

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
**«БЕЛГОРОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**
(Н И У « Б е л Г У »)

ИНСТИТУТ ЭКОНОМИКИ

КАФЕДРА УЧЕТА, АНАЛИЗА И АУДИТА

**ОРГАНИЗАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ
УЧЕТА ПОИСКОВЫХ АКТИВОВ**

**Магистерская диссертация
обучающегося по направлению подготовки 38.04.01 Экономика
заочной формы обучения, группы 06001610
Супрун Юлии Сергеевны**

**Научный руководитель
д.э.н., проф.
Зимакова Л.А.**

**Рецензенты
д.э.н., профессор кафедры
финансов, инвестиций и инноваций
НИУ «БелГУ»
Флигинских Т.Н.**

**к.э.н., доцент кафедры
«Бухгалтерский учет, анализ
и статистика»
АНО ВО «Белгородский
Университет кооперации
экономики и права»
Новосельцева С.Н.**

БЕЛГОРОД 2018

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ И УЧЕТА ПОИСКОВЫХ АКТИВОВ	8
1.1 МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ УЧЕТА ПОИСКОВЫХ АКТИВОВ В РОССИИ	8
1.2 АНАЛИЗ МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ, РЕГУЛИРУЮЩИХ ОЦЕНКУ ПОИСКОВЫХ АКТИВОВ	16
ГЛАВА 2. СОСТОЯНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	33
2.1. ОРГАНИЗАЦИЯ ДЕТАЛИЗИРОВАННОГО УЧЕТА ЗАТРАТ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ, ПРЕДОПРЕДЕЛЕННАЯ ОТРАСЛЕВЫМИ ОСОБЕННОСТЯМИ	33
2.2. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ	43
2.3. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ	56
ГЛАВА 3. НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ УЧЕТА ПОИСКОВЫХ АКТИВОВ	68
3.1. ОРГАНИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНЧЕСКОГО УЧЕТА ЗАТРАТ НА СОЗДАНИЕ ПОИСКОВЫХ АКТИВОВ	68
3.2. МОДЕЛЬ ВНУТРЕННЕГО АУДИТА УЧЕТА ПОИСКОВЫХ АКТИВОВ	75
3.3. РАЗРАБОТКА РАБОЧЕГО ПЛАНА СЧЕТОВ УЧЕТА ЗАТРАТ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	95

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Добывающая отрасль, на сегодняшний день, является одной из самых востребованных отраслей в Российской Федерации. Отрасль включает в себя ряд предприятий, занимающихся постоянным поиском и разработкой природных месторождений. В сложившихся условиях, когда нефть и природный газ являются преобладающими энергоносителями в России и занимают доминирующее положение в структуре ее топливного баланса, возникает необходимость тщательно спланированной организации поисковых и разведочных работ.

На сегодняшний день отрасль по добыче полезных ископаемых на территории России, в частности по добыче нефти и газа, играет очень важную роль для развития экономики страны. Ведение учета затрат по освоению полезных ископаемых является актуальной темой для тех регионов Российской Федерации, где наблюдается активное освоение месторождений природных ресурсов.

Геологоразведка, с экономической точки зрения, является достаточно рискованным видом деятельности и дорогостоящим процессом. Поэтому, с целью привлечения дополнительных инвестиций в геологоразведку необходимо предоставлять заинтересованным лицам полезную информацию, на основе которой они будут принимать управленческие решения. Открытую информацию о поисковых затратах предоставляет внешняя финансовая отчетность экономического субъекта. При этом раскрываемая в ней информация должна быть комплексной и достоверной.

В России все зарегистрированные юридические лица обязаны вести полный и подробный бухгалтерский учет в соответствии с российским законодательством. Нефтегазодобывающие компании, в первую очередь, руководствуются требованиями российского законодательства и только

потом, путем трансформации, решают вопрос по подготовке отчетности в соответствии с международными стандартами.

Организации, осуществляющие геологоразведочные работы на определенном участке недр, при формировании в бухгалтерском учете и раскрытии в бухгалтерской отчетности информации о поисковых затратах на освоение природных ресурсов должны руководствоваться особым стандартом Положением по бухгалтерскому учету «Учет затрат на освоение природных ресурсов» (ПБУ 24/2011), утвержденным Приказом Минфина России от 06.10.2011 №125н. Положение не является универсальным, а имеет явно выраженный отраслевой характер. Отдельно взятые аспекты бухгалтерского учета таких организаций в данной отрасли, во многом зависят от особенностей технологической деятельности в процессе поиска, разведки, оценки и добычи полезных ископаемых. Внимательное ознакомление с ПБУ 24/2011 наводит на мысль, что имеющееся в нем методическое обеспечение учета затрат на геологоразведку нуждается в определенной доработке, в том числе в части сбора информации о поисковых активах и их движении.

Отраслевые и технологические особенности деятельности, изменение источников финансирования работ по поиску месторождений природных ресурсов, своевременность и достоверность предоставляемой информации о понесенных затратах на разведку, вариативность выбора между применением отечественных и зарубежных методик управленческого учета, – все это приводит к необходимости разработки организационно-методологического обеспечения учета поисковых активов.

Цель и задачи диссертационной работы. Целью диссертационного исследования является развитие теоретических положений и разработка на их основе организационно-методических рекомендаций по совершенствованию учета поисковых активов для предприятий нефтегазодобывающей отрасли.

Достижение цели возможно посредством решения следующего комплекса задач:

- сформировать предложения по организации детализированного учета затрат для нефтегазодобывающих предприятий, predeterminedенные отраслевыми особенностями;
- разработать рекомендации по организации управленческого учета затрат на создание поисковых активов;
- сформировать модель внутреннего аудита поисковых активов для субъектов нефтегазовой отрасли.

Предмет и объект исследования. Предметом данного исследования являются теоретические, методологические и практические положения организационно-методического обеспечения учета поисковых активов.

Объектом диссертационного исследования является деятельность российских нефтегазодобывающих компаний, занимающихся ведением бухгалтерской отчетности в рамках поисковых активов.

Теоретическая и методологическая база исследования. Теоретико-методологические вопросы, касающиеся учета и оценки поисковых активов, методическое обеспечение, совершенствование контрольных процедур достаточно широко раскрыты в научной литературе и методических документах.

Теоретической и методологической основой служат работы ведущих российских и зарубежных ученых и практиков, нормативно-правовые документы, которые регламентируют вопросы учетной политики в нефтегазодобывающей отрасли России и других стран.

Методологической основой послужили сравнительный и функциональный анализы, метод финансовых вычислений, графический метод, методы сопоставления и моделирования и др.

Научная новизна. В диссертационной работе сформулированы и обоснованы следующие основные положения, обладающие элементами научной новизны:

1. Сформированы предложения по организации детализированного учета затрат для нефтегазодобывающих предприятий, predeterminedенные отраслевыми особенностями, упрощающие процедуру разработки учетной политики в части учета затрат.

2. Разработаны рекомендации по организации управленческого учета затрат на создание поисковых активов, включающие формат бюджета поисковых активов и детализацию учета поисковых затрат на их создание, аккумулируемых на счете 08 «Вложения во внеоборотные активы», а также относящихся на счет 91 «Прочие доходы и расходы», как затраты бесперспективной добычи, позволяющие сделать учетную информацию более прозрачной и понятной.

2. Предложена модель внутреннего аудита поисковых активов в нефтегазодобывающих организациях, включающая: цель, задачи, источники информации и этапы его проведения, дающая возможность повысить эффективность контроля за процессом формирования первоначальной стоимости поисковых активов и результативности их использования.

Теоретическая значимость данной работы состоит в развитии комплекса теоретических положений и подходов к организационно-методическому обеспечению учета поисковых активов субъектов нефтегазодобывающей отрасли.

Практическая ценность научного исследования заключается в подготовке, представлении и использовании рекомендаций по совершенствованию системы учета и оценки поисковых активов.

Объем и структура работы. Магистерская диссертация изложена на 104 страницах печатного текста и состоит из введения, трёх глав, заключения, списка литературы из 72 источников и приложений, включающих 10 документов.

Во введении даётся обоснование актуальности выбранной темы диссертационного исследования, формулируется цель и задачи работы, выделяют предмет и объект исследования.

В первой главе рассмотрены теоретические аспекты ведения учета поисковых активов на основе отечественного и зарубежного опыта, определены аналогичные черты и различия между российскими стандартами, международными стандартами и стандартами США.

Во второй главе охарактеризованы отраслевые особенности, влияющие на организацию и ведения учета затрат в нефтегазодобыче, проанализировано текущее состояние и тенденции развития нефтегазодобывающей отрасли РФ.

В третьей главе представлены рекомендации и разработки моделей, направленные на совершенствование учета поисковых активов.

В заключении сформулированы и обобщены основные результаты диссертационной работы по теме.

ГЛАВА 1. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ И УЧЕТА ПОИСКОВЫХ АКТИВОВ

Методологические основы учета поисковых активов в России

Начиная с 2012 года, в учетную политику Российской Федерации вступил в силу новый нормативный акт «Учет затрат на освоение природных ресурсов» (ПБУ 24/2011), который был утвержден Приказом Минфина России от 06.10.2011 № 125н. [10]. Данный нормативный акт был разработан и применен в отношении организаций, которые занимаются поиском, оценкой и разведкой полезных ископаемых на отдельно взятом участке природных недр.

Законодательство о бухгалтерском учете включает все федеральные законы и постановления Правительства РФ. Поэтому источником специальной терминологии, представленной в ПБУ 24/2011, служит Закон от 21.02.1992г. № 2395-1 «О недрах» и принятые в соответствии с ним подзаконные нормативные акты [1]. Как следует из пункта 2 ПБУ 24/2011, под поисковыми затратами принято понимать расходы на геологоразведку, а именно: оценку, поиск, разведку полезных ископаемых. ПБУ 24/2011 не распространяется на расходы, понесенные нефтегазодобывающими компаниями на этапах, предшествовавших поиску, разведке и оценке запасов ресурсов нефти и газа, а также на дальнейшие этапы деятельности компаний по осуществлению непосредственной добычи. Положение по ведению учетной деятельности имеет сугубо отраслевой характер и относится только к добывающей отрасли.

Данный акт является инновационным для отечественной экономики, тогда как в мировой практике, уже продолжительное время, ведется учет по международным стандартам, которые регулирует IFRS 6 «Разведка и оценка запасов полезных ископаемых». На основе данного международного стандарта и было сформировано отечественное положение ПБУ 24/2011.

Необходимо отметить, что положение ПБУ 24/2011 применяется предприятием до того, как будет установлена экономическая целесообразность в отношении конкретного участка природных недр. Если же поисковые работы ведутся после момента подтверждения коммерческой целесообразности затрат, то компаниям следует руководствоваться ПБУ 6/2001 «Учет основных средств» и 14/2007 «Учет нематериальных активов».

Бухгалтеру необходимо обратить внимание на два немаловажных аспекта:

1) факт получения лицензии, которая позволяет организации выполнять необходимую деятельность по поиску и оценке полезных ископаемых на определенном участке недр (указанный документ может иметь совмещенный характер, т.е. организация может получить лицензию на геологическое изучение, и непосредственно, добычу природных ресурсов);

2) факт коммерческой целесообразности (в отношении бухгалтерского учета это понятие необходимо трактовать как момент, при котором организация удостоверится, что экономические выгоды превысят более 50% издержек, израсходованных на добычу природных ресурсов, в противном случае будет установлена дальнейшая нецелесообразность разработки полезных ископаемых на данном участке недр).

До момента получения лицензии нормы ПБУ 24/2011 не применяются организациями-недропользователями в отношении затрат:

- на геологические, палеонтологические и другие виды работ, которые имеют отношение к изучению природных недр;
- на отслеживание изменений в природной среде;
- на контроль состояния циркуляции подземных водоносных каналов, а так же других видов деятельности без масштабного нарушения целостности недр.

Данные затраты в бухгалтерском учете не капитализируются, а подлежат списанию на прочие расходы.

До принятия ПБУ 24/2011, предприятия-недропользователи

аккумулировали свои издержки по подготовке к добыче природных ископаемых на счете 97 «Расходы будущих периодов». Организации, ведущие деятельность по разработке природных недр, получили возможность вести учет по некоторым поисковым затратам в числе внеоборотных активов новой формации. Оставшиеся же затраты признаются в виде расходов по обычным видам деятельности. Дифференцирование приведенных затрат выступает предметом бухгалтерского учета предприятия; при том, что РПБУ (Российские положения по бухгалтерскому учету) не предполагают четкой регламентации по данному вопросу, а лишь устанавливает рекомендательный характер: «Предприятие формирует виды поисковых затрат, которые признаются поисковыми активами. Другие поисковые издержки выступают в виде расходов по обычным видам деятельности».

Для целей бухгалтерского учета и отчетности ПБУ 24/2011 вводит новый вид внеоборотных активов – «материальные поисковые активы» и «нематериальные поисковые активы». Исходя из шестого пункта данного положения, поисковыми затратами являются издержки, имеющие связь с формированием объекта, имеющего физическую (материальную) форму; такие объекты и выступают материальными поисковыми активами, а все остальные поисковые активы являются нематериальными. Данным нормативным актом отмечено, что материальные и нематериальные поисковые активы отражаются на субсчетах к счету 08 «Вложения во внеоборотные активы». Более подробная классификация данных активов отражена на рисунке 1.

Согласно пункту 12 Положения оценка поисковых активов осуществляется по общим фактическим расходам. В перечень таких затрат на формирование поисковых активов принято включать:

- продавцам и поставщикам (по договору);
- подрядчикам за работу строительного подряда, а также иные договора;

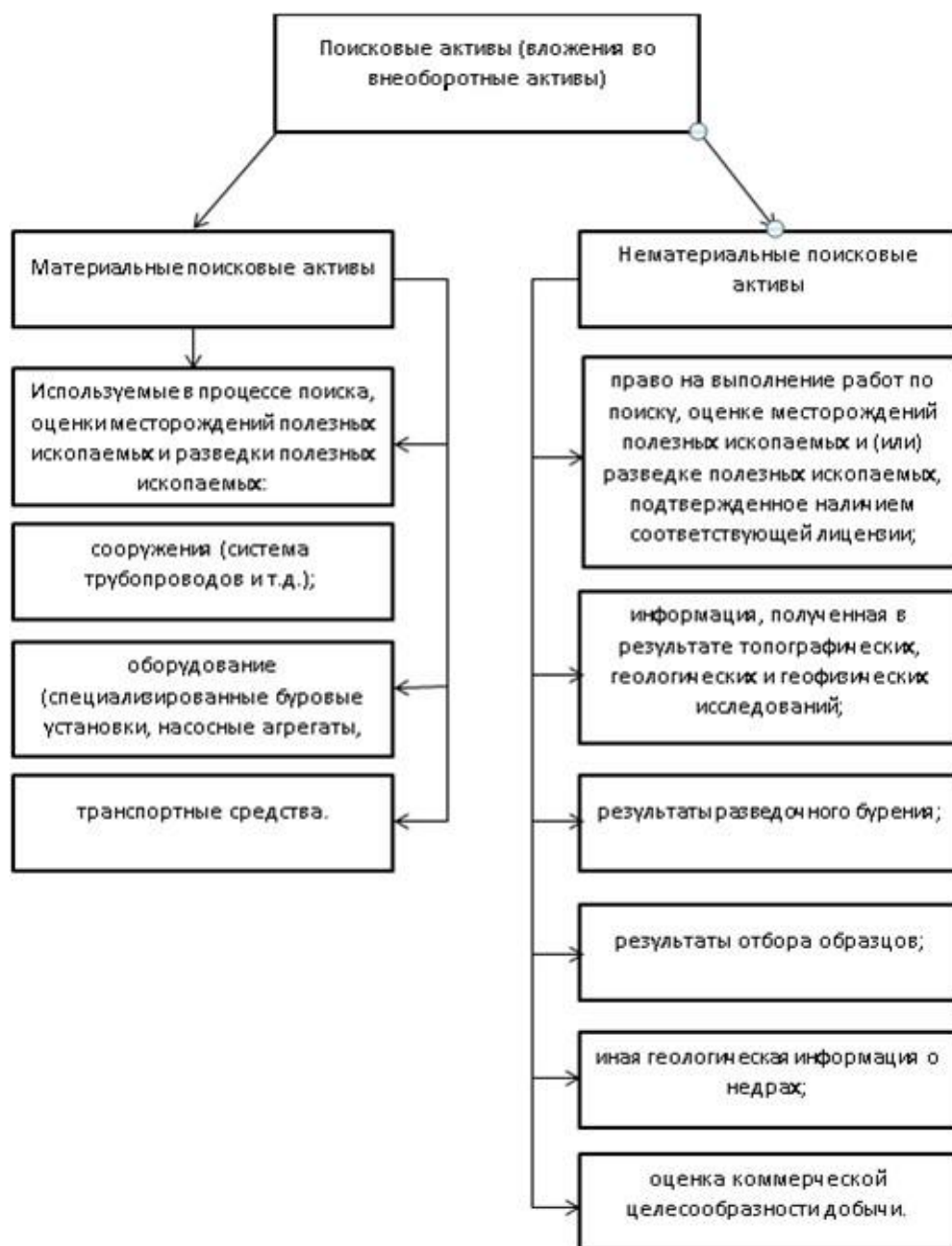


Рис. 1.1. Классификация поисковых активов []

- вознаграждения посредникам;
- за консультационные и информационные услуги;
- таможенные пошлины и сборы;
- суммы невозмещаемых налогов, патентные и государственные пошлины;
- амортизация внеоборотных активов, непосредственно использованных при создании поисковых активов;

- выплаты работникам, участвующим в создании поисковых активов;
- обязательства в отношении окружающей среды, ликвидации сооружений, зданий, рекультивация земли и т.д.;
- прочие издержки, имеющие отношение к созданию или приобретению поисковых активов.

Все поисковые активы подлежат обязательной амортизации. Для этих целей в рабочем плане счетов было предусмотрено открытие следующих субсчетов:

- субсчет «Амортизация материальных поисковых активов» к счету 02 «Амортизация основных средств»;
- субсчет «Амортизация нематериальных поисковых активов» к счету 05 «Амортизация нематериальных активов».

В том случае если один поисковый актив применяется для целей создания другого, то амортизационные отчисления по нему следует отнести в счет вновь созданного актива. Следует отметить, что расходы на приобретение лицензии не амортизируются до документального подтверждения целесообразности добычи.

При составлении отчетности (согласно пункту 19 Положения), на отчетную дату в организации проводится проверка на наличие возможного обесценения поисковых активов. Факторами обесценения могут выступать:

- 1) завершение срока лицензии, которая позволяет предприятию вести поиск, оценку и разведку природных ресурсов на отдельно взятом участке, без продления срока лицензии;
- 2) издержки на освоение разведочной деятельности не учтены предприятием;
- 3) решение о прекращении деятельности в связи с тем, что геологоразведочные данные не выдали результатов;
- 4) выполняется условие, что при осуществлении дальнейших геологоразведочных работ на определенном участке стоимость поисковых

активов с учетом амортизации и обесценения впоследствии не будет возмещена в полной мере при непосредственной добыче природных ресурсов или переходе прав использования ресурсов на данном участке недр другим организациям [10].

В процессе обесценения следует производить оценку объектов в сторону их уменьшения. При учете изменения стоимости поисковых активов ввиду процесса обесценения применяется контрарный счет (аналогичным в отечественной практике является счет 14 «Резервы под снижение стоимости материальных ценностей»).

По мнению Зылёва Н.В. немаловажным является тот факт, что в третьем разделе ПБУ 24/2011 не установлены нормы по оценке поисковых активов, которые получены в форме вклада в уставной капитал, в безвозмездной форме или же по договорам, оплата в которых указана не в денежной форме. В такой ситуации предприятие не несет фактических издержек и первоначальную стоимость можно признать нулевой. Но, в таком случае, по нулевой стоимости в дальнейшем будет необходимым принимать на баланс соответствующие объекты основных средств и нематериальных активов []. Организация имеет право на переоценку «нулевых» активов, но только в конце года. Таким образом, промежуточная отчетность может носить необъективный характер. Кроме того, производить переоценку организация не обязана. Указанная проблема возникла ввиду расхождения между ПБУ 6/2001 «Учет основных средств» и ПБУ 14/2007 «Учет нематериальных активов», а также по отношению к международным стандартам, а именно IAS 38 «Нематериальный активы». Если организация на практике сталкивается с такой ситуацией, то можно сослаться как на российские нормы оценки основных средств и нематериальных активов, так и на международные стандарты (пункт 12 IFRS 6 «Разведка и оценка запасов минеральных ресурсов»).

Признание поисковых активов заканчивается при документальном подтверждении коммерческой целесообразности добычи, либо дальнейшей

безперспективности их добычи. Стоимость нематериального и материального поисковых активов, выбывших или неспособных к принесению компании экономических выгод, списываются с баланса согласно правилам списания нематериальных активов и основных средств соответственно. При бесперспективной добыче ресурсов поисковые активы будут списаны на прочие расходы организации, за исключением случаев когда компания продолжает эксплуатировать поисковой актив в ее деятельности.

Отдельно стоит отметить положения п. 29 ПБУ 24/2011, содержащие перечень данных, необходимых для формирования учетной политики, в которую входят:

- 1) перечень затрат, которые признаются как поисковые активы (внеоборотные),
- 2) признаки разделения поисковых активов на материальные и нематериальные,
- 3) нормы амортизационных начислений в отношении поисковых активов,
- 4) факторы обесценения,
- 5) обстоятельства внесения поисковых активов в состав основных средств, нематериальных активов, а так же других активов [10].

Далее отдельно стоит уделить внимание налогообложению расходов по поисковым активам. Исходя из Налогового Кодекса: статья 261 «Расходы на освоение природных ресурсов» и 325 «Порядок ведения налогового учета расходов на освоение природных ресурсов», издержки на освоение полезных ископаемых следует равномерно вносить в перечень расходов в течение установленного срока [8].

Издержки связанные с:

- получением лицензии (к данному виду можно относить расходы: на оценку месторождений, геологоразведку, разработку проекта по экономической и технической целесообразности и т.д.);

- проектами по разработке природных недр;
- покупкой разведочной информации;
- издержками на отчисления за участие в аукционах;

принято включать в состав расходов равномерно в течении двух лет, либо признавать их в составе нематериальных активов, и в таком случае, организация имеет право самостоятельно установить порядок учета при формировании учетной политики. Что касается материальных поисковых активов, с принятием специального стандарта – ПБУ 24/2011, они не подлежат включению в состав активов основных средств и поэтому не облагаются налогом на имущество.

Организации, занимающиеся разработкой недр, получили право относить поисковые затраты в расходы по обычным видам деятельности. Но целесообразность данного аспекта появляется только в том случае, если функционирование будет постоянным и не будет проявляться снижение чистых активов, на основе чего в законодательном акте прописан минимальный размер стоимости чистых активов (ФЗ №14 от 08.02.1998 «Об ООО» и ФЗ №208 от 26.12.1995 «Об АО»).

Политика по учету организаций, ведущих разработку полезных ископаемых, позволяет вносить поисковой актив в число расходов, что выступает благоприятным аспектом в отношении налоговой политики по имущественным налогам, так как по сути отсутствуют ограничения для включения здания в состав поискового актива, при условии, что данный вид недвижимости признан как «штаб» для деятельности подготовительного периода. В момент, когда организация занимается освоением природных ресурсов на участке недр, у нее вполне могут отсутствовать основные средства на балансе. Но, стоит указать, что приобретение основных средств, которые организация планирует отнести к числу материальных поисковых активов, должно иметь технологическую целесообразность и кроме того, средства труда необходимо эксплуатировать в процессе поиска, разведки и оценки полезных ископаемых в целях пресечения налоговых споров. Важно

отметить, что чрезмерное использование права в корыстных целях может быть учтено в суде, как необоснованная налоговая выгода.

Таким образом, ПБУ 24/2011 определены понятия по ведению учета на добывающих предприятиях. Важным аспектом является тот факт, что данное положение регулирует учет до процесса признания экономической целесообразности разработки природных недр. Так же в ПБУ указаны нормы не только по общей политике учета новых видов активов, но и еще по их обесценению. Ввиду практического использования нового положения остались разногласия по оценке поисковых активов, приобретенных в не денежном выражении.

Анализ международных стандартов, регулирующих оценку поисковых активов

В мировой практике уже довольно долгое время применяются международные стандарты ведения бухгалтерской отчетности в отношении поиска, разведки и оценки поисковых активов. Именно международные стандарты положили начало формированию отечественных норм ведения учетной политики данных активов, а именно ПБУ 24/2011, которое являлось недостающим звеном учета поисковых активов.

В 2004 году советом по международной финансовой отчетности был принят специальный стандарт IFRS 6 «Разведка и оценка запасов минеральных ресурсов» (далее – СМСФО), руководствоваться которым могли организации, осуществляющие деятельность по оценке и разведке минеральных и нефтегазовых запасов [15]. Ранее, учет по указанным видам деятельности относился к МСФО 38 «Нематериальные активы» и МСФО 16 «Имущество, оборудование и установки». На практике, учетная политика данных статей в связи с национальными стандартами и принципами учета различных государств имеет отличительный характер, и общепринятый

подход в отношении таких затрат по МСФО не был установлен.

Вопрос о формировании методики учета организаций, ведущих добывающую деятельность полезных ископаемых, был поставлен органом СМСФО начиная с 1998г. Проект по разработке стандарта IFRS 6 предусматривал ряд указаний по осуществлению проверки на обесценение активов, признанных как активы разведки и оценки полезных ископаемых.

Данный стандарт, разработанный для применения организациями, которые функционируют как в добывающей отрасли, так и в смежных отраслях экономики, устанавливает нормы по мероприятиям проверки на факт обесценения активов и нормы раскрытия информации в отношении поисковых активов и затратах, связанных с ними. В то же время имеет ограниченный характер и применяется непосредственно к разведке и оценке полезных ископаемых, не оказывая влияния на учет предприятий до получения лицензии и на учет после разведочно-оцениваемой деятельности. Деятельность организаций, занятых в добывающем секторе, не связанной с нормами МСФО (IFRS) 6, указывается в бухгалтерской отчетности по отношению к следующим стандартам: МСФО (IAS) 16 «Основные средства», МСФО (IAS) 37 «Оценочные резервы, условные обязательства и условные активы» и МСФО (IAS) 38 «Нематериальные активы».

МСФО (IFRS) 6 не устанавливает приоритет МСФО по отношению к стандартам, вводимым другими организациями, и приостанавливает действие требований МСФО (IAS) 8 «Учетная политика изменения в бухгалтерских расчетных оценках и ошибки». Предприятия-недропользователи могут использовать местное положение по бухгалтерскому учету для учета активов, имеющее некоторые отличительные аспекты с МСФО.

Учетная политика предприятия может быть изменена при условии, если:

- данная политика в существенной степени соответствует основополагающей концепции формирования финансовой отчетности, установленной МСФО;

- приводимые изменения способствуют улучшению качества учитываемой информации не в ущерб достоверности данной информации или же к росту ее надежности не в разрез ее качества или значимости.

Кроме международной системы, стоит выделить и американский стандарт US GAAP. Данный стандарт был принят еще в 1977 году, и представлял интерес для зарубежных компаний и организаций, ведущих учет в добывающем секторе. В этот перечень так же входила и российская федерация, которая так же использовала различные методы для своей учетной политики, которые были указаны в GAAP. Стоит отметить, что в США, к тому времени был накоплен богатый опыт учета в добывающей промышленности, было принято множество детальных нормативов для данной отрасли, в то время как МСФО только накапливают опыт и работают над своим стандартом.

Правила ведения учета в США, устанавливаются стандартами, именуемыми как Общепринятые принципы бухгалтерского учета (Generally Accepted Accounting Principles – GAAP). Стандарты в отношении учета в нефтегазодобывающей деятельности были разработаны Советом по стандартам финансового учета (Financial Accounting Standards Board – FASB). Далее следует выделить отдельные положения, регламентирующие учет в нефтегазодобывающей отрасли в соответствии с US GAAP:

- FAS 19 «Финансовый учет и отчетность нефтегазодобывающих компаний»;

- FAS 25 «Прекращение действия некоторых требований по ведению учета в нефтегазодобывающих компаниях – изменения к стандарту FAS 19»;

- FAS 69 «Раскрытие информации о деятельности в области разведки, разработки и добычи нефти и газа».

Согласно GAAP FAS 19, под нефтегазодобывающей деятельностью, принято понимать операции, связанные с покупкой права на полезные ископаемые, поисково-разведочную деятельность, обустройство месторождений, а так же их добычу. Организации, акции которых участвуют в биржевых торгах, должны соответствовать требованиям, установленным комиссией по ценным бумагам и биржам (SEC), и описанным в руководстве S-X Rule 4-10 «Финансовый учет и подготовка отчетности по нефтегазодобывающей деятельности в соответствии с федеральными законами о ценных бумагах». Данный акт предполагает исключительно два метода учета для нефтегазовых компаний – метод успешно завершенных изысканий (результативных затрат) и метод полных затрат, определенные стандартом GAAP FAS 19 «Финансовый учет и отчетность нефтегазодобывающих компаний».

Метод полных затрат. Согласно GAAP FAS 19 требует, чтобы все затраты, понесенные при геологоразведке и получении прав на долю участия в месторождении, его разведке, оценке, разработке и обустройстве, капитализировались в центрах затрат. Из метода полных затрат следует, что затраты не давшие результат, выступают в роли необходимого фактора для приращения запасов. При включении затрат в целях приращения запасов, организации понимают, что не все затраты приведут к своей результативности, некоторые поисково-разведочные работы могут показать отрицательный результат, но затраты понесенных на данный перечень работ необходимы для приращения запасов, а выгоды, полученные от успешно найденных месторождений, а так же информация о них, смогут покрыть все затраты в целом.

Метод результативных затрат (метод успешных изысканий). Отличием данного метода от метода полных затрат, выступает отнесение затрат, которые не привели к росту нефтегазовых месторождений на расходы периода, в котором они были понесены. Метод успешно завершенных изысканий предполагает установку четкой взаимосвязи в отношении

понесенных затрат и свойственным приращением запасов. Затраты, отнесенные к покупке запасов, а так же на поиск и разведку недр, которые привели к росту запасов, капитализируются в составе центра затрат, центром затрат при этом является небольшой участок недр, обладающий единой геологической структурой.

Оба метода имеют ряд характерных различий между собой:

- по расчетам амортизации (дифференциация видов запасов, которые включаются в амортизационную базу);
- по определению амортизационных ставок;
- по выбору вида запасов и методики оценки в целях нахождения их стоимостного выражения;
- по распределению накладных расходов;
- по выявлению будущих затрат, при условии успешного освоения месторождения.

Ниже представлена сравнительная характеристика рассмотренных методов.

Таблица 1.1

Сравнение методов учета результативных и полных затрат

Показатель	Метод результативных затрат	Метод полных затрат
Затраты, понесенные до получения лицензии	Относятся на расходы периода	Капитализируются
Затраты на приобретение прав на разработку	Капитализируются	Капитализируются
Затраты на геологические исследования	Относятся на расходы периода	Капитализируются
Сухие разведочные скважины	Относятся на расходы по мере возникновения	Переводятся в центры затрат
Скважины, давшие продукцию	Переводятся в центры затрат	Переводятся в центры затрат
Затраты на освоение	Относятся на расходы периода	Капитализируются
Затраты на добычу	Относятся на расходы периода	Относятся на расходы по мере возникновения

Источник: []

Баймуратов И.Ю. в своей работе отмечает, что на практике, большинство американских компаний используют метод успешно

завершенных изысканий. Вторым методом используют совсем небольшие компании, так как он дает возможность отражать расходы на более позднем сроке []. До принятия в России ПБУ 24/2011, отечественные крупнейшие нефтяные гиганты, такие как ПАО «Лукойл», ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром» и другие компании, использовали метод успешно завершенных изысканий, кроме того, ввиду унификации учетной политики, данный метод использовали и небольшие компании, занятые в данном секторе.

По правилам US GAAP методы учета затрат применяются в связке с концепцией исторической стоимости, но данная концепция не дает информации о материальном положении и операционных результатах компаний, функционирующих в нефтегазовой отрасли. Все активы, включая нефтегазовые, в соответствии со стандартами GAAP отражаются из их исторической стоимости, но реальное стоимостное выражение нефтегазовых активов на практике отличается от исторической стоимости, ввиду изменений рыночных условий, современных методах добычи недр, другой информации, которая была получена при поиске и разведке актива. Несмотря на то, что в модели учета включён механизм проверки на обесценение, данного инструмента недостаточно для получения наиболее достоверной информации о состоянии актива. Данная проблема была учтена специалистами совета FASB США в 1978г., и было решено приступить к разработке более инновационного метода, который так и не был опубликован. Но, в отчетность компаний, занятых в нефтегазовом секторе была включена дополнительная информация, раскрывающая в себе дополнения по добыче ископаемых. Таким образом, лица, составляющие отчетность смогли получить более достоверную информацию, не изменяя методов учета.

Положение по ведению учета в организациях-недропользователях дало возможность обособить деятельность при разработке, поиску и оценке полезных ископаемых, отражая все эти операции в бухгалтерском учете.

РПБУ 24/2011 является аналогичным актом по отношению к международным стандартам, таким как: МСФО (IFRS) 6 «Разведка и оценка запасов полезных ископаемых» и МСФО (IAS) 36 «Обесценение активов». Несмотря на аналогию разработки и внедрения отечественного положения, между российским, международным и американским стандартами существуют не только некие аналогичные черты по характеру ведения учета, но и различия (Приложение 1). Данный аспект необходимо разобрать более подробно, в целях последующей разработки конкретных и детальных предложений по развитию отечественного положения ведения бухгалтерского учета, так как в ходе теоретического обоснования в ПБУ 24/2011 были выявлены некоторые пробелы по учету поисковых активов. Таким образом, следует произвести сравнение вышеуказанных стандартов (Приложение 2).

В первую очередь стоит указать некоторые особенности применения учетной политики организациями-недропользователями. Отличием ПБУ 24/2011 от международного стандарта МСФО (IFRS) 6 является тот факт, что использовать учетную политику, по которой организация вела учет до принятия нового отечественного стандарта не разрешается, разумеется, на территории российской федерации, тогда как международный стандарт не исключает данную возможность. Что касается системы США, стандарт FAS 19 предполагает вести учет исключительно по двум методам, описанным в работе ранее.

Данные о запасах полезных ископаемых и сопутствующая информация представляют собой существенный компонент информации, подлежащей к раскрытию заинтересованным сторонам. Требования по предоставлению дополнительной информации указаны в стандарте GAAP FAS 69 «Раскрытие информации о деятельности в области разведки, разработки и добычи нефти и газа». Данный стандарт заменяет требования в отношении раскрытия информации по стандарту FAS 19. Стандарт FAS 69 предполагает отражение всей информации касательно метода учета затрат добывающей деятельности, а так же их амортизации. Публичные организации, кроме того,

обязаны отразить следующую информацию:

1. Об объемах доказанных нефтегазовых запасов. Организациям необходимо раскрывать информацию о нефтяных и газовых запасах на начало и конец года, включая их изменения по отчетным датам. Так же необходимо указывать информацию о переоценке, покупке и продаже запасов, об технологических изменениях в добыче.

2. О капитализации расходов по добывающей деятельности в нефтегазовой отрасли. В конце года отражается информация о капитализированных затратах по добывающей деятельности, величина амортизации, амортизация за период, активы на переоценку.

3. О расходах на покупку и поиск с разработкой недр.

4. О результате функционирования в рамках добычи в нефтегазовой отрасли.

5. Об оценке доказанных месторождений.

Эта информация входит в данные годового отчета организации, а так же включается в другие формы, которые необходимы для комиссии по ценным бумагам и биржам. Такая информация не заверяется в документации при аудиторской проверке. Достоверность такой информации может быть подтверждена в процессе оценки резервов независимой оценочной организацией. Международные стандарты финансовой отчетности в отличие от стандартов США не содержат требования о раскрытии информации о запасах или другой сопутствующей информации. Раскрытие дополнительной информации происходит лишь в тех случаях, когда соблюдение конкретных требований МСФО является недостаточным для обеспечения понимания внешними пользователями. Что касается отечественного РПБУ раскрытию подлежит информация:

- о фактических затратах, понесенных при формировании поисковых активов,
- о суммах накопленной амортизации и накопленного обесценения,
- об остаточной стоимости активов на начало и конец отчетного

периода, которую следует приводить в соответствующих разъяснительных таблицах в пояснениях к бухгалтерскому балансу и отчету о финансовых результатах [].

Активы, функционирующие при разведке, поиске и оценке природных недр, принято оценивать на основе суммы фактических затрат. Данными затратами могут являться все издержки, имеющие прямое отношение с приобретением или же формированием поискового актива и его эксплуатации, непосредственно в установленных условиях. Перечень таких затрат указан как в пункте 13 ПБУ 24/2011, аналогичным образом, в МСФО (IFRS) 6 «Разведка и оценка запасов полезных ископаемых», так и GAAP FAS 19 «Финансовый учет и отчетность предприятий газовой и нефтяной промышленности».

К фактическим затратам на формирование поисковых активов по ПБУ 24/2011 следует относить:

- 1) материальные средства, отчуждаемые по договорам с поставщиками;
- 2) отчисления, поступающие предприятиям за выполнения обязательств согласно договорам строительного подряда;
- 3) суммы, отчисляемые посредническим предприятиям, с помощью которых, приобретается поисковой актив;
- 4) материальные средства, уплачиваемые за услуги консалтинговых организаций;
- 5) невозмещаемые налоговые выплаты, государственные, а также патентные пошлины;
- 6) таможенные пошлины и сборы;
- 7) амортизация по другим внеоборотным активам, а так же поисковым активам, функционирующая в процессе формирования поискового актива;
- 8) оплата труда сотрудникам, ведущих свою деятельность при формировании поискового актива;
- 9) обязательства предприятия относительно охраны окружающей среды, рекультивации земель, ликвидации зданий и сооружений, оборудования, при

деятельности, которая связана с поиском, оценкой и разведкой природных недр, имеющих отношение с учитываемыми поисковыми активами;

10) другие затраты, которые связаны с формированием поискового актива, а так же по обеспечению условий для функционирования данного актива в установленных целях.

В учет фактических затрат не входят средства по возмещению налогов, а именно: НДС, акцизный сбор, кроме того общехозяйственные и другие аналогичные затраты, которые не имеют отражения в деятельности по поиску и разведке природных ресурсов (пункт. 14 ПБУ 24/2011).

Свой перечень по фактическим затратам в отношении формирования поисковых активов предлагает международная система стандартов. В стандарте IFRS 6 «Разведка и оценка запасов минеральных ресурсов» приводится перечень примерных видов расходов, при этом данный перечень не является исчерпывающим:

- 1) отчисления, связанные с приобретением права на разведку;
- 2) суммы, уплачиваемые на топографические, геологические и т.п. исследования;
- 3) отчисления, связанные с поисково-разведочным бурением;
- 4) материальные средства, уплачиваемые на прокладку траншей;
- 5) затраты на исследование проб и образцов;
- 6) затраты на оценку технической и экономической целесообразности добычи природных ресурсов [].

Идентичный перечень сформирован и американской системой с дополнением:

- 7) средства, отчисляемые на установку оборудования для добычи и очистки;
- 8) операционные расходы на добычу и обслуживание [].

Следующие расхождения возникают на этапе разработки и добычи. Так в американских стандартах все затраты на разработку капитализируются, а затраты, связанные с добычей и направленные сугубо на поддержание или

увеличение уровня добычи, относятся на расходы по мере возникновения. В МСФО же специальный стандарт, регулирующий учет затрат, понесенные после этапов разведки и оценки, отсутствует. Необходимо применять стандарты IAS 16 «Основные средства» и IAS 38 «Нематериальные активы», согласно которым, затраты, приносящие экономические выгоды в будущем, следует капитализировать. Относительно РПБУ, если добыча полезных ископаемых на месторождении признана экономически целесообразной, то поисковые активы переводятся в состав основных средств или нематериальных активов по остаточной стоимости и отражаются в учете относительно актов ПБУ 6/2001 «Учет основных средств» и ПБУ 14/2007 «Учет нематериальных активов».

По части формирования амортизационных начислений, амортизация по МФСО осуществляется путем формирования учетной политики организации, которая должна применяться последовательно. Категории запасов и ресурсов, а также единицы учета, используемые для расчета амортизации, при этом не указаны. В системе US GAAP, амортизации подвергаются активы принятые комиссией по ценным бумагам и биржам. Доказанные запасы используются для расчета амортизации затрат на приобретение, доказанные разработанные запасы – для амортизации затрат на разработку. В отечественной практике не приняты конкретные обязательства по амортизации поисковых активов (амортизация производится согласно учетной политике организации).

Существенные расхождения возникают на стадии учета обесценения активов с длительным сроком полезного использования. Под обесценением понимается уменьшение балансовой цены актива. основополагающим и определяющим стандартом является МСФО (IAS) 36 «Обесценение активов» ввиду долгосрочных активов: основным средствам, нематериальных активов, включая гудвил, которые используются исключительно в перспективе. Поисковые активы необходимо проверять на факт обесценения, при условии,

если факторы и обстоятельства указывают на то, что балансовое стоимостное выражение поискового актива превышает возмещаемую стоимость. Если факторы и обстоятельства подразумевают превышение балансовой стоимости над возмещаемой, организации необходимо произвести анализ по формирующемуся убытку от обесценения по стандарту IAS 36, с принятием следующих исключений: организации необходимо установить учетную политику в целях распределения поисковых активов между единицами, формирующими материальные средства, или группами единиц, для проверки данных активов по факту обесценению.

При проверке активов на их обесценение принято анализировать внешние и внутренние признаки обесценения. Перечень факторов, представленный на рис. 1.2 не является окончательным. Предприятие может использовать и другие признаки обесценения актива, что в той же степени потребует от него установления суммы возмещения по данному активу.

Необходимо указать, что для поисковых активов, функционирующих в процессе разведки и оценки, при нахождении активов, которые могут быть подвержены обесценению, следует использовать п.20 МСФО (IFRS) 6, но не пункты 8-17 МСФО (IAS) 36. В двадцатом пункте IFRS 6 используется понятие «Активы», но в одинаковой степени применяется к отдельным поисковым активам, а также к отдельной единице, формирующей материальные средства.

В пунктах 16-20 отечественного ПБУ 24/2011 указан порядок по оценке поисковых активов. Установлено минимальное количество факторов обесценения (полностью аналогичных IFRS 6), проверку которых предприятие производит на каждую отчетную дату. В том случае, если устанавливается присутствие данных признаков, производится проверка по обесценению и внесение изменений стоимостного выражения поисковых активов по нормам МСФО (IAS) 36 и (IFRS) 6.

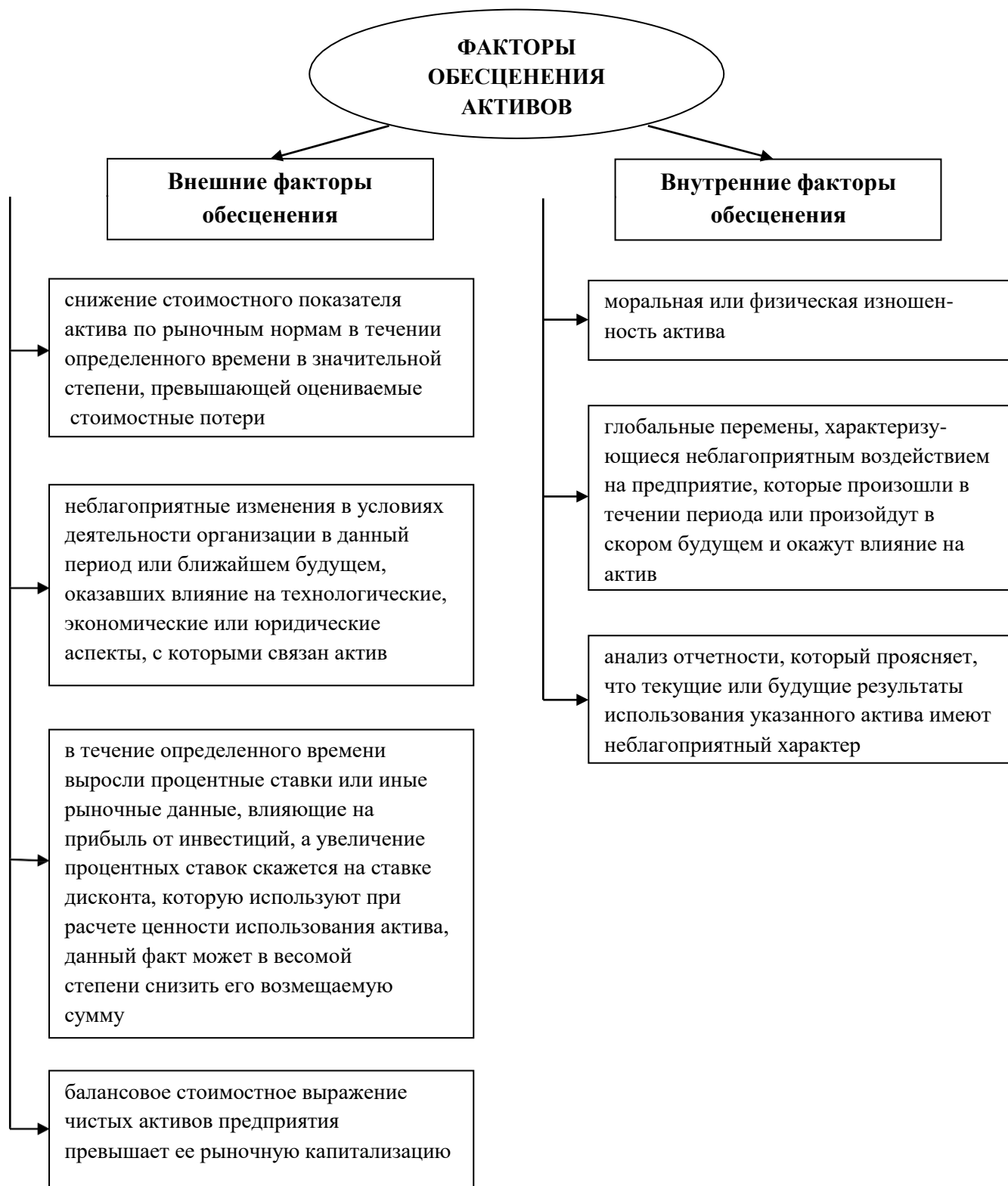


Рис. 1.2. Факторы обесценения активов []

Относительно GAAP FAS 19 «Финансовый учет и отчетность нефтегазодобывающих компаний» по обесценению, в данной системе не применяются исключения к активам геологоразведки и оценке генерирующих единиц. Так же американская система не требует производить

тест на обесценение перед переводом активов из категории геологоразведки и оценки в категорию разработки.

Как и в МСФО, так и в US GAAP в случае признания актива обесцененным его балансовая стоимость подлежит уменьшению с отражением убытков от обесценения. В американских стандартах сумма капитализированных затрат не может превышать предельное значение, установленное для центра затрат для целей метода полных затрат. При методе результативных затрат в отношении капитализированных затрат действуют положения GAAP FAS 144 «Учёт обесценения или выбытия долгосрочных активов», касающиеся обесценения.

Концептуальные различия также возникают при учете обязательств по выводу из эксплуатации. И стандарты США, и МСФО, и отечественное ПБУ требуют включать в стоимость актива затраты по его демонтажу и восстановлению участка где он был расположен. Системы американских и международных стандартов требуют создания резервов под затраты, связанные с выбытием актива, в случае наличия соответствующего юридического обязательства, при этом МСФО предусматривает создание резерва и при других обстоятельствах, а в США установлен свой стандарт, непосредственно рассматривающий условные обязательства по выбытию актива – FAS 47 «Учет условных обязательств по выбытию активов». В российском ПБУ признание таких оценочных обязательств предусмотрено в пункте 8 ПБУ 8/2010 «Оценочные обязательства, условные обязательства и условные активы».

Следующий факт так же характеризует несоответствие отечественных норм с международными актами. В ПБУ 24/2011 (третий раздел) не устанавливается, каким образом производить оценку поисковых активов, которые были внесены в виде вклада в уставной капитал – в безвозмездной форме или по договорам, в которых оговаривается оплата в не денежной форме. Так как в данном случае предприятие не имеет фактических затрат, первичную стоимость признается нулевой. Но, в таком случае, по нулевой

стоимости будет необходимо учитывать на баланс сходствующие объекты по основным средствам и нематериальным активам. Существует возможность переоценить такие активы, но произвести такую операцию в праве лишь на конец отчетного года. Таким образом, промежуточный баланс организации будет являться уже недостоверным. И, к тому же, осуществлять переоценку необязательно.

Указанная проблема исходит из несоответствия между ПБУ 6/2001 и ПБУ 14/2007, с одной стороны и нормами МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 38 с другой. Ввиду таких событий, предприятие может вести свою деятельность по отечественным нормам оценки, установленных для основных средств и нематериальных активов, или использовать международный стандарт IFRS 6 пункт 12.

Следует указать, что в отечественную форму баланса, начиная с 2012 года были введены новые строки – «Нематериальные поисковые активы» и «Материальные поисковые активы». В то время как в международных стандартах точное понятие таким активам не установлено, а именуется как «активы, связанные с поиском и оценкой».

Отчетность по поисковым активам так же имеет ряд отличительных особенностей. В международном и отечественном стандарте отсутствуют четкие предписания по классификации поисковых активов, поэтому определяются они компанией самостоятельно в зависимости от характера актива. В US GAAP поисковые активы классифицируются и отражаются в учете исключительно согласно требованиям комиссии по ценным бумагам и биржам (только доказанные запасы могут раскрываться для целей финансовой отчетности).

Таким образом, стандарты МСФО (IFRS) 6 «Разведка и оценка запасов минеральных ресурсов» и (IAS) 36 «Обесценение активов» играют весомую роль при формировании и реализации учетной политики в отношении поиска разведки и оценки природных ресурсов. Данные стандарты во многом облегчили процедуру учета поисковых активов, путем широкого

распространения в международной практике. Но, необходимо отметить, что, несмотря на применение относительно новых стандартов, приведенные акты не исключают применение некоторых аспектов, используемых ранее внутригосударственных норм. Например, можно использовать нормы оценки по внесению поисковых активов в нематериальной форме, а так же выбирать начисление амортизационных начислений, согласно учетной политике организации. Касательно американской системы GAAP, необходимо указать, что данный стандарт применялся в широком формате практически во всех крупных добывающих организациях мира, в том числе и России. Некоторые моменты в процессе формирования МСФО были взяты из стандартов США.

Выводы по главе 1.

В данной главе были рассмотрены теоретические аспекты ведения учета поисковых активов на основе отечественного и зарубежного опыта. Оценка стоимости нематериально поисковых и материально поисковых активов осуществляется в соответствии с ПБУ 24/2011. По некоторым вопросам оценки и учета, не урегулированным российскими стандартами, организации могут опираться на международные стандарты финансовой отчетности, такие как IFRS 6 «Разведка и оценка запасов минеральных ресурсов». Отечественный стандарт ПБУ 24/2011 имеет ряд сходств с международными стандартами МСФО (IFRS) 6 и (IAS) 36, основополагающим же различием между ними выступает тот факт, что в отечественном стандарте не допускается использование ранее действующей учетной политики. Ввиду практического использования ПБУ 24/2011 остается нерешенным вопрос, связанный с признанием поисковых активов, приобретенных без каких-либо затрат.

Подходы стандартов США и МСФО по учету поисковых активов в нефтегазодобыче имеют свои особенности. С одной стороны, принципы и концептуальная структура US GAAP и МСФО в целом схожи, с другой – американские стандарты более детально проработаны с учетом отраслевой специфики, чем МСФО.

Необходимо отметить, что в США накоплен богатый опыт учета деятельности нефтегазодобывающих компаний, существуют достаточно детальные стандарты для отрасли, тогда как МСФО только начинает разрабатывать специальные правила. Если в США разрабатывается отдельный стандарт (группа стандартов), представляющий собой всеобъемлющую инструкцию для ведения учета и подготовки отчетности, то МСФО исходит из предпосылки, что для учета и отчетности в целом применимы общие стандарты, и только для регулирования специфических моментов выпускается специальный стандарт IFRS 6 «Разведка и оценка запасов минеральных ресурсов».

ГЛАВА 2. СОСТОЯНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

2.1. Организация детализированного учета затрат в нефтегазодобывающих предприятиях, предопределенная отраслевыми особенностями

Производственный процесс добычи природного газа и нефти в значительной степени отличается от процесса добычи других полезных ископаемых. Связано это в первую очередь с геологическими особенностями разработки нефтегазовых месторождений. Нефтегазодобывающая отрасль включает в себя все процессы, связанные с осуществлением геологоразведочных работ, разработкой месторождений, добычей природного газа и нефти, их транспортировкой по трубопроводам, переработкой и распределением конечным потребителям.

Согласно утвержденному Министерством природных ресурсов (далее – МПР) России «Временному положению об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» от 7 февраля 2001 г. №126, в зависимости о целей процесс геологического изучения недр подразделяется на три этапа и пять стадий:

- Этап I. Региональный.

Стадия 1. Региональное геологическое изучение недр.

- Этап II. Поисково-оценочный.

Стадия 2. Поисковые работы.

Стадия 3. Оценка месторождений.

- Этап III. Разведочный.

Стадия 4. Разведка месторождения.

Стадия 5. Эксплуатационная разведка [].

Рассмотрим более детальное описание вышеперечисленных этапов геологоразведки на рисунке 2.1. Этапы проведения данных работ проходят последовательно, при этом начало каждого последующего этапа находится в прямой зависимости от результатов предыдущего.

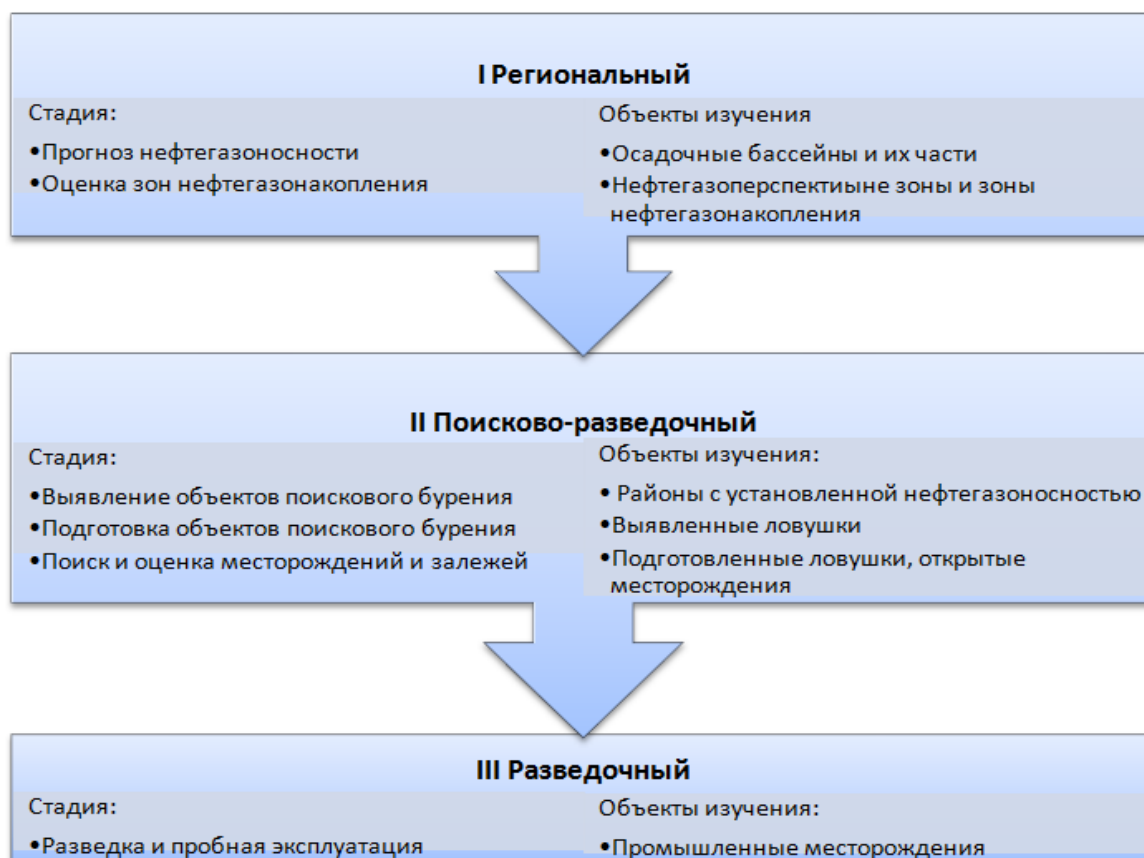


Рис. 2.1. Схема стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ

Завершением геологоразведочных работ можно считать проведение зональной сейсморазведки и бурение опорных скважин. Если скважина дала положительные результаты залежей природного газа, тогда выделяется газоносная зона и в последствии ведутся уже разведочные работы по найденной структуре, осуществляемые специализированными нефтегазоразведочными компаниями (Приложение 3).

Таким образом, на заключительном – разведочном этапе решается общая задача подготовки промышленных месторождений к разработке. Этап завершается подсчетом запасов газовых отложений по категориям С1 (разведанные запасы) и частично С2 (предварительно оцененные запасы). По результатам работ проводится систематизация полученных материалов и результатов и составляются: отчет по подсчету запасов природного газа, конденсата, попутных компонентов. Дается оценка экономической эффективности проведенных работ: сколько перспективных участков недр

потребовалось исследовать предприятию-недропользователю, чтобы обеспечить 90% вероятность открытия одного нового нефтегазонасного месторождения (рис.2.2).

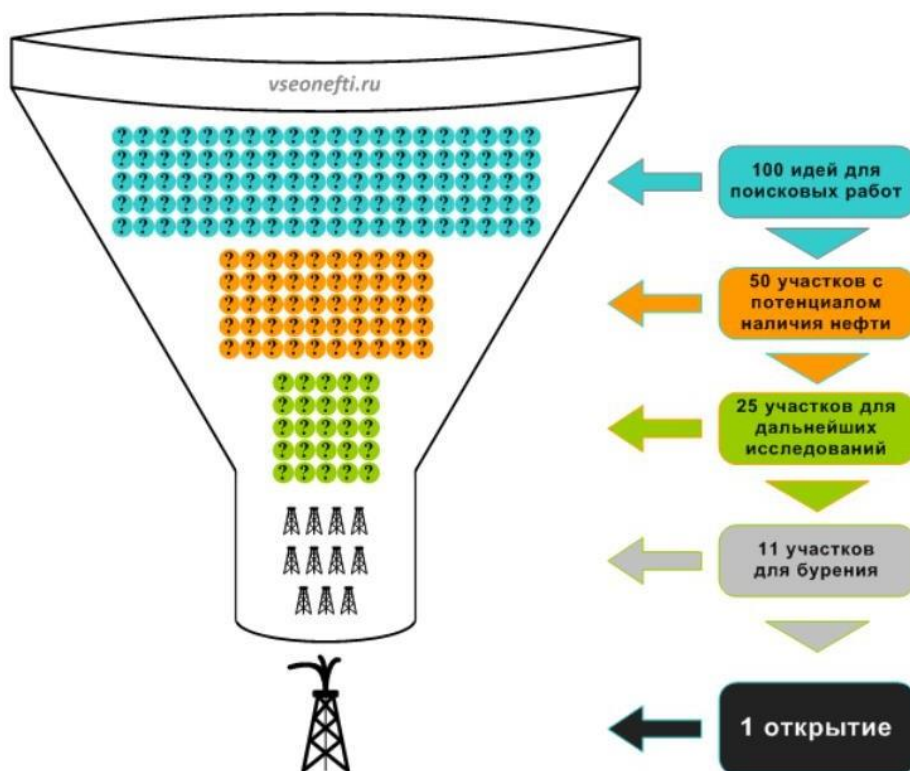


Рис.2.2. Воронка открытий новых нефтегазовых месторождений

Экономическая целесообразность добычи газа характеризуется двумя критериями:

- глубиной залежей газа на месторождениях;
- удаленностью от газопроводов.

Основная добыча газа ведется с верхних залежей – такой газ называется – сеноман (сеноманские отложения газа). Более глубокие залежи сосредоточены в валанжинских и неокомских отложениях. Добыча газа из глубоких горизонтов месторождений гораздо сложнее и требует больших инвестиций. Отсюда возрастает себестоимость добычи газа и снижается рентабельность. В некоторых случаях добыча валанжинских и неокомских залежей газа невозможна по технологическим причинам.

Большое влияние на рациональное размещение предприятий газовой промышленности оказывают демографические факторы. При размещении предприятий необходимо учитывать как уже сложившуюся в данном месте демографическую ситуацию, так и перспективную ситуацию, а так же и прирост самого производства. При размещении строительства новых объектов следует иметь в виду, что население в трудоспособном возрасте сокращается. Поэтому стоит задача экономии трудовых ресурсов, более рационального их использования, высвобождения рабочей силы в результате комплексной механизации и автоматизации производства, лучшей организации труда.

Особенно важную роль в развитии и размещении нефтегазовой промышленности играет такой экономический фактор, как объём капитальных вложений. От капитальных вложений больше, чем от какого-либо другого фактора, зависит развитие топливной промышленности. Капиталовложения влияют на объём добываемого сырья и на объём промышленной продукции.

Как и в других отраслях промышленности, газодобывающая промышленность в настоящее время сталкивается с рядом проблем экономического характера, что в результате, оказывает влияние на общий объём добычи природного газа и величину себестоимости продукта. От уровня себестоимости зависят цены конечного производства продукции, объём прибыли и уровень рентабельности предприятия: чем экономичнее используются ресурсы (материальные, финансовые, трудовые), тем выше эффективность производства и его прибыль. Рассмотрим ряд особенностей, оказывающих влияние на результативность производственного процесса газодобычи (Приложение 4).

I. Геологические условия. На территории России преобладает несколько видов климатических зон. Формируются различные геологические условия, в которых осуществляется разведка и добыча залежей природного газа:

– географическое местоположение пласта;

- размер и глубина залегания;
- состав и плотность пород в структуре пласта;
- мощность пластового давления и т.д.

Таблица 2.1 характеризует долю затрат, приходящихся на разведку и разработку месторождений в различных климатических условиях Западной Сибири. Из приведенных данных видно, что относительно низкие ожидаемые затраты на поиски одного месторождения Надым-Пуртазовской нефтегазоносной области (далее – НГО) на различных глубинах являются следствием более благоприятных географо-климатических условий работ, нежели в Ямальской НГО, находящейся в суровом Заполярье с неблагоприятными климатическими и геологическими условиями поиска и разведки, и по сравнению с Гыданской НГО, структура залежей природного газа которой является наименее изученной.

Таблица 2.1

Оценка затрат на поиски одного месторождения в северных районах Западной Сибири, млн. долл. США

Показатели	НГО		
	Надым-Пуртазовская	Ямальская	Гыданская
Затраты:			
на геофизические работы	5,33	6,64	5,74
на бурение параметрических скважин глубиной до 3 тыс. м	0,40	0,48	0,40
глубиной свыше 3 тыс. м	0,69	0,83	0,74
на бурение поисковых скважин глубиной до 3 тыс. м	27,0	32,2	25,4
глубиной свыше 3 тыс. м	46,7	55,7	46,7
Итого затрат:			
при глубине до 3 тыс.м	32,7	39,3	31,5
при глубине свыше 3 тыс.м	52,7	63,2	53,01

Источник: []

II. Технология добычи. Добыча природного газа и нефти предполагает применение двух технологических процессов: подземного и надземного. При подземной технологии добыча производится в параметрических скважинах,

которые сильно различаются друг от друга. Основными признаками отличия являются:

- глубина и диаметр скважины;
- расположение на местности;
- геологические условия бурения;
- способы бурения и др.

В зависимости от этих факторов при бурении нефтегазоносной скважины возникают различные затраты. Так, при бурении глубокой скважины в неблагоприятной местности её себестоимость будет больше, чем при незначительном бурении с маленьким диаметром, но при этом в хороших природно-климатических условиях.

В следующей таблице представлены затраты на разведочное бурение месторождений различной крупности по двум вариантам глубин.

Таблица 2.2

Вариантная оценка затрат на разведочное бурение на месторождениях различной крупности и глубины, млн. долл. США

НГО	Глубина, тыс.м	Крупность месторождений, млрд. м ³			
		до 10	10-30	30-100	свыше 100
Надым- Пуртазовская	от 1,5 до 3	10–23	10–33	13–23	23–110
	свыше 3	18–40	18–58	22–40	40–190
Ямальская	От 1,5 до 3	11–25	11–35	13–25	25–120
	свыше 3	19–43	19–60	23–40	40–210
Гыданская	От 1,5 до 3	12–26	12–37	14–26	26–127
	свыше 3	21–46	21–65	21–46	46–230

Источник: []

Из трех вышерассмотренных НГО самые высокие затраты на освоение ресурсов газа наблюдаются в пределах Гыданской НГО. К удорожающим факторам при освоении ресурсов по данной НГО следует отнести:

- более тяжелые, чем в Надым-Пуртазовской НГО, разрезы

отложений природного газа;

– затрудненные транспортные условия ведения наземных работ в сравнении с Ямальской НГО;

– неблагоприятные климато-геологические условия.

Так, затраты на поиск и разработку одного Гыданского месторождения превышают этот показатель над показателями остальных НГО и варьируются в диапазоне 12-26 млн. долл. на глубине до 3000м и 21-46 млн. долл. на глубине свыше 3000м на месторождениях с запасами до 10 млрд. м³ и соответственно 26-127 и 46-230 млн. долл. при крупности месторождения свыше 100 млрд. м³.

III. Удаленность подземной части оборудования. Рабочий не имеет прямого доступа к нефтегазовой залежи, а оказывает на нее влияние с поверхности через буровые скважины. Амортизация таких скважин может составлять 40-50 % и более всей суммы затрат и, в связи с этим, в издержках добычи полезных ресурсов она отражается отдельной статьей расходов.

IV. Высокие затраты. Добыча природного газа и нефти ведется разными способами в зависимости от объема сырья в месторождении. В начале эксплуатации месторождений как правило идет фонтанирование углеводородов (нефти и газа), а в последующем, при истощении ресурсов, для поддержания добычи применяются различные средства, повышающие давление внутри нефтегазоносного пласта. Такими средствами являются погружные насосы, закачка жидкости в пласт, установка станков-качалок (Приложение 5).

Отметим, что при добыче нефти возможно применение трех способов – фонтанного, газлифтного (компрессорного), глубинно-насосного. При выборе способа необходимо обращать внимание на факторы, выявленные в процессе геологоразведочных работ, и на расходы при каждом из применяемых способов эксплуатации скважины (рис. 2.3). В России наибольший удельный вес добычи нефти приходится на фонтанный способ.



Рис. 2.3. Основные способы нефтедобычи

Нефть поступает в скважину под воздействием гидродинамических сил пласта. Но по мере добычи нефти из пласта его гидродинамические силы слабеют, пластовое давление снижается, поступление нефти в скважину сокращается. Как следствие, появляется потребность не позволять пластовому давлению и дальше падать. С этой целью в нефтеносный пласт через нагнетательные скважины закачивают воду или газ, что помогает поддержать или восстановить энергию пласта. Иногда дно скважины подвергается обработке, чтобы снизить сопротивление пород притоку в скважину и повысить продуктивность пласта (Приложение б).

Использование специфического оборудования для дальнейшего поддержания производительности скважины ведет к сильному удорожанию стоимости добычи ресурсов. Расходы по повышению отдачи пласта отражаются в номенклатуре статей себестоимости.

V. Высокая энергоемкость. При подъеме сырой нефти и газа из буровых скважин на поверхность расходуется большое количество электроэнергии. В связи с тем, что электроэнергия занимает большой

удельный вес в расходах, номенклатурой статей калькуляции предусмотрена отдельная статья для учета затрат на электроэнергию, используемую при добыче ресурсов.

VI. Подвижный характер работ. Производственные объекты рассредоточены на большой территории. Сеткой разработки месторождений определяется их размещение. Обычно она предусматривает значительные расстояния между месторождениями. Следовательно, нельзя обойтись без использования сложной системы сбора, перевозки и хранения нефти и газа. Данный фактор значительно увеличивает расходы на транспортировку материалов, инструментов, оборудования. Кроме этого, значительное расстояние от конечного потребителя увеличивает затраты на перевозку добытого продукта.

VII. Добыча основной и побочной продукции. Продукция буровых скважин является трудноотделимой смесью нефти, газа, воды и механических примесей. Такую смесь нельзя перерабатывать. Следует провести ряд мероприятий таких, как дегидрирование, обессоливание и стабилизация. Такие расходы также учитываются обособленно.

VIII. Технологический процесс добычи. Одновременная добыча двух продуктов: нефти и природного газа, что влияет на организацию учета затрат. Оплата труда производственного персонала, амортизация скважин и другие общие расходы распределяются условным методом (Приложение 7).

IX. Наличие только готовой продукции. Незавершенное производство отсутствует, так же не имеются и полуфабрикаты, что существенно облегчает ведение бухгалтерского учета и калькуляцию себестоимости. Так как предприятия нефтегазовой отрасли относятся к добывающему типу производства, то калькулирование полученной сырой нефти и природного газа производится по попередельному методу, что обусловлено технологическим процессом добычи ресурсов, структурой управления, составом затрат на производство и порядком включения их в себестоимость нефти и газа.

Попередельный метод применяется в отраслях промышленности с крупносерийным и поточным производством с комплексным применением сырья и материалов. Если в цехе один передел или установка, основные и накладные производственные затраты цеха относятся на соответствующий объект учета прямо в момент их возникновения. Если же переделов несколько, все основные производственные затраты, включая амортизацию производственного оборудования, ремонт установок, входят в состав прямых расходов, а учет остальных расходов на содержание и эксплуатацию оборудования и цеховых затрат ведется по цеху в целом. Такие затраты относятся к косвенным, и их величина будет распределяться между отдельными переделами пропорционально установленной базе распределения.

Таким образом, в процессе исследования были определены следующие особенности нефтегазодобывающей отрасли, влияющие на организацию и ведение учетного процесса.

Таблица 2.3

**Направления детализированного учета затрат для
нефтегазодобывающих предприятий, predeterminedенные отраслевыми
особенностями**

Отраслевые особенности	Направления детализированного учета
1	2
Предварительные работы	<ul style="list-style-type: none"> - расходы на топографо-геодезические работы; - расходы на страхование строительных рисков; - расходы на подготовку эксплуатационных кадров; - расходы на проектно-изыскательские работы; - расходы на работы по научному сопровождению строительства скважины; - расходы на экспертизу проектной документации; - расходы на организацию работ по строительству скважин (накладные расходы); - расходы на строительство временных зданий и сооружений; - расходы на перебазировку буровых бригад, предприятий (поселков) на новые площади; - расходы на реализацию мероприятий по охране окружающей среды; - расходы на услуги специализированной УзВЧ и связи; - расходы на страхование строительных рисков.

Большая удаленность месторождений добычи	<ul style="list-style-type: none"> - расходы на топографо-геодезические работы, - расходы на доставку оборудования, - расходы на доставку персонала (авиаперелет, автотранспорт и т.п.), - командировочные расходы, - расходы на содержание жилых помещений, - расходы по сбору и транспортировке нефти; - расходы по сбору и транспортировке газа; - расходы по технологической подготовке нефти; .
Сложные климатические условия	<ul style="list-style-type: none"> - расходы на спецодежду, - расходы на питание, - расходы на отопление рабочих помещений, - расходы на специальные материалы, обеспечивающие работу оборудования при низких температурах.
Технология	<ul style="list-style-type: none"> - расходы на воду, - расходы на электроэнергию, - расходы на содержание нефтепровода, - расходы на обслуживание оборудования, - расходы на текущий ремонт скважин, - расходы на различные виды топлива
Различные способы добычи нефти	<p>детализация зависит от способа добычи нефти, глубины залегания пластов и качества нефти. (расходы на энергию, затраченную на извлечение нефти; расходы по искусственному воздействию на пласт и т.п.)</p>
Высокая энергоемкость	<ul style="list-style-type: none"> - расходы на строительство подстанций, - расходы на содержание оборудования подстанций, - расходы на оплату труда сотрудников подстанций
Добыча основной и побочной продукции	<ul style="list-style-type: none"> - расходы совокупные до точки разделения продуктов, - расходы на доработку нефти, - расходы на доработку газа.
Вахтовый метод работ	<ul style="list-style-type: none"> - расходы на строительство автономных вахтовых поселков, - расходы на транспортировку произв. рабочих от места расположения организации до места выполнения работы и обратно, - расходы на предоставление дополнительно оплачиваемый отпуск, - расходы на выплату надбавки работникам за нахождение в районах крайнего Севера или районах приближенным к ним

2.2. Анализ состояния нефтегазовой отрасли России

Нефтегазовая промышленность – один из наиболее стабильно работающих элементов топливно-энергетического комплекса и всей экономики России, крупнейший элемент мировой системы энергообеспечения. Доля отрасли в первичном топливно-энергетическом

балансе страны составляет около 50 %. Россия занимает первое место в мире: по добыче, разведанным запасам и прогнозным ресурсам газа и обеспечивает около 25 % его мирового производства, по добыче нефти с общей добычей более 13% от мировой. Россия – крупнейший в мире экспортер природного газа и нефтепродуктов, обеспечивающий более 45 % международных поставок.

Крупномасштабное развитие отрасли началось в России относительно поздно – в 70-е годы. Так начало промышленного использования газа относится к 1835 году, когда в Санкт-Петербурге был впервые построен завод искусственного газа. Газ в основном шел на освещение улиц, торговых помещений, учреждений и небольшая часть подавалась в квартиры. Открытие месторождений природного газа более экономичных, по сравнению с искусственным, послужило началом перевода системы газоснабжения на природный газ.

В конце XIX и начале XX века открытие месторождений природного газа носило случайный характер. В 1840 году при бурении скважин на воду, в районе Астрахани на глубине 112 метров вместе с водой выделялся газ, содержащий сероводород. К началу 1930 года в нашей стране были открыты и изучены четыре месторождения природного газа: Дагестанские Огни, Мельниковское, Ставропольское и Мелитопольское. Однако большого применения природный газ в то время не получил.

Первый газопровод в СССР (диаметром 200 мм, длиной 68 км) был построен в 1940-1941 годах в Западной Украине от Дашавского газового месторождения до г. Львова. Объем добычи газа в стране в 1960 году составлял 45,3 млрд. м³, а в 1970 году – уже 198 млрд. м³.

Наиболее перспективными по запасам природного газа оказались северные районы Тюменской области. В 1991 году в Западной Сибири добывали 542 млрд. м³, что составляло 84% от всей добычи газа в стране.

Первое открытие нефти в России относится к XVI - XVII векам. В 1684 году в районе Иркутска вблизи реки Ухты была совершена первая находка

нефтяных ресурсов. Серьезная же добыча нефтяных ресурсов началась лишь в 1745 году со дна той же реки, руководил которой Федор Савельевич Прядунов. Он же положил начало истории нефтепереработки, построив рядом с промыслом хронологически первое в отечественной истории предприятие, осуществляющее переработку нефти.

Полномасштабное развитие нефтяной промышленности в России началось с добычи нефти в районе города Баку – основным районом нефтедобычи в XIX веке становится Кавказ. Там же впервые была пробурена разведывательная нефтяная скважина. Уже к началу XX века доля мировой нефтедобычи России составляла 30%. В 1960 году СССР выходит на второе место в мире по объему добываемых углеводородов. В этом же промежутке был затронут перспективный вопрос о разведке и освоении новых месторождений Западной Сибири. Западносибирский бассейн за короткие сроки становится крупнейшим нефтедобывающим регионом СССР. Впоследствии наблюдается динамичное развитие нефтяной промышленности.

Нефтегазовая отрасль занимает доминирующее положение в структуре топливного баланса России, а результаты деятельности российского нефтегазового комплекса (далее – НГК) являются основополагающим источником пополнения государственного бюджета, основой обеспечения платежного баланса страны, поддержания курса национальной валюты, формирования в экономике страны инвестиционных ресурсов.

На данном этапе, экономика России по-прежнему зависит от доходов НГК, за счет которых формируется 40% федерального бюджета и около 70% поступлений от экспорта. Рыночная стоимость акционерного капитала нефтегазовых компаний составляет половину капитализации российского рынка акций. Именно благодаря высоким производственно-экономическим показателям нефтегазовых компаний формируются Резервный фонд и Фонд национального благосостояния, происходит неуклонное пополнение

международных резервов страны.

Согласно данным Министерства энергетики РФ по состоянию на 01.01.2018, 288 организации осуществляли добычу нефти и газового конденсата, из них:

– 104 состоят в структуре 11 вертикально интегрированных компаний (ВИНК),

– 181 являются независимыми добывающими компаниями,

– 3 предприятия – операторы СРП (соглашение о разделе продукции).

Крупнейшие нефтяные компании представлены: ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ТНК-ВР», ПАО «Славнефть».

В структуре производителей 85,7% всей нефтедобычи пришлось на долю ВИНК, остальные 14,3% распределяются по группам компаний. Данная структура приведена ниже на рисунке 2.4.

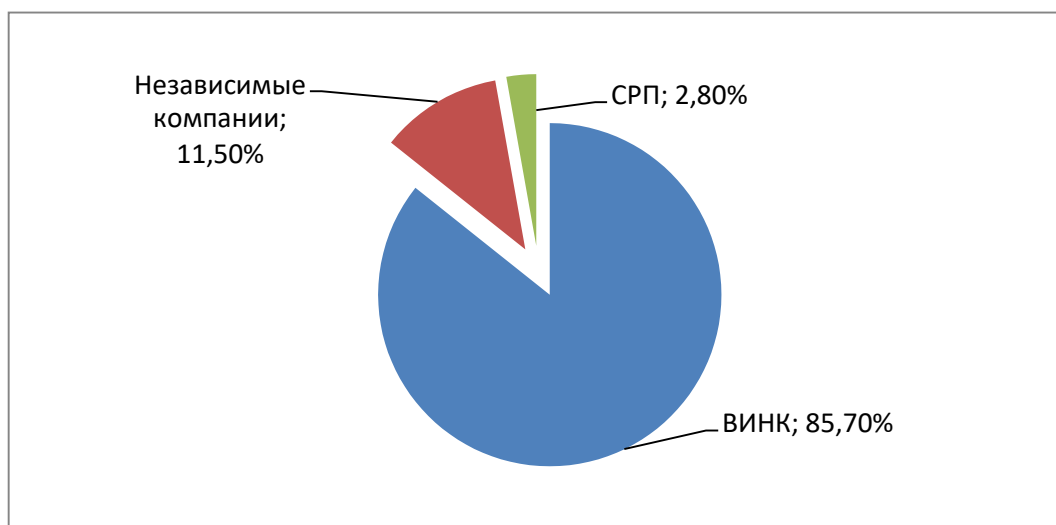


Рис. 2.4. Отраслевая структура добычи нефти в РФ по группам компаний в 2017 году

Заметим, что отраслевая структура добычи нефтяного сырья в 2018 году понесла некоторые изменения в сравнении с 2017 годом:

– доля ВИНК снизилась на 1,3 процентных пункта (далее – пп) и составила 85,7%;

– доля независимых производителей снизилась на 1,1% до 11,5%;

– доля операторов СРП сохранилась на том же уровне – 2,8%.

Причиной такого изменения является то, что добыча к концу 2017 года оказалась ниже уровня 2016. Так самые мелкие национальные нефтяные компании (далее – ННК) – группа «Е» (диапазон добычи до 10 тыс. т. нефти в год) – показали самое заметное падение добычи с 120,78 тыс.т. в 2016 году до 114,34 тыс. т. в 2017 году. Темпы падения составили 6%. Кроме того в 2017 году была прекращена добыча сразу в нескольких ННК в количестве 13 штук.

По данным Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса (далее – ЦДУ ТЭК) и Минэнерго на 01.01.2018 добыча нефти и газового конденсата в России снизилась на 0,8 млн. т. (-0,1%) относительно 2016 года и достигла 546,8 млн. т. Причинами такого снижения послужили:

- 1) выявление дефицита сырья к концу 2017 года, послужившее временной «заморозке» и ограничениям при добыче нефтересурсов;
- 2) реализация полученного сырья нефтяными компаниями происходит преимущественно на внутреннем рынке РФ, тогда как на европейском рынке заметно сокращение потребления;
- 3) усиление налогового давления на сектор в результате роста налога на добычу полезных ископаемых (далее – НДПИ) (рис 2.5).

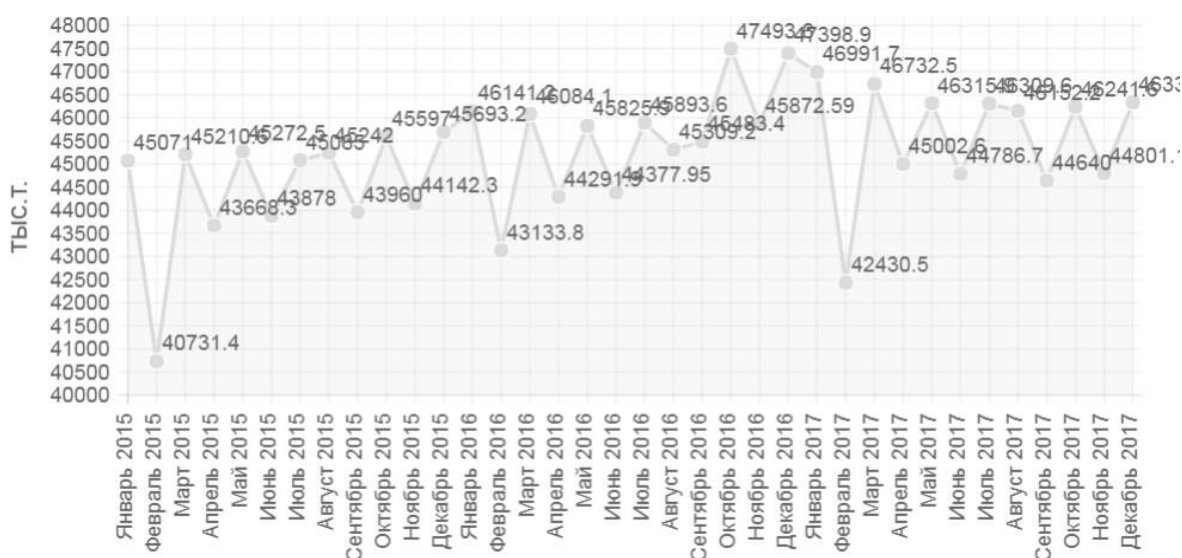


Рис. 2.5. Добыча сырой нефти с учетом газового конденсата в период с 2015 по 2017 гг.

В газовой отрасли РФ, согласно данным Минэнерго по состоянию на добычу природного и попутного газа (далее – ПНГ) осуществляют 254 добывающих предприятия. Из них:

- 85 входят в структуру нефтяных ВИНК,
- 15 предприятий группы «Газпром»,
- 7 предприятия ПАО «НОВАТЭК»,
- 144 являются независимыми добывающими компаниями,
- 3 предприятия – операторы СРП.

В структуре производителей 63,9% добычи обеспечил ПАО «Газпром» (+3,4 пп к 2016 г.), добыча ВИНК составила 13,8% (+1,1 к 2016 г.), независимых компаний - 9,9% (+2,6 пп), ПАО "НОВАТЭК" - 8,2% (-0,2 пп) и операторов СРП - 4,2% (-0,1 к 2016 г.) (рис. 2.6).

В сравнении с 2016 годом отраслевая структура газодобывающих предприятий 2017 года значительно увеличилась. Это связано, прежде всего:

- с высокими темпами наращивания мощностей по добыче газа,
- с разработкой новых уникальных месторождений, расположенных в труднодоступных районах.

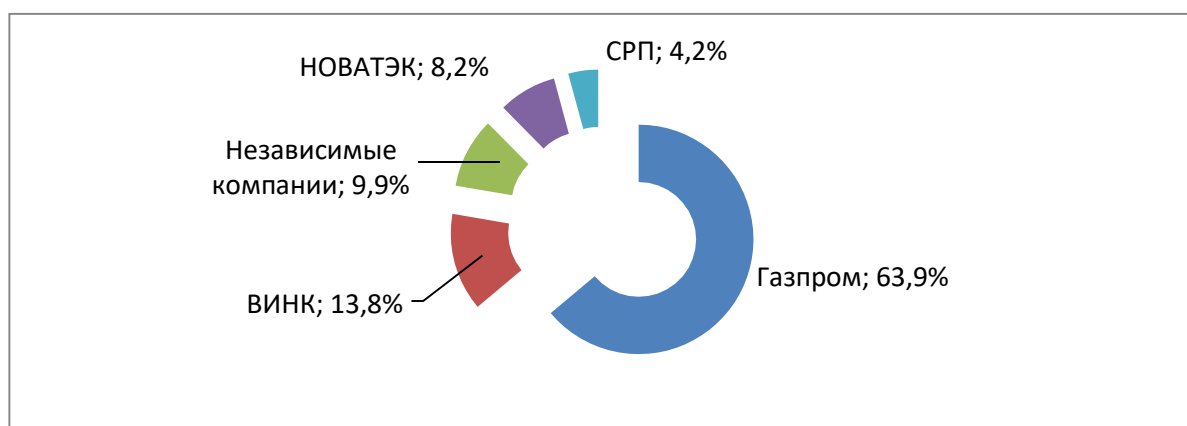


Рис. 2.6. Отраслевая структура добычи газа в РФ по группам компаний в 2017 году

ПАО «Газпром» располагает самыми богатыми в мире запасами природного газа. Его доля в мировых запасах газа составляет 17%, в российских — 72%. На «Газпром» приходится 11% мировой и 69%

российской добычи газа.

На внутреннем рынке Группа «Газпром» реализует более половины продаваемого газа. На его долю приходится около половины общего объема переработки природного и попутного газа и 19% переработки нефти и стабильного газового конденсата. Кроме того общество располагает крупнейшей в мире газотранспортной системой (Приложение 8).

В соответствии с данными оперативной сводки ЦДУ ТЭК объем добычи газа в РФ в 2017 году увеличился на 8,0% (+50,9 млрд. куб. м.) по сравнению с аналогичными показателями 2016 года и достиг рекордного уровня за весь период существования отрасли – 691,1 млрд. куб. метров. Особое влияние на изменения данного показателя оказала деятельность ПАО «Газпром». В 2017 году компанией была достигнута рекордная динамика добычи газа за всю ее историю. По оперативным данным, ПАО «Газпром» добыл 471 млрд. куб. м. газа, что на 12,4% больше чем в 2016 году. Такие положительные финансовые результаты объясняются ростом мировых цен на нефть, успешным развитием новых геологоразведочных проектов, увеличением розничных и премиальных продаж (рис. 2.7).

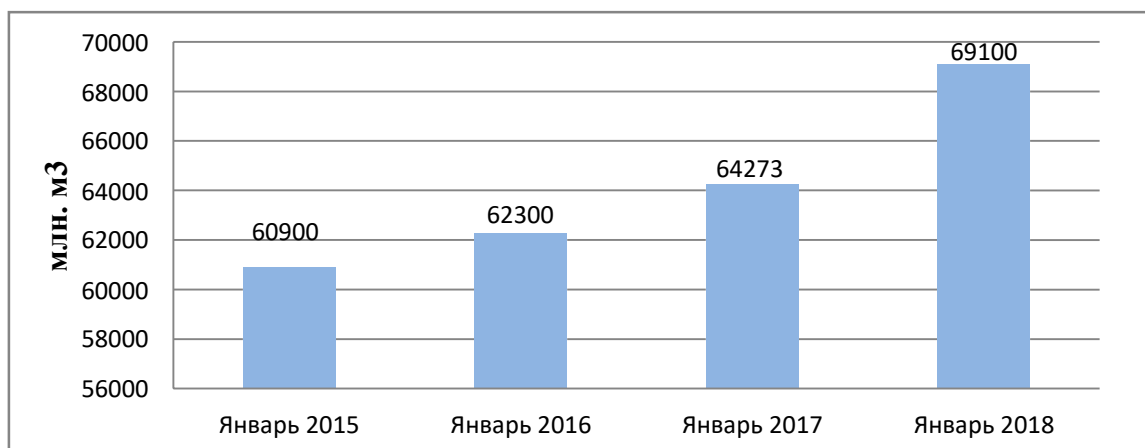


Рис. 2.7. Добыча природного газа с 2015 по 2017 гг. в России

Нефтяные и газовые месторождения располагаются крайне неравномерно. В России основные месторождения нефти и газа расположены в Западной Сибири, на Дальнем Востоке и в российской Арктике. Самые крупные из них находятся в Западной Сибири.

Общее количество нефтегазовых месторождений в России превышает 2 000. Распределение объемов разведанных запасов природного газа по регионам России представлено на рисунке 2.8 и формируется следующим образом:

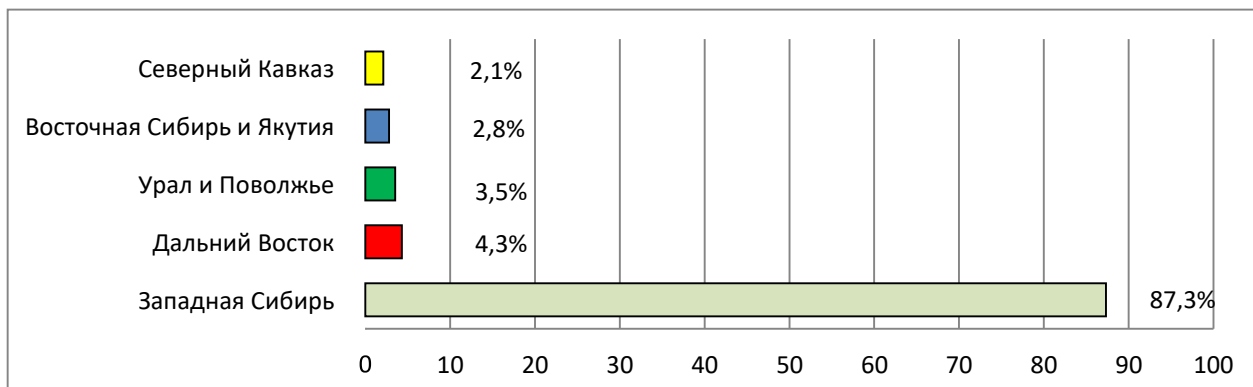


Рис. 2.8. Структура добычи газа по основным регионам России за 2017 год

В пятерку крупнейших российских газовых месторождений входят:

I. Уренгойское. Крупнейшее в России и второе в мире по величине общих запасов природного газа. Общие запасы голубого топлива здесь составляют около 10,2 трлн. м³. Среднегодовая добыча составляет 95,1 млрд. м³. Располагается в Ямало-Ненецком АО, добычу осуществляет компания ПАО «Газпром».

II. Ямбургское. Второе по величине запасов газа в Российской Федерации. Общие геологические запасы, здесь исчисляются в 5,242 трлн. м³. По уровню среднегодовой добычи, это месторождение занимает 3 место в России – 83,6 млрд. м³. Месторождение также находится в Ямало-Ненецком округе.

III. Заполярье. По количеству извлекаемого природного газа в РФ лидирует данное месторождение. Здесь среднегодовая добыча равняется 112,6 млрд. м³. Количество общих запасов – около 3,5 трлн. м³.

IX-X. Бованенковское и Штокмановское. Газовые месторождения находятся в Карском море, запасы газа оцениваются в 4,4, 4 и 3,2 трлн. м³ соответственно.

Что касается запасов сырой нефти, распределение ее по регионам представлено на рисунке 2.9 следующим образом:

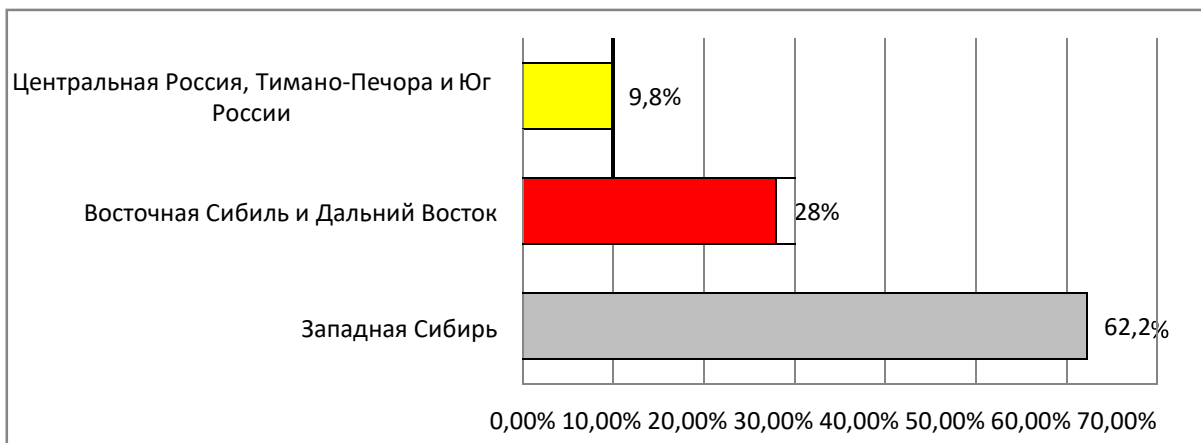


Рис. 2.9. Структура добычи нефти по основным регионам России за 2017 год

Наиболее крупными из пятерки нефтяных месторождений выступают:

I. Самотлорское. Самое крупное в России нефтяное месторождение. Запасы нефти в нем оцениваются в 7,1 млрд. тонн, занимая шестое место в мире. Располагается в Ханты-Мансийском АО, добычу осуществляет ПАО «Роснефть».

II. Приобское. Также расположено в Ханты-Мансийском АО и является самым крупным по показателю среднесуточной добычи в России. Общие запасы составляют около 5 млрд. тонн. Добычу ведут компании ПАО «Газпром нефть» и ПАО «Роснефть».

III. Ромашкинское. Второе по величине в России, как и Приобское имеет запасы нефти около 5 млрд. тонн. Располагается в республике Татарстан и является одним из старейших эксплуатируемых и действующих месторождений РФ.

IV. Лянторское. Обладатель четвертого места в России по запасам нефти – геологические запасы нефти составляют около 2 млрд. тонн. Разработку ведет компания ПАО «Сургутнефтегаз».

Х. Федоровское. Еще одно месторождение, располагаемое в Ханты-Мансийском АО, и запасы которого оцениваются в 1.4 млрд. тонн. Разрабатывает месторождение компания ПАО «Сургутнефтегаз».

Российские нефтегазовые компании заметно активизировали поисково-разведочные и буровые работы, об этом свидетельствуют данные Центрального диспетчерского управления ТЭК Минэнерго России. По итогам 2017 года показатели в разведочном бурении увеличилась на 11,8%. На долю России приходится 88% доказанных запасов углеводородов, из которых основная часть располагается в Западной Сибири. На морские месторождения приходится порядка 10% доказанных запасов.

По состоянию на 31 декабря 2017 года на территории России компанией «Газпром» было разработано 151 месторождение углеводородов. Основным центром добычи газа до сих пор остается территория Ямало-Ненецкого АО и Ханты-Мансийского АО.

ПАО «ЛУКОЙЛ» — вторая крупнейшая нефтегазовая компания, на долю которой приходится более 2% мировой добычи нефти и порядка 1% доказанных запасов углеводородов. Количество открытых месторождений по состоянию на 31 декабря 2017 года составило 18 штук.

ПАО «НК «Роснефть» также представляет собой крупнейшую нефтегазовую компанию в РФ и крупнейшую в мире по запасам углеводородов среди публичных нефтегазовых компаний. Доля «Роснефти» в добыче ресурсов в РФ составляет примерно 40%, а в мировой добыче — более 5%. По итогам 2017 года в результате осуществления геологоразведочных работ было открыто 13 новых месторождений и 127 залежей углеводородов. Завершено испытанием 85 поисково-разведочных скважин, успешность разведочного бурения составила 79 % (табл. 2.5).

Таблица 2.4

Количество открытых месторождений и залежей углеводородов в период с 2015 по 2017 гг., шт.

Показатели/ период	ПАО «Газпром»			ПАО «Лукойл»			ПАО «Роснефть»		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Месторождения:	139	146	151	9	14	18	9	11	13
Нефтяные месторождения	62	84	74	9	14	17	9	10	11
Газовые месторождения	72	62	77	0	0	1	0	1	2
Залежи:	107	119	119	43	38	54	111	124	127
Нефтяные залежи	17	29	29	41	38	48	111	85	82
Газовые залежи	90	90	90	2	0	6	0	39	45

Источник: []

Экспорт природного газа из России – одна из главных статей российского экспорта энергоносителей. Россия – крупнейший в мире экспортёр как природного газа, так и сырой нефти. Экспорт энергоносителей из России по данным Росстата в 2017 году в стоимостном выражении составил 71% от совокупного экспорта товаров и увеличился на 3 % по сравнению с предыдущим периодом. В стоимостном выражении на экспорт сырой нефти пришлось 36%, нефтепродуктов – 19%, природного газа – 13%.

По состоянию на 31 декабря 2017 года объем экспорта нефти уменьшился на 0,8% – до 252,637млн. тонн. Экспорт ресурса в страны дальнего зарубежья составил 234,502 млн. тонн против 236,196 млн. тонн в 2016 году (снижение на 0,7 %). Экспорт же в страны СНГ составил 18,135 млн. тонн против 18,572 млн. за 2016 год (снижение на 2,3 %).

По данным Федеральной таможенной службы (далее ФТС) к концу 2017 года Россией было экспортировано 210,2 млрд. м³ газа (рост на 5,7 % по сравнению с 2016 годом), в том числе в страны дальнего зарубежья - 175,9 млрд. м³ (рост на 6,8%), в страны СНГ - 34,3 млрд. м³ (рост на 0,8%) (табл. 2.5).

Таблица 2.5

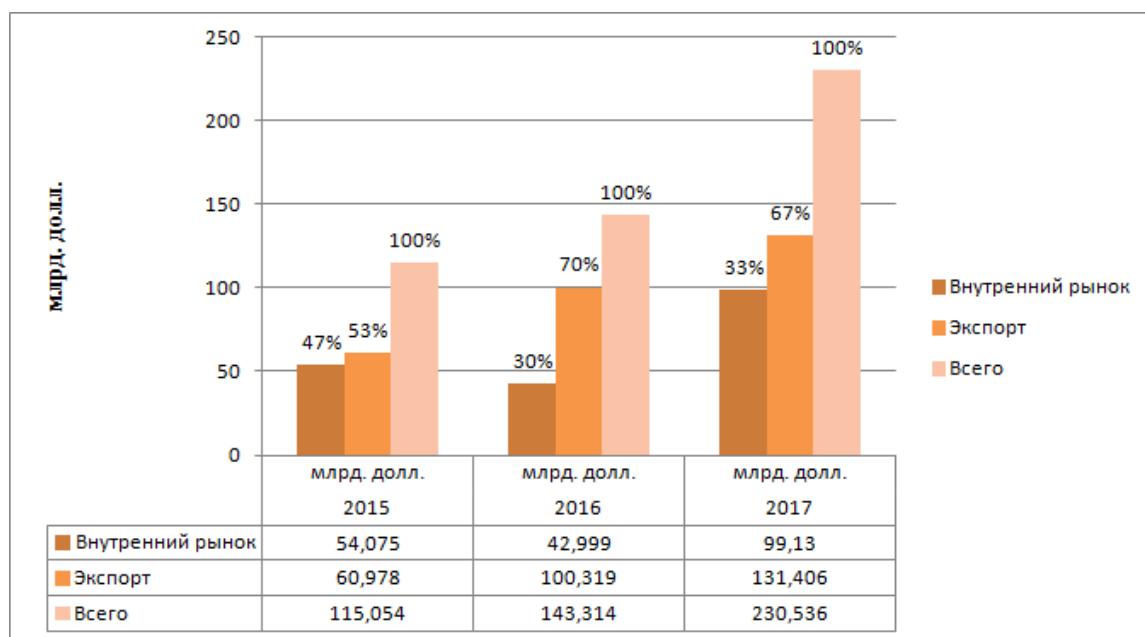
Экспорт Российской Федерации природного газа в период с 2015-2017 гг.

Года	Природный газ			Сырая нефть		
	Всего	в том числе:		Всего	в том числе:	
в страны дальнего зарубежья		в страны СНГ	в страны дальнего зарубежья		в страны СНГ	
	коли-во, млрд. м ³	коли-во, млрд. м ³	коли-во, млрд. м ³	коли-во, млн. т.	коли-во, млн. т.	коли-во, млн. т.
1	2	3	4	5	6	7
2015 г.	196,4	138,0	58,4	109,9	122,5	88,4
2016 г.	198,7	162,8	35,9	254,6	236,1	18,5
2017 г.	210,2	175,9	34,3	252,6	234,5	18,1

Источник: []

Из таблицы видно, что большая часть экспортируемого из России природного газа поставляется в страны дальнего зарубежья. В страны дальнего зарубежья было направлено 70 % физического объёма экспорта природного газа и нефти, в страны СНГ – 30 %.

Совокупная выручка нефтегазовых компаний России в 2017 году выросла на 33 % по сравнению с 2016 годом и составила 230, 536 млрд. долл. В настоящее время в общей структуре выручки нефтегазового комплекса (далее НГК) России около 131,406 млрд. долл. или примерно 67% приходится на экспортные поставки. Доходы от продажи природного газа и сырой нефти, а также продуктов их переработки на внутреннем рынке составили около 99,130 млрд. долл. (33 %). В общей структуре выручки увеличилась доля внутреннего рынка – с 30 до 33 %, что отчасти связано с индексацией цен на углеводороды на внутреннем рынке (рис. 2.10).



НГК России характеризуется высокой степенью концентрации финансовых потоков – более 70 % оборота нефтегазового рынка формируют четыре компании: ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл», ПАО «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз». Одновременно они обеспечивают 82% добычи газа и 56% добычи нефти (табл. 2.6).

Таблица 2.6

Выручка нефтегазовых компаний России в 2015-2017 гг., млрд. руб.

Компания	2015	2016	2017	2016/ 2015, %	2017/ 2016, %
1	2	3	4	5	6
«Газпром»	5 477	5 985	5 966	109	100
«Лукойл»	4 718	5 174	4 744	110	92
«Роснефть»	3 681	4 120	4 134	112	100
«Сургутнефтегаз»	875	993	1 006	113	101
«Башнефть»	438	508	494	116	97
«НОВАТЭК»	358	475	537	133	113
СРП	308	381	524	124	138
Прочие производители	127	224	317	176	142
Всего по России	15 982	17 860	17 722	112	99

Крупнейшая нефтяная компания России по выручке ПАО «Газпром» в 2017 году получила 5 966 млрд. руб. Второе место занимает ПАО «Лукойл» – 4 744 млрд. руб. Далее следуют ПАО «Роснефть» и ПАО «Сургутнефтегаз» –

4 134 млрд. руб. и 1 006 млрд. руб. соответственно. В 2017 году прирост выручки выше среднего показателя по отрасли (33,8%) у операторов СРП (38%) и у прочих производителей (42%), в то время как у остальных компаний данный показатель был ниже среднего по отрасли.

Подводя итог, можно сказать, что история нефтегазовой промышленности России является сложной, поскольку добыча данных ресурсов осуществлялась с давних времен. Природный газ и сырая нефть являются одними из самых значимых и дорогостоящих топливно-энергетических ресурсов в мире. На сегодняшний момент эти ресурсы сосредоточены в руках нескольких крупных компаний, поэтому можно утверждать, что на рынке существует монополия. Тем не менее газовая промышленность России является развитой и имеет хорошие перспективы для эффективного развития и роста.

На сегодняшний день доля природного газа в топливном балансе России составляет 52 %, а нефти – 28 %. Отрасль обеспечивает порядка 10 % национального ВВП, до 36 % доходов в государственный бюджет страны. Экспорт природного газа и сырой нефти приносит России около 67 % валютной выручки. Невзирая на условия жесткого регулирования государством цен, повышения налога на добычу полезных ископаемых и экспортных пошлин, сегмент нефтегазовой отрасли России продолжает развиваться достаточно активно. Динамика добычи двух упомянутых ресурсов во многом будет зависеть от того, какое их количество можно будет продать на внешних рынках. Заметный прирост объемов добычи газа и нефти в России произойдет только в том случае, если спрос на них будет велик и за пределами государства.

2.3. Прогноз развития нефтегазовой отрасли России

На современном этапе нефтегазовая газовая отрасль является одним из важнейших элементов экономики Российской Федерации, от надежной

работы которого зависит дальнейшее экономическое развитие страны. На сегодняшний день доля газа в топливном балансе ТЭС России составляет 62%, а в европейской части - 86%. Отрасль обеспечивает порядка 10% национального ВВП, до 25% доходов в государственный бюджет страны. Экспорт природного газа приносит России около 15% валютной выручки.

Приоритетными направлениями развития нефтегазового комплекса в ближайшее время по данным Министерства энергетики России являются:

- развитие нефтяной и газовой промышленности Западной Сибири, прежде всего освоение новых ресурсов полуострова Ямал, в Обской и Тазовской губах, поддержание и развитие добычи газа и конденсата в традиционных районах (Надым-Пур-Тазовское междуречье), включая утилизацию низконапорного газа и остатков сырой нефти;

- развитие нефтегазовой промышленности европейской части страны, включая шельфы Баренцева (в первую очередь Штокмановский проект) и Каспийского морей;

- формирование в Восточной Сибири новых центров НГК и НКК, включая развитие газовой, нефтяной, нефтегазоперерабатывающей, нефтехимической, газохимической, гелиевой промышленности, воспроизводство и расширение минерально-сырьевой базы углеводородов (УВ);

- полномасштабное освоение шельфа дальневосточных морей и континентального шельфа Тихого океана;

- модернизация существующих и строительство новых нефтяных и газотранспортных систем, дальнейшая газификация промышленности, расширение мощностей по газопереработке и нефтехимии, воспроизводство и расширение минерально-сырьевой базы газа.

В 2010 году Правительством РФ была согласована стратегия развития геологоразведочной отрасли на период до 2030 года. Данная стратегия совмещает в себе нормативно-правовые мероприятия, направленные на повышение инвестиционной привлекательности геологоразведочных работ,

снижение административных барьеров, научно-методическое, информационное и кадровое обеспечение геологического изучения недр. Также стало возможным осуществление до 2020 года ряда крупных проектов в области транспортировки, переработки нефти и газа, в том числе сжиженного природного газа.

Для решения проблемы зависимости нефтегазового комплекса России от использования импортного оборудования и программного обеспечения, Минпромторгом и Минэнерго была разработана программа импортозамещения к 2020 году. Согласно программе за указанный период планируется снизить долю импортного оборудования в нефтегазовой промышленности до 40%.

Реализация этих направлений при наличии внутреннего и внешнего платежеспособного спроса позволит довести суммарную добычу нефти и газа в стране до 685 – 920 млрд. м³ в 2020 г. и до 875 – 1076 млрд. м³ в 2030 г. Значительный диапазон прогноза связан прежде всего с перспективами реализации Восточной газовой программы и выхода на рынки АТР (Азиатско-Тихоокеанский регион) (табл. 2.7) [].

Таблица 2.7

Прогноз добычи, внутреннего потребления, экспорта и импорта
(включая транзит) газа в России до 2030 г., млрд. м³

Показатель / Год	2017 год		2020 год		2025 год		2030 год	
Предложение газа:	778	877	820	107	970	1148	1015	1236
Добыча в России	648	732	685	920	829	992	875	1076
Поставки из Туркменистана, Узбекистана, Казахстана,	70	80	70	80	70	80	70	80
Отбор из ПХГ	60	65	65	70	71	76	70	80
Распределение:	778	877	820	1070	970	1148	1015	1236
Потребление в России	482	508	514	556	545	599	578	635
Коммерческое потребление	430	453	458	496	486	534	515	566
Технологическое потребление	52,3	55,1	55,7	60,	59,2	65,0	62,7	68,9
Закачка в ПХГ	55	60	70	75	77	82	76	86
Поставки за пределы России	241	309	236	439	348	467	361	515
в страны СНГ и Балтии	78	83	93	98	93	98	93	98
в страны Европы и Турцию	143	201	113	221	190	224	198	227
в страны АТР и Северной Америки	20	25	30	120	65	145	70	190

Газовый и нефтяной сектора России являются взаимосвязанными, поэтому, можно сделать вывод, что оба сектора сталкиваются с аналогичными серьезными проблемами. Главным регионом по добыче природного газа и нефти до сих пор остается Западная Сибирь, однако в последнее время даже здесь наблюдается сокращение добычи природных ресурсов.

Высокая зависимость экспорта нефтяных ресурсов от курса валют – также является еще одно немаловажной проблемой в сфере нефтегазового комплекса. Экспорт нефти составляет 70 % всего ВВП страны. Соответственно, отсутствие более значимых статей дохода еще больше усугубляет положение экономики в стране.

Газовая промышленность также является важнейшей отраслью экономики страны. Данная область деятельности топливно-энергетического комплекса обеспечивает добычу, переработку попутного газа нефтегазовых месторождений, формируя более 50% внутреннего энергопотребления.

В последние годы, в газовой промышленности наблюдается тенденция к росту затрат на добычу и транспортировку газа, при значительном снижении в тоже время спроса на российский газ некоторыми внешними странами. Отметим, что в результате санкций по отношению к России, начиная с 2014 года значительно сократился экспорт российского газа, а также снизились поставки и на внутренний рынок. Все это приводит к сокращению добычи природного газа в стране (рис.2.11).

На данный момент, в газовом секторе наблюдается значительное превышение предложения ресурса над его спросом. Например, мощности ПАО «Газпром» позволяют добывать около 600 млрд. м³ газа в год, однако фактическая добыча газа составляет примерно 432 млрд. м³.

Геологическая структура неразведанных природных ресурсов не идентична разведанным запасам и менее благоприятна по экономической оценке. Уже известные тенденции и закономерности геологоразведочного процесса позволяют прогнозировать дальнейшее снижение масштабов

открытий месторождений и массовый переход во многих районах на поиски и разведку мелких и средних по запасам месторождений.

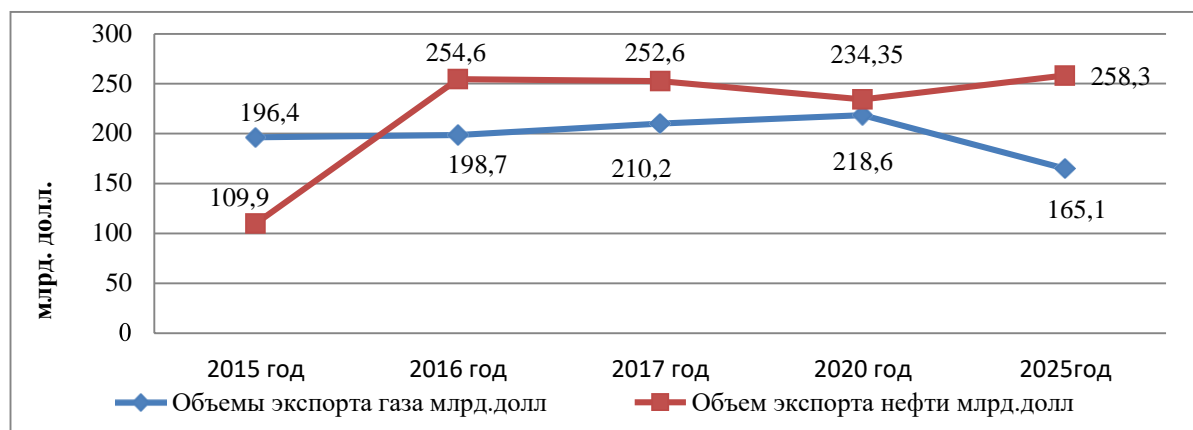


Рис. 2.11. Прогнозная динамика объемов экспорта российского природного газа и нефти за 2015-2025 гг.

Всевозрастающее значение будут иметь рифы, бары, эрозионные врезы и другие сложные формы литологического и тектонического экранирования, которые дают большое разнообразие типов месторождений, в том числе и не имеющих аналогов. Их выявление и изучение требуют более совершенных методов геолого-поисковых работ, прежде всего сейсморазведки. Основная часть неразведанных ресурсов связана с комплексами пород, залегающих на больших, в сравнении с разведанными запасами, глубинах.

По оценкам специалистов разработку только 15% нераспределенных запасов по стране (86 месторождений из 556) можно признать экономически эффективной, в то время как наибольшая часть приращиваемых запасов является нерентабельной или низкорентабельной. Месторождения, открываемые на суше, в последние годы, в основном характеризуются небольшими запасами (мелкие и мельчайшие месторождения).

Согласно оптимизационным расчетам баланса запасов газа на 2018 гг. в России для обеспечения устойчивого развития газовой промышленности должно быть подготовлено 11-12 трлн. куб. м запасов газа разведанных категорий, в том числе 2,3-2,5 трлн. куб. м в ближайшие 5 лет, и 15-20 трлн. т. сырой нефти. В сложившейся структуре нефтегазовой промышленности роль основных несущих районов России в формировании сырьевой базы

должна быть дифференцированной и в принципиальном плане соответствовать следующим задачам:

- реализация актуальных и перспективных проектов строительства трубопроводов;
- увеличение эффективности использования энергетических ресурсов в отраслях экономики;
- привлечении инвестиционных вложений в разработку месторождений, а также в развитие транспортной инфраструктуры;
- внедрение отечественных инновационных технологий добычи и переработки нефти и природного газа;
- дальнейшее крупномасштабное развитие сырьевой базы в Западной Сибири с целью обеспечения повышенной надежности функционирования действующих и проектируемых систем дальних магистральных газопроводов в западном направлении;
- интенсификация подготовки резервов сырьевой базы Урало-Поволжья, Европейского Севера и Северного Кавказа для увеличения разведанных запасов и на этой основе снижения темпов падения добычи газа и нефти в европейской экономической зоне;
- ускорение подготовки запасов и вовлечение в разработку новых месторождений Баренцева моря и южных морей России как важного резерва усиления сырьевой базы европейской зоны;
- рациональное накопление запасов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, контролируемое экономически обоснованными проектами и расчетами реальных потребностей местных газопотребителей и экспорта природного газа и нефтепродуктов в страны АТР.

Реальные перспективы крупных открытий в ближайшие 20 лет остаются в Западной и Восточной Сибири, в Прикаспии и акваториях Баренцева, Карского и Охотского морей. С экономической точки зрения Россия заинтересована в поиске, разведке и эксплуатации газовых

месторождений, обладающих крупными и уникальными по величине запасами.

К 2030г. добыча газа с месторождений Обской и Тазовской губ, а также прилегающей суши может превысить 50 млрд. м³ ежегодно. Потенциальная добыча на этих месторождениях может составить к 2030г. не менее 100 млрд. м³ газа в год. В 2018г. должно быть введено в промышленную разработку Северо-Каменномысское газовое месторождение. Выход на максимальный отбор – 15,3 млрд. м³ – газа запланирован на 2020г. Период постоянной добычи – 13 лет.

В 2022г. предполагается запустить в эксплуатацию сеноманскую газовую залежь Семаковского месторождения. По всему разрезу Семаковского месторождения (с нижнемеловыми и юрскими отложениями) суммарная ежегодная добыча может составить не менее 17 млрд. м³.

Ввод в разработку Крузенштернского месторождения запланирован также на 2025г. При благоприятном развитии событий он может быть приближен к 2022г. Максимальная добыча на месторождении составит 32 млрд. м³ в год. Тамбейская группа месторождений может быть введена в разработку не ранее 2027г.

Среди новых проектов нефтедобычи особого внимания заслуживают Ванкорское, Ново-Портовское и Приразломное месторождения. Последние два находятся на стадии роста добычи и способны совместно на пике обеспечить свыше 10 млн. т. нефти в год. Начавшееся в 2016 г. снижение добычи на Ванкорском месторождении компенсируется вводом Сузунского, которое способно увеличить общую нефтедобычу в Красноярском крае в 2018 г. В 2016 г. в ЯНАО для транспортировки нефти от Мессояхской группы месторождений АО «Мессояханефтегаз» (ПАО «Газпром нефть» и ПАО «НК «Роснефть») смонтирован и начал действовать новый трубопровод протяженностью 96 км и мощностью 7 млн. т. в год.

В связи с эксплуатацией этих залежей на завершающей стадии их разработки отечественная наука впервые сталкивается со сложнейшей проблемой – обеспечением эффективной доразработки крупнейших в мире северных газовых месторождений, расположенных на значительном удалении от объектов потребления природного газа и содержащих большие запасы низконапорного газа. Эта проблема носит комплексный характер и может быть успешно решена лишь при проведении поэтапных НИР в соответствии с целевой программой освоения ресурсов низконапорного газа и на основе создания стройной программы научно-методологического подхода к ее решению.

Наряду с освоением крупных месторождений целесообразно вовлекать в разработку и так называемые «малые» месторождения газа, прежде всего в европейской части страны. По оценкам, только в Уральском, Поволжском и Северо-Западном регионах на этих месторождениях можно ежегодно добывать до 8–10 млрд. м³ газа.

Наибольшие геологические ресурсы газа приурочены к удаленным арктическим и дальневосточным районам с суровым климатом и сложными ледовыми условиями. Значительно возрастают риски и опасность техногенных осложнений.

Всеобщий повышенный интерес к нефтегазовым проектам шельфа Арктики и других акваторий России основан на том, что именно здесь прогнозируются открытия наиболее крупных месторождений. В Арктических ресурсах доминирует природный газ, который составляет около 30% от общего объема неоткрытых газовых ресурсов в мире; нефтяные ресурсы составляют примерно 13% неразведанных запасов. Более того, поскольку таяние льда было обширным в течение последних трех десятилетий, можно предположить, что условия разведки и добычи улучшились или, по крайней мере, облегчили бурение. Однако

экстремальные погодные условия арктического региона, делают по-прежнему разведочное бурение сложным и дорогостоящим.

Для достижения намеченных уровней добычи нефти и газа до 2030 года в Баренцевом море планируется каждую пятилетку, начиная с 2013 года, вводить по одной ледостойкой платформе подводно-надводного (или подводного) комплекса на Штокмановском ГКМ.

В Карском море предполагается освоить месторождения, прилегающие к Обско-Тазовской губе, для чего планируется строительство шести гравитационных платформ. Гигантские месторождения Карского моря: Русановское и Ленинградское — предполагается осваивать за пределами 2030 года. В Охотском море планируется строительство пяти гравитационных платформ и подводно-надводных комплексов. Транспортировка газа и сырой нефти в современных условиях потребует не только наличия трубопроводов, но и строительства мощностей по сжижению и терминалов для отгрузки на специальные газовозы и нефтетанкеры.

Для транспортировки сжиженного газа и сырой нефти с месторождений Баренцева моря потребителям в Европе и США потребуются

23 танкера-нефтегазовоза. В настоящее время в мире практически нет свободных танкеров, а для нашей судостроительной промышленности строительство таких танкеров нетрадиционно. В целом по шельфу РФ на

период до 2030 года для обеспечения указанной выше добычи газа и нефти потребуются всего 15 ледостойких платформ, включая гидротехнические комплексы на Штокмановском ГКМ, а также мощности заводов и терминалов по сжижению газа на объем до 40 млн. т/год.

Подводя итоги, можно подчеркнуть, что современное развитие ресурсной базы по газообразным и нефтяным углеводородам характеризуется объективным ростом затрат на ее прирост и разработку. Новые запасы, планируемые к вводу в разработку в ближайшие годы, характеризуются сложными горно-геологическими, природно-климатическими условиями, экологическими и социально-географическими

проблемами, требующими развития новых научных подходов к их решению, в т. ч. в области технического регулирования. На истощаемых уникальных месторождениях Западной Сибири остаются значительные запасы низконапорного газа и нефтересурсов, которые требуют наукоемких технологий их эффективной добычи. Освоение месторождений арктического и дальневосточного шельфов требует разработки новых научно-технических и технологических решений и значительных капиталовложений. Реализация грандиозных планов развития нефтегазовой отрасли невозможна без привлечения фундаментальной, прикладной и отраслевой науки, оформленных в виде соответствующих программ отраслевого и федерального уровней с адекватным достойным финансированием. При этом преодоление существующего спада объемов бурения является первоочередным условием реализации будущих программ подготовки запасов.

Чтобы «воспроизводить» сырьевую базу, поддерживать массу запасов в недрах на уровне, обеспечивающем требуемый объем добычи, необходимо вовлекать в поисковый процесс все большее количество перспективных структур, а в разведку – все большее количество открываемых месторождений. Для этого необходимо усовершенствовать схему финансирования геологоразведочных работ.

Выводы по главе 2.

Газодобывающая отрасль отличается, также как и другие отрасли промышленности, рядом характерных особенностей, которые определяют построение учёта затрат и особенности калькулирования. В результате исследования организации учета затрат на производство установлено, что в нефтегазодобывающей отрасли учет затрат и калькулирование себестоимости определяются следующими основными особенностями:

- сложными климатическими условиями добычи;
- получением основной и побочной продукции;

- отсутствием незавершенного производства;
- высокой фондо- и энергоемкостью.

Все вышеуказанные специфические организационно-технологические особенности определяют организацию учета затрат на производство в нефтегазодобывающих предприятиях.

Россия остается страной с одними из самых больших доказанных запасов нефти и природного газа в мире. Как показала практика последних лет, внутреннее потребление газа в России в ближайшие двадцать лет будет расти достаточно медленно, а динамика добычи сырой нефти во многом будет зависеть от того, сколько нефтяных ресурсов можно будет продать на внешних рынках.

Опираясь на вышеуказанную статистику главы 2, можно отметить, что:

– Во-первых, развитие нефтегазовой отрасли России осложняется комплексом производственных и экономических ограничений: снижением добычи разрабатываемых месторождений и ростом издержек ввиду освоения новых районов добычи, ростом конкуренции на мировом рынке, низкой доходностью поставок газа на внутренний рынок, низкой конкурентоспособностью предложения производителей нефти России на мировом рынке.

– Во-вторых, реализация газа российским потребителям по ценам ниже рыночных не компенсирует издержек добычи и транспортировки газа, в связи с чем запланирован резкий рост тарифов. А рост цены на нефтересурсы на внутреннем рынке России для обеспечения равнодоходности поставок топлива на российском и мировом рынках приведет в среднесрочной перспективе к росту издержек российских промышленных предприятий по адаптации, что снизит их инвестиционную привлекательность, усилит инфляционные процессы, окажет негативный эффект на дальнейшее развитие промышленности России.

– В-третьих, обострение конкуренции на мировых рынках в связи с превышением объемов предложения газа над спросом, появлением альтернативных источников энергии и альтернативных каналов поставок конкурентоспособность российского газа снижается, и в среднесрочной перспективе может привести к снижению цены газа в рамках ключевых контрактов или же пересмотру механизмов ценообразования в целом.

При всей очевидности геологических перспектив, задача подготовки в будущем крупных запасов природного газа и сырой нефти будет гораздо более сложной, чем сейчас, а структура прогнозируемых запасов – неадекватной уже разведанным запасам. Преодолеть указанные сложности можно только на основе решения вопроса создания благоприятных условий для привлечения финансирования в описываемую сферу нефтегазодобычи, внедрение научно-технического прогресса во всех сферах геологоразведочного производства, так как только это может снизить темп падения эффективности по мере роста сложности работ.

ГЛАВА 3. НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ УЧЕТА ПОИСКОВЫХ АКТИВОВ

3.1. Организация управленческого учета затрат на создание поисковых активов

Геологоразведочная деятельность может быть эффективной только при должном учете расходов, понесенных на её осуществление. С этим связан ввод в действие с 2012 года ПБУ 24/2011 «Учет затрат на освоение природных ресурсов», в п.1 которого сказано, что данный нормативно-правовой акт вводит в действие порядок формирования в бухгалтерском учете и раскрытия в бухгалтерской отчетности организаций – пользователей недр информации о затратах на освоение природных ресурсов.

Согласно пунктам 3, 4, 5 данного ПБУ организация должна капитализировать, то есть создавать материальные и нематериальные поисковые активы по понесенным ею расходам на геологоразведочные работы, осуществляющиеся с момента получения лицензии и до четвертой стадии включительно – оценочной стадии. Затраты по геологоразведочным работам на пятой стадии – эксплуатационная разведка, организация обязана признавать расходами по обычным видам деятельности. Данное разграничение затрат представлено на рисунке 3.1.



Рис.3.1. Отражение в бухгалтерском учете расходов по геологоразведочным работам

Поисковые активы учитываются на специальных субсчетах счета 08 «Вложения во внеоборотные активы». При наличии лицензии, дающей право на осуществление поисковых работ, и подтверждении коммерческой

целесообразности добычи поисковые активы переводятся в состав основных средств (далее – ОС) или нематериальных активов (далее – НМА). При этом амортизация и переоценка поисковых активов происходит в том же порядке (п. 16 ПБУ 24/2011).

При первичном включении в учет, затраты на формирование поисковых активов признаются по фактической стоимости:

Дт 08 субсчет «Вложение в поисковые активы»

Кт 60,70,69,76,02,10 и т.д.

Следует обратить внимание, что в стоимость поисковых активов включаются будущие обязательства компании, возникающие в связи с охраной окружающей среды, рекультивации земель, ликвидации буровых сооружений (п. 13 ПБУ 24/2011). Это не что иное, как оценочные обязательства, возможность включения которых в стоимость активов предусмотрена в п.8 ПБУ 8/2010 «Оценочные обязательства, условные обязательства и условные активы». Данная ситуацию подлежит отражению в учете следующей бухгалтерской записью:

Дт 08 субсчет «Вложения в поисковые активы»

Кт 96 субсчет «Обязательства по восстановлению окружающей среды»

Чтобы завершить формирование стоимости поисковых активов, следует составить проводку:

Дт 08 субсчет «Материальные (нематериальные) поисковые активы»

Кт 08 субсчет «Вложения в поисковые активы»

После формирования данной проводки, поисковой актив становится полноценным активом предприятия.

Согласно п.23 ПБУ 24/2011 поисковые активы переводятся в состав ОС и НМА по остаточной стоимости. В Положении не установлено норм по формированию «первоначальной» стоимости поискового актива, поэтому использовать нормы расчета амортизации по основным средствам или нематериальным активам будет не совсем верно. Проблема состоит в том, что не установлена норма, предполагающая точку окончания сбора

фактических издержек по отношению к формированию поискового актива и начисления амортизации.

Для учета сумм начисленного износа в рабочем плане счетов предприятий нефтегазодобычи необходимо выделить отдельные субсчета:

– субсчет «Амортизация материальных поисковых активов» к счету 02 «Амортизация основных средств»;

– субсчет «Амортизация нематериальных поисковых активов» к счету 05 «Амортизация нематериальных активов».

Перевод поисковых активов в состав ОС и НМА осуществляется по остаточной стоимости. В этом случае бухгалтером составляется следующая учетная запись:

Дт 23 субсчет «Текущие поисковые затраты»

Кт 02 субсчет «Амортизация материальных (нематериальных) поисковых активов»

– начислена амортизация по поисковому активу, с помощью которого производится разведка и оценка природных недр.

Дт 02 субсчет «Амортизация поисковых активов»

Кт 08 субсчет «Материальные (нематериальные) поисковые активы»

– списана амортизация поискового актива, при выполнении условия коммерческой целесообразности добычи;

Дт 01 «Основные средства» (04 «Нематериальные активы»)

Кт 08 субсчет «Материальные (нематериальные) поисковые активы»

– осуществляется переход поисковых активов исходя из их остаточной стоимости в основные средства или нематериальные активы.

При вводе нового объекта основных средств или нематериальных активов, необходимо установить срок их полезного использования, а так же

определить способ амортизации. Для нематериальных активов можно не устанавливать срок полезного использования.

На каждую отчетную дату организации необходимо проводить анализ наличия признаков обесценения поисковых активов (Приложение № 24 к приказу Минфина России от 25 ноября 2011 г. № 160н). Уменьшение стоимости актива осуществляется формированием следующей проводки:

Дт 91 субсчет 2 «Прочие расходы»

Кт 08 субсчет «Нематериальные (материальные) поисковые активы»

В том случае, если добыча природных недр на определенном участке признана экономически не целесообразной или поисковой актив выбывает, то затраты на разработку недр отражаются проводкой:

Дт 91 субсчет «Расходы. Бесперспективная добыча»

Кт 08 субсчет «Материальные (нематериальные) поисковые активы»

Относительно доходов или расходов, ввиду списания приведенных активов, то они включаются в финансовые результаты организации, согласно пункту 25 ПБУ 24/2011. Стоимость нематериального и материального поисковых активов, выбывших или неспособных к принесению компании экономических выгод, списываются с баланса согласно правилам списания нематериальных активов и основных средств соответственно.

В современных условиях рыночной экономики перед руководством нефтегазодобывающих предприятий стоит острая проблема обеспечения экономической безопасности и устойчивого развития организации. основополагающие инструменты системы управления включают в себя: управленческий учет, бюджетное управление и сбалансированную систему показателей. Особое значение в процессе управления занимает

бюджетирование, позволяющее получить достоверную и своевременную информацию и достичь стратегических целей.

Бюджетирование представляет собой оперативное планирование хозяйственной деятельности предприятия, которое, как правило, не превышает период времени более одного года. По мнению Грязновой И.Ю. под бюджетированием следует понимать инструмент текущего планирования, представляющего собой детализированный план по текущей, финансовой и инвестиционной деятельности организации и её подразделений, разработанный при помощи планирования, учета, контроля и анализа основных показателей организации [1].

Преимуществами бюджетирования являются:

- конкретизация видов деятельности, охватываемых бюджетным процессом;
- совмещение в себе таких функций управления, как планирование, учет, анализ и контроль, что позволяет определять стратегию развития предприятия;
- поддержание и усиление координации между структурными подразделениями;
- применение плановых и фактических показателей в процессе разработки, утверждения и исполнения бюджетов.

Следовательно, бюджетирование является интегрирующим процессом, способствующим повышению качества и оперативности принимаемых управленческих решений. Кроме этого, бюджетирование позволяет не только определять эффективность бизнес направлений, но и планировать деятельность хозяйствующих субъектов на краткосрочные периоды и перспективу.

Эффективная инновационно-инвестиционная деятельность в нефтегазодобывающей отрасли невозможна без поисковых активов.

Поисковые активы делятся на два типа – материальные и нематериальные. Материальные формируются за счет поисковых затрат, имеющих отношение к приобретению либо созданию объектов материально-вещественной формы. Иные поисковые активы признаются как нематериальные (табл. 3.1).

Основопологающей целью внедрения и совершенствования системы управленческого учета в организации выступает обеспечение её руководства максимально полной информацией, необходимой для результативной работы организации. Внедрение системы бюджетирования в нефтедобывающих организациях позволит обеспечить достоверной информацией о деятельности руководство и собственников, а также оценить уровень достижения намеченных ориентиров.

Таблица 3.1

Движение поисковых активов ПАО «Газпром» за 2017 год, тыс. руб.

Показатель	На начало года	Изменения за период			На конец периода	
		Поступило	Выбыло объектов		Первонач. ст-ть	Накопленная амортизация
			Первонач. ст-ть	Начислено амортизации		
НПА:						
Лицензии	118 241 917	4 307	(151 815)	(106)	118 094 409	(106)
МПА:						
Скважины	2 072 214	38 822	-	-	2 111 036	-

Составлено по материалам приложения 9

В настоящее время все большее количество нефтегазодобывающих предприятий применяет систему бюджетирования на практике. Хозяйствующие субъекты на собственном опыте имеют возможность убедиться в ее преимуществах. В таблице 3.2 представлен примерный формат вспомогательного бюджета поисковых активов.

Таблица 3.2

Формат вспомогательного бюджета поисковых активов (по видам)
(фрагмент)

Форма № ФВБ						
Наименование организации:	Утверждаю: Должность Подпись Расшифровка подписи Дата					
Структурное подразделение						
Ед. измерения, млн. руб.						
Бюджет поисковых активов на 2018 год						
Затраты	Отчетный год (факт.)	Месяц (квартал)				Всего за год
		Июль	Август	сентябрь	и т.д.	
Геологоразведочные работы – всего	-	4563,2	5157,2	4906,9		
Зарплата и др. выплаты работникам	-	448	448	546		
Отчисления а социальные нужды	-	140,2	140,2	170,9		
Материалы	-	2236	2680	2541		
Амортизация ОС	-	1354	1446	1446		
Работы и услуги сторонних организаций	-	246	352	168		
Прочие	-	112	91	35		
Примечание						

Кроме того, бюджеты можно формировать отдельно по каждому виду поисковых активов и по способу их создания. Статьями такого бюджета при этом могут быть:

- стоимость материально-производственных запасов;
- услуги организаций привлекаемых на стороне;
- затраты на выплату заработной платы и другие выплаты работникам;
- затраты по содержанию оборудования, установок и других объектов основных средств.

Следовательно, чтобы сохранить организацию как единое экономическое пространство необходимо прибегать к комплексной системе бюджетирования – процесса оптимально выбора и реализации наиболее эффективных проектов для целей управленческого учета, а также

использования для калькуляции себестоимости создаваемых и внедряемых в производство нововведений.

Таким образом, оценка стоимости поисковых активов осуществляется в соответствии с ПБУ 24/2011. По некоторым вопросам оценки и учета, не урегулированным российскими стандартами, организации могут опираться на международные стандарты финансовой отчетности, такие как IFRS 6 «Разведка и оценка природных ископаемых». Исходя из затрат, организации вправе часть своих поисковых расходов учитывать в составе внеоборотных активов, а оставшуюся признать расходами по обычным видам деятельности. При признании в бухгалтерском учете поисковые активы оцениваются по сумме фактических затрат на их приобретение (создание). Учет формирования стоимости поисковых активов осуществляется на счете 08 «Вложения во внеоборотные активы» и соответствующих субсчетах к нему, отраженных в таблице 3.3. Впоследствии они ежегодно переоцениваются аналогично правилам последующей оценки нематериальных активов.

Таблица 3.3

**Рекомендуемые субсчета для учета затрат по формированию
поисковых активов**

Наименование счета	Номер счета	Номер и наименование субсчета
Вложения во внеоборотные активы	08	11. Вложения в материальные поисковые активы
		12. Вложения в нематериальные поисковые активы
Амортизация основных средств	02	3. Амортизация поисковых активов
		4. Амортизация материальных поисковых активов
Нематериальные активы	05	2. Амортизация нематериальных поисковых активов

3.2. Модель внутреннего аудита учета поисковых активов

Становление и развитие экономического контроля и аудита в России, как его составляющего элемента, является одним из важнейших

направлений, обеспечивающих экономическую безопасность организации и государства в целом. Внутренний аудит организации выступает мощным инструментом повышения эффективности её хозяйственной деятельности.

Внутренний аудит представляет собой один из элементов внутреннего контроля. Контроль же как функция управления предполагает оценку и анализ эффективности результатов деятельности компании []. Именно контрольная функция позволяет оценить результативность достижения организацией своих целей, помогает выявить ошибки и с учетом этого скорректировать дальнейший план действий для достижения более высокого результата.

Внутренний аудит помогает организации достичь намеченных целей, используя систематизированный и последовательный подход к оценке и повышения эффективности процессов управления рисками, контроля и корпоративного управления. Основными характеристиками внутреннего аудита выступают: независимость, объективность и совершенствование деятельности организации.

Необходимость методики аудита поисковых активов обусловлена спецификой данного участка бухгалтерского учета в организации. Учет поисковых активов по праву занимает одно из главенствующих мест в системе учета нефтегазодобывающих организаций, поэтому их аудит также является актуальным. Особенно это важно при постановке системы управленческого учета и бюджетирования. Состав и структура поисковых активов одной из нефтегазодобывающих организаций приведена в таблице 3.4.

Цель аудита поисковых активов – установление соответствия применяемой в организации методики учета и налогообложения хозяйственной деятельности по учету поисковых активов действующим в РФ нормативным актам для обнаружения имеющихся нарушений, оценки

степени их влияния на достоверность финансовой (бухгалтерской) отчетности и принятия соответствующих мер по их ликвидации.

Таблица 3.4

Состав и структура поисковых активов ПАО «НК «Роснефть» в период с 2015 по 2016 год, тыс. руб.

Показатель	2015		2016		2017	
	сумма	уд. вес, %	сумма	уд. вес, %	сумма	уд. вес, %
Материальные поисковые активы	10 087 080	100	11 338 131	100	26 126 691	100
Нематериальные поисковые активы, в т.ч.:	64 928 636	100	77 478 781	100	111 303 164	100
Лицензии	42 337 998	65,2	43 108 036	55,6	76 086 406	68,3
Инф-я о результатах бурения успешных ликвидированных поисково-оценочных скважин	22 582 574	34,7	33 184 382	42,8	35 193 583	31,6
Затраты на приобретение прав пользования недрами на нефть и газ	8 064	0,012	1 186 363	1,6	23 175	0,1

Составлено по материалам приложения 10

Задачами аудитора при этом являются:

– проверка на наличие и соответствие законодательству РФ первичных документов по учету рабочего времени и объему проделанных геологоразведочных работ;

– осуществление анализа затрат на поиск и оценку месторождений полезных ископаемых;

– оценка затрат на разведку ресурсов на определенном участке недр, до выявления коммерческой целесообразности их добычи.

При осуществлении проверки фактов хозяйственной деятельности по учету поисковых активов аудитору необходимо определить источники получения необходимой информации: первичные документы, учетные регистры, ведомости по оценке месторождений, налоговые декларации и другие. При разработке плана аудита учета поисковых активов проверяющий устанавливает допустимый уровень существенности с целью определения существенных искажений. Схематично план внутреннего аудита поисковых активов представлен на рисунке 3.2.



Рис. 3.2. Модель внутреннего аудита поисковых активов в нефтегазодобывающих организациях

Аудитор рассматривает существенность в отношении фактов хозяйственной жизни и сальдо по счетам 08 «Вложения во внеоборотные активы», 02 «Основные средства» и 04 «Нематериальные активы». При проверке аудитор должен:

- изучить состав поисковых активов на отдельном субсчете к счету 08 и их движение;
- проанализировать по какой стоимости объекты поисковых активов отражаются в учете;
- изучить какие данные бухгалтерского учета используются при заполнении строк бухгалтерского баланса «Материальные (нематериальные) поисковые активы».

Научные и практические исследования авторов Евсталовой Л.А. и Лушниковой И.С. [] позволили выявить типичные нарушения при ведении бухгалтерского учета и отражении в отчетности нефтегазодобывающих организаций фактов хозяйственной деятельности по учету поисковых активов:

- несоответствие суммы затрат на поисковые активы данным первичной документации и учетных регистров;
- отсутствие подтверждающих документов о фактически выполненном объеме работ;
- неверное исчисление сумм затрат на поиск и оценку ресурсов в целом и на определенном участке недр;
- нарушение порядка начисления амортизации и последующей переоценки поисковых активов;
- отсутствие подтверждающих документов о дальнейшей целесообразности добычи;
- несвоевременное перечисление налогов в бюджет.

Таким образом, предлагаемый классификатор типичных нарушений позволит гораздо быстрее и качественнее провести аудит учета поисковых активов, своевременно устранить ошибки в бухгалтерском и налоговом учете, тем самым поспособствовав обеспечению экономической безопасности организации. Итогом проведения внутренней аудиторской проверки должно стать принятие управленческих решения по оптимизации деятельности объекта контроля и устранению возникших ошибок и недочетов, которое формируется на основе представленного аудиторской проверкой комплексного плана корректирующих мероприятий.

3.3. Разработка рабочего плана счетов учета затрат для предприятий нефтегазодобывающей отрасли

При организации и ведении бухгалтерского управленческого учета на нефтегазодобывающих предприятиях большую роль играет разработка рабочего плана счетов. При этом необходимо определить, какое количество счетов должно быть использовано в зависимости от потребностей руководства в той или иной информации.

Информация для калькулирования себестоимости продукции (выполненных работ, оказанных услуг) в системе управленческого учета может группироваться на счетах 20-29 путем формирования аналитических счетов. Группировку необходимо осуществлять отдельно по калькуляционным статьям, объектам калькулирования, местам возникновения и центрам ответственности. Рассмотрим порядок группировки затрат по калькуляционным статьям на предприятиях-недропользователях. На наш взгляд следует выделить следующую систему счетов управленческого учета.

При формировании группировки затрат по калькуляционным статьям следует открыть счета первого порядка к счету 20 «Основное производство» в разрезе получаемых продуктов (рис. 3.3):

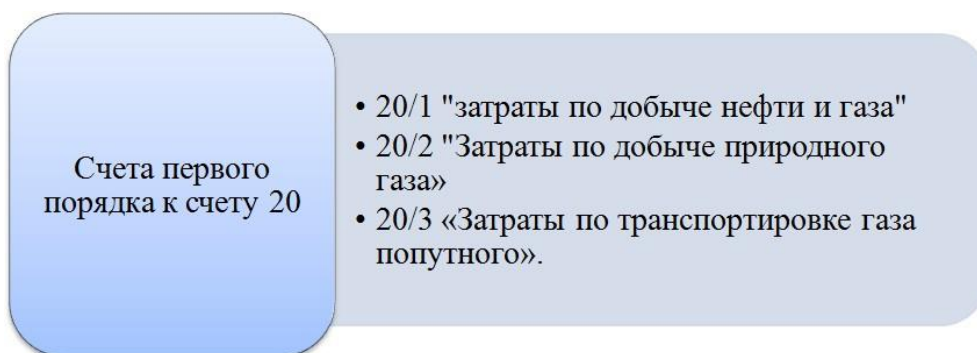


Рис. 3.3. Счета первого порядка к счету 20 «Основное производство»

На этих субсчетах будет формироваться соответственно себестоимость нефти, газа природного и затраты по транспортировке побочной продукции – газа попутного.

Так как затраты, включаемые в себестоимость конечных основных продуктов – нефти и газа природного – собираются по четырем цехам-переделам:

- поддержания пластового давления,
- добычи нефти и газа природного,
- подготовки нефти,
- транспортировки нефти и газа,

то для сбора затрат каждого цеха-передела в диссертационной работе предлагается открыть аналитику второго порядка, представленную а рисунке 3.4:

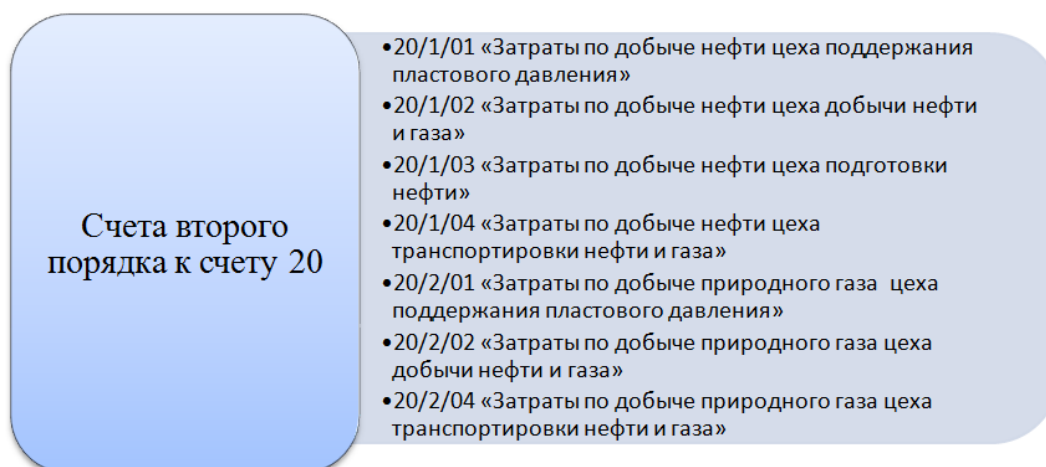


Рис. 3.4 Счета второго порядка к счету 20 «Основное производство»

Себестоимость газа попутного будет включать только затраты по его транспортировке, и в бухгалтерском учете для их сбора следует открыть на предприятии соответствующий субсчет к счету 20 «Основное производство»:

20/3/04 «Затраты по транспортировке газа попутно».

Аналитика по счетам бухгалтерского учета будет соответствовать шифру производственных затрат, который должен проставляться на первичных документах по учету материалов, заработной платы и др. Данный шифр производственных затрат указывает, к какому конкретно продукту или цеху относятся затраты. Далее приведен следующий шифр производственных затрат:

- 1.01 – поддержание пластового давления – нефть;
- 1.02 – поддержание пластового давления – природный газ;
- 2.01 – добыча нефти;
- 2.02 – добыча природного газа;
- 3.01 – подготовка нефти;
- 4.01 – транспортировка нефти;
- 4.02 – транспортировка природного газа;
- 4.03 – транспортировка газа попутного.

Схематично предлагаемое изменение отображено на рисунке 3.5.

Так как вспомогательные производства организаций-недропользователей обеспечивают основные производства, в затраты по продуктам в разрезе переделов помимо затрат основных цехов включаются услуги вспомогательных цехов. Рассмотрим содержание счетов первого и второго порядка к счету 23 «Вспомогательной производство» в разрезе статей калькуляции, рекомендованных нами к использованию на предприятиях нефтегазодобычи.



Рис. 3.3. Методика прямого отнесения затрат на конечные продукты

Прямые затраты цехов вспомогательного производства (трудовые затраты, затраты на материалы, энергию, транспорт) учитываются исключительно в разрезе заказов, тогда как косвенные затраты этих цехов (содержание и эксплуатация оборудования, амортизация и т.д.), в связи с невозможностью их непосредственного отнесения на конкретные заказы, должны учитываться в целом по цеху, а затем распределяться на себестоимость заказов относительно определенного критерия (например, заработная плата производственных рабочих).

Основные положения предлагаемой методики состоят в следующем:

- 1) составляются сметы прямых затрат на ремонты (по видам ремонтов – текущие, капитальные), имеющие следующую структуру:
 - расходы материалов по видам;

– фонд заработной платы бригады исходя из нормативного состава и трудоемкости (продолжительности) ремонта с учетом существующих надбавок и дополнительных выплат;

– отчисления на социальные нужды с фонда заработной платы;

– затраты на использование спецтехники (спецтранспорта) исходя из продолжительности ремонта, расстояния, объемов грузоперевозок;

2) на основании смет по видам ремонтов составляются сметы на конкретные заказы по выполнению услуг;

3) в течении месяца учет прямых затрат на производство осуществляется по факту в разрезе конкретных заказов (по соответствующим элементам затрат);

4) в конце периода косвенные расходы цеха распределяются между заказами пропорционально фактической заработной плате основных производственных рабочих;

5) сформированные таким образом заказы по фактической себестоимости (в части выполненных и закрытых заказов) списываются на затраты подразделения-потребителя продукции;

б) себестоимость незакрытых заказов остается в дебете счета 23 «Вспомогательные производства» подразделения-производителя и включается в стоимость незавершенного производства.

Для верного распределения затрат вспомогательных цехов между переделами и продуктами основного производства, а также услугами другим подразделениям и на сторону в работе предлагается открыть к счету 23 «Вспомогательное производство» аналитические счета первого и второго порядка по аналогии с счетом 20 «Основное производство» рис.3.4:

Для учета работ, выполненных для других цехов и на сторону, актуально использовать следующие счета:

23/10 «Расходы по ремонту и эксплуатации оборудования цеха производственно-технического обеспечения»,

23/11 «Расходы по ремонту и эксплуатации оборудования цеха капитального строительства»,

...

23/50 «Расходы по ремонту и эксплуатации оборудования, исполненные на сторону».

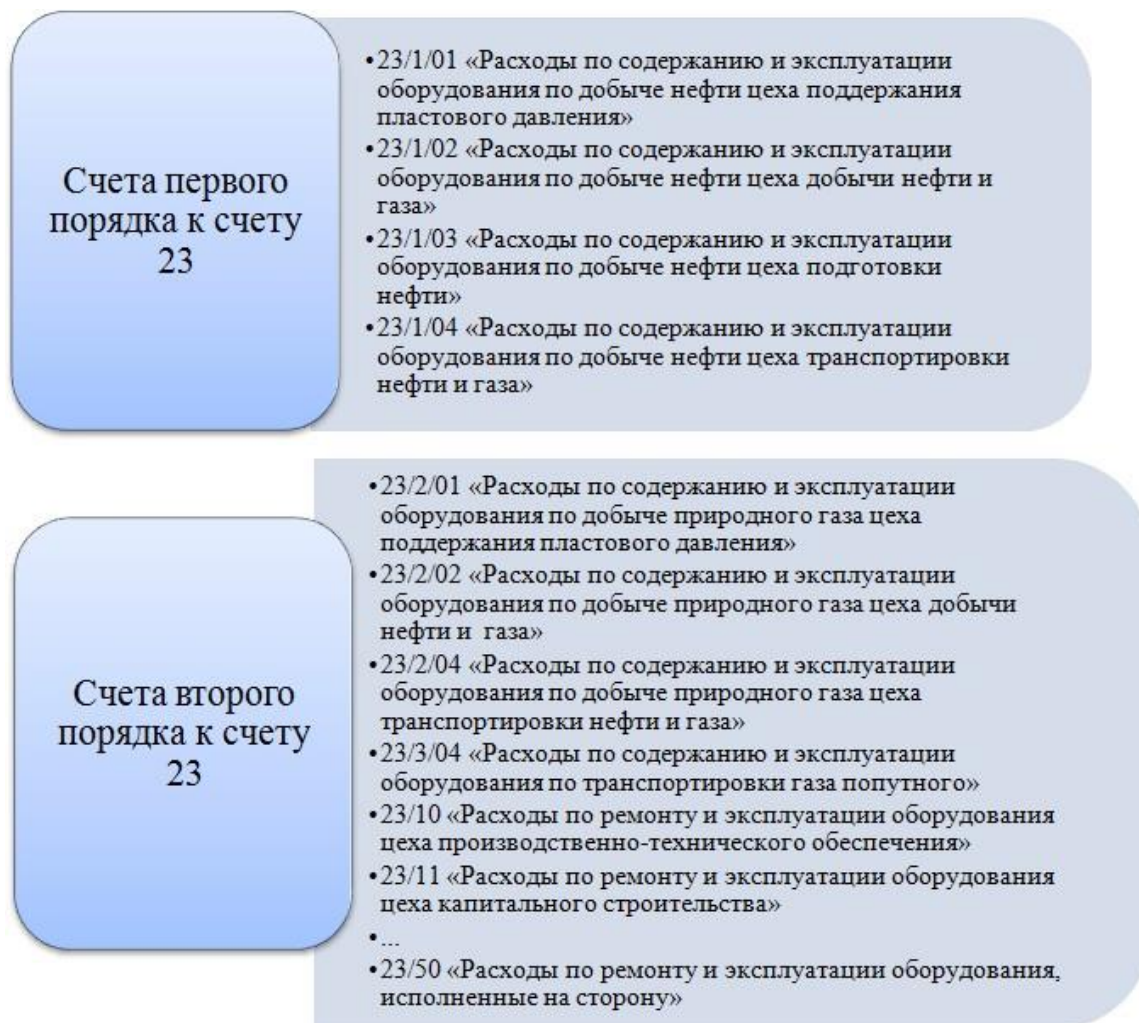


Рис. 3.4. Счета первого и второго порядка к счету 23 «Вспомогательное производство»

Шифр производственных затрат, разработанный для цехов основного производства, должен быть дополнен для цехов вспомогательного производства следующими позициями:

10 – цех производственно-технического обеспечения;

11 – цех капитального строительства;

12 – цех подземного и капитального ремонта скважин;

- 13 – цех пароводоснабжения;
- 14 – автотранспортный цех;
- 15 - цех энергоснабжения;
- 16 – ремонтный цех;
- 17 – цех буровых работ;
- ...
- 30 – капитализируемые затраты;
- 40 – непроизводственная сфера;
- 50 – сторонние организации (рис.3.5).



Рис.3.5. Методика отнесения затрат цехов вспомогательного производства на переделы и конечные продукты

Для правильного разнесения затрат между месторождениями предлагается ввести дополнительный шифр производственных затрат,

который должен проставляться на первичных документах по учету материалов, заработной платы и т.д.

Таким образом на основании первичного документа затраты могут быть отнесены не только на переделы и продукты, но и распределяться между месторождениями. Предложен следующий шифр производственных затрат для распределения между месторождениями:

M01 – месторождение А,

M02 – месторождение Б,

M03 – месторождение В,

...

M00 – затраты, не относящиеся к месторождениям,

M99 – затраты, подлежащие распределению между месторождениями.

Собранная на счетах учета затрат информация о переменных (счета 20 «Основное производство», 23 «Вспомогательное производство» и 25 «Общепроизводственные расходы» в части цеховых расходов) и постоянных (26 «Общехозяйственные расходы») расходах будет в конце месяца относиться на счет 90 «Продажи» с учетом предложенной для этого счета аналитики:

90/1/1 «Выручка от продажи нефти»,

90/1/2 «Выручка от продажи природного газа»,

90/1/3 «Выручка от продажи попутного газа для учета себестоимости (переменных расходов»,

90/2/1/01 «Себестоимость продаж нефти с месторождения А»,

90/2/1/02 «Себестоимость продаж нефти с месторождения Б»,

...

90/2/2/03 «Себестоимость продаж нефти с месторождения А»,

...;

для учета постоянных расходов:

90/2/4 «Затраты периода»;

для учета общего финансового результата:

- 90/1... «Выручка от продаж»,
- 90/2... «Себестоимость продаж»,
- 90/9 «Прибыль или убыток от продаж»,
- 99 «Прибыли или убытки».

В дальнейшем все полученные учетные данные могут быть использованы для целей управленческого учета предприятий-недпропользователей.

Таким образом, на основании приведенной методики формирование себестоимости конечных продуктов происходит путем прямого отнесения затрат на получаемый продукт и цех-передел, что достигается введением шифра производственных затрат, проставляемого на первичных документах. Данная методика позволяет:

1. Повысить достоверность формирования затрат по переделам и себестоимости продуктов путем прямого отнесения затрат цехов основного производства и вспомогательного производства на них;
2. Разрешить проблему формирования себестоимости попутного газа, включая в нее только расходы по транспортировке;
3. Повысить достоверность затрат, приходящихся на каждый продукт процессов добычи и тем самым дать экономически обоснованную бухгалтерскую информацию для осуществления более совершенного управления данными затратами.

Выводы по главе 3.

Специфика деятельности нефтегазодобывающих организаций и наличие у них ряда отличительных особенностей могут повлиять на постановку учета затрат, системы управленческого учета и стратегического планирования. Чтобы сохранить организацию как единое экономическое пространство, необходимо правильно использовать предоставляемую финансово-экономическую информацию.

Руководствуясь внутренними отраслевыми документами, организация может разработать порядок учета всех имеющихся затрат, и применять

содержащиеся в этих документах правила распределения косвенных затрат. Организации вправе использовать отдельные счета для накапливания затрат, так как масштабы осуществляемой деятельности и число структурных подразделений у предприятий нефтегазодобывающей отрасли достаточно велики.

Внутренний аудит и стратегическое бюджетирование необходимы любой добывающей организации, стремящейся к своему непрерывному развитию, повышению конкурентоспособности, безубыточности производства и результативному функционированию.

Проведение внутреннего аудита в нефтегазодобывающих организациях позволит разработать необходимые рекомендации по выявлению и устранению возникших ошибок, тем самым поспособствовав эффективному функционированию данных организаций. А формирование системы бюджетирования с учетом отраслевых особенностей позволит нефтегазодобывающим организациям осуществить выбор и реализацию наиболее эффективных проектов с позиции максимизации уровня и минимизации стоимости источников их финансирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Являясь фундаментальной отраслью народного хозяйства, нефтегазодобывающая промышленность поставляет стране такие важные продукты, как нефть и газ, обеспечивая при этом около 80% производства всех первичных энергоресурсов. Доля природного газа в топливном балансе России составляет 52 %, а нефти – 28 %. Отрасль обеспечивает порядка 10 % национального ВВП и до 36 % доходов в государственный бюджет страны.

Нефтегазодобывающая отрасль включает в себя комплекс промышленных предприятий, осуществляющих деятельность по добыче, транспортировке, переработке, распределению конечных продуктов нефти и газа. Данная отрасль является одной из самых мощных в России: она в значительной степени формирует платежный баланс страны и обеспечивает валютные поступления.

Так как отрасль сложна по своей структуре и является специфичной, требуется обеспечить организацию производства таким образом, чтобы предприятие было функционирующим, а деятельность – эффективной. Для того чтобы все процессы предприятия были систематическими, и достигалась главная цель предприятия – извлечение прибыли, необходимо четко распределять затраты на поиск, разведку и оценку полезных ископаемых и управлять ими.

Учет затрат поисковых активов является одним из важных участков бухгалтерского учета, а формирование себестоимости нефти и газа природного – его ключевым аспектом. На учет производственных затрат, калькулирование себестоимости, и как следствие, на результативность производственного процесса в целом оказывают влияние следующие отраслевые особенности, которые были определены в работе:

– технологические процессы производства, состоящие из отдельных переделов;

- высокие материалоемкость, энергоемкость и затратность технологических процессов;
- сложные климатические условия осуществления геологоразведки;
- отсутствие незавершенного производства;
- одновременная добыча основной и побочной продукции.

Геологоразведка и разработка месторождений полезных ископаемых, в частности нефти и газа, с экономической точки зрения, является достаточно рискованным видом деятельности и дорогостоящим процессом. Поэтому учет поисковых активов по праву занимает одно из центральных мест в системе учета нефтегазодобывающих организаций.

Для организации, осуществляющих геологоразведочные работы на определенном участке недр, при формировании в бухгалтерском учете и раскрытии в бухгалтерской отчетности информации о затратах на освоение природных ресурсов, было разработано специальное Положение по бухгалтерскому учету «Учет затрат на освоение природных ресурсов» (ПБУ 24/2011), имеющее сугубо отраслевой характер. По некоторым вопросам оценки и учета, не урегулированным российскими стандартами, нефтегазодобывающие организации могут опираться на международные и американские стандарты финансовой отчетности, такие как IFRS 6 «Разведка и оценка запасов минеральных ресурсов» и US GAAP 69 «Раскрытие информации о деятельности в области разведки, разработки и добычи нефти и газа» соответственно.

Положение ПБУ 24/2011 позволило решить множество проблем по учету поисковых активов, в частности:

- отражения оценки, поиска, разведки полезных ископаемых,
- учета обесценения поисковых активов,
- внесения в стоимость лицензии на освоение активов.

Проведенное исследование в сфере изучения развития газовой отрасли РФ, а также методического обеспечения учета затрат на

геологоразведку привело к ряду результатов:

- проанализированы текущее состояние и тенденции развития нефтегазодобывающей отрасли;
- изучены основные законодательные, нормативно-правовые акты и иные документы, регулирующие вопросы учетной политики в нефтегазодобывающей отрасли России и других стран;
- определены аналогичные черты и различия между российскими стандартами, международными стандартами и стандартами США в сфере регулирования оценки поисковых активов;
- охарактеризованы отраслевые особенности предопределяющие учет затрат в нефтегазодобыче.

В ходе исследования были выявлены следующие важные моменты в формировании и развитии нефтегазового комплекса России и его основных показателей.

Развитие нефтегазовой газовой отрасли России осложняется комплексом производственных и экономических ограничений: снижением добычи разрабатываемых месторождений и ростом издержек ввиду освоения новых районов добычи, повышением налога на добычу полезных ископаемых и экспортных пошлин, ростом конкуренции на мировом рынке, низкой доходностью поставок газа на внутренний рынок, низкой конкурентоспособностью предложения производителей сырой нефти и природного газа России на мировом рынке.

В России внутренними факторами, сдерживающими развитие отрасли, выступают дисбалансы добывающего, транспортного и перерабатывающего сегментов нефтегазовой отрасли. Запасы ресурсов газа и нефти базовых разрабатываемых месторождений Западной Сибири – основного газодобывающего региона страны (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское) – выработаны на 65-75% и перешли в стадию падающей добычи. С одной стороны, необходимо формирование новых центров газодобычи, с другой

стороны – невозможно эффективное освоение новых регионов без соответствующего развития производственных мощностей.

Подробное исследование методологических основ оценки и учета поисковых активов показало, что

– вопросы раскрытия информации о поисковых активах и затратах, понесенных на их создание, практически не представлены в научной и учебной литературе;

– не исследованы направления анализа поисковых затрат, формирующих стоимость поисковых активов;

– имеющееся в ПБУ 24/2011 методическое обеспечение учета затрат на геологоразведку нуждается в определенной доработке, в том числе в части понятийного аппарата, сбора информации о поисково-разведочных затратах и движении поисковых активов.

Для преодоления вышеперечисленных проблем, связанных с организацией учета поисковых активов, были развиты теоретические положения и сформированы организационно-методические рекомендации по совершенствованию учета затрат на геологоразведку, которые могут послужить рекомендациями для нефтегазодобывающих организаций:

1. Определены отраслевые особенности, оказывающие влияние на учет затрат нефтегазодобывающих предприятий, связанные с функционированием объектов в сложных климатических условиях.

2. Разработаны рекомендации по организации управленческого учета затрат на создание поисковых активов, включающие формат бюджета поисковых активов и детализацию учета поисковых затрат на их создание.

3. Предложена модель внутреннего аудита поисковых активов в нефтегазодобывающих организациях.

Применение представленных научных положений позволит:

– сформировать представление о тенденциях в геологоразведочной деятельности и оценить ее перспективность;

- качественно провести аудит учета поисковых активов и своевременно устранить возможные ошибки;

- получить своевременную и достоверную финансовую информацию о затратах, понесенных нефтегазодобывающими предприятиями, при осуществлении геологоразведочных работ.

Таким образом, цель работы достигнута, задачи выполнены. В результате получены новые знания, как о предмете, так и об объекте исследования. Стоит заметить, что данная тема не теряет своей актуальности, так как на сегодняшний день газодобывающая отрасль является одной из самых востребованных отраслей в Российской Федерации, а ведение учета затрат на поиск, разведку и оценку полезных ресурсов данной отрасли – тема, требующая дальнейшего рассмотрения и изучения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

