

## ОБЩИЙ АУДИТ

## НЕОБХОДИМОСТЬ ПОЛНОТЫ УЧЕТА ЗАТРАТ НА РАЗВЕДКУ, РАЗРАБОТКУ И ЭКСПЛУАТАЦИЮ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Мягих М.А., аудитор

ЗАО «КПМГ»

Нефть – это не только топливо, но и уникальное сырье для нефтехимического синтеза. В настоящее время налоговой политике, проводимой сегодня Правительством, остро недостает теоретического обоснования государственной стратегии в области налогового регулирования недропользования. Пока следует констатировать наличие только фискального интереса государства к использованию нефти как основного экспортного товара, обеспечивающего валютные поступления. Учитывая невоспроизводимость нефти, такое отношение является проблемным с точки зрения интересов будущих поколений. В настоящее время не просматривается перспектива участия государства в рисках, связанных с деятельностью нефтедобывающих компаний, а не только в доходах от использования нефтяных ресурсов Российской Федерации.

В сфере нефтедобычи и нефтепереработки государство заинтересовано в развитии нефтяного комплекса в следующих основных направлениях:

- Полнота извлечения нефти. Нефтяное месторождение имеет свой жизненный цикл (жизненный цикл скважины будет более подробно рассмотрен ниже), в последней стадии которого наблюдается значительное обводнение продукции. Соответственно, увеличиваются затраты на извлечение и подготовку нефти. Интерес общества заключается в том, чтобы месторождение было разработано полностью, в момент ликвидации скважин в недрах не должно оставаться нефти, которую еще можно было бы извлечь. Интерес нефтедобывающих компаний состоит в наиболее эффективной разработке месторождения. Под эффективностью в данном случае понимается получение максимального уровня отдачи (прибыли) от разработки месторождения. Если принять предположение, что цены на нефть компания определять не может, в ее распоряжении остается управление затратами. На последней стадии жизни скважины затраты могут вырасти до уровня, превышающего цену реализации. В этом случае более рациональным будет решение о ликвидации скважин до полного извлечения запасов. В распоряжении государства есть два инструмента воздействия на компании для соблюдения своих интересов – налогообложение и прямое принуждение:
  - ставка налога на добычу полезных ископаемых в настоящее время не зависит от стадии жизненного цикла скважины, что не способствует сближению интересов частного капитала и государства;
  - объемы добычи определяются в лицензионном соглашении на добычу нефти. Несоблюдение условий лицензии является причиной для отзыва лицензии. Таким образом, данный вопрос решается государством методом принуждения, а не побуждения нефтедобывающих предприятий.
- Прирост резервов нефти. Восполнение резервов (разведка) и подготовка запасов к извлечению являются жизненно важными для продолжения деятельности как государства, так и частных компаний. Для государства восполнение резервов имеет значение как со стороны стратегической безопасно-

сти, так и со стороны налоговых поступлений (налог на добычу полезных ископаемых, экспортные пошлины, налог на прибыль). Способность восполнить подготовленные нефтяные резервы определяет способность компании продолжать свою деятельность в перспективе. Простейшим критерием устойчивости может служить прирост запасов по итогам отчетного периода: прирост должен быть на уровне не меньше, чем добыча за период. Интересы государства и фирм в данном случае совпадают. По отношению к геологоразведочным работам фискальный и авторитарный инструменты государства работают следующим образом:

- затраты на геологоразведочные работы принимаются к вычету для целей расчета налога на прибыль;
  - объем и содержание разведочных работ обязательных к проведению фиксируется в лицензионном соглашении на конкретный участок;
  - исходя из этого, можно охарактеризовать сложившуюся ситуацию как управляемую государством, а отсутствие стимулирования объясняется изначально существующим интересом фирм в увеличении ресурсной базы.
- Глубина переработки нефти. Глубина переработки нефти определяется количеством нефтепродуктов, которое можно получить из 1 тонны нефти. Интерес государства в повышении глубины переработки базируется на ресурсосберегающей стороне проблемы: если принять предположение о том, что спрос, к примеру, на бензин заранее известен, то удовлетворить этот спрос возможно меньшим количеством нефти, если ее более полно переработать. Интерес компаний, которые занимаются нефтепереработкой, основан на экономической стороне вопроса: стоимость корзины нефтепродуктов прямо пропорциональна глубине переработки. Однако, строительство установок, повышающих степень переработки нефти, требует существенных капитальных вложений.

Нефтедобывающая промышленность подвержена следующим характерным для нее рискам:

- Значительная капиталоемкость. Затраты на бурение и обустройство одной скважины может составлять сотни миллионов рублей.
- Долгосрочный характер проявления результатов инвестиционной деятельности предприятия. От размера и статуса запасов зависит возможность компании осуществлять свою деятельность, причем именно подготовленные запасы нефти определяют порог, после которого предприятие не может продолжать свою деятельность.
- Вероятностный характер отдачи от инвестиций в нефтедобычу. Специфика геологоразведочных работ такова, что даже значительные инвестиции не могут гарантировать прирост разведанных запасов.
- Налогообложение добычи нефти. Налог на добычу полезных ископаемых привязан к мировым рыночным ценам на нефть. Повышение мировых цен приведет к изменению ставки НДПИ, что, в конечном итоге, может повлиять на решение о продолжении разработки месторождения, особенно в последней его стадии.

Данные риски полностью ложатся на нефтяные компании. При разделении интересов и рисков большое значение имеет методология учета затрат, которые более точно определяют количественное выражение риска.

### Бухгалтерский учет затрат на получение лицензий на право пользования недрами

Затраты на разведку, разработку и эксплуатацию нефтяных месторождений хронологически начинаются с приобретения лицензии на право вести деятельность по разведке и разработке лицензионного участка.

В соответствии со ст.11 Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. N 2395-I «О недрах» (с изменениями от 26 июня, 25 декабря 1992 г., 1 июля 1994 г., 3 марта 1995 г., 10 февраля 1999 г., 2 января 2000 г., 14 мая, 8 августа 2001 г., 29 мая 2002 г., 6 июня 2003 г., 29 июня, 22 августа 2004 г.) «..Лицензия является документом, удостоверяющим право ее владельца на пользование участком недр в определенных границах в соответствии с указанной в ней целью в течение установленного срока при соблюдении владельцем заранее оговоренных условий.» При принятии к учету затрат на приобретение лицензии следует руководствоваться следующим подходом:

- Затраты, связанные с приобретением лицензии, учитываются на счете 97 «Расходы будущих периодов».
- С момента получения прав на разведку и разработку лицензионного участка стоимость лицензии, сформированной на счете 97 следует амортизировать, равномерно списывая ее на затраты отчетного периода в течение всего срока действия лицензии:
  - при нахождении лицензионного участка в стадии разведки затраты отчетного периода по амортизации лицензии следует учитывать в составе операционных расходов;
  - если на данном участке ведется добыча углеводородного сырья, то долю стоимости лицензии, подлежащую списанию в отчетном периоде, следует учитывать в составе себестоимости добытого углеводородного сырья;
  - если лицензионный участок находится в стадии разработки, но добыча нефти приостановлена, то на этот период затраты по амортизации лицензии следует относить на операционные расходы.
- В соответствии с п.19 ПБУ 4/99 «Бухгалтерская отчетность организации» в бухгалтерской отчетности долю затрат по амортизации лицензий, подлежащую списанию в течение 12 месяцев после отчетной даты следует учитывать в составе статьи «Расходы будущих периодов» второго раздела бухгалтерского баланса «Оборотные активы». Долю затрат по амортизации лицензий, подлежащую списанию в отчетных периодах после 12 месяцев со дня отчетной даты следует отражать в составе статьи «Прочие внеоборотные активы» первого раздела бухгалтерского баланса «Внеоборотные активы».
- Если после проведения конкурса Организация не получает лицензию, то сумму понесенных предварительных затрат (примером подобных затрат может быть плата за участие в конкурсе, затраты на подготовку конкурсных документов) следует признать в составе внебюджетных расходов отчетного периода.

### Бухгалтерский учет затрат на геологоразведочные работы по разведваемым месторождениям

Геологоразведочные работы (далее – *ГРП*) проводятся с целью выявления нефтеносных участков недр, детализации данных для разведочного и эксплуатационного бурения, подсчета и уточнения запасов нефти. Итогами проведения *ГРП* (при их результативности) являются данные о запасах нефти, а также информация, сопутствующая определению наиболее эффективному размещению скважин и методу добычи. Таким образом, *ГРП* по большей части являются расходами будущих периодов.

В соответствии с Временным положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ геологоразведочные работы на нефть и газ в зависи-

мости от стоящих перед ними задач, состояния изученности нефтегазоносности недр подразделяются на:

- региональный;
- поисково-оценочный;
- разведочный.

Целью *региональных* геолого-геофизических работ является изучение основных закономерностей геологического строения слабо исследованных осадочных бассейнов и их участков и отдельных литолого-стратиграфических комплексов, оценка перспектив их нефтегазоносности и определение первоочередных районов и литолого-стратиграфических комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ на конкретных объектах.

Региональный этап изучения недр предшествует поисково-оценочному этапу и проводится до тех пор, пока существуют благоприятные предпосылки для обнаружения новых перспективных комплексов на неосвоенных глубинах и зон нефтегазоаккумуляции в слабо изученных районах. В пределах нефтегазоносных районов региональные работы могут проводиться одновременно с поисково-оценочными и разведочными работами.

В соответствии с задачами региональный этап разделяют на две стадии прогноза нефтегазоносности и оценки зон нефтегазоаккумуляции.

Основным объектом исследования являются осадочные бассейны и их части. На стадии прогноза нефтегазоносности обосновываются наиболее перспективные направления дальнейших исследований и проводится выбор первоочередных объектов – нефтегазоперспективных районов и зон, перспективных комплексов.

Типовой комплекс региональных работ этой стадии включает:

- дешифрирование материалов аэро-, фото- и космических съемок, геологическую, гидрогеологическую, структурно-геоморфологическую, геохимическую мелкомасштабные съемки и другие исследования;
- аэромагнитную, гравиметрическую съемки масштабов 1:200 000, 1:500 000 и электроразведку;
- сейсморазведочные работы по системе опорных профильных пересечений;
- бурение опорных и параметрических скважин на опорных профилях в различных структурно-фациальных условиях;
- обобщение и анализ геолого-геофизической информации, результатов бурения скважин.

На стадии прогноза нефтегазоносности по результатам работ и обобщения материалов составляются отчеты (годовые и окончательные) о геологических результатах и оценке прогнозных ресурсов категорий Д<sub>2</sub> и частично Д<sub>1</sub>. В окончательном отчете обосновывается выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований.

Основными объектами исследования стадии оценки зон нефтегазоаккумуляции являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазоаккумуляции. На стадии оценки зон нефтегазоаккумуляции по результатам проведения работ и обобщения материалов составляются отчеты о геологических результатах и оценке ресурсов категорий Д<sub>1</sub> и частично Д<sub>2</sub>. В окончательном отчете обосновывается выбор районов и установление очередности проведения на них поисковых работ.

Целью *поисково-оценочных* работ является обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их запасов в сумме категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>. Поисково-

оценочный этап разделяется на стадии: выявления объектов поискового бурения, подготовки объектов к поисковому бурению, поиска и оценки месторождений (залежей).

Объектами проведения работ стадии выявления объектов поискового бурения являются районы с установленной или возможной нефтегазоносностью. Типовой комплекс работ включает:

- дешифрирование материалов аэрофото- и космических съемок локального и детального уровней генерализации;
- структурно-геологическую (структурно-геоморфологическую съемки);
- гравиразведку, магниторазведку и электроразведку;
- сейсморазведку по системе взаимовязанных профилей;
- бурение структурных скважин;
- специальные работы и исследования по прогнозу геологического разреза и прямым поискам.

По материалам геолого-геофизических работ по выявлению объектов поискового бурения составляются отчеты о геологических результатах работ и оценке прогнозных локализованных ресурсов Д\_1.

Объектами проведения работ на стадии подготовки объектов к поисковому бурению являются выявленные ловушки. Типовой комплекс работ включает:

- высокоточную гравиразведку и детальную электроразведку;
- детальную сейсморазведку;
- бурение структурных скважин.

По материалам геолого-геофизических работ по подготовке объектов к поисковому бурению составляется отчет о геологических результатах работ и паспорт на подготовленную структуру, с оценкой перспективных ресурсов категории С\_3.

Объектами проведения работ стадии поиска и оценки месторождений (залежей) являются подготовленные к поисковому бурению ловушки и открытые месторождения (залежи). Типовой комплекс работ включает:

- бурение и испытание поисковых-оценочных скважин;
- детализационную скважинную и наземную (морскую) сейсморазведку;
- специальные работы и исследования по изучению геологического разреза и положения контуров залежей и элементов ограничения залежи.

В процессе поиска месторождений (залежей) решается задача установления факта наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа. В случае открытия месторождения (залежи) подтверждающие геолого-геофизические материалы в установленном порядке представляются на государственную экспертизу запасов и по ее результатам ставятся на государственный баланс. В процессе оценки решаются следующие вопросы:

- установление фазового состояния углеводородов и характеристик пластовых углеводородных систем;
- изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;
- изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов;
- определение эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности;
- установление коэффициентов продуктивности скважин и добывных возможностей;
- предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям С\_2 и С\_1.

В отдельных случаях при оценке месторождений с целью уточнения промысловых характеристик коллектора проводится опытная эксплуатация пробуренных в рамках данной стадии единичных скважин. Опытная экс-

плуатация проводится по индивидуальным проектам, в которых определяются сроки проведения и максимальные объемы отбора нефти и газа. По результатам работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей) проводится систематизация геолого-геофизических материалов и составляется отчет о результатах поисково-оценочных работ.

Целью *разведочного* этапа является изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающих составление технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения (залежи) газа, а также уточнение промысловых характеристик эксплуатационных объектов в процессе разработки. Объектами проведения работ являются месторождения (залежи) нефти и газа. В процессе разведки решаются следующие вопросы:

- уточнение положения контактов газ-нефть-вода и контуров залежей;
- уточнение дебитов нефти, газа, конденсата, воды, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважин;
- исследование гидродинамической связи залежей с контурной областью;
- уточнение изменчивости емкостно-фильтрационных характеристик коллекторов;
- уточнение изменчивости физико-химических свойств флюидов по площади и разрезу залежи;
- изучение характеристик продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и призабойную зону с целью повышения коэффициентов извлечения.

Типовой комплекс работ на данном этапе включает:

- бурение разведочных, а в ряде случаев, и опережающих эксплуатационных скважин;
- переинтерпретацию геолого-геофизических материалов с учетом данных по пробуренным скважинам;
- проведение детализационных геолого-геофизических работ на площади и в скважинах;
- проведение пробной эксплуатации залежи.

Рациональная степень разведанности, необходимый объем работ и методы исследования определяются проектом разведки, составляемым и утверждаемым в установленном порядке. По результатам разведочных работ с учетом данных пробной эксплуатации проводится:

- уточнение геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а также сопутствующих компонентов разведанных и выявленных залежей (продуктивных горизонтов) месторождений по категориям С\_1 и частично С\_2;
- подготовка геолого-геофизических материалов, необходимых для составления технологической схемы разработки месторождений нефти и проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождений газа, а также для выбора методов повышения коэффициентов извлечения.

Этап разведки месторождения (залежи) завершается получением информации, достаточной для составления технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождений (залежи) газа.

По результатам работ на этапе разведки проводится систематизация геолого-геофизических материалов и составляются:

- отчет по подсчету запасов нефти, конденсата, природного газа и попутных компонентов;
- технико-экономическое обоснование величин коэффициентов извлечения нефти и конденсата.

Аналитический учет затрат на **ГРР** следует вести на счете 97 «Расходы будущих периодов» с выделением информации в разрезе:

- лицензионный участок;
- месторождение;
- статус (завершенные / незавершенные).

Учет затрат на геологоразведочные работы, не относящихся к отдельным объектам основных средств, следует вести на счете 97 «Вложения во внеоборотные активы» (субсчет «Незавершенные **ГРР**») до момента определения наличия или отсутствия экономических выгод от данных работ. Под «экономическими выгодами» следует понимать возможный эффект от информации, полученной после завершения **ГРР** в виде увеличения разведанных запасов на данном месторождении или возможности снижения затрат на разработку и добычу. Подобная оценка экономических выгод должна проводиться специалистами геологического и производственного отделов.

Если после каждого из намеченных этапов **ГРР** отсутствует негативная оценка относительно продуктивности месторождения, затраты на геологоразведочные работы продолжают учитываться на отдельном субсчете счета 97 до окончания работ.

В случае, если по окончании одного из этапов **ГРР** можно сделать однозначно негативный вывод относительно продуктивности месторождения, затраты на все геологоразведочные работы, накопленные на счете 97 по данному месторождению, подлежат списанию на расходы периода, в котором выявлена невозможность получения экономических выгод, в составе внебюджетных расходов.

По окончании всех этапов работ и определении потенциальных экономических выгод затраты, накопленные на отдельном субсчете «Незавершенные **ГРР**» счета 97, списываются в дебет субсчета «Завершенные **ГРР**» счета 97.

С момента начала добычи нефти на месторождении затраты, учитываемые на субсчете «Завершенные **ГРР**» счета 97, относящиеся к данному месторождению, следует признавать расходами текущего периода в соответствии с выбранным способом:

- Затраты списываются на себестоимость добычи нефти и газа линейным способом на установленный период использования, который может определяться отделом разработки. Под установленным периодом использования понимается срок, на протяжении которого результаты **ГРР** будут использованы, и по окончании его станут бесполезными.
- В учетной политике также можно установить иной порядок списания стоимости затрат, который принципиально отличается от установления срока использования. Если принять предположение, что все геологоразведочные работы имеют своей целью увеличение запасов нефти, то вторым приемлемым вариантом является, так называемый, потонный метод амортизации. В этом случае сумма списания считается по итогам отчетного периода в соответствии с формулой:

$$A = \frac{\text{Добыча}}{\text{ДРЗ}} * \text{ГРР},$$

где

**A** – сумма амортизации (списания) затрат на **ГРР** ;  
 Добыча – тоннаж нефти, добытой за отчетный период (год, месяц);

**ДРЗ** – доказанные разработанные запасы на 1 января отчетного года;

**ГРР** – сумма затрат на **ГРР** .

Для целей определения сумм списания в учетной политике можно установить различные методы определения параметров формулы, однако, самыми распространенными являются:

- Отчетный период. Обычно данные по аудиту запасов становятся доступны после начала отчетного периода, поэтому расчет суммы списания может проводиться по итогам года.
- Доказанные разработанные запасы. Для целей расчета следует использовать данные независимого аудита запасов, проводимого, к примеру, компаниями Miller&Lents, De Golyer & McNaughton. Используется категория запасов «доказанные разработанные» (proved developed).
- **ГРР** . Для целей расчета берется сумма затрат на **ГРР** в соответствии с данными бухгалтерского учета в разрезе месторождений.
- Добыча. Значение этого параметра напрямую зависит от отчетного периода и степени детализации аналитического учета. Как было предложено, аналитический учет затрат на **ГРР** должен обеспечивать информацию в разрезе лицензионных участков и месторождений, поэтому добыча также берется по каждому месторождению.

### Учет затрат по добыче нефти

Добыча включает подъем нефти на поверхность и сбор, предварительную обработку, первичную переработку и хранение добытого сырья. Стадия добычи заканчивается в точке выходного клапана резервуара для первичного хранения добытого сырья. Затраты по добыче нефти включают в себя следующие виды затрат:

1. Материалы.
2. Топливо.
3. Энергия.
4. Работы и услуги, носящие производственный характер. В их составе можно выделить следующие группы:
  - I. Для тех организаций, которые не имеют собственных производственных мощностей, или данных мощностей не хватает для работы всех скважин:
    - услуги по добыче нефти сторонних организаций;
    - услуги по подготовке нефти сторонних организаций.
  - II. Транспортные расходы.
  - III. Диагностика и обследование скважин.
  - IV. Содержание и ремонт внутрипромысловых автодорог.
  - V. Химический анализ нефти, контроль качества нефти.
  - VI. Информационно-технологические расходы.
  - VII. Затраты по повышению нефтеотдачи пластов.
  - VIII. Прочие работы и услуги производственного характера.
5. Расходы на природоохранную деятельность:
  - I. Содержание и ремонт объектов природоохранного назначения;
  - II. Расходы по рекультивации земель;
  - III. Прочие расходы на природоохранную деятельность.
6. Расходы на оплату труда:
  - I. Начисление основной заработной платы;
  - II. Выплата премий и поощрительных выплат, включаемых в себестоимость нефти;
  - III. Отчисления в резерв на выплату вознаграждения по итогам года;
  - IV. Отчисления в резерв на предстоящую выплату отпускных.
  - V. Добровольное страхование (медицинское страхование, страхование от несчастных случаев, страхование жизни).
7. Списание основных средств стоимостью до 10 тысяч руб.
8. Амортизация:
  - I. Амортизация основных средств.
  - II. Амортизация нематериальных активов.
  - III. Амортизация накопленных затрат на геологоразведочные работы по месторождениям, на которых началась добыча нефти.
  - IV. Амортизация лицензий на добычу нефти и газа.

9. Налоги и сборы, входящие в себестоимость нефти:
  - I. единый социальный налог.
  - II. налог на добычу полезных ископаемых.
  - III. плата за пользование водными объектами.
  - IV. плата за выбросы вредных веществ.
  - V. налог на имущество.
  - VI. транспортный налог.
  - VII. прочие налоги и сборы, входящие в себестоимость.
10. Капитальный и текущий ремонт основных средств:
  - I. Капитальный и текущий ремонт ОС, не связанный с ремонтом скважин.
  - II. Капитальный и текущий ремонт скважин (включая бурение вторых стволов).
  - III. Прочий текущий ремонт (не включая элементы, вошедшие в п. 4, 5)
11. Расходы на **ГРП** и НИОКР по добывающим месторождениям.
12. Прочие расходы производственного характера.

По данному составу затрат требуется дать некоторые пояснения:

**Капитальный ремонт скважин.** Вопрос о капитализации или списании в текущем периоде в качестве затрат на капитальный или текущий ремонт решается в соответствии с ПБУ 6/01. Единственным критерием для решения о капитализации или списании служит экономическая и техническая сущность произведенных работ, в соответствии с ПБУ 6/01 следует, что под реконструкцией и модернизацией понимается такое восстановление скважин, когда в результате его проведения изменяются первоначально принятые нормативные показатели функционирования. Приведем некоторые примеры результатов работ, которые ведут к улучшению первоначально принятых нормативных показателей:

- обнаружение новых доказанных запасов в результате выхода на новый пласт/горизонт;
- перевод доказанных запасов, установленных до проведения работ, в категорию «доказанных производящих» (proved producing) из категории «доказанных непроизводящих» (proved non-producing) или «доказанных неразработанных» (proved undeveloped) в результате углубления, повторного завершения скважины или выхода на вышележащий горизонт;
- возвращение продуктивности скважинам с истекшим сроком полезного действия и нулевой остаточной стоимостью, то есть получение возможности добычи нефти из скважин с нулевой остаточной стоимостью на момент проведения реконструкции и модернизации.

Таким образом, все, что не приводит к улучшению показателей производительности скважины по сравнению с первоначальными или к изменению статуса запасов, можно считать ремонтом для целей бухгалтерского учета.

**Расходы на ГРП и НИОКР по добывающим месторождениям.** На добывающих месторождениях геологоразведочные работы обычно проводятся с целью доразведки и уточнения запасов на отдельных участках месторождения. Такие работы в большей степени нацелены на увеличение эффективности добычи на существующих скважинах, за исключением 3Д и 4Д сейсморазведки, которая призвана более точно составить геологическую модель месторождений. Поэтому затраты по доразведке за исключением затрат на 3Д и 4Д сейсмику, затраты по которой следует учитывать на счете 97 «Расходы будущих периодов» и амортизировать в соответствии с выбранной методикой, следует признавать расходами отчетного периода в себестоимости нефти.

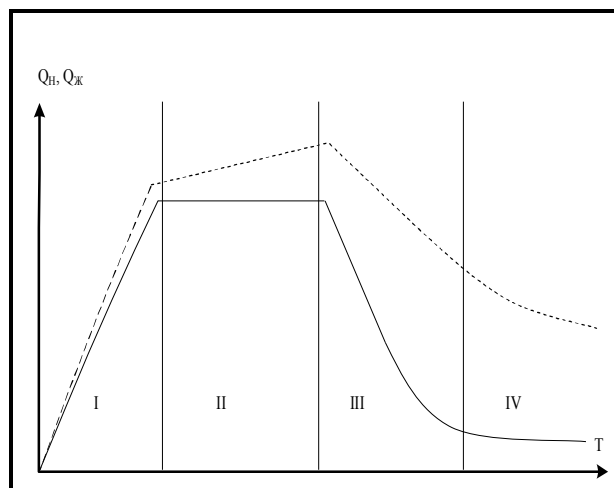


Рис. 1. Жизненный цикл скважины

На рис. 1 представлен жизненный цикл скважины.

$Q_n$  – количество нефти (сплошные линии);

$Q_{ж}$  – количество скважинной жидкости (пунктирные линии);

$T$  – время.

В жизненном цикле можно выделить несколько этапов:

- I. Разбуривание месторождения. Данная стадия характеризуется высокими затратами капитального характера (строительство скважин, **ГРП**, объектов инфраструктуры) и относительно малыми эксплуатационными затратами. Себестоимость тонны нефти относительно мала. Длительность периода составляет 5-10 лет.
- II. Добуривание месторождения. Начинает расти обводненность скважинной жидкости, требуется некоторое воздействие на пласт. Себестоимость тонны нефти начинает увеличиваться за счет роста затрат на подготовку нефти. По мере увеличения добычи растут затраты на природоохранные мероприятия и рекультивацию загрязненных земель. Длительность периода составляет 3-7 лет.
- III. Снижение добычи. Продолжает увеличиваться обводненность продукции, практически все скважины переводятся на механических способ. Себестоимость тонны нефти увеличивается в первую очередь за счет роста затрат на увеличение нефтеотдачи пластов, затрат по подготовке нефти, капитального и текущего ремонта. Возможно проведение работ по доразведке на отдельных участках месторождения. Длительность периода составляет 7-15 лет.
- IV. Завершение разработки. Средняя обводненность продукции достигает 80-85%. Себестоимость тонны нефти может расти прежде всего за счет роста затрат на подготовку нефти капитальный (текущий) ремонт, в том числе в скважинах. Так как 80-90% извлекаемых запасов добыто, затраты по повышению нефтеотдачи пластов и на **ГРП** уменьшаются, ставится вопрос об экономической эффективности продолжения добычи и ликвидации скважин. Длительность периода составляет 10-15 лет.

### Учет расходов на освоение природных ресурсов для целей расчета налога на прибыль

В соответствии со статьей 261 Налогового кодекса РФ к расходам на освоение природных ресурсов, в частности, относятся расходы на поиски и оценку месторождений полезных ископаемых (включая аудит запа-

сов), разведку полезных ископаемых и (или) гидрогеологические изыскания, осуществляемые на участке недр в соответствии с установленными в установленном порядке лицензиями или иными разрешениями уполномоченных органов, а также расходы на приобретение необходимой геологической и иной информации у третьих лиц, в том числе в государственных органах.

В соответствии со статьей 325 НК РФ по окончании работ по договору с подрядчиком осуществленные расходы по данному договору включаются в состав прочих расходов с 1-го числа месяца, в котором подписан последний акт выполненных работ с подрядчиком по данному договору. Данные расходы включаются в состав расходов равномерно в течение 12 месяцев. Текущие расходы на содержание объектов, связанных с освоением природных ресурсов (в том числе расходы на оплату труда, расходы, связанные с содержанием и эксплуатацией временных сооружений, и иные подобные расходы), а также расходы на доразведку месторождения или его участков, находящихся в пределах горного или земельного отвода организации, в полной сумме включаются в состав расходов того отчетного (налогового) периода, в котором они произведены. При этом к расходам на доразведку относятся расходы, связанные с осуществлением работ по доразведке по введенным в эксплуатацию и промышленно освоенным месторождениям.

## Основы учета нефтедобывающих предприятий в соответствии с ОПБУ США

Одним из распространенных способов учета нефтедобывающих предприятий в мировой практике является учет в соответствии с общепринятыми принципами бухгалтерского учета (ОПБУ) США (US GAAP). Основным документом является Положение № 19 «Финансовый учет и отчетность нефтегазодобывающими предприятиями» (далее – ПСФУ 19). В настоящее время распространение имеют два метода учета:

- метод результативных затрат (Successful efforts method);
- метод полной стоимости (Full cost method).

Метод результативных затрат чаще используется крупными компаниями, а метод полной стоимости, соответственно, преимущественно является выбором компаний среднего размера в силу большей простоты учета.

Приведем основные принципы учета по методу результативных затрат в сравнении с методом полной стоимости. Основными элементами затрат являются:

- приобретение прав на участки недр (acquisition costs);
- разведка (exploration costs);
- подготовка (development costs);
- добыча (production costs).

### Приобретение прав на участки недр (acquisition costs)

В соответствии с ПСФУ 19 права на участки недр включают владение на правах собственника или арендатора, концессию или прочие права на добычу нефти или газа по условиям, оговоренным при передаче соответствующего права. Права на участки недр включают в себя также роялти, выплаты эксплуатационного характера, осуществляемые в виде нефти или газа, и прочие права участия в участках недр, эксплуатируе-

мых другими компаниями, не дающие непосредственного права на эксплуатацию участка недр. Права на участки недр включают те соглашения с иностранными правительствами или властями, в соответствии с которыми предприятие участвует в эксплуатации соответствующих участков недр или другим образом выступает в качестве предприятия, на которое возложена функция по извлечению залегающих запасов.

Затраты на приобретение прав на участки недр капитализируются в момент возникновения, вне зависимости от того, находятся на них доказанные запасы или нет. Данные затраты включают в себя:

- Приобретение лицензий.
- Связанные юридические затраты (комиссионные брокерам, юристам, расходы на оформление сделок).
- Затраты внутренних отделов.
- Прочие затраты на приобретение.

Затраты, понесенные после приобретения (к примеру, арендные платежи и налоги) должны списываться на затраты текущего периода.

В соответствии с методом полной стоимости капитализации подлежат как затраты, понесенные в момент возникновения, так и последующие затраты, связанные с участками недр.

Затраты на геологоразведочные работы. В соответствии с методом результативных затрат по ОПБУ США разведочные работы подразделяются на связанные с бурением и не связанные с бурением разведочных скважин и стратиграфических скважин разведочного типа. Затраты на геологоразведочные и геофизические работы (не связанные с бурением), расходы по содержанию и сохранению неподготовленных участков недр должны списываться на расходы текущего периода в момент возникновения, за исключением определенных сейсмических исследований (3Д и 4Д), которые проводятся на участках с доказанными запасами с целью определения точек эксплуатационного бурения и уточнения границ месторождения.

Затраты на бурение разведочных скважин и стратиграфических скважин разведочного типа должны капитализироваться вместе с незавершенными скважинами, оборудованием и сооружениями до получения подтверждения, были ли в результате бурения таких скважин обнаружены доказанные запасы или нет. Если были обнаружены доказанные запасы, то капитализированные затраты на бурение скважины должны стать частью стоимости таких объектов, как скважины, вспомогательное оборудование и сооружения предприятия (даже если по завершении бурения скважина не переведена в состав эксплуатационных); если же скважина не обнаружила доказанных запасов, то капитализированные затраты на бурение скважины, за вычетом ликвидационной стоимости (если таковая присутствует), списываются на расходы текущего периода.

В соответствии с методом полной стоимости капитализации подлежат все затраты на разведку, как связанные с разведочным бурением, так и не связанные:

- Геологоразведочные работы.
- Геофизические исследования.
- Приобретение геологической и геофизической информации у третьих лиц.
- Разведочные скважины и стратиграфические скважины разведочного типа.
- Сухие скважины.

Затраты на подготовку. В соответствии с методом результативных затрат по ОПБУ США затраты на под-

готовку участков недр должны капитализироваться, составляя часть стоимости скважин и соответствующего оборудования и сооружений. Таким образом, все затраты на бурение и обустройство эксплуатационных скважин, стратиграфических скважин эксплуатационного типа и обслуживающих скважин являются затратами на подготовку и капитализируются независимо от того, является скважина продуктивной или нет. Стоимость приобретения или строительства вспомогательного оборудования и сооружений, применяемых в деятельности по добыче нефти, также должна капитализироваться. Примерами вспомогательного оборудования и сооружений служат сейсмическое, бурильное, строительное оборудование и оборудование для земляных работ, машины, ремонтные мастерские, склады, отделы снабжения, лагеря и административные офисы. В части затрат на разработку учет по методу полной стоимости полностью совпадает с методом результативных затрат.

Затраты на добычу. В соответствии с методом результативных затрат и методом полной стоимости по ОПБУ США в общем случае считается, что стадия добычи заканчивается в точке выходного клапана резервуара для первичного хранения добытого сырья. Производственные затраты – это затраты, понесенные на эксплуатацию и обслуживание скважин предприятия, а также оборудования и сооружений, включая амортизацию и расходы по эксплуатации вспомогательного оборудования и сооружений, а также прочие затраты по эксплуатации и обслуживанию таких скважин и связанного оборудования и сооружений. Примерами производственных затрат (иногда называемых затратами на извлечение) являются:

- затраты на рабочую силу для эксплуатации скважин, оборудования и сооружений;
- ремонт и техническое обслуживание;
- материалы, сырье, топливо и услуги, используемые при эксплуатации скважин, оборудования и установок;
- налоги на имущество и расходы по страхованию, относящиеся к участкам недр с доказанными запасами и скважинам, оборудованию и сооружениям;
- амортизация.

Амортизация затрат на приобретение участков недр, стоимость скважин и сопутствующего оборудования амортизируется методом единицы продукции (потонный метод). В качестве центра затрат для расчета может использоваться либо каждый участок недр в отдельности, либо обоснованное укрупнение участков недр (месторождение, бассейн) с общей геологической структурой или стратиграфическими условиями.

Формула расчета амортизации затрат на приобретение участков недр, на которых были выявлены доказанные запасы выглядит следующим образом:

$$A = \frac{\text{Добыча}}{\text{ДЗ}} * \text{СЗП},$$

где

**A** – сумма амортизации (списания) затрат на приобретение участков недр с доказанными запасами;

**Добыча** – тоннаж нефти, добытой за отчетный период (год, месяц);

**ДЗ** – доказанные запасы на 1 января отчетного года;

**СЗП** – сумма затрат на приобретение участков недр с доказанными запасами.

Формула расчета амортизации затрат на бурение скважин и стоимости сопутствующего оборудования

выглядит аналогичным образом, за исключением используемой категории запасов:

$$A = \frac{\text{Добыча}}{\text{ДРЗ}} * \text{СЗР},$$

где

**A** – сумма амортизации (списания) затрат на разработку и обустройство участка недр;

**Добыча** – тоннаж нефти, добытой за отчетный период (год, месяц);

**ДРЗ** – доказанные разработанные запасы на 1 января отчетного года;

**СЗР** – сумма затрат на разработку и обустройство участка недр (стоимость за вычетом накопленной амортизации).

Участки недр с недоказанными запасами должны оцениваться регулярно с целью выявления уменьшения их оценочной стоимости. Оценочная стоимость участка недр, скорее всего, снизится, если, например, на нем была пробурена сухая скважина, а предприятие не имеет твердых планов продолжать бурение. Также вероятность частичного уменьшения стоимости или полного обесценивания участка недр увеличивается при приближении окончания срока аренды, если на участке недр или на соседних участках не было начато бурение. Если результаты проведенной оценки показали снижение стоимости, то в этом случае должен признаваться убыток путем создания оценочной поправки. Уменьшение стоимости участков недр с недоказанными запасами, затраты на приобретение каждого из которых были достаточно значительны, должно определяться отдельно по каждому участку недр, и убыток должен показываться путем внесения оценочной поправки. Когда предприятие имеет относительно большое количество участков недр с недоказанными запасами и затраты на приобретение этих участков по отдельности не являются значительными, то проведение оценки объявленной стоимости отдельно по каждому участку недр может быть нецелесообразным. В этом случае величина подлежащего отражению в учете убытка и величина оценочной поправки, которую необходимо внести для отражения уменьшения стоимости участков недр, должны будут определяться путем амортизации таких участков недр либо в совокупности, либо по группам на основе опыта предприятия в подобных ситуациях и прочей информации о таких факторах, как условия аренды подобных участков недр, средний срок аренды участков недр с недоказанными запасами, а также относительная доля тех участков недр, на которых в прошлом были обнаружены доказанные запасы.

Когда на каком-либо участке недр, содержащем недоказанные запасы, обнаруживаются доказанные запасы, то стоимость соответствующего участка недр должна быть переклассифицирована как участок недр с доказанными запасами. Для участков недр, по которым было определено уменьшение оценочной стоимости, переклассифицироваться в категорию участков недр с доказанными запасами должна остаточная стоимость (стоимость приобретения за вычетом оценочной поправки); для участков недр, которые амортизируются путем внесения стоимостной поправки на общей основе, переклассификации подлежит общая стоимость приобретения.

В соответствии с методом полной стоимости должен ежеквартально проводиться так называемый «Тест

потолка», который имеет своей целью не допустить превышения общих капитализированных затрат над справедливой стоимостью компании. Основные элементы расчета включают в себя:

- капитализированные затраты за минусом накопленного износа и отложенных налогов;
- приведенная дисконтированная стоимость (Present Value) будущих денежных потоков от добычи доказанных запасов;
- затраты, исключенные из базы расчета износа (недоказанные участки);
- наименьшее из затратной стоимости и справедливой стоимости недоказанных амортизируемых участков;
- отложенные налоги (разница между бухгалтерской и налоговой стоимостью капитализированных затрат по участкам недр).

### Отражение в учете затрат на ликвидацию активов

Порядок создания и отражении в бухгалтерском учете резерва на ликвидацию активов регулируется стандартом 143 «Учет обязательств по ликвидации активов» (FAS 143: Accounting for Asset Retirement Obligations).

Рассмотрим положения данного стандарта на условном примере:

- Оборудование на месторождении на 01.01.2006:
  - фонд скважин – 5;
  - резервуар – 1;
  - дожимная насосная станция – 1;
  - трубопровод промысловый – 5 км.;
  - линия электропередач – 12 км.
- Ставка амортизации (depletion) месторождения (D) – 10%.
- Ставка дисконтирования (R) – 12%.

Справедливая стоимость резерва на ликвидацию активов определяется суммой затрат, которые будут понесены при проведении ликвидационных работ в текущем отчетном периоде. Текущие рыночные цены являются наилучшим критерием для определения суммы затрат. Пусть для ликвидационных работ существуют рыночные ставки. С их помощью можно рассчитать общую сумму затрат (см. табл. 1.).

Таблица 1

#### ОБЩАЯ СУММА ЗАТРАТ

Объект	Количество	Стоимость ликвидации	Итого В=А*Б
	А	Б	
Фонд скважин	5	1 000	5 000
Резервуар	1	500	500
Дожимная насосная станция	1	700	700
Трубопровод промысловый	5	200	1 000
Линия электропередач	12	50	600
Всего:	X	X	7 800

Данная сумма (S = 7 800) представляет собой будущий отток денежных средств. Для целей расчета используется техника дисконтирования денежных потоков. В качестве ставки дисконтирования используется рыночная ставка с поправкой на риск (credit-adjusted risk-free rate), которая для целей нашего примера составляет 12%.

Период дисконтирования определяется сроком полезного использования данного оборудования. Ставка амортизации 10% означает, что в текущем периоде уровень добычи составил 1/10 от доказанных разработанных запасов. Для целей расчета примем предположения:

- на данном месторождении все запасы разведаны и подготовлены;

- не планируется бурение новых скважин или установки дополнительных резервуаров и оборудования;
- по мере разработки месторождения работы по повышению нефтеотдачи пластов будут проводиться таким образом, чтобы сохранить текущий уровень добычи (в тоннах).

Данные предположения позволяют сделать вывод о том, что через 10 лет месторождение будет полностью выработано, срок дисконтирования (T) рассчитан по формуле:

$$T = \frac{1}{D} = \frac{1}{10\%} = 10.$$

Сумма обязательства в момент возникновения определяется по формуле:

$$ARO = \frac{S}{(1 + D)^T} = \frac{7800}{(1.12)^{10}} = 2511.4.$$

Дисконтированная сумма резерва капитализируется в стоимости производственных основных средств. В момент признания обязательства делается проводка:

Дт Основные средства – 2 511,4.

Кт Обязательства по ликвидации – 2 511,4.

В соответствии с требованиями FAS 143 компания должна в дальнейшем перенести капитализированную стоимость обязательства на затраты систематическим рациональным методом на протяжении его срока полезного использования. Для целей нашего расчета примем линейный способ. Каждый год на протяжении 10 лет, начиная с 2006 года будет сделана проводка:

Дт Затраты – 251,1.

Кт Накопленная амортизация – 251,1.

В последующие отчетные периоды компания должна отражать в бухгалтерском учете изменения от времени и изменения первоначальных оценок в сроках, суммах затрат, ставки дисконтирования. Примем, что на протяжении срока разработки месторождения наши первоначальные предположения не изменялись. Затраты от изменения времени именуется «Прибавочные затраты» (Accretion expense) и рассчитываются по процентному методу, используя ставку дисконтирования. На протяжении 10 лет затраты признаются в увеличенные обязательства (см. табл. 2).

Таблица 2

#### УВЕЛИЧЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ НА ПРОТЯЖЕНИИ 10 ЛЕТ

Год	Резерв на 1 января	Прибавочные затраты	Резерв на 31 декабря
	А	Б=А*12%	В=А+Б
2006	2 511,4	301,4	2 812,8
2007	2 812,8	337,5	3 150,3
2008	3 150,3	378,0	3 528,3
2009	3 528,3	423,4	3 951,7
2010	3 951,7	474,2	4 425,9
2011	4 425,9	531,1	4 957,0
2012	4 957,0	594,8	5 551,9
2013	5 551,9	666,2	6 218,1
2014	6 218,1	746,2	6 964,3
2015	6 964,3	835,7	7 800,0

Дт Прибавочные затраты – 301,4 (2006 год)

Кт Обязательства по ликвидации – 301,4 (2006 год)

Общие затраты, признанные за 10 лет составят исходную рассчитанную стоимость ликвидации (см. табл. 3).

Если фактическая сумма затрат на ликвидацию будет отличаться от созданного резерва, в учете признается прибыль или убыток.



Таблица 3

**ОБЩИЕ ЗАТРАТЫ ПО ОБЯЗАТЕЛЬСТВАМ,  
ПРИЗНАННЫЕ ЗА 10 ЛЕТ**

Год	Накоплен- ные затраты на 1 января	Амортизация капитализи- рованного обязательства <b>А</b>	Приба- вочные затраты <b>Б</b>	Накоплен- ные затраты на 31 декабря <b>В=А+Б</b>
2006	0	251,1	301,4	552,5
2007	552,5	251,1	337,5	1 141,2
2008	1 141,2	251,1	378,0	1 770,4
2009	1 770,4	251,1	423,4	2 444,9
2010	2 444,9	251,1	474,2	3 170,2
2011	3 170,2	251,1	531,1	3 952,5
2012	3 952,5	251,1	594,8	4 798,5
2013	4 798,5	251,1	666,2	5 715,8
2014	5 715,8	251,1	746,2	6 713,1
2015	6 713,1	251,1	835,7	7 800,0

**Отражение в учете затрат на разведку  
и оценку запасов в соответствии с  
МСФО (IFRS) №6**

В соответствии с МСФО 6 «Разведочные работы и оценка полезных ископаемых» (IFRS 6 Exploration for and Evaluation of Mineral Resources) (далее – МСФО 6), который вводится в действие для отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2006 года и позднее, у предприятий появляется руководство по отражению в учете затрат на разведку и оценку запасов.

Предприятие может менять свою учетную политику, если эти изменения приведут к следующим результатам:

- финансовая отчетность с учетом этих изменений станет более адекватной (relevant) для целей принятия решений пользователями отчетности, и не менее достоверной (reliable), чем до принятия изменений;
- финансовая отчетность с учетом этих изменений станет более достоверной (reliable) для целей принятия решений пользователями отчетности, и не менее адекватной (relevant), чем до принятия изменений;
- критерии надежности и достоверности указаны в МСФО (IAS) 8 «Чистая прибыль (убыток) отчетного периода, Ошибки и Изменения учетной политики».

Затраты на разведочные работы и оценку запасов полезных ископаемых следует признавать в качестве активов (материальных или нематериальных, исходя из их сущности) по фактической стоимости. Предприятию предписывается разработать для целей учетной политики регламент определения видов затрат, которые относятся к затратам на разведку и оценку, исходя из возможности отнесения затрат непосредственно на разведку и оценку определенных полезных ископаемых. Приводятся примеры затрат для включения в регламент:

- приобретение прав на разведочную деятельность недр;
- топографические, геологические, геохимические и геофизические исследования;
- разведочное бурение;
- прокладка шурфов;
- отбор проб;
- деятельность по оценке технической осуществимости и экономической целесообразности добычи природных ресурсов.

Предприятие должно применять МСФО 6 только в отношении затрат на разведку и оценку запасов полезных ископаемых. Вне области применения МСФО 6 находятся:

- затраты, понесенные до разведки, к примеру, понесенные до получения законного права на разведку недр;

- затраты, понесенные после того момента, как техническая осуществимость и экономическая целесообразность добычи полезных ископаемых очевидна;
- расходы на подготовку участков недр к добыче, данные затраты регулируются Основными положениями (Framework) и МСФО (IAS) 38 «Нематериальные активы».

После признания активы учитываются в соответствии с моделью учета по амортизированной стоимости или справедливой стоимости (применимы модели МСФО (IAS) 16 «Основные средства» или МСФО (IAS) 38 «Нематериальные активы»). Выбранная модель должна применяться последовательно от одного отчетного периода к другому.

Активы, признанные в соответствии с МСФО 6 должны тестироваться на обесценение, когда присутствуют признаки того, что текущая стоимость (carrying amount) активов превышает их возмещаемую стоимость (recoverable amount). Примеры подобных событий представлены следующим списком:

- период, на который у предприятия есть право на разведку полезных ископаемых, истек (закончится в ближайшем будущем), а продления права не ожидается;
  - существенные затраты на дальнейшую разведочную деятельность и оценку полезных ископаемых на определенном участке недр не запланированы;
  - результаты разведочных работ на определенном участке недр не привели к обнаружению запасов, экономически целесообразных к извлечению, и предприятие приняло решение прекратить дальнейшие работы на данном участке недр;
  - присутствуют доказательства того, что хотя работы по подготовке недр к извлечению полезных ископаемых будут завершены, текущая стоимость не будет полностью возмещена после завершения добычи или продажи участка недр.
- Тест на обесценение должен проводиться в соответствии с МСФО (IAS) 36 «Обесценение активов», за исключением одного обстоятельства:
- предприятие должно разработать регламент учетной политики по распределению активов от разведочной деятельности и оценки природных ресурсов между объектами (или группами объектов), генерирующими денежные потоки (cash-generating unit);
  - эти объекты (группы объектов) не должны быть крупнее, чем сегменты (первичного или вторичного формата) в соответствии с МСФО (IAS) 14 «Сегментная отчетность».

Как видно из таблицы, существующие основные различия в рассмотренных системах учета:

РСБУ ориентированы прежде всего на учет по стоимости в момент возникновения затрат. Дисконтирование, создание резервов и тестирование на обесценение не применяются. Различия от МСФО и ОПБУ США существенны. МСФО не имеют подробной регламентации, однако, основные принципы направлены на создание отчетности, которая будет полезна пользователю, надежна, достоверна и адекватна для принятия решений. По методам учета можно провести частичную параллель с методом полной стоимости ОПБУ США. ОПБУ США разработаны наиболее подробно. Выбор метода учета (между методом результативных затрат и методом полной стоимости) зависит от базовых предположений, выбранных компанией. Частично объединяет управленческий и финансовый учет. Направлены как на подготовку надежной, достоверной и полезной отчетности, так и на достижение максимальной сопоставимости отчетностей различных компаний.

Бухгалтерский учет в России в нефтяной отрасли на данный момент далек от совершенства. Для принятия решений на уровнях, начиная от отдельной компании и заканчивая уровнем государства, следует развивать методологическую базу учета, основываясь на международных принципах.

Таблица 4

СРАВНЕНИЕ ПОДХОДОВ К ОСНОВНЫМ ЭЛЕМЕНТАМ УЧЕТА НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ.

Тип объекта	РСБУ	ОПБУ США	МСФО
Затраты на приобретение прав на участок недр.	Учитываются в составе затрат будущих периодов. Стоимость списывается равномерно на протяжении срока действия лицензии.	Капитализируются в момент возникновения, вне зависимости от того, находятся на них доказанные запасы или нет. Подлежат амортизации по доказанным запасам.	Могут признаваться в качестве активов. Амортизируются или учитываются по справедливой стоимости согласно выбранной модели. Тестируются на обесценение.
Затраты на геолого-разведочные работы.	Четкой регламентации в настоящий момент в РСБУ не содержится. Для целей расчета налога прибыль принимается в качестве расходов вне зависимости от результативности. Затраты на бурение разведочных скважин капитализируются по стоимости. Амортизируются преимущественно линейным методом по сроку полезного использования.	В соответствии с методом результативных затрат подразделяются на связанные с бурением и не связанные с бурением. <b>ГРР</b> не связанные с бурением списываются на затраты текущего периода (кроме отдельно описанных ситуаций). <b>ГРР</b> связанные с бурением капитализируются, однако, должны списываться на расходы, если не были обнаружены доказанные запасы. В дальнейшем капитализированные затраты амортизируются по доказанным разработанным запасам. В соответствии с методом полной стоимости капитализируются полностью. Ежеквартально проводится «Тест потолка».	Могут признаваться в качестве активов. Амортизируются или учитываются по справедливой стоимости согласно выбранной модели. Тестируются на обесценение.
Бурение и обустройство эксплуатационных скважин.	Затраты на бурение эксплуатационных скважин капитализируются по стоимости. Амортизируются преимущественно линейным методом по сроку полезного использования.	Затраты на бурение эксплуатационных скважин капитализируются по стоимости. Амортизируются потонным методом по доказанным разработанным запасам. Проводится тест на обесценение.	Затраты на бурение эксплуатационных скважин капитализируются по стоимости. Амортизируются или учитываются по справедливой стоимости согласно выбранной модели. Проводится тест на обесценение.
Эксплуатационные затраты	Сходные принципы учета всех текущих затрат. Различия в составе затрат обусловлены различиями в учете остальных областей деятельности (разведочные работы, строительство скважин).		
Резерв на ликвидацию скважин и оборудования	Не создается.	Создается. По сути, представляет собой самокредитование на будущие расходы.	Может создаваться. Учитывается по дисконтированной стоимости.

Мягких Михаил Александрович