, который также применим в РФ, заключается в отражении выручки и себестоимости с учетом налога. Данный подход также нашел поддержку у Комитета по МСФО [9, с. 211].

В рамках второго подхода налог на добычу полезных ископаемых не стоит отражать в отчете о прибылях и убытках. Приверженцы данного подхода утверждают, что, несмотря на то, что положения стандарта МСФО (IAS) 18 содержат исключения к применению правил в отношении добывающих отраслей, тем не менее, общие принципы отражения в учете выручки применимы к добыче.

Таким образом, мнение Комитета по МСФО в отношении налогов и роялти отражает практику учета в РФ, следовательно, нет необходимости в существенных корректировках при трансформации отчетности.

Объемы, полученные сверх нормы, и недополученные объемы

В случае совместной добычи на месторождении может возникнуть ситуация, когда на дату бухгалтерского баланса объем нефти, добытой каждым партнером, может не соответствовать его доле участия в данном месторождении. Одни партнеры могут добыть больше нефти, чем предполагает их доля (полученные сверх положенного объемы – *overlift*), а другие – меньше доли их участия (недополученные объемы – *underlift*). Подобное положение также может быть названо нарушением сбалансированности нефти. Такие нарушения могут быть регулированы тремя способами:

- метод компенсационных остатков денежных средств (*cash balancing*). В соответствии с данным методом владелец *оверлифта* выплачивает сверх выручку владельцу *андерлифта*. Однако существуют разные точки зрения на момент определения стоимости, которой должен определяться объем дефицита. Кроме того, участники нефтедобычи не всегда готовы раскрывать друг другу цены продажи нефти в связи с высокой конкуренцией на рынке;
- метод взаимозачетов продукции (*production offsetting*). Согласно данному мнению компании, которые ведут совместную деятельность не только на данном участке добычи, могут произвести зачет на других участках;
- метод компенсационного остатка нефти (*production balancing*). В соответствии с данным методом компании в позиции *андерлифт* разрешается в дальнейшем продать нефть больше на недополученное количество в этом периоде.

В отношении учета третьего метода балансирования нефти существует два способа отражения в учете: метод продаж и метод учета прав на продукцию.

Согласно методу учета продаж, выручка представляет собой стоимость, которую компания соглашения либо продает, либо передает для переработки и сбыта. Недостатком метода продаж является то, что расхождения производят к несоответствию расходов и выручки. Это несоответствие появляется, так как для расходов компаний соглашения за период зачастую равна процентной доле его участия, а то время как выручка основывается на фактических объемах продаж. Существует два подхода устранения данного противоречия:

- начислять расходы либо относить их на будущий период – компания с *оверлифтом* должна начислить будущие расходы, которым не будет соответствовать будущая выручка. Напротив, компания с *андерлифтом* должна перенести расходы на будущие периоды, относящиеся к недополученным объемам нефти;
- не производить корректировок – последствия несоответствий не учитываются в связи с тем, что как правило суммы *оверлифта* и *андерлифта* незначительны, а также операционные затраты должны быть понесены на расходы по мере их донесения, поскольку они относятся к производственной деятельности за период, а не к признанной выручке.

Вторым методом учета балансирования компенсационных остатков нефти является метод учета прав на продукцию. В соответствии с данным методом выручка отражает долю добычи компании вне зависимости от того, какая именно компания в позиции *оверлифта* или *андерлифта*. Это достигается путем устранения несоответствий одним из следующих способов:

- корректировка объемов выручки. *Оверлифт* признается превысившей объем добычи компанией не как выручка, а как обязательство. Напротив, сторона в ситуации *андерлифта* признает актив, связанный с недополученным объемом нефти [9, с. 27];
- корректировка себестоимости реализованной продукции. Данный способ рекомендован SORP 2001 [14, с. 115-121].

В соответствии с данным способом компаниям необходимо корректировать себестоимость по рыночным ценам в корреспонденции с дебиторской (кредиторской) задолженностью.

Стандарты США разрешают использование двух методов учета компенсационных остатков нефти.

Сложным вопросом учета этих двух методов является использование цены, в соответствие с которой должен учитываться оверлифт и андерлифт. ГААП США содержит рекомендации в соответствии с которыми компания может использовать минимальную из нижеприведенных цен для дебиторской задолженности:

- цена на период добычи;
- текущая рыночная стоимость аналогичных продуктов;
- цена, предусмотренная соглашением о сбалансировании (в случае его наличия).

В случае кредиторской задолженности компания должна использовать максимальную из выше приведенных цен.

В документе Issues papers от 2000 г. Комитет по МСФО также не выработал позиции, какой именно метод следует использовать. Таким образом, компания может использовать прежний метод учета при переходе на МСФО.

Обмен продукцией

Для достижения намеченных результатов хозяйственной деятельности энергетические компании обмениваются между собой сырой нефтью или переработанными нефтепродуктами. Как правило, это делается для того, чтобы сократить расходы на транспортировку. В связи с этим возникает ряд расхождений: иногда существуют расхождения в качестве продукта, иногда видах продуктов. При необходимости осуществляются платежи для погашения расхождений в связи с разной стоимостью обмениваемых продуктов.

Оценивая характер сделки по обмену продукцией, можно определить, осуществляется ли обмен однородными или неоднородными продуктами. При обмене однородными продуктами выручка или доходы не признаются, в то время как при обмене разнородными товарами учитывается валовая прибыль, что приводит к необходимости признания выручки и доходов / расходов.

Обмен сырой нефтью, даже при условии различного качества обмениваемой продукции, как правило, рассматривается как обмен однородными товарами и учитывается по балансовой стоимости.

Любой платеж для погашения расхождений, произведенный или полученный в целях учета незначительного различия по качеству или месторасположению, требует корректировки балансовой стоимости запаса. Однако могут возникнуть чрезвычайные обстоятельства, когда обмен фактически предполагает наличие существенных различий между обмениваемой сырой нефтью. В таких обстоятельствах необходимо учитывать данную операцию как продажу одного продукта и покупку другого по справедливой стоимости. Если в сделке задействована значительная сумма денежных средств – это показатель того, что операция может представлять собой продажу и покупку разнородных товаров.

Учет доходов от пробной продукции

Стоит отметить, что в ходе оценки запасов месторождения, его освоения и подготовки к эксплуатации происходит добыча некоторой пробной продукции. Стоит отметить, что существует два подхода к определению выручки от реализации пробной продукции:

- учет выручки от реализации пробной продукции;
- уменьшение расходов на сумму реализации пробной продукции.

Каждый из вышеперечисленных методов имеет свои плюсы и минусы. Так, в случае начисления выручки достаточно сложно выделить тот объем затрат, который сформировал себестоимость. В случае уменьшения затрат возможны разногласия с концепцией МСФО.

ГААП США не дает определенных рекомендаций по учету дохода, полученного при испытаниях скважин до начала эксплуатации месторождения. Однако ГААП Великобритании указывает, что подобные поступления можно либо отражать в составе доходов, либо занести в кредит в зачет затрат на оценку. Предпочтение отдают второму подходу, поскольку доход отражает фактическую добычу.

По мнению авторов, наиболее оптимальным является способ учета, предложенный SOPR 2001. В документе SORP 2001 [14, п. 125-127] говорится, что выручку от реализации добычи, которая получена при испытании скважин в процессе разработки месторождений, следует отражать зачислением в счет оборота, а соответствующие этим записям суммы дебетовать в счете себестоимости продаж и кредитовать в счете капитализированных затрат на оценку таким образом, чтобы чистая прибыль от такой добычи в отчетности равнялась нулю.

Учет дохода по контрактам типа «Бери или плати неустойку»

Нефтегазовые компании также могут заключать контракты с покупателями нефти, в соответствии с которыми последние соглашаются ежемесячно или ежегодно принимать оговоренные объемы добычи. В соответствии с соглашениями такого типа, в случае если покупатель не может принять заранее согласованный объем в течение условленного периода, он, тем не менее, обязан заплатить за него. Как правило, подобные договоры относятся к добыче газа, однако они могут встречаться и в нефтяной практике. Подобные договоры называются «бери или плати неустойку». Условия некоторых позволяют покупателю принимать эквивалентное количество сырья или компенсационную продукцию позднее контрактного срока.

Когда у покупателя нет права на компенсационную продукцию в будущем, самой распространенной процедурой учета является регистрация производителем дохода от всего реализованного объема, полученного в течение каждого отчетного периода. Этот подход принят во всем мире. Альтернативный подход заключается в том, что платежи, которые превышают соответствующие объемы принятой покупателями добычи, отражаются как доход, полученный авансом. Последний способ достаточно консервативен, по мнению авторов, поскольку в данном случае юридического обязательства возратить избыточный платеж или обеспечить доставку компенсационной продукции в будущем не существует.

Другой вид соглашения предусматривает возможность покупателя компенсировать без дополнительно платежа любой дефицит поставки, оплаченной, но не принятой в предшествующие периоды. Учет в соглашениях такого рода сложнее, чем в первом случае. При отражении продаж продавец должен указывать в своей отчетности договорную стоимость компенсационной продукции как доход, полученный авансом. Если в течение последующего периода покупатель забирает компенсационную продукцию, то доход, полученный

авансом, компенсируют не выбранную им поставку, если срок исполнения истекает или становится очевидным, что покупатель не сможет забрать компенсационную добычу, полученную авансом выручку реверсируют и в этот момент признают как доход. Этот подход широко распространен во всем мире.

3. ВЛИЯНИЕ КОНТРАКТНОГО УЧЕТА НА БУХГАЛТЕРСКИЙ УЧЕТ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

Одной из главных особенностей нефтегазовой отрасли является тот факт, что с целью минимизации рисков и издержек сторонами может быть заключен договор совместного использования недр. Существует несколько основных типов подобных договоров:

- договор аренды;
- договор концессии;
- соглашение о разделе продукции;
- сервисные контракты с риском.

Цель заключения данных контрактов отражена также в отчете Комитета МСФО, согласно которому договор совместного использования недр – это контракт между сторонами для распределения затрат, рисков, экономических выгод из добывающей деятельности.

Использование того или иного типа договора зависит от различных факторов, в том числе от законодательства страны, где находится месторождение, от отраслевой практики в данном регионе и прочие.

Договор аренды

Договор аренды минеральных ресурсов – это обычный контракт, в соответствии с которым приобретаются права на разведку и добычу минеральных ресурсов в Северной Америке и Австралии. Договор аренды заключается между кампанией-оператором и частным лицом, правительством или иной структурой в зависимости от того, кто владеет правами не перспективный участок. При заключении договора аренды между владельцем прав и нефтегазовой компанией указывают два типа долей: рентная доля и доля активного участия (*operating interest / working interest*).

Рентная или доля роялти (*royalty interest / non-operation interest*) принадлежит владельцу первичных прав на полезное ископаемое поле заключения договора аренды с нефтегазовой компанией. Владелец рентной доли получает авансовый платеж – бонус, либо в начале добычи нефти – рояли. Рояли – это определенная доля добываемых на участке полезных ископаемых. Рояли уплачивают в натуральном и денежном выражении.

Несмотря на то, что владелец роялти получает часть валового дохода от участка недр, он не обязан оплачивать затраты, связанные с разведкой, оценкой, бурением, разработкой или эксплуатацией месторождения. Однако он обычно принимает на себя свою долю налогов, начисляемую на месте добычи, а также пропорциональную долю затрат на предпродажную обработку нефти. Рентную долю также называют долей непроизводственного (*non-operation interest*) или неактивного участия (*nonworking interest*).

Доля, получаемая нефтегазовой компанией после заключения договора аренды, называется долей активного участия (*working interest*). Владелец доли активного участия несет все затраты, относящиеся к

разведке, оценке, бурению, разработке и добыче. Причитающаяся ему часть дохода – это сумма, оставшаяся после вычета рентной доли.

Доля активного участия может принадлежать нескольким сторонам. Такую ситуацию именуют совместной долей в операциях (*joint interest operation*). Раздел доли активного участия – обычное явление, так как он позволяет компаниям вместе нести как затраты, так и риски, связанные с нефтегазовыми операциями. Совместная доля образуется разными путями. Один из способов распределения доли активного участия являются договора субаренды.

Договоры о получении (*farm-in*) и предоставлении (*farm-out*) участка в субаренду состоят в том, что владелец доли активного участия передает ее полностью или частично другой стороне в обмен на выполнение последним определенных соглашением работ. Например, субарендатор может согласиться на разведку месторождения, бурение скважины или на освоение лицензионного участка. За это арендатор соглашается передать субарендатору целиком или частично долю активного участия.

Договоры о получении и предоставлении доли участка в субаренду могут принимать самые разные формы. Американские и британские стандарты одинаково трактуют бухгалтерский учет договор о получении и предоставлении участков в субаренду. Субарендатор должен капитализировать или списывать расходы по поисково-разведочным и буровым работам и освоению по мере несения в соответствии с тем методом, который он использует. Субарендатор не отражает дебиторскую задолженность и свои затраты, связанные с приобретением прав на месторождение [13, с. 173].

Единоличный риск или передача доли участия

Еще одним подвидом договора аренды является передача единоличного риска. Ситуация единоличного риска, также называемого переданной долей участия (*carried interest*), возникает, как правило, когда один или несколько владельцев долей активного участия в месторождении соглашаются взять на себя расходы другого (или нескольких) активного участника в надежде возместить их на счет будущей добычи. Чаще всего это происходит, когда владелец доли активного участия и одна из сторон по каким-либо причинам не желает или не может выплатить свою долю расходов – обычно на бурение скважин. Если скважина оказывается сухой, получающая сторона не может предъявить передающей стороне требование возместить понесенные затраты. Если скважина продуктивна, контракты обычно разрешают получающей стороне удерживать часть добычи, которая при иных обстоятельствах причиталась бы передающей стороне для возмещения расходов, понесенных от имени последней. Кроме того, в целях компенсации дополнительного риска получающей стороне обычно предоставляют право на дополнительную долю добычи, принадлежащей передающей стороне. Эта дополнительная доля имеет форму штрафа или неустойки.

В соответствии с п. 47d SFAS 19, поскольку затраты оплачивает получающая сторона, которая также принимает на себя риски бурения скважин, выплаченную сумму капитализируют на счете «Незавершенные буровые работы» [8]. Как и в случае поисково-разведоч-

ной скважины, если она оказывается сухой, получающая сторона признает все связанные с ней расходы. Если же скважина находит промышленные запасы нефти и газа, получающая сторона переклассифицирует капитализируемые затраты на буровые работы в затраты на скважины и оборудование. В случае успешной скважины при начале добычи получающая сторона удерживает весь доход и оплачивает все расходы до момента полной окупаемости своих затрат. Получающая сторона признает свою долю участия в запасах месторождения, а также запасы, которые она имеет право продать для возмещения произведенных ее расходов, и штрафы, вычитаемые из доли запасов, принадлежащей передающей стороне. Период возмещения затрат заканчивается в момент, когда получающая сторона полностью возмещает расходы, сделанные от имени передающей стороны, и ей перечисляется все сумма штрафа. В этот момент начинается разделение расходов и выручки на регулярной основе, оговоренной в соглашении.

Процедуры учета переданной доли участия в Великобритании очень похожи на принятые в США. Если получающая сторона принимает на себя существенные выгоды и риски, она, по аналогии с американской версией данного метода учета, отражает их как собственные активы или как расходы, понесенные от имени передающей стороны.

В связи с тем, что МСФО не содержит четких рекомендаций по учету данных типов контрактов, компания, по мнению авторов, может полагаться на отчет Комитета МСФО по данному вопросу. В частности, Комитет в данном отчете выявил следующие критерии учета договоров аренды:

- отражение (неотражение) прибыли либо убытков;
- признание деятельности в рамках договоров совместной добычи как совместную деятельность в соответствии с МСФО (IAS) 31 либо как обмен активами.

Договора совместной добычи, не приводящие к образованию прибыли (убытка)

Сначала рассмотрим особенности учета договоров, не приводящих к финансовому результату. С одной точки зрения, в компании не должны признавать прибыль либо убыток по сделкам, связанным с договорами о совместном освоении. В соответствии с данным подходом компании должны отражать суммы полученных и переданных активов по балансовой стоимости, игнорируя их текущую стоимость. Аргументами в пользу данного подхода может служить следующее:

- заключение данных контрактов не приводит к формированию отдельного предприятия;
- суть данных сделок заключается в обмене одинаковыми неденежными товарами.

В рамках данного подхода сделки по аренде могут быть расценены как совместная деятельность. В соответствии с пп. 13-18 МСФО (IAS) 31, совместная деятельность характеризуется как «совместно контролируемые активы объединенные предприятиями». Из данного определения следует, что каждая сторона обладает контролем своей части вложенного имущества, следовательно, нового предприятия не возникает.

Другие специалисты, которые также придерживаются точки зрения, что сделки в рамках договоров совместного освоения не приводят к прибыли либо убытку, считают, что данные сделки следует классифицировать как

сделки по обмену идентичными товарами. В соответствии с этим подходом право на добычу рассматривается эквивалентами к добывающему оборудованию и прочим внеоборотным активам. Приверженцы этого подхода опираются на п. 2 МСФО (IAS) 18, в соответствии с которым, если товары обмениваются на идентичные товары, подобная сделка не признается выручкой [2].

Вне зависимости от того, каким образом данные сделки классифицируются, существует общий подход к учету в рамках данного подхода, т.е., если по итогам трансакций не возникает прибыль (убыток), стороны должны отражать свой учет в соответствии с нормальными процедурами:

- владелец доли неактивного участия, который отдает часть своего права на разработку месторождения отражает всю сумму права как актив на своем балансе вне зависимости от того, какой процент активного участия был передан другой стороне;
- владелец доли активного участия отражает понесенные им расходы по разведке, освоению, добычи, которые были понесены в полном объеме.

Существует альтернативный подход, в соответствии с которым и права на разведку и расходы делятся пропорционально доли участия, однако в отраслевой практике он встречается реже.

Также существует особенность данного подхода в отношении учета передачи единоличного риска. Как было указано выше, в случае передачи единоличного риска владелец переданной доли имеет право возмещать расходы. В связи с этим суммы по оценке, разведке до выяснения существуют ли промышленные запасы в месторождении, следует отражать как дебиторская задолженность. В случае наличия промышленных запасов возмещаемые расходы отражаются как выручка, в случае наличия сухих скважин, возмещаемые расходы отражаются как расходы.

Таким образом, рассмотрение договоров совместно-го освоения месторождения без отражения прибыли (убытков) имеет свои преимущества:

- отсутствует необходимость определения справедливой стоимости активов;
- каждая сторона договора отражает операции в соответствии с обычными видами деятельности, следовательно, риски неправильного отражения отсутствуют.

Договора совместной добычи, приводящие к образованию прибыли (убытка)

Второй подход к отражению договоров подтверждается сторонниками тем, что он, по их мнению, отражает экономическую реальность. В соответствии с данным подходом участник договора убирает из учета передаваемые активы, отражает полученные активы по справедливой стоимости, а также отражает разницу между выбывшими и полученными активами как прибыль либо убыток.

В рамках данного подхода договора могут рассматриваться как совместная деятельность. Сторонники данной классификации считают, что хотя в результате совместной деятельности не все риски и выгоды владения передаются либо получаются, однако часть все же передается, следовательно, прибыль (убыток) должен (а) быть отражен (а).

Другие эксперты в рамках данного подхода классифицируют договора как обмен товарами. Логика экспертов заключается в том, что в рамках данных договоров происходит обмен неидентичными товарами,

следовательно, в соответствии с МСФО (IAS) 18 возникает прибыль (убыток) [9, с. 242].

Договор концессии

Страны, где правительством принадлежат права на разработку недр, где добытые нефть и газ разрешено передать подрядчику, имеют концессионную фискальную систему, а договоры о добыче нефти и газа, заключаемые в рамках данной системы, называются концессионными.

Стоит отметить, что концессионные соглашения во многом походят на договора аренды. Различие состоит в том, что концессионные соглашения используются в тех странах, где права на добычу полезных ископаемых принадлежат правительствам принимающих стран.

В МСФО, начиная с 1 января 2008 г., вступила в действие интерпретация IFRIC 12 «Концессионные договоры оказания услуг». Под действие данной интерпретации подпадают договора, в соответствии с которыми концессионер несет обязательство общественного пользования. Иными словами, объект инфраструктуры или его продукция должны быть доступны для общественного пользования вне зависимости от того, кто обеспечивает функционирование данного объекта.

Нефтяная отрасль не относится к отраслям социального адаптированным либо используемым большинством населения. Следовательно, концессионные соглашения нефтяных компаний не подпадают под действие интерпретации IFRIC 12.

Еще одним отличием является следующее. В соответствии с IFRIC 12 концессионер обязан вернуть объект инфраструктуры концеденту по истечении срока действия договора концессии. В отраслевой практике концессионер обладает собственностью на участок недр и платит государству плату в виде роялти.

Наиболее распространенными типами платежей местному правительству при концессионных системах являются подписные бонусы и роялти. Правительство принимающей страны кроме налога на прибыль взимает также и такие специальные нефтяные налоги, как налоги на добычу, на добавленную стоимость и т.д. По этой причине государства, принявшие концессионную систему, обычно именуются странами с системой роялти плюс налоги.

Соглашение о разделе продукции

Наиболее часто используется тип договоренности, по которому компании получают официальное право на разведку и добычу полезных ископаемых – СРП. Обычно положения данных соглашений содержат следующее:

- размер бонуса;
- выплату рояли в размере, оговоренном в контракте. Роялти выплачивается правительству с началом добычи;
- правительство сохраняет за собой право собственности на запасы. Оно предоставляет подрядчику право на проведение поисково-оценочных работ, освоение месторождения и добычу углеводородов;
- подрядчик принимает на себя все затраты и риски, связанные с разведкой, вместе с правительством;
- подрядчик обязан либо потратить оговоренную сумму денежных средств на подготовку и обучение местного персонала, либо профинансировать подобную деятельность правительства. Обычно эти затраты возмещаются за счет будущей добычи;

- операционные расходы, а также, возможно, затраты на разведку и разработку возмещаются за счет оговоренного процента извлеченных углеводородов;
- количество извлеченной нефти называется прибыльной нефтью и обычно делится между правительством принимающей стороны и подрядчиком в определенной договор пропорции;
- в связи с тем, что подрядчику запрещено владеть долей в запасах, ему отводится право на долю в добытых углеводородах, т.е. на долю в компенсационной и прибыльной нефти.

В отношении СРП Комитет по МСФО выделил следующие проблемные вопросы учета.

Учет невозмещаемых и возмещаемых расходов

Необходимо заметить, что возмещаемость затрат в контрактом учете не влияет на процедуру финансового учета. Другими словами, затраты учитываются по правилам, принятым в США и Великобритании, либо в соответствии с нормативами IASB, а их возмещаемость не приводит к признанию дебиторской задолженности или другого актива. Возмещаемость затрат отражается в контрактом учете, но не влияет на политику финансового учета.

Учет затрат на формирование инфраструктуры

Как правило, работы по формированию инфраструктуры ведутся до разработки месторождения либо во время фазы разработки. Существует несколько точек зрения по вопросу учета инфраструктуры. Одна группа считает, что расходы по созданию инфраструктуры должны признаваться расходами вне зависимости от времени проведения данных работ. Другая группа полагает, что расходы по созданию инфраструктуры должны учитываться в соответствии с периодом освоения месторождения.

Учет компенсированных расходов

В соответствии со стандартными условиями СРП подрядчик имеет право компенсировать часть расходов, которые были капитализированы. Некоторые компании придерживаются точки зрения, что сумма компенсированных расходов должна отражаться как выручка, а капитализированные расходы должны списываться в отчет о прибылях и убытках в виде суммы амортизации. Другой подход предлагает учитывать сумму компенсированных расходов как в сумме выручки, так и в расходах. Сторонники данного подхода считают, что таким образом сохраняется принцип сопоставимости доходов и расходов.

Вопрос включения активов, передаваемых правительству, в баланс подрядчика

Как правило, все СРП содержат положение о том, что все основные средства по данному договору по окончании срока действия договора будут переданы правительству.

В связи с этим существует несколько точек зрения о вопросе отражения данных активов на балансе подрядчика. В соответствии с одной точкой зрения данные активы не подпадают под определения актива, данное в Концепции МСФО, следовательно, отражение их в балансе как основные средства неправомерно. С другой стороны, несмотря на то, что право собственности на данные основные средства, с юридической точки зрения, не принадлежит подрядчику, однако оно связано с СРП и с добычей на данном конкретном месторождении. Следовательно, актив может приносить экономические выгоды подрядчику. Также данный актив может быть достоверно измерен. Таким образом, по мнению

авторов работы, данное оборудование может быть отражено в балансе как внеоборотные активы.

Включение компенсационной нефти в резервы для целей расчета амортизации

В связи с тем, что многие компании включают компенсационную нефть в выручку, также считается, что предприятие имеет право включать резервы по компенсационной нефти в расчет амортизации. Подобная практика закреплена в SORP 2001 [14]. Однако те предприятия, которые не включают компенсационную нефть в сумму выручки, также полагают, что имеют право на включение данных запасов в расчет амортизации. Подобный подход категорически запрещен стандартами США. Комитет по МСФО не выработал четкой позиции по данному вопросу, следовательно, компании могут применять свою отраслевую практику.

Вопрос включения ресурсов в рамках СРП подрядчиком

Как было указано выше, подрядчик не получает права собственности на ресурсы в рамках СРП, следовательно, возникает вопрос: следует ли подрядчику включать данные ресурсы в раскрытие к отчетности? Некоторые компании предпочитают раскрывать в отчетности ресурсы в рамках СРП отдельно от ресурсов, право собственности на которые имеются у компании. Другие компании полагают, что раскрытие ресурсов в рамках СРП совместно с другими ресурсами правомерно, так как подобная информация будет отражать реальное экономическое положение компании. Комитет по МСФО не выработал четкой позиции по данному вопросу, однако он ссылается на стандарт США SFAS 69 в своем отчете.

Вопрос отражения налогов в рамках СРП

Во многих странах, в которых действуют СРП, предусмотрено, что подрядчик является плательщиком налога на прибыль. В связи с тем, что предприятие не является собственником запасов, государство платит налоги за подрядчика. В свою очередь подрядчик возвращает налог государству в натуральной форме. Согласно одной точки зрения, компании следует не отражать начисление налога и не показывать переданную нефть как выручку. Существуют также и противники данного подхода, в связи с тем, что он не отражает реальной экономической ситуации.

Сервисные контракты с риском

Изначально сервисные контракты с риском заключали в случае необходимости восстановления добычи на уже действующем месторождении. С недавнего времени сервисные контракты с риском стали заключать на разведку, разработку, а также на добычу любых обнаруженных запасов. Обычно положения данных соглашений содержат следующее:

- размер бонуса;
- выплату рояли в размере, оговоренном в контракте. Рояли выплачиваются правительству с началом добычи;
- сохранение имущественных прав на полезные ископаемые правительством принимающей стороны;
- все затраты и риски, связанные с разведкой, разработкой и добычей, несет подрядчик;
- операционные расходы и капитализированные затраты подрядчика компенсируются вознаграждением за проведение работ и вложением в капитал;
- правительство может становиться владельцем доли активного участия в совместных работах.

Некоторые компании отражают сервисные контракты с риском как безрисковые контракты. В соответствии с безрисковыми сервисными контрактами контрагент должен выполнить описанные в контракте работы. Все затраты вне зависимости от результата работы будут возмещены. Плюс контрагент получает право выкупить право на часть месторождения. В бухгалтерском учете компании, работающие под сервисным контрактом с риском, отражают понесенные расходы как дебиторскую задолженность, а полученное вознаграждение – как выручку от реализации услуг. В соответствии с сервисными контрактами с риском компания также оказывает схожие работы, только понесенные расходы могут быть возмещены только в случае наличия промышленных запасов нефти. В случае отсутствия промышленных запасов нефти правительство страны не обязано возмещать контрагенту расходы. Некоторые компании отражают расходы по сервисным контрактам с риском, также как и при безрисковых сервисных контрактах. Однако данная точка зрения имеет своих противников, которые отражают данные расходы как обычные расходы, понесенные при освоении полезных ископаемых. Капитализированные расходы стоит начинать амортизировать в тот момент, когда будет существовать большая вероятность возмещения расходов [9, с. 256].

Контракты, регламентирующие совместную деятельность

Стоит отметить, что соглашения о совместной деятельности могут существовать как отдельные контракты, либо заключаться в рамках выше указанных договоров совместного освоения, когда долей активного участия обладают две или более компании.

Совместные предприятия и другие подобные образования часто используются нефтегазовыми компаниями как инструмент распределения высоких отраслевых рисков и привлечения специалистов для осуществления конкретных проектов пропорционально доле участников в таких предприятиях. В МСФО существует стандарт, регулирующий совместную деятельность, – МСФО (IAS) 31. В соответствии с данным стандартом наличие совместного контроля – это основное отличие совместных предприятий от других форм сотрудничества сторон. Следовательно, в соответствии с МСФО совместным предприятием не является образование, в котором отсутствует совместный контроль. В рамках совместного контроля установленная группа участников совместной деятельности единогласно согласовывает все ключевые финансовые и операционные решения.

Назначение одного из участников оператором совместного предприятия никаким образом не ограничивает совместного контроля. Полномочия оператора обычно ограничены принятием решений в отношении текущей деятельности: все ключевые стратегические финансовые и операционные решения принимаются участниками совместной деятельности коллективно.

В соответствии с МСФО (IAS) 31 совместные предприятия подразделяются на три класса:

- совместно контролируемая деятельность;
- совместно контролируемые активы;
- совместно контролируемые организации.

В рамках совместно контролируемой деятельности одна сторона контролирует права на углеводороды и имеет оборудование и сооружения для добычи, а другая владеет транспортными средствами и (или) обра-

бывающими мощностями. Между сторонами совместной деятельности происходит распределение выручки и расходов, связанных с конечным продуктом совместной деятельности. Каждая сторона сохраняет право собственности и контроль за своими активами.

Участник совместно контролируемых активов отражает:

- свою долю в совместно контролируемом активе, классифицируемую в соответствии с характером актива;
- любые возникающие у участника обязательства;
- свою пропорциональную долю в обязательстве, возникшем в связи с совместно контролируемыми активами;
- свою долю в расходах по операциям этих активов;
- свою долю в любых доходах, получаемых в результате деятельности этих активов (например, в дополнительных платежах от использования этих активов третьими сторонами).

Примером совместно контролируемой деятельности может служить доля совместной деятельности в месторождении, когда каждый участник получает свою долю добытой нефти.

В нефтегазовой отрасли совместно контролируемые организации чаще всего встречаются на этапе мидстрима. Совместно контролируемые организации могут отражаться в учете либо по методу консолидации на пропорциональной основе, либо по методу долевого участия. Выбор одного из этих двух методов отражается в учетной политике компании и последовательно применяется ко всем совместно контролируемым организациям, в которых участвует компания. Однако стоит отметить, что в сентябре 2007 г. Комитет по МСФО опубликовал проект для обсуждения (ED) 9 «Соглашения о совместной деятельности», в котором представлены предложения в отношении признания и раскрытия долей в проектах совместной деятельности. Он должен заменить стандарт МСФО (IAS) 31 и представляет собой следующий шаг к достижению целей «Протокола о намерениях», подписанного между Комитетом по МСФО и Советом по стандартам финансового учета, в рамках сближения стандартов МСФО и ГААП США. Предложения касаются внесения изменений только в МСФО, изменений для внесения в ОПБУ США не предложено. Основным изменением в стандарт в соответствии с проектом является исключение метода пропорциональной консолидации. Следовательно, по мнению авторов работы, компаниям нефтегазового сектора следует консолидировать совместно контролируемые организации по методу долевого участия.

В рамках совместно контролируемых активов участники вкладывают активы в совместную деятельность при ее создании. Вклад может осуществляться денежными средствами и неденежными активами. Вклад активов представляет собой часть активов, с которой расстается вкладывающая сторона в обмен на получение части активов, вносимых другими участниками. Соответственно вкладчик должен отражать прибыль / убыток, относящийся к вкладываемым активам, сумма которой (ого) определяется как разница между его долей в справедливой стоимости активов, вкладываемых другими участниками, и долей других участников в балансовой стоимости активов, вносимых этим вкладчиком.

Однако некоторые соглашения о взаимодействии похожи на совместные предприятия, но не соответствуют их критериям, так как для принятия ключевых стратегических решений в них не требуется единогласного согласия участников. Похожая ситуация возникает, когда для принятия решения требуется подавляющее большинство голосов, что может быть достигнуто в резуль-

тате разнообразных объединений акционеров, но ни один из участников индивидуально не имеет права вето в отношении решения других участников.

Еще одной сложностью учета в рамках совместной деятельности предприятий нефтегазового комплекса является инвестирование в неделимое совместное имущество. В случае, если у инвесторов есть неделимое долевое участие в материальных или нематериальных активах, они имеют право использовать часть операционной мощности такого актива. В качестве примера можно привести ситуацию, когда несколько инвесторов осуществили инвестиции в нефтепровод и один инвестор, которому принадлежит 20%-ная доля, имеет право на использование 20% мощности трубопровода. Согласно отраслевой практике, инвестор должен отразить свою неделимую долю по себестоимости за вычетом накопленной амортизации и любого возможного обесценения.

Таким образом деятельность компаний нефтегазовой отрасли содержит достаточно много специфик относительно как экономической деятельности, так и ее отражения в учете. Главными особенностями являются совокупность высоких рисков при низкой вероятности нахождения промышленных запасов в недрах, длительный процесс промысла, высокими подготовительными затратами и прочие.

Процесс нефтедобычи состоит из семи основных фаз:

- долицизионных ведение разведочных работ;
- приобретение лицензии;
- поисково-оценочных работ;
- оценка запасов и их разведка;
- разработка месторождений;
- добыча;
- закрытие промысла.

Каждая из них содержит свои особенности и трудности учета, которые в разных стандартах учета решены по-разному.

Также нефтегазовые компании зачастую заключают специфические договора при совместной добыче: СПГ, концессионные договора, договора аренды, которые имеют свои особенности в отношении учета возмещаемых расходов, роялти совместно добытой нефти.

Все эти факторы способствовали появлению в нефтегазодобывающих странах специальных отраслевых стандартов. В 2005 г. МСФО также выпустил отдельный стандарт для учета отдельного этапа промысла нефтегазовой отрасли – разведки и оценки, однако данный стандарт не является полным и исчерпывающим руководством. Именно это затормаживает процесс перехода нефтегазовых компаний на МСФО, что в дальнейшем может быть решено путем интеграции с американскими стандартами.

Литература

1. Запасы [Электронный ресурс] : Междунар. стандарт финансовой отчетности №2 с изм., действительными до 31 дек. 2008 г. – Режим доступа: <http://www.iasb.com>.
2. Выручка [Электронный ресурс] : Междунар. стандарт финансовой отчетности №18 с изм., действительными до 31 дек. 2008 г. – Режим доступа: <http://www.iasb.com>.
3. Нематериальные активы [Электронный ресурс] : МСФО 38 с изм., действительными до 31 дек. 2008 г. – Режим доступа: <http://www.iasb.com>.
4. Основные средства [Электронный ресурс] : Междунар. стандарт финансовой отчетности №16 с изм., действительными до 31 дек. 2008 г. – Режим доступа: <http://www.iasb.com>.

5. Разведка и оценка минеральных запасов [Электронный ресурс] : МСФО 6 : выпущен в июле 2005 г. – Режим доступа: <http://www.iasb.com>.
6. Резервы, условные обязательства и условные активы [Электронный ресурс] : МСФО 37 с изм., действительными до 31 дек. 2008 г. – Режим доступа: <http://www.iasb.com>.
7. Учет обесценения активов [Электронный ресурс] : Международный стандарт финансовой отчетности №36 с изм., действительными до 31 дек. 2008 г. – Режим доступа: <http://www.iasb.com>.
8. Финансовый учет и отчетность нефтегазовых компаний [Электронный ресурс] : стандарт по финансовому учету №19 : выпущен в декабре 1977 г. – Режим доступа: <http://www.iasb.com>.
9. Исследование по вопросам учета в добывающих отраслях. Исследование, выпущенное в качестве комментариев Комитета по Международным стандартам финансовой отчетности [Электронный ресурс] : ноябрь 2000 г. – Режим доступа: <http://www.iasb.com>.
10. Кортес С.Л., Ирвин Х.Д., Кайдонис М.А. Бухгалтерский учет нефтегазовых предприятий и его экономические последствия в прошлом, настоящем и будущем
11. МСФО: точка зрения КПМГ [Текст] : практ. руководство по Международным стандартам финансовой отчетности, подготовленное КПМГ. / пер. с англ. – М. : Альпина Бизнес Букс, 2008. – 1248 с.
12. МСФО (IFRS) 6 «Разведка и оценка запасов минеральных ресурсов» [Электронный ресурс] : первый опыт применения : методические пособия КПМГ. – Режим доступа: <http://www.iasb.com>.
13. Райт Ш.Д. Финансовый и бухгалтерский учет в международных нефтегазовых компаниях [Текст] / Ш.Д. Райт, Р. Галлан. – М. : Олимп-бизнес, 2007.
14. Рекомендованная практика по учету оценки нефтяных и газовых месторождений, разработки, добычи и завершения промысла (SORP) [Электронный ресурс] : выпущен 7 июля 2001 г. – Режим доступа: <http://www.iasb.com>.

Ключевые слова

Нефтегазовые компании; МСФО; GAAP США; SORP 2001; апстрим; стадии добычи нефти; расходы; выручка; учет активов; учет резервов; контрактный учет.

Чая Владимир Тигранович

Панкратова Вероника Владимировна

РЕЦЕНЗИЯ

Актуальность темы исследования обусловлена тем, что нефтегазовые компании составляют немаловажную часть экономики любой страны, ориентированной на экспорт нефти, Российской Федерации в частности. До сегодняшнего момента вопрос регулирования бухгалтерского учета не решен на международном уровне до конца.

Также следует отметить возможную интеграцию систем учета США и международных стандартов в скором будущем, что делает изучение особенностей бухгалтерского учета нефтегазовых компаний особенно актуальным.

Научная новизна и практическая значимость. В статье освещены основные особенности учета в нефтегазовых компаниях. Данная работа содержит глубокий анализ регулирования бухгалтерского учета, имеются числовые примеры, что подтверждает практическую значимость статьи.

Заключение: рецензируемая статья отвечает требованиям, предъявляемым к научным публикациям, и может быть рекомендована к публикации в журнале «Аудит и финансовый анализ».

Суйц В.П., д.э.н., профессор Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова

2.6. REGULATORY CONTROL OF ACCOUNTING IN RUSSIA

V.T. Chaya, Doctor of Science and Economics, Professor, Member of Russian Academy of Natural and Science;
V.V. Pankratova, Ph.D. Student, Chair of Accounting and Audif of Moscow Finance-law Institute

This article is devoted to peculiarities of accounting in accordance with International Accounting Standards. The article is consisted into three informational parts.

In the first part of the article issues regarding accounting of oil industries in accordance with International standards and relationship between international standards and GAAP of USA and UK are concerned. Economical peculiarities of doing business in oil industry are also described. This peculiarities lead to issues in accounting. As a result in the first part the following common issues of accounting are described: reserves accounting, alternative ways of expenses accounting, accounting of provisions, accounting of overheads, impairment of assets.

In the second part of the article accounting issues of each upstream stages are described.

In the third block the influence of contractual accounting on finance accounting in oil industry is studied.

Literature

1. Extractive issues paper, An Issues Paper issued for comment by the IASC Steering Committee on Extractive Industries, November 2000 p. 1-290.
2. International Accounting Standard №2. Inventories with amendments issued up to 31 December 2008.
3. International Accounting Standard №16. Fixed assets. with amendments issued up to 31 December 2008
4. International Accounting Standard №18. Revenue with amendments issued up to 31 December 2008
5. International Accounting Standard №36. Impairment of Assets. with amendments up to 31 December 2008
6. International Accounting Standard №37. Reserves and Provisions. with amendments up to 31 December 2008
7. International Accounting Standard №38. Intangible assets. with amendments up to 31 December 2008
8. International Financial Reporting Standard №6. Exploration for Evaluation of Mineral Resources (version with amendments up to 31 December 2008)
9. IFRS: KPMG's view. Practical guidance to application of International accounting standards issued by KPMG. 2007-2009, M: – Alpina Business Books, – 1248 p.
10. Statement of Recommended Practice Accounting for Oil and Gas Exploration, Development, Production and Decommissioning Activities (SORP), 7th July 2001.
11. Statement of Financial Accounting Standards №19 «Financial accounting and reporting by oil and gas producing companies», December 1977.
12. IFRS 6 «Exploration for and Evaluation of Mineral Resources»: first impressions, issued by KPMG.
13. Sh.D. Rait, R. Gallan. «Financial accounting in international oil and gas companies», M:- Alpina Business Books, 983 p.
14. C.L. Cortese, H.J. Irvine, M.A. Kaidonis. Extractive industries accounting and economic consequences: past, present and future., 2008.

Keywords

Oil and Gas Companies; International Accounting Standards; SORP 2001; upstream; stages of oil and gas extraction; revenue; assets; accounting; provisions; contractual accounting.