

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Л. Н. Руднева

**РЕЗЕРВЫ СНИЖЕНИЯ
СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Учебное пособие

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» направления 130500 «Нефтегазовое дело»

Тюмень
ТюмГНГУ
2012 г.

УДК 622.24.082.5(075.8)

ББК 33.131(075.8)

Р833

Рецензенты:

доктор экономических наук, профессор В. Г. Карпов
кандидат экономических наук, профессор В. А. Шпаков

Руднева, Л. Н.

Р833 Резервы снижения стоимости строительства нефтяных и газовых скважин : учебное пособие / Л. Н. Руднева. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 72 с.

ISBN 978-5-9961-0579-3

В учебном пособии отражены вопросы формирования сметной стоимости строительства нефтяных и газовых скважин; рассмотрены основные факторы, определяющие уровень затрат на бурение, и изложена методика количественной оценки их влияния; указаны резервы и пути снижения стоимости строительства скважин.

Пособие предназначено для студентов вузов, изучающих экономику, организацию и управление деятельностью предприятий нефтяной и газовой промышленности; преподавателей и работников нефтегазовых предприятий.

УДК 622.24.082.5(075.8)

ББК 33.131(075.8)

ISBN 978-5-9961-0579-3

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2012

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает одним из крупнейших в мире минерально-сырьевым потенциалом, являющимся основой обеспечения экономической и энергетической безопасности страны. Вместе с тем начальные запасы нефти уже выработаны более чем на 50 %. Степень выработанности запасов крупных, активно осваиваемых месторождений приближается к 60 %.

Текущая добыча нефти на 77 % обеспечивается отбором из крупных месторождений, обеспеченность которыми составляет 8-10 лет. Доля трудноизвлекаемых запасов составляет для основных нефтедобывающих компаний от 30 до 65 %. Вновь подготавливаемые запасы в основном сосредоточены в средних и мелких месторождениях и являются в значительной части трудно извлекаемыми. Структура запасов газа в России более благоприятная, чем структура запасов нефти, однако также имеется тенденция к увеличению доли сложных и трудноизвлекаемых запасов.

Запасы газа базовых разрабатываемых месторождений Западной Сибири (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское) выработаны на 65-75 % и перешли в стадию активно падающей добычи [31].

Учитывая текущую ситуацию в сфере запасов нефти и газа, Энергетической стратегией России на период до 2030 г. предусматривается значительный объем приращения запасов на новых территориях и акваториях.

Освоение углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий России призвано сыграть стабилизирующую роль в динамике добычи нефти и газа, компенсируя возможный спад уровня добычи в традиционных нефтегазодобывающих районах Западной Сибири в период 2015 - 2030 гг.

Одним из главных векторов развития ТЭК, предусмотренных Энергетической стратегией России на период до 2020 г., является переход на путь инновационного и энергоэффективного развития [31]. В то же время вовлечение в разработку труднодоступных месторождений глубоководных акваторий и акваторий с суровыми природно-климатическими условиями сопряжено со значительными капитальными вложениями, усложнением процесса строительства как разведочных, так и эксплуатационных скважин. В этих условиях обеспечить заданный вектор развития возможно только на основе внедрения инновационных решений в области техники и технологии строительства скважин.

Целью предлагаемого учебного пособия является системное изложение основ поиска резервов снижения стоимости строительства нефтяных и газовых скважин.

В настоящее время наблюдается явный недостаток современной учебной литературы по данной теме. Поэтому основными источниками, использованными при подготовке настоящего учебного пособия, послужили публикации в научных журналах, материалы научно-практических конференций и глобальной сети Интернет, а также интервью с учеными и специалистами, работающими в нефтегазовой сфере.

Учебное пособие предназначено для студентов технических специальностей, бакалавров, магистров, изучающих экономику, организацию и управление деятельностью предприятий нефтяной и газовой промышленности; преподавателей и работников нефтегазовых предприятий.

1. ФОРМИРОВАНИЕ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

1.1. Понятие и показатели себестоимости продукции (работ, услуг)

Каждое предприятие имеет цель получение как можно большей суммы дохода от своей деятельности. Для этого существуют два основных пути: продать товар дороже или сократить затраты на его производство и реализацию.

В конкретных условиях производства затраты предприятия на производство и реализацию продукции (работ, услуг), выраженные в денежной форме, представляют собой себестоимость продукции.

В себестоимости продукции находят свое отражение стоимость потребляемых в процессе производства средств и предметов труда (перенесенная стоимость овеществленного труда), часть стоимости живого труда (оплата труда), стоимость покупных изделий и полуфабрикатов, производственные услуги сторонних организаций и т.п.

Многие из этих затрат можно учитывать в натуральных единицах измерения. Но для того, чтобы подсчитать сумму всех расходов, их нужно привести к единому измерителю, то есть представить в денежном измерении.

Не все затраты предприятия включаются в себестоимость выпускаемой продукции. Расходы непромышленных хозяйств (детсад, поликлиника и другие объекты социальной сферы), находящихся на балансе предприятия, не включаются в себестоимость продукции этого предприятия. При этом включаются расходы, которые напрямую не связаны с процессом производства и реализации (проценты за банковский кредит, некоторые виды налогов и т.п.).

Между стоимостью продукции и ее себестоимостью имеется количественное и качественное различие. Например, в себестоимости продукции не учитываются накопления, которые создаются на предприятии. Это количественное отличие. Качественное отличие проявляется в том, что затраты потребляемых средств производства отличаются от их денежного выражения, то есть подвержены влиянию цен.

Себестоимость – это важнейший качественный показатель, отражающий результаты хозяйственной деятельности предприятия, а также являющийся инструментом оценки технико-экономического уровня производства и труда, качества управления и т.п. Себестоимость выступает как исходная база формирования цен, а также оказывает непосредственное влияние на величину прибыли, уровень рентабельности и формирование бюджета предприятия.

В соответствии с решаемыми задачами на предприятии могут быть применены различные **показатели себестоимости**:

1. В зависимости от последовательности формирования затрат на предприятии различают: цеховую себестоимость, производственную (фабрично-заводскую) и полную (коммерческую) себестоимость.

Под *цеховой себестоимостью* понимают затраты цеха на изготовление продукции (работ, услуг). Цеховая себестоимость включает все затраты цеха по

непосредственному изготовлению продукции, а также общепроизводственные расходы, связанные с управлением цехом.

Производственная (фабрично-заводская) себестоимость – это производственные затраты всех цехов и общехозяйственные расходы, которые включают расходы по управлению предприятием (зарплата персонала заводоуправления, амортизация и текущий ремонт зданий общезаводского назначения и др.).

Полная (коммерческая) себестоимость промышленной продукции складывается из затрат на производство и реализацию продукции, то есть к производственной себестоимости продукции добавляются внепроизводственные (коммерческие) расходы, связанные с реализацией продукции.

2. В зависимости от объекта затрат для целей планирования, учета, анализа используются следующие показатели себестоимости:

- *себестоимость валовой, товарной и реализованной продукции;*
- *себестоимость сравнимой продукции;*
- *себестоимость единицы продукции* (определяется отношением общей суммы затрат по данному виду продукции к объему этой продукции в натуральных единицах измерения);
- *затраты на рубль товарной продукции* (определяются делением общей суммы затрат на величину товарной продукции в стоимостном измерении).

3. В зависимости от соотношения затрат различают индивидуальную и среднеотраслевую себестоимость:

- *индивидуальная себестоимость* определяется индивидуальными затратами конкретного предприятия;
- *среднеотраслевая* - средними затратами при производстве продукции в данной отрасли.

4. В зависимости от цели формирования затрат различают плановую, расчетную и отчетную (фактическую) себестоимость:

- *плановая себестоимость* отражает максимально допустимую величину затрат и включает только те затраты, которые при данном уровне техники и организации производства для предприятия необходимы. Ее рассчитывают по прогрессивным плановым нормам использования основных средств, трудовых затрат, расхода материальных и энергетических ресурсов.

- *расчетная себестоимость* используется в технико-экономических расчетах по обоснованию проектов внедрения достижений научно-технического прогресса.

- *отчетная себестоимость* отражает степень выполнения плановых заданий по снижению себестоимости на основе сопоставления плановых затрат с фактическими. Фактические затраты могут отклоняться от плановых. Экономия будет создаваться в случае улучшения использования основных средств, трудовых и материальных ресурсов. Повышение отчетной величины над плановой будет наблюдаться при ухудшении работы предприятия.

Для определения общей суммы расходов по предприятию (цеху) в целом (*сметы затрат*) используется деление затрат по экономическим элементам. *Элементы затрат* представляют собой однородные по своему экономическому

содержанию затраты, не зависящие от места их возникновения. Группировка затрат по экономическим элементам является единой для всех отраслей и показывает, что именно израсходовано на производство всей продукции предприятия. Экономическими элементами являются следующие затраты:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- амортизация основных средств;
- прочие затраты.

Для определения себестоимости единицы продукции рассчитывается **калькуляция** по каждому наименованию продукции. Для этого используется деление затрат по статьям калькуляции. *Статьи калькуляции* – это комплексные затраты (включают несколько однородных элементов), зависящие от места возникновения. Перечень статей зависит от вида производимой продукции и характера производственного процесса. Вместе с тем, в настоящее время существует *типовая номенклатура статей*, которая включает:

- сырье и материалы;
- возвратные отходы (вычитаются);
- покупные изделия, полуфабрикаты и услуги производственного характера сторонних организаций;
- топливо и энергия на технологические цели;
- заработная плата производственных рабочих;
- страховые взносы;
- общепроизводственные расходы;
- общехозяйственные расходы;
- потери от брака;
- прочие производственные расходы;
- внепроизводственные (коммерческие) расходы.

В отдельных отраслях могут выделяться такие статьи затрат, как «Транспортно-заготовительные расходы», «Расходы на освоение и подготовку производства новых видов продукции», «Расходы на содержание и эксплуатацию машин и оборудования».

Благодаря постатейной классификации затраты могут контролироваться в плане и учете по месту их возникновения и по отдельным видам продукции. Кроме того, по каждой статье затрат можно определить степень связи величины расходов с установленной калькуляционной единицей.

Материальные затраты – наиболее крупный элемент затрат на производство, лишь в добывающих отраслях его доля невелика. Состав материальных затрат неоднороден и включает затраты на сырье и материалы (за вычетом стоимости возвратных материалов по цене их возможного использования или реализации, учитывая, что отходы одного производства могут служить полноценным сырьем для другого). Стоимость потребляемого в процессе производства сырья и материалов включается в себестоимость продукции без налога на добавленную стоимость. Но существуют и исключения из этого правила. Так, если продукция предприятия освобождена от НДС, то уплаченная поставщикам

сумма налога на добавленную стоимость включается в себестоимость продукции.

К материальным затратам также относятся:

- топливо и энергия, расходуемые на технологические цели и хозяйственные нужды;
- покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, подвергающиеся в дальнейшем монтажу, сборке и дополнительной обработке на данном предприятии;
- затраты на приобретение тары и упаковки, тарных материалов (если стоимость тары не включена в стоимость материалов, поставляемых в этой таре), за исключением стоимости тары по цене ее возможного использования;
- запасные части для ремонта машин и оборудования;
- производственные услуги сторонних предприятий и организаций, а также своих (стоящих на балансе предприятия) хозяйств, не относящихся к основной деятельности предприятия;
- отчисления, налоги и сборы, связанные с использованием природного сырья (налог на добычу полезных ископаемых, плата за недра, за воду, забираемую из водохозяйственных систем в пределах установленных лимитов, отчисления на рекультивацию земель, плата за древесину, отпускаемую на корню, земельный налог и др.);
- потери от брака и простоев по внутрипроизводственным причинам;
- потери от недостач в пределах норм естественной убыли и при отсутствии виновных лиц.

Затраты на оплату труда – это затраты на оплату труда промышленно-производственного персонала, включая премии за производственные результаты, стимулирующие и компенсирующие выплаты, в том числе в связи с индексацией доходов в пределах норм, предусмотренных законодательством, а также затраты на оплату труда не состоящих в штате предприятия работников, занятых в основной деятельности. В этот элемент затрат включаются:

- выплаты заработной платы за фактически выполненную работу в соответствии с тарифными ставками, должностными окладами и т.п.;
- стоимость продукции, выдаваемой в порядке натуральной оплаты работникам;
- премии, надбавки к окладам за производственные результаты;
- стоимость бесплатно предоставляемых работникам отдельных отраслей в соответствии с законодательством коммунальных услуг, питания, форменной одежды, жилья и др.;
- оплата очередных (ежегодных) и учебных отпусков;
- выплаты работникам, высвобождаемым с предприятий в связи с реорганизацией, сокращением штатов и др.

В себестоимость не включаются выплаты, непосредственно не связанные с оплатой труда: материальная помощь и подарки работникам, ссуды на улучшение жилищных условий, оплата отдыха и т.п. Заработная плата непромыш-

ленному персоналу также не включается в себестоимость, а покрывается из специальных источников (чистой прибыли).

Амортизация основных средств включает амортизационные отчисления, производимые по всем основным производственным средствам предприятия, исходя из выбранного метода начисления амортизации.

Прочие затраты – это налоги, сборы, отчисления в специальные внебюджетные фонды, платежи за предельно допустимые выбросы, обязательное страхование имущества предприятия, вознаграждения за изобретения и рационализаторские предложения, платежи по кредитам в пределах ставок, оплата работ по сертификации, затраты на командировки по установленным нормам, подъемные, плата за пожарную и сторожевую охрану, подготовку и переподготовку кадров, гарантийный ремонт и обслуживание, оплата услуг связи, вычислительных центров, банков, плата за аренду основных производственных средств, износ по нематериальным активам и др.

1.2. Классификация затрат, включаемых в себестоимость

Для более полного обоснования себестоимости в пределах статей затрат (постатейной номенклатуры) используют различные статистические группировки затрат. С их помощью все затраты по статьям калькуляции разделяются на две части, каждая из которых характеризует определенное отношение к признаку, являющемуся основой конкретной группировки.

Существуют следующие группировки затрат:

1. По месту возникновения затраты делятся на производственные и коммерческие. К *производственным затратам* относятся все виды затрат, непосредственно связанные с изготовлением продукции. Они образуют производственную себестоимость. Под *коммерческими (внепроизводственными)* понимают затраты, которые связаны с реализацией готовой продукции. Это издержки обращения, которые неизбежны на любом предприятии. Расходы на реализацию готовой продукции подразделяются на транспортные и сбытовые. Транспортные расходы включают в себя расходы на погрузку, выгрузку, транспортный тариф и т.п. Сбытовые расходы состоят из затрат на упаковку, сортировку, хранение готовой продукции, на заработную плату, командировочные расходы работников сбыта, рекламу и т.п. Производственные и коммерческие затраты составляют полную (коммерческую) себестоимость продукции.

2. По целесообразности затраты делятся на производительные и непроизводительные. *Производительными* называют затраты, которые оправданы или целесообразны в данных условиях производства. *Непроизводительные* – это такие затраты, которые образуются по причинам, связанным с недостатками технологии и организации производства, с потерями от брака, простоями, недостачами и др.

3. По способу отнесения на себестоимость отдельных продуктов затраты делятся на прямые и косвенные. Это деление затрат может существовать на предприятиях, выпускающих два и более видов изделий, поскольку при произ-

водстве однородной продукции все затраты будет прямыми. *Прямыми затратами* называют экономические однородные расходы, относящиеся на себестоимость конкретного вида продукции прямо, непосредственно в соответствии с обоснованными нормами и нормативами. К ним относятся расходы на сырье и основные материалы, транспортно-заготовительные расходы, топливо и энергию на технологические цели, заработную плату производственных рабочих, страховые взносы. *Косвенными* являются *затратами*, которые нельзя рассчитать по отдельным изделиям по признаку прямой принадлежности, поскольку они связаны с изготовлением нескольких видов продукции или с различными стадиями ее обработки. Их группируют в комплексы, а затем включают в себестоимость конкретных видов изделий путем распределения пропорционально какой-либо условной базе (то есть косвенным путем). К косвенным относятся расходы на содержание и эксплуатацию машин и оборудования, на подготовку и освоение производства, общепроизводственные, общехозяйственные и прочие производственные расходы. Расходы на содержание и эксплуатацию машин и оборудования составляют важнейшую часть всех косвенных расходов. К ним относят амортизацию оборудования и транспортных средств, оплату труда вспомогательных рабочих (со страховыми взносами), обслуживающих оборудование; стоимость вспомогательных материалов, необходимых для ухода за оборудованием; стоимость топлива и энергии на приведение в действие производственного оборудования; расходы на текущий ремонт оборудования и транспортных средств; внутризаводское перемещение грузов и т.д. В общепроизводственные расходы включаются оплата труда аппарата управления цехов, амортизация и текущий ремонт зданий, сооружений и инвентаря общецехового назначения, потери от простоев, порчи материальных ценностей и другие непроизводительные расходы. К общехозяйственным расходам относят оплату труда аппарата управления предприятия, расходы на содержание пожарной и сторожевой охраны, командировочные расходы, канцелярские, почтово-телефонные и телеграфные расходы, расходы на содержание зданий заводоуправления (отопление, освещение, текущий ремонт) и легкового транспорта, амортизацию основных средств общезаводского назначения.

4. По экономическому содержанию (по отношению к технологическому процессу) затраты разделяют на основные и накладные. К *основным* относятся затраты, непосредственно связанные с производственным процессом изготовления продукции и неизбежные при любых условиях и характере производства независимо от уровня и форм организации производства. Это затраты на сырье, материалы, топливо и энергию на технологические цели, оплату труда рабочих с отчислениями в социальные фонды, расходы на содержание и эксплуатацию машин и оборудования и др. *Накладные расходы* не связаны непосредственно с технологическим процессом изготовления продукции, а образуются под влиянием определенных условий работы по организации, управлению и обслуживанию производства. К ним относятся: оплата труда административно-управленческого персонала; почтовые, телефонные, канцелярские и командировочные расходы; расходы на содержание пожарно-сторожевой охраны; раз-

личные налоги и сборы; общепроизводственные и общехозяйственные расходы; расходы, связанные с реализацией готовой продукции; непроизводительные расходы и потери. Накладные расходы являются важнейшим резервом снижения себестоимости продукции

5. По отношению к изменению объема производства затраты делятся на условно-переменные и условно-постоянные. Сущность данной группировки состоит в том, что с ростом объема производства одни затраты увеличиваются, а другие практически не изменяются. *Условно-переменными* являются затраты, величина которых находится в прямой пропорциональной зависимости от изменения объема производства. К ним относят затраты на сырье, топливо и энергию на технологические цели, оплату труда основных производственных рабочих. *Условно-постоянные* – это затраты, величина которых не изменяется в зависимости от роста объема производства или изменяется незначительно. Как правило, эти затраты непосредственно не связаны с изготовлением продукции и представляют собой расходы на обслуживание производства и управление. К ним относится амортизация основных средств и расходы на их текущий ремонт, а также все накладные расходы. Данная группировка затрат позволяет определить взаимосвязь между использованием производственных мощностей, трудовых и материальных ресурсов и соответствующими расходами и, в конечном итоге, установить оптимальное соотношение между объемом выпускаемой продукции и издержками.

6. По степени экономической однородности различают простые и сложные затраты. *Простые (однородные)* – это затраты, состоящие из одного экономического элемента: сырье и материалы, покупные изделия и полуфабрикаты, топливо и энергия на технологические цели, заработная плата производственных рабочих и т.п. *Сложные (комплексные)* – затраты, состоящие из нескольких однородных экономических элементов, имеющих одинаковое целевое назначение. К ним относят расходы на содержание и эксплуатацию машин и оборудования, общепроизводственные, общехозяйственные расходы, потери от брака, прочие производственные и коммерческие расходы.

7. По возможности охвата планом все затраты делятся на планируемые и непланируемые. *Планируемые затраты* – это неизбежные затраты предприятия, вытекающие из характера его хозяйственной деятельности и предусмотренные сметой затрат на производство. *Непланируемые* – это непроизводительные расходы, не являющиеся экономически неизбежными и не вытекающие из нормальной хозяйственной деятельности предприятия. Это прямые потери, не включаемые в смету затрат на производство: недостачи, потери от порчи сырья и материалов при хранении, потери от брака и простоев.

8. В зависимости от времени возникновения и отнесения на себестоимость продукции затраты могут быть текущими, будущих периодов и предстоящими. *Текущие* возникают преимущественно в данном периоде и относятся на себестоимость продукции этого периода. *Расходы будущих периодов* производятся на данном отрезке времени, но относятся на себестоимость продукции последующих периодов в определенной доле (расходы на подготовку и

освоение производства). *Предстоящие затраты* – это еще не возникшие затраты, на которые резервируются средства в сметно-нормализованном порядке (оплата отпусков, сезонные расходы и т.п.). Этот вид классификации позволяет экономически обосновать равномерное распределение затрат на производство и реализацию продукции.

1.3. Себестоимость строительства скважин

Важнейшим условием повышения эффективности нефтегазодобывающего производства является снижение стоимости строительства скважин, которое, в свою очередь, служит источником снижения себестоимости добычи нефти и газа, т.к. почти одну треть затрат на добычу составляет амортизация скважин.

Строительство скважин на нефть и газ осуществляется на основе утвержденной в установленном порядке проектно-сметной документации.

Для определения сметной стоимости строительства скважины в составе рабочего проекта составляется сводный сметный расчет, а в составе рабочей документации разрабатывается более 30 сметных расчетов.

Сметная стоимость скважины ($C_{см}$) включает:
сметы:

$$C_{см} = C + П = Z_n + H_p + П + Д + А + ПИР, \quad (1.1)$$

где C – сметная себестоимость строительства скважины, руб.; Z_n – прямые затраты, руб.; H_p – накладные расходы, определяемые в процентах от суммы прямых затрат; $П$ – плановые накопления, определяемые в процентах от суммы прямых затрат и накладных расходов, руб.; $Д$ – прочие работы и затраты (вознаграждение за выслугу лет, полевое довольствие, надбавки за работу на Крайнем Севере, лабораторные работы, топографо-геодезические работы и др.), руб.; $А$ – авторский надзор; $ПИР$ – проектные и изыскательские работы.

В сводном сметном расчете стоимости строительства скважины, составляемом по форме, приведенной в Приложении, средства распределяются по следующим главам:

1. Подготовительные работы к строительству скважины.
2. Строительство и разборка (передвижка) вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования; монтаж и демонтаж установки для испытания скважины.
3. Бурение и крепление скважины.
4. Испытание скважины на продуктивность.
5. Промыслово-геофизические работы.
6. Дополнительные затраты при строительстве скважины в зимнее время.
7. Накладные расходы.
8. Плановые накопления.
9. Прочие работы и затраты.
10. Авторский надзор.
12. Резерв на непредвиденные работы и затраты.

Сумма затрат по перечисленным главам определяет **сметную стоимость строительства скважины** и является основой для заключения договоров между нефтегазодобывающими и буровыми (сервисными) предприятиями. По сути, сметная стоимость строительства скважины представляет собой ее **цену**.

Для определения сметной стоимости строительства скважин в зависимости от условий и состава работ разрабатываются сметные расчеты.

1. Сметный расчет № 1.1. Подготовительные работы к строительству скважины.

2. Сметный расчет № 1.1.1. Транспортировка грузов при выполнении подготовительных работ к строительству скважины.

3. Сметный расчет № 2.1. Строительство и разборка (передвижка) вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования.

4. Сметный расчет № 2.1.1. Транспортировка грузов при строительстве и разборке (передвижке) вышки и привышечных сооружений, монтаже и демонтаже бурового оборудования.

5. Сметный расчет № 2.1.2. Суточная амортизация оборудования и металлоконструкций при строительстве скважины.

6. Сметный расчет № 2.2. Монтаж и демонтаж установки для испытания скважины.

7. Сметный расчет № 2.2.1. Транспортировка грузов при монтаже и демонтаже установки для испытания скважины.

8. Сметный расчет № 3.1. Бурение скважины.

9. Сметный расчет № 3.1.1. Транспортировка грузов при бурении скважины.

10. Сметный расчет № 3.1.2. Транспортировка бурового и силового оборудования, турбобуров (электробуровой техники и специального оборудования) и бурильных труб на пополнение парка.

11. Сметный расчет № 3.1.3. Завоз технологического топлива и материалов на базу.

12. Сметный расчет № 3.2. Крепление скважины.

13. Сметный расчет № 3.2.1. Транспортировка грузов при креплении скважины.

14. Сметный расчет № 4.1. Испытание скважины испытателем пластов на бурильных трубах в процессе бурения.

15. Сметный расчет № 4.1.1. Транспортировка грузов при испытании скважины испытателем пластов на бурильных трубах в процессе бурения.

16. Сметный расчет № 4.2. Испытание скважины испытателем пластов на каротажном кабеле в процессе бурения.

17. Сметный расчет № 4.2.1. Транспортировка грузов при испытании скважины испытателем пластов на каротажном кабеле в процессе бурения.

18. Сметный расчет № 4.3. Дополнительные работы при испытании скважины испытателем пластов в процессе бурения.

19. Сметный расчет № 4.3.1. Транспортировка грузов для дополнительных работ при испытании скважины испытателем пластов в процессе бурения.

20. Сметный расчет № 4.4. Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне.

21. Сметный расчет № 4.4.1. Транспортировка грузов при испытании скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне.

22. Сметный расчет № 4.5. Дополнительные работы при испытании скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне.

23. Сметный расчет № 4.5.1. Транспортировка грузов для дополнительных работ при испытании скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне.

24. Сметный расчет № 4.6. Испытание скважины испытателем пластов на бурильных трубах в эксплуатационной колонне после окончания бурения.

25. Сметный расчет № 4.6.1. Транспортировка грузов при испытании скважины испытателем пластов на бурильных трубах в эксплуатационной колонне после окончания бурения.

26. Сметный расчет № 4.7. Испытание скважины испытателем пластов на насосно-компрессорных трубах в эксплуатационной колонне после окончания бурения.

27. Сметный расчет № 4.7.1. Транспортировка грузов при испытании скважины испытателем пластов на насосно-компрессорных трубах в эксплуатационной колонне после окончания бурения.

28. Сметный расчет № 4.8. Испытание скважины испытателем пластов на каротажном кабеле в эксплуатационной колонне после окончания бурения.

29. Сметный расчет № 4.8.1. Транспортировка грузов при испытании скважины испытателем пластов на каротажном кабеле в эксплуатационной колонне после окончания бурения.

30. Сметный расчет № 5.1. Промыслово-геофизические работы.

31. Сметный расчет № 6.1. Эксплуатация теплофикационной котельной установки.

32. Сметный расчет № 9.1. Транспортировка вахт и грузов авиатранспортом.

33. Сметный расчет № 9.2. Топографо-геодезические работы.

Для определения сметной стоимости строительства могут применяться следующие методы:

- ресурсный;
- базисно-индексный;
- ресурсно-индексный;

- на основе укрупненных сметных нормативов, в том числе банка данных о стоимости ранее построенных или запроектированных объектов-аналогов.

Ресурсный метод определения стоимости представляет калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необхо-

димых для реализации проектного решения. Калькулирование ведется на основе выраженной в натуральных измерителях потребности в материалах, изделиях, конструкциях; данных о расстояниях и способах доставки ресурсов на место строительства; расхода энергоносителей на технологические цели; времени эксплуатации бурового оборудования; затрат труда рабочих. Физические объемы потребления указанных ресурсов принимаются из рабочего проекта на строительство скважины.

Базисно-индексный метод определения стоимости строительства основан на использовании системы текущих и прогнозных индексов по отношению к стоимости, определенной в базисном периоде. Приведение в уровень текущих (прогнозных) цен производится путем перемножения элементов затрат или итогов базисной стоимости на соответствующий индекс, при этом для пересчета стоимости эксплуатации машин в соответствующий уровень цен рекомендуется применять индекс на эксплуатацию машин, а к оплате труда – индекс на оплату труда.

Ресурсно-индексный метод предусматривает сочетание ресурсного метода с системой индексов на ресурсы, используемые в строительстве. *Метод применения укрупненных нормативов* и банка данных о стоимости ранее построенных или запроектированных объектов – это использование при проектировании объекта стоимостных данных по ранее построенным или запроектированным аналогичным сооружениям.

Для определения сметной стоимости строительства скважин в настоящее время более широко применяются базисно-индексный и ресурсный методы, предполагающие использование следующих проектных и нормативных материалов:

1) рабочий проект на строительство скважины, который содержит данные об объемах отдельных видов работ, об используемом оборудовании и инструменте, о конструкции скважины, виде энергии, продолжительности строительства, об охране окружающей природной среды и другие сведения, определяющие технику, технологию и организацию работ;

2) справочники сметных норм и расценок на строительство нефтяных и газовых скважин, к которым относятся УПСС (укрупненные показатели стоимости строительства) и ЕРЕР (сборники единых районных единичных расценок);

3) оптовые, договорные и рыночные цены на материалы и оборудование, транспортные тарифы, местные рыночные цены на некоторые виды материалов и услуг;

4) предельные нормы накладных расходов, устанавливаемые заказчиком для генерального подрядчика (буровой организации) и плановые накопления, начисляемые на сумму итога прямых затрат по главам 1-6 и итога накладных расходов в определенном проценте, определяемым на основе договора между заказчиком и генподрядчиком.

Следует иметь в виду, что стоимость скважины во многом зависит от формы организации ее строительства.

В настоящее время нефтяные компании применяют две формы организации строительства скважин:

- 1) «под ключ»;**
- 2) на условиях отдельного сервиса.**

При строительстве скважин «под ключ» проект фактически находится на попечении у одного подрядчика, который на условиях субподряда может привлекать сторонние организации для выполнения отдельных видов работ. Договор с генеральным подрядчиком обычно предусматривает сдачу готовой скважины за ранее оговоренную плату, размер которой определяется проектно-сметной документацией. Как правило, при таких отношениях компания-заказчик делегирует всю полноту ответственности за выполнение проекта генеральному подрядчику, который вместе с ответственностью и рисками за конечный результат получает определенную самостоятельность в ведении работ при условии соблюдения нормативно-технических регламентов и проектной документации.

При таком формате договорных отношений заказчик утрачивает контроль над процессом привлечения субподрядчиков, которые не всегда выбираются на конкурсной основе и согласуются с ним. По этой же причине заказчик теряет и финансовый контроль над работами, выполняемыми по субподряду, включая возможность внесения изменений в нормативную базу определения стоимости услуг, поскольку стоимость конечного продукта (скважины) уже предусмотрена договором.

Характерной тенденцией организации строительства скважин в последние годы является увеличение масштабов использования отдельного сервиса.

В условиях отдельного сервиса компания-заказчик путем проведения тендеров отбирает сервисные предприятия, которые предлагают интересные решения и необходимые технологии для их реализации, способны обеспечить наиболее высокое качество работ по приемлемой для заказчика цене. При этом предметом тендеров является выполнение отдельных видов работ цикла строительства скважины (подготовительные работы к строительству скважины, вышкомонтажные работы, бурение, промыслово-геофизические исследования, цементирование т.д.), а также поставка буровых растворов, долот, забойных двигателей и др. Привлечение для выполнения указанных работ сервисных компаний, обладающих передовыми технологиями, современным специализированным оборудованием, высококвалифицированным персоналом, позволяет существенно повысить качество строительства скважин (обеспечение герметичности колонн, достижение проектного дебита скважин и т.д.). При такой форме организации строительства скважины ее стоимость определяется суммированием размера оплаты услуг привлеченных сервисных организаций.

Примером нефтяной компании, выполняющей собственными силами все работы, связанные со строительством скважин, от проектирования до сдачи заказчику, является ОАО «Сургутнефтегаз». Для выполнения планируемых объемов бурения в составе акционерного общества создано четыре Управления по

бурению скважин, в том числе 3 управления по бурению эксплуатационных скважин — Сургутские управления буровых работ №№ 1, 2, 3 и управление поисково-разведочных работ, обеспечивающие строительство скважин «под ключ».

Строительство скважин на условиях отдельного сервиса осуществляют нефтяные компании «ЛУКОЙЛ» и ТНК-ВР. В ОАО «ЛУКОЙЛ» удельный вес внешнего сервиса при выполнении таких видов работ, как бурение нефтяных и газовых скважин и геофизические работы, составляет 100 %, в ТНК-ВР собственными буровыми бригадами выполняется не более 50 % объема буровых работ.

Буровые предприятия, осуществляющие строительство скважин «под ключ», после формирования портфеля заказов на предстоящий год, определяют объем работ в сметной стоимости. Сметную стоимость скважин, включенных в план-график, определяют на основе утвержденных смет к рабочим проектам. Поскольку групповые (зональные) рабочие проекты составляются на скважины определенной группы (зоны), сметную стоимость объема буровых работ получают умножением сметной стоимости одной скважины данной группы на их число. По скважинам, переходящим бурением, объем работ в сметной стоимости определяют по каждой отдельной скважине умножением количества оставшихся до забоя метров проходки на стоимость 1 м бурения по интервальной шкале.

Сметная себестоимость буровых работ (общая, скважины) определяется разницей между сметной стоимостью и плановыми накоплениями.

Плановую себестоимость строительства скважин по всем подразделениям, входящим в состав бурового предприятия, рассчитывают в своде затрат на строительство скважин. В отличие от смет на строительство скважин, которые составляются на основе усредненных нормативов, а также цен и тарифов, принятых при составлении справочников сметных норм и расценок (с учетом действующего в момент составления смет коэффициента удорожания), свод затрат разрабатывается для конкретных условий буровых предприятий для данного планового периода.

Определение себестоимости планового объема работ по строительству скважин в своде затрат и сопоставление ее со сметной стоимостью позволяет определить финансовый результат производственно-хозяйственной деятельности буровых предприятий в плановом периоде. Разность между этими величинами определяет размер плановой прибыли от реализации работ.

На уровень и структуру себестоимости строительства скважины одновременно влияет сложный комплекс факторов - геологические и экономико-географические условия, технический и организационный уровень производства работ.

К экономико-географическим условиям, влияющим на технико-экономические показатели буровых работ, относятся рельеф, климат, водоохозяйственные условия, обжитость районов, плотность населения, транспортная

освоенность, снабжение энергией и т.п. Рельеф местности, например, определяет объем дорожного строительства и подготовительных работ, условия эксплуатации дорожных и транспортных средств и т.д.

В этих условиях основой учета себестоимости выступает отдельная скважина с присущими ей геолого-техническими отличиями. Себестоимость обезличенного метра проходки является характерным показателем лишь по группе качественно однородных скважин.

Фактическая себестоимость строительства скважин определяет сумму всех затрат по буровому предприятию, которые были произведены для выполнения установленного объема работ по строительству скважин.

Затраты, образующие себестоимость строительства скважины, группируют в следующие разделы и статьи калькуляции.

Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважин.

Этот раздел калькуляции объединяет затраты на лесорубные работы, планировку площадок под бурение, устройство подъездных путей, прокладку и разборку трубопроводов, сооружение силовых, световых и телефонных линий, бурение водяных скважин и др.

Раздел II. Строительство и разборка наземных сооружений, монтаж и демонтаж оборудования.

Этот раздел включает затраты по строительству (передвижке) буровых вышек, привышечных сооружений и зданий котельных, монтажу и демонтажу бурового оборудования и котельных установок.

Раздел III. Бурение скважины.

В данном разделе концентрируются затраты по проходке и креплению скважины, которые группируются в следующие статьи калькуляции:

1. *Материалы.* Данная статья включает затраты на материалы, используемые при проходке и креплении скважины. К ним относятся: трубы обсадные, цемент тампонажный, глина, реагенты для химической обработки промывочной жидкости, утяжелитель, вода техническая и др. Затраты на материалы включают их цену, транспортно-заготовительные расходы и наценки снабженческих организаций.

2. *Основная заработная плата.* По этой статье учитывается основная заработная плата рабочих буровых бригад и рабочих по приготовлению промывочной жидкости за время проходки и крепления скважин.

3. *Расходы по эксплуатации бурового оборудования и инструмента.* Эта статья объединяет затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией бурового оборудования и инструмента, бурильных труб, турбобуров (электробуров) и долот.

4. *Транспортные расходы.* Данная статья отражает расходы по перевозке грузов со складов или баз на буровые, по перевозке вахт, а также по содержанию обслуживающего транспорта, используемого для доставки разных мелких материалов, применяемых при обслуживании буровых.

5. *Энергетические затраты.* По данной статье учитывается потребление различных видов энергии (электроэнергии, энергии двигателей внутреннего сгорания, пара), используемых при проходке и креплении скважины.

6. *Прочие услуги.* В этой статье отражаются расходы на тампонажные работы, эксплуатацию теплофикационной котельной, текущие ремонты, производимые сторонними организациями, и другие расходы.

Раздел IV. Испытание скважин на продуктивность.

В этом разделе калькуляции концентрируются все расходы по испытанию скважин на продуктивность.

Раздел V. Промыслово-геофизические работы. В этом разделе учитываются расходы по промыслово-геофизическим исследованиям в скважинах.

Раздел VI. Накладные расходы. В данном разделе отражаются расходы по управлению, организации и обслуживанию буровых работ. Накладные расходы связаны с деятельностью бурового предприятия в целом и включают *административно-хозяйственные расходы* (заработная плата административно-управленческого персонала, страховые взносы, расходы на командировки и перемещения, на легковой транспорт, почтово-телеграфные, конторские и канцелярские расходы, амортизация зданий и инвентаря, отчисления на содержание вышестоящей организации), *расходы по обслуживанию рабочих* (дополнительная заработная плата рабочих, страховые взносы с заработной платы рабочих, расходы по оплате труда и технике безопасности, по изобретательству и рационализации и др.) и *прочие расходы* (штрафы за простой транспортных средств, возмещение расходов за увечье, полученное на производстве и др.).

В бурении принято деление затрат на две группы:

- 1) зависящие от времени бурения;
- 2) зависящие от объема работ.

Затраты, зависящие от времени, изменяются пропорционально продолжительности бурения скважины. К ним относятся: оплата труда буровой бригады; материалы и запасные части, используемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизация бурового оборудования, спецтранспорт и др. Затраты этой группы составляют 50-70% всех расходов на бурение. Причем с ростом глубины скважины удельный вес затрат, зависящих от времени, увеличивается.

Затраты, зависящие от объема работ - это те, размер которых определяется глубиной и конструкцией скважины. К этой группе относятся затраты на долота, обсадные трубы, цемент и др. Воздействие увеличением скорости бурения или уменьшением диаметра скважины на соответствующую группу затрат позволяет снижать себестоимость буровых работ.

Удельный вес отдельных разделов (статей) затрат в общей сумме затрат определяет структуру себестоимости строительства скважин.

Структура себестоимости буровых работ по отдельным районам может существенно различаться, но затраты, зависящие от времени бурения, преобладают во всех случаях. Поэтому основные направления снижения себестоимости буровых работ связаны с повышением скорости бурения за счет применения

новых типов долот, забойных двигателей, совершенствования системы промывки скважин и т.п.

В то же время значительная часть затрат, связанных с процессом бурения, зависит от глубины скважины (объема работ) – стоимость обсадных труб, долот, цемента и т.п. Снижение этих затрат во многом обеспечивается упрощением конструкций скважин, уменьшением их диаметров, выбором более выгодных поставщиков материально-технических ресурсов.

Контрольные вопросы:

- 1. Назовите основные показатели себестоимости.*
- 2. По каким экономическим элементам составляется смета затрат?*
- 3. С какой целью рассчитывается калькуляция продукции?*
- 4. Назовите основные составляющие материальных затрат.*
- 5. По каким признакам классифицируются затраты, включаемые в себестоимость?*
- 6. Перечислите основные разделы сводного сметного расчета на строительство скважины.*
- 7. Охарактеризуйте основные методы определения сметной стоимости строительства скважины.*
- 8. Как определяется сметная себестоимость строительства скважины?*
- 9. Назовите разделы и статьи калькуляции себестоимости строительства скважины.*
- 10. Охарактеризуйте особенности классификации затрат на бурение скважины.*
- 11. Что понимается под структурой себестоимости строительства скважины?*

2. АНАЛИЗ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

2.1. Анализ структуры стоимости строительства скважины

При анализе стоимости строительства скважины важно рассмотреть ее структуру.

Структура стоимости строительства скважины – это удельный вес отдельных статей затрат в общих расходах на строительство. Знание структуры стоимости строительства скважины позволяет выделить основные направления затрат и обосновать резервы их снижения.

В табл. 2.1 приведена структура стоимости строительства скважины на Воргенском месторождении, предусмотренная проектно-сметной документацией и сложившаяся фактически.

Таблица 2.1

Структура затрат на строительство скважины, %

№ п/п	Направление затрат	По проектно-сметной документации		Факт	
		на строительство скважины	на бурение	на строительство скважины	на бурение
1.	Подготовительные работы к строительству скважины	3,5		3,7	
2.	Строительство вышки и привышечных сооружений; монтаж, демонтаж бурового оборудования	5,1		5,4	
3.	Бурение и крепление в том числе:	68,7	100,0	69,0	100,0
	- материалы		20,7		20,5
	- заработная плата		6,1		6,3
	- расходы по эксплуатации бурового оборудования		41,7		42,8
	- энергетические затраты		12,5		12,3
	- транспорт		14,5		14,1
	- прочие услуги		4,5		4,0
			-		
4.	Испытание скважины	5,8		5,2	
5.	Промышленно-геофизические работы	3,5		3,5	
6.	Накладные расходы	13,4		13,2	
	Итого	100,0		100,0	

В общих затратах на строительство скважины основная их доля приходится на бурение: по проектно-сметной документации ее величина предусматривалась в размере 68,7 %, фактически – 69,0 %.

Поскольку в структуре стоимости строительства скважины преобладают затраты на бурение, их необходимо рассматривать в первую очередь.

Анализ затрат на бурение также следует начинать с изучения их структуры. В нашем примере в структуре затрат на бурение преобладают расходы по эксплуатации бурового оборудования (41,7 % по проекту и 42,8 % фактически), на материалы (соответственно 20,7 % и 20,5 %), на транспорт (14,5 % и 14,1 %), а также энергетические затраты (12,5 % и 12,3 % соответственно).

При анализе необходимо выявить факторы, формирующие эти затраты, и определить основные пути их снижения.

Следует иметь в виду, что ряд статей являются комплексными, например, «Расходы по эксплуатации бурового оборудования», и при анализе их необходимо расшифровать.

Так, в нашем примере (*табл. 2.2*) в комплексной статье «Расходы по эксплуатации бурового оборудования» преобладают затраты на прокат долота (37,6 % по проекту и 38,0 % фактически) и содержание бурового оборудования (30,2 % и 30,5 % соответственно), а оставшаяся часть расходов приходится на прокат бурильных труб, турбобуров, электробуров и износ бурильных труб. По статье «Материалы» половина затрат приходится на обсадные трубы (51,4 % и 49,7 % соответственно).

Данные *табл. 2.2* показывают, что при общем перерасходе затрат на бурение в размере 1549,2 тыс. руб. фактические затраты значительно превышают сметные по материалам, эксплуатации бурового оборудования и транспортным услугам.

При общем перерасходе затрат на материалы на сумму 112,2 тыс. руб. по глиноматериалам и химическим реагентам фактические затраты ниже предусмотренных сметой.

Задачи анализа стоимости строительства скважины требуют внимания, в первую очередь, к тем элементам затрат, по которым допущен перерасход. Вместе с тем, анализу должны подвергаться и те элементы затрат, по которым достигнуто снижение по сравнению со сметной величиной с целью дальнейшего использования найденных путей экономии.

2.2. Анализ затрат на материальные ресурсы в бурении

Затраты на материалы составляют более 20% всех затрат на бурение скважин. Поэтому анализу затрат на материальные ресурсы необходимо уделять самое пристальное внимание. Материалы необходимо анализировать в стоимостном и натуральном выражениях, так как отклонения их фактической стоимости от сметной может быть вызвано не только изменением цен и наценок, но и изменением количественного расхода материала.

Таким образом, важнейшими факторами, влияющими на отклонение фактических затрат на материалы от предусмотренных сметой, являются:

- 1) отклонение от установленных норм расхода материалов;
- 2) изменение цен на материалы.

Таблица 2.2

Затраты на бурение скважины

Элементы затрат	Проект		Факт		Изменение (+ , -), руб.
	руб.	%	руб.	%	
Бурение – всего в том числе:	10 125 905,7	100,0	11 675 169,3	100,0	+1 549 263,6
1. Материалы из них:	2 096 054,2	20,7	2 393 409,7	20,5	+297 355,5
- трубы обсадные	1 077 371,9	10,6	1 189 524,6	10,2	+112 152,7
- глиноматериалы	186 548,8	1,8	179 505,7	1,5	-7 043,1
- цемент	153 012,0	1,6	210 620,0	1,8	+57 608,0
- вода техническая	241 046,2	2,4	308 749,9	2,6	+67 703,7
- химические реагенты	58 689,5	0,6	47 868,2	0,5	-10 821,3
- прочие материалы	379 385,8	3,7	457 141,3	3,9	+77 755,5
2. Заработная плата	617 677,8	6,1	735 535,7	6,3	+117 857,9
3. Электроэнергия	660 733,6	6,5	794 133,2	6,8	+133 399,6
4. Энергия ДВС	605039,6	6,0	641 912,6	5,5	+36 873,0
5. Расходы по эксплуата- ции бурового обору- дования из них:	4 222 486,0	41,7	4 903 571,1	42,0	+681 085,1
- прокат долот	1 587 654,7	15,7	1 863 357,1	15,9	+275 702,4
- содержание бурового оборудования	1 275 190,8	12,6	1 595 589,2	12,8	+220 398,4
- прокат бурильных труб	304 019,0	3,1	357 960,7	3,1	+53 941,7
- прокат турбобуров	388 468,7	3,8	441 321,3	3,8	+52 852,6
- прокат электробуров	156232,0	1,5	156 914,3	1,4	+682,3
- износ бурильных труб	510 920,8	5,0	583 428,5	5,0	+77 507,7
6. Транспорт	1 468 250,5	14,5	1 646 198,9	14,2	+177 948,4
7. Прочие услуги	455 664,0	4,5	560 408,1	4,7	+104 744,1

Изменение цены на материалы, как правило, зависит от выбора поставщика. При этом может осуществляться поставка более качественного материала по более высокой цене или же материала требуемого уровня качества, но по более низкой цене. Кроме того, уровень цен на материалы зависит от того, каким видом транспорта осуществляется поставка.

Для факторного анализа затрат на материальные ресурсы по всем видам материалов необходимо иметь данные о расходе материалов и ценах на них.

В табл. 2.3 приведены исходные данные для анализа затрат на некоторые виды материалов, используемых в процессе проводки скважины.

Таблица 2.3

Исходные данные для анализа затрат на материалы

Показатели	По проектно- сметной документации	Факт	Абсолютное отклонение, %
Глубина скважины, м	3750	3750	-
Расход портландцемента, т	143,04	144,23	1,19
Удельный расход портландце- мента, кг/м	38,14	38,46	0,32
Цена 1т портландцемента, руб.	2850	3000	150,0
Затраты на портландцемент, руб.	407664,0	432690,0	25026,0
Расход хлористого кальция, кг	580,0	580,0	-
Удельный расход хлористого кальция, кг/м	0,15	0,15	-
Цена 1кг хлористого кальция, руб.	6,5	7,0	0,5
Затраты на хлористый кальций, руб.	3770,0	4060,0	290,0
Расход ПВХ-ТР, кг	90,0	93,75	3,75
Удельный расход ПВХ-ТР, кг/м	0,024	0,025	0,001
Цена 1кг ПВХ-ТР, руб.	176,0	190,0	14,0
Затраты на ПВХ-ТР, руб.	15840,0	17812,5	1972,5
Расход триполифосфата натрия, кг	200,0	195,0	-5,0
Удельный расход триполифосфа- та натрия, кг/м	0,0533	0,0520	-0,0013
Цена 1кг триполифосфата на- трия, руб.	37,5	42,0	4,5
Затраты на триполифосфат на- трия, руб.	7500	8190,0	690,0
И т.д. по всем видам материалов			

С целью количественной оценки влияния факторов на отклонение фактических затрат на отдельные виды материалов от предусмотренных сметой используется метод элиминирования.

$$\Delta Z_{m_i} = Z_{см_i} - Z_{ф_i} = \Delta Z_{н_i} + \Delta Z_{ц_i}, \quad (2.1)$$

где ΔZ_{m_i} – отклонение фактических затрат от предусмотренных сметой по i – ому виду материалов, руб.; $Z_{см_i}$ – затраты по смете по i -ому виду материалов, руб.; $Z_{ф_i}$ – фактические затраты по i -ому виду материалов, руб.; $\Delta Z_{н_i}$ – отклонение фактических затрат от сметных вследствие изменения норм расхода

материалов, руб.; ΔZ_{ci} - отклонение фактических затрат от сметных вследствие изменения цен на материалы, руб.

Отклонение фактических затрат от сметных вследствие изменения норм расхода материалов рассчитывается по формуле:

$$\Delta Z_{ni} = (H_{fi} - H_{cm_i}) * C_{cm_i} * L. \quad (2.2)$$

Отклонение фактических затрат от плановых вследствие изменения цен на материалы рассчитывается по формуле:

$$\Delta Z_{ci} = (C_{fi} - C_{cm_i}) * H_{fi} * L., \quad (2.3)$$

где H_{fi} , H_{cm_i} - соответственно фактический и предусмотренный сметой расход i -ого вида материалов на 1 м проходки в натуральном выражении; C_{fi} , C_{cm_i} - соответственно фактическая и предусмотренная сметой цена единицы материала, руб.

В заключение анализа осуществляется проверка метода элиминирования: отклонение фактических затрат на материалы от сметных должно быть равно сумме отклонений этих затрат за счет изменения норм расхода материалов и цен на них.

Ниже, на основе данных *табл. 2.3*, приведен пример оценки влияния факторов на изменение затрат на материалы.

Таблица 2.4

Оценка влияния факторов на изменение затрат на материалы, руб.

Наименование материала	Факторы		Всего
	изменение удельного расхода	изменение цен	
Портландцемент	3391,2	21634,8	25026,0
Хлористый кальций	-	290,0	290,0
ПВС-ТР	660,0	1312,5	1972,5
Триполифосфат натрия	-187,5	877,5	690,0
Итого	3863,7	24114,8	27978,5

Как видно из *табл. 2.4*, увеличение удельного расхода портландцемента на 0,32 кг/м и цены на него на 150 руб./т привело к росту затрат на бурение скважины соответственно на 3391,2 руб. и 21634,8 руб. Превышение цены на хлористый кальций по сравнению с предусмотренной в смете на 0,5 руб./кг обусловило повышение затрат на 290 руб. В общей сумме увеличения затрат на 1972,5 руб. превышение удельного расхода и сметной цены составило соответственно 660 руб. и 1312,5 руб. Снижение удельного расхода триполифосфата

натрия привело к снижению затрат на 187,5 руб., но рост цены вызвал удорожание на сумму 877,5 руб.

В целом по перечисленным материалам увеличение затрат составило 27978,5 руб., при этом доля фактора «удельный расход» составляет 13,8 %, а фактора «цена» - 86,2 %.

Повышение (снижение) себестоимости строительства скважины (в %) за счет влияния рассмотренных выше факторов можно определить по формулам:

1) вследствие изменения норм расхода материалов (ΔC_n):

$$\Delta C_n = (1 - I_n) * U_m, \quad (2.4)$$

2) вследствие изменения цен (ΔC_u):

$$\Delta C_u = (1 - I_u) * U_m. \quad (2.5)$$

Общее изменение себестоимости строительства скважин (в %) определяется по формуле:

$$\Delta C_{n,u} = (1 - I_u * I_n) * U_m, \quad (2.6)$$

где I_n , I_u - индексы норм расхода материалов и цен на них; U_m – удельный вес материальных затрат в себестоимости строительства скважин, %.

Индекс норм расхода (цен) представляет собой отношение фактического уровня норм (цен) к их уровню, предусмотренному проектно-сметной документацией.

При изменении удельного расхода материальных ресурсов по сравнению с предусмотренными в проекте нормами их расхода выясняют причины. Если это изменение связано с использованием более современных материалов с меньшим удельным расходом, то это обстоятельство учитывается при выдаче заданий проектным организациям на повторное проектирование скважин, объединенных в групповой (зональный) рабочий проект с целью снижения их сметной стоимости.

Превышение норм расхода материальных ресурсов, обусловленное их нерациональным использованием, следует рассматривать как резерв снижения фактического расхода материальных ресурсов. В этом случае необходима разработка мероприятий, направленных на реализацию данного резерва.

При анализе норм расхода обсадных труб нужно сопоставить их фактический расход с принятым в проекте (отдельно по размерам труб с указанием толщины стенок этих труб). Резервы снижения затрат на обсадные трубы могут быть связаны с заменой дорогостоящих импортных труб на трубы отечественного производства.

При выяснении условий отклонения фактических затрат от предусмотренных сметой по глиноматериалам и химическим реагентам должны быть

проанализированы случаи изменения параметров химической обработки раствора, изменения интервалов применения утяжеленных растворов, а также случаи применения химических реагентов, не предусмотренных сметами; повторное использование раствора и т.д.

2.3. Анализ затрат на содержание и эксплуатацию оборудования

Особенностью формирования затрат на бурение скважин является их связь с продолжительностью бурения, зависимость от достигнутой скорости бурения.

Уровень достигнутой скорости бурения отражается на затратах по таким статьям как «Содержание бурового оборудования и инструмента», «Содержание бурильных труб» и «Прокат турбобуров (электробуров)».

Методику анализа перечисленных затрат рассмотрим на примере анализа затрат на содержание бурового оборудования и инструмента.

Перерасход (экономия) затрат на содержание бурового оборудования (ΔZ^{BO}) определяется по формуле:

$$\Delta Z^{BO} = Z_{BO}^{\Phi} - Z_{BO}^{CM}, \quad (2.7)$$

где Z_{BO}^{Φ} и Z_{BO}^{CM} – затраты на содержание бурового оборудования соответственно фактические и предусмотренные сметой, руб.

Отклонение фактических затрат на содержание бурового оборудования от предусмотренных сметой может быть обусловлено:

- 1) изменением коммерческой скорости бурения скважины (ΔC_{BO}^V);
- 2) изменением стоимости содержания бурового оборудования (бурильных труб, турбобуров) за единицу времени по сравнению с предусмотренной в смете (ΔC_{BO}^C).

$$\Delta Z^{BO} = \Delta C_{BO}^V + \Delta C_{BO}^C. \quad (2.8)$$

Влияние скорости бурения на размер отклонения фактических затрат от сметных по содержанию бурового оборудования определяется по формулам:

$$\Delta C_{BO}^V = (T_{\Phi} - T_{PP}) * C_{CM}, \quad (2.9)$$

или

$$\Delta C_{BO}^V = Z_{BO}^{CM} * \left(1 - \frac{V_{PP}}{V_{\Phi}}\right), \quad (2.10)$$

где T^{Φ} и T^{PP} – соответственно фактическая и проектная продолжитель-

ность бурения, сут.; C_{CM} - стоимость суток содержания бурового оборудования, предусмотренная сметой, руб.; V_{PP} и V_{Φ} – соответственно проектная и фактическая коммерческая скорость бурения, м/ ст.-мес.

Влияние изменения стоимости суточного содержания комплекта бурового оборудования (или турбобуров) на размер отклонения фактических затрат от предусмотренных в смете рассчитывается по формуле:

$$\Delta C_{BO}^C = (C_{PP}^{\Phi} - C_{PP}^{CM}) * T_{\Phi}, \quad (2.11)$$

где C_{PP}^{Φ} и C_{PP}^{CM} – соответственно фактические и предусмотренные сметой затраты на содержание бурового оборудования в сутки, руб.

Осложнения, происшедшие в процессе бурения не по вине исполнителя работ, оплачиваются по дополнительным сметным расчетам. Поэтому фактическую скорость бурения при анализе себестоимости определяют делением глубины скважины на продолжительность бурения за вычетом времени, затраченного на ликвидацию этих осложнений.

Исходные данные для анализа затрат по содержанию бурового оборудования и инструмента приведены в *табл.2.5*.

Согласно исходным данным перерасход затрат на содержание бурового оборудования составил:

$$\Delta Z^{BO} = 10979,1 - 9413,5 = 1565,6 \text{ тыс. руб.}$$

Снижение коммерческой скорости бурения обусловило увеличение затрат на 807,2 тыс. руб.:

$$\Delta C_{BO}^V = (50,90 - 46,88) * 200,8 = 807,2 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 2.5

Исходные данные для анализа затрат на содержание бурового оборудования

Показатели	По проектно-сметной документации	Факт
Затраты по содержанию бурового оборудования, тыс. руб.	9413,5	10979,1
Скорость бурения, м/ст.-мес.	2400	2210
Продолжительность бурения, сут.	46,88	50,90
Стоимость суток содержания бурового оборудования, тыс. руб.	200,8	215,7
Удельный вес затрат, зависящих от продолжительности бурения, %	41,4	43,2

Увеличение стоимости суток содержания бурового оборудования вызвало рост затрат по рассматриваемой статье на 758,4 тыс.руб.:

$$\Delta C_{\text{БО}}^{\text{C}} = (215,7 - 200,8) * 50,90 = 758,4 \text{ тыс. руб.}$$

$$807,2 + 758,4 = 1565,6 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, расчет свидетельствует о том, что перерасход затрат по статье «Содержание бурового оборудования» практически в равной степени обусловлен снижением коммерческой скорости бурения и увеличением стоимости суточного содержания бурового оборудования.

При строительстве скважин на условиях сервисного обслуживания снижения затрат на содержание бурового оборудования можно обеспечить выбором подрядной сервисной компании, обеспечивающей прокат оборудования требуемого качества и комплектации по более низкой суточной расценке.

Снижение (или повышение) стоимости бурения скважин за счет роста (уменьшения) коммерческой скорости бурения (ΔC_v) можно определить по формуле:

$$\Delta C_v = (1 - I_t) * Y_t, \quad (2.12)$$

где Y_t – удельный вес затрат, зависящих от продолжительности бурения, %; I_t – индекс продолжительности бурения:

$$I_t = \frac{V_{\text{нп}}}{V_{\text{ф}}}. \quad (2.13)$$

В рассматриваемом примере увеличение стоимости строительства скважины за счет снижения фактической скорости бурения по сравнению с предусмотренной в проекте составило 3,7%:

$$\Delta C_v = \left(1 - \frac{2400}{2210}\right) * 43,2 = -3,7 \text{ \%}.$$

Снижение фактической скорости бурения по сравнению с проектной является также основной причиной перерасхода средств на содержание буровых труб, прокат турбобуров, электробуров. Затраты на энергию двигателей внутреннего сгорания, на электроэнергию, воду, пар, транспорт также связаны со скоростью бурения. Так, удельный расход электроэнергии на 1 м проходки увеличивается со снижением скорости бурения. Удельный вес затрат, полностью или частично зависящих от скорости бурения, как правило, составляет в общих затратах на бурение более 40%.

Для выявления резервов снижения затрат, зависящих от скорости бурения, необходимо провести анализ причин отклонения фактической коммерче-

ской скорости бурения от проектной на основе изучения данных баланса времени, показывающего распределение календарного времени бурения по отдельным видам буровых работ.

2.4. Анализ затрат на прокат долот

Затраты на прокат долот зависят от следующих факторов:

- 1) расхода долот;
- 2) средней цены одного долота.

Отклонение фактических затрат на прокат долот от сметных (ΔZ_{∂}) рассчитывается по формуле:

$$\Delta Z_{\partial} = \frac{L}{h_{\phi}} * C_{\phi} - \frac{L}{h_{см}} * C_{см}, \quad (2.14)$$

или

$$\Delta Z_{\partial} = P_{\phi} * C_{\phi} - P_{см} * C_{см} = Z_{\phi} - Z_{см}. \quad (2.15)$$

где L – глубина (длина) скважины, м; $h_{см}$ и h_{ϕ} – проходка на долото соответственно по проекту и фактически, м; $P_{см}$ и P_{ϕ} – расход долот соответственно по проекту и фактически, шт.; $C_{см}$ и C_{ϕ} – сметная и фактическая цена долота, руб.; $Z_{см}$ и Z_{ϕ} – затраты на прокат долот по смете и фактически, руб.

Количественную оценку влияния указанных факторов на изменение затрат на долота проводят методом элиминирования.

Отклонение фактических затрат на прокат долот от сметных за счет изменения расхода долот (ΔZ_{∂}^p) рассчитывается по формуле:

$$\Delta Z_{\partial}^p = (P_{\phi} - P_{см}) * C_{см}. \quad (2.16)$$

Отклонение фактических затрат на прокат долот от сметных за счет изменения средней цены долота (ΔZ_{∂}^c) рассчитывается по формуле:

$$\Delta Z_{\partial}^c = (C_{\phi} - C_{см}) * P_{\phi}. \quad (2.17)$$

Проверка метода элиминирования:

$$\Delta Z_{\partial}^p + \Delta Z_{\partial}^c = Z_{\phi} - Z_{см}. \quad (2.18)$$

В *табл. 2.6* приведены исходные данные для анализа затрат на прокат долот.

Таблица 2.6

Исходные данные для анализа затрат на прокат долот

Показатели	По проектно- сметной документации	Факт
Затраты на прокат долот, руб.	98328,0	118400
Глубина (длина) скважины, м	3750	3750
Расход долот, шт.	8,16	8,0
Проходка на долото, м	459,56	468,75
Средняя цена 1 долота, руб.	12050	14800

Согласно исходным данным перерасход затрат на прокат долот составил:

$$\Delta Z_{\text{д}} = 118400 - 98328 = 20072 \text{ руб.}$$

Снижение расхода долот обусловило уменьшение затрат на 1928 руб.

$$\Delta Z_{\text{д}}^{\text{р}} = (8,00 - 8,16) * 12050 = - 1928 \text{ руб.}$$

Увеличение средней цены долота вызвало рост затрат по рассматриваемой статье на 22000 руб.:

$$\Delta C_{\text{д}}^{\text{ц}} = (14800 - 12050) * 8,0 = 22000 \text{ руб.}$$

Проверка:

$$- 1928 + 22000 = 20072 \text{ руб.}$$

Контрольные вопросы:

1. Охарактеризуйте особенности структуры себестоимости строительства скважин..
2. Какие факторы могут вызвать изменение затрат на материалы?
3. Перечислите исходные данные, необходимые для анализа затрат на материалы.
4. Приведите формулы, позволяющие дать количественную оценку влияния факторов на изменение затрат на материалы.
5. На какие статьи затрат влияет изменение коммерческой скорости бурения?
6. Назовите факторы, определяющие величину затрат на содержание бурового оборудования.
7. Перечислите исходные данные, необходимые для анализа затрат на прокат турбобуров.
8. От каких факторов зависят затраты на прокат долот?
9. Перечислите исходные данные, необходимые для анализа затрат на прокат долот?
10. Приведите формулы, позволяющие дать количественную оценку влияния факторов на изменение затрат на прокат долот.

3. РЕЗЕРВЫ СНИЖЕНИЯ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

3.1. Резервы снижения стоимости строительства скважин на основе улучшения использования календарного времени бурения

Важнейшим резервом снижения стоимости строительства скважин является улучшение использования календарного времени бурения. Использование календарного времени бурения необходимо анализировать по составляющим его элементам. Для этого рассматривают структуру баланса времени и его абсолютные затраты по направлениям (табл.3.1).

Таблица 3.1

Баланс времени бурения

Затраты времени	Проект			Факт		
	всего, час.	на 1000 м	удельный вес, %	всего, час.	на 1000 м	удельный вес, %
Календарное время – всего из него:	1125,2	300,1	100,0	1221,7	325,8	100,0
1. Производительное время в том числе:	1079,5	287,9	95,9	1138,0	295,4	90,6
- механическое бурение	174,3	46,5	15,5	187,4	45,5	13,9
- спуско-подъемные операции	290,5	77,5	25,8	310,7	75,9	23,3
- подготовительно-вспомогательные работы	355,2	94,7	31,5	379,7	104,1	31,9
- крепление	259,5	69,2	23,1	260,2	69,9	21,5
2. Ремонтные работы	45,7	12,2	4,1	45,7	12,2	3,8
3. Ликвидация осложнений	-	-	-	-	-	-
4. Непроизводительное время в том числе:	-	-	-	38,0	18,2	5,6
- аварии	-	-	-	23,4	6,3	1,9
- простои по организационным причинам	-	-	-	14,6	11,9	3,7

Из приведенных данных видно, что по сравнению с проектом структура баланса времени бурения ухудшилась: доля производительного времени бурения снизилась на 5,3 %, удельный вес не предусмотренных проектом непроизводительных затрат времени составил 5,6 %, в том числе время ликвидации аварий – 1,9%, простои по организационным причинам – 3,7 %.

В абсолютном значении фактическое календарное время бурения скважины увеличилось по сравнению с проектным на 96,5 час. или на 8,6 %. В общем увеличении календарного времени бурения доля производительного времени составляет 60,6 %, непроизводительного – 39,4 %.

Для выявления резервов улучшения использования календарного времени бурения необходимо подробно проанализировать все элементы баланса времени бурения с использованием расшифровок затрат времени по каждой его составляющей.

Механическое бурение - основной процесс проходки скважин. При анализе механического бурения следует установить, применялись ли долота, которые были рекомендованы для соответствующих стратиграфических горизонтов режимно-технологической картой, а при отклонениях определить изменение затрат времени.

Интенсивность проводки ствола скважины характеризуется рядом показателей.

1. Механическая скорость проходки (V_m):

$$V_m = \frac{L}{t_{\delta}} \text{ [м/ч]}, \quad (3.1)$$

где L – глубина скважины, м; t_{δ} – время механического бурения, ч.

2. Проходка на долото (h):

$$h = \frac{L}{n} \text{ [м]}, \quad (3.2)$$

где n – количество израсходованных долот, шт.

3. Рейсовая скорость проходки (V_p):

$$V_p = \frac{L}{t_{\delta} + t_{сно}} \text{ [м/ч]}, \quad (3.3)$$

где $t_{сно}$ – продолжительность спуско-подъемных операций, ч.

4. Техническая скорость бурения (V_t):

$$V_t = \frac{L}{T_{np}} \text{ [м/ст.-мес.]}. \quad (3.4)$$

$$T_{np} = \frac{t_{\delta} + t_{сно} + t_{пв} + t_{кр}}{720} \text{ [ст.-мес.]}, \quad (3.5)$$

где $t_{пв}$ – продолжительность подготовительно-вспомогательных работ, ч.; $t_{кр}$ – продолжительность крепления, ч.

Показатели работы долот анализируют путем сравнения их фактических значений с предусмотренными проектно-сметной документацией (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Показатели работы долот

Показатели	Проект	Факт	Отклонение (+, -),%
Механическая скорость проходки, м/ч	21,5	22,0	+2,3
Проходка на долото, м	459,6	468,8	+2,0
Рейсовая скорость проходки, м/ч	8,1	8,2	+1,2
Техническая скорость бурения, м/ст.-мес.	2502	2437	-2,6

Приведенные данные свидетельствуют о том, что при росте проходки на долото на 2 % механическая и рейсовая скорости увеличились соответственно на 2,3 % и 1,2 %. В результате этого продолжительность механического бурения и спуско-подъемных операций снизилась соответственно на 4.1 час. и 5.7 час.

Рост механической скорости позволяет сократить продолжительность процесса бурения. Снижение стоимости строительства скважины (ΔC) в этом случае можно оценить по формуле:

$$\Delta C = \left(\frac{L}{V_{np}} - \frac{L}{V_{\phi}} \right) * C_t, \quad (3.6)$$

где L – глубина (длина) скважины, м; V_{np} и V_{ϕ} – механическая скорость соответственно по проекту и фактическая, м/ч; C_t – стоимость одного часа бурения по затратам, зависящим от времени, руб.

Если фактическая механическая скорость проходки ниже проектной, то вызванные этим потери времени (t_v) можно определить по формуле:

$$t_v = \Pi * \left(\frac{1}{V_{\phi}^u} - \frac{1}{V_{np}^u} \right), \quad (3.7)$$

где V_{ϕ}^u и V_{np}^u – соответственно фактическая и проектная механическая скорость в интервале, м/ч; Π – проходка в интервале, м.

Потери времени в результате меньшей, чем предусмотрено проектом, проходки на долото (t_n) можно вычислить по формуле:

$$t_n = \Pi * \left(\frac{1}{\Pi_{cp}} - \frac{1}{\Pi_{np}} \right) * t_{сно}, \quad (3.8)$$

где P_{cp} и P_{np} - соответственно фактическая проходка на долото в среднем по интервалу и по группе рекомендованных проектом долот, м;
 t_{cno} – время спуско-подъемных операций в расчете на один рейс при глубине бурения интервала, час.

Большой удельный вес в общем комплексе работ по проходке скважины занимают спуско-подъемные операции (СПО). В нашем примере (табл. 3.1) в связи с ростом проходки на долото и, соответственно, снижением числа долблений доля времени СПО в структуре баланса времени бурения снизилась с 25,8 % до 23,3 %.

Анализ спуско-подъемных операций предусматривает выявление влияния применяемых технических средств спуско-подъема, свинчивания и развинчивания труб, а также качества долот и рациональности их обработки.

Работы по спуску и подъему инструмента нормируются. Чтобы выявить влияние степени выполнения норм на затраты времени на выполнение спуско-подъемных операций, необходимо сопоставить фактические затраты времени с нормативными. В нашем примере фактические затраты времени на спуско-подъемные операции были сокращены на 1,1% по сравнению с нормативными. Экономия времени на СПО за счет данного фактора (t_3) можно рассчитать по формуле:

$$t_3 = \frac{T_{cno}^{\phi} * 100}{100 - \Delta T_{cno}} - T_{cno}^{\phi}, \quad (3.9)$$

где T_{cno}^{ϕ} – общие фактические затраты времени на спуско-подъемные операции, час.; ΔT_{cno} – сокращение фактических затрат времени на СПО по сравнению с нормативными, %.

$$t_3 = \frac{284,8 * 100}{100 - 1,1} - 284,8 = 3,2 \text{ час.}$$

Снижение технической скорости бурения на 2,6 % (табл. 3.2) обусловлено увеличением продолжительности крепления и подготовительно-вспомогательных работ.

Подготовительно-вспомогательные работы занимают значительный удельный вес в структуре календарного времени бурения. По сравнению с проектом их продолжительность увеличилась с 355,2 час. до 390,6 час. или на 9,9%. Поэтому для выявления возможностей сокращения продолжительности подготовительно-вспомогательных работ необходимо рассмотреть их состав и структуру (табл. 3.3).

Таблица 3.3**Состав и структура подготовительно-вспомогательных работ**

Наименование работ	Проект		Факт		Отклонение (+, -)	
	Час.	%	Час.	%	Час.	%
Подготовительно-заключительные работы	34,5	9,7	39,1	10,0	+4,6	+0,3
Смена долот	36,9	10,4	37,0	0,5	+0,1	-0,9
Проверка и смена забойных двигателей	24,5	6,9	25,2	6,5	+0,7	-0,4
Сборка и разборка бурового инструмента	17,4	4,9	17,6	4,5	+0,2	-0,4
Промывка скважины	40,8	11,5	50,8	13,0	+10,0	+1,5
Проработка ствола скважины	30,9	8,7	33,6	8,6	+2,7	-0,1
Приготовление промывочного раствора	30,2	8,5	38,3	9,8	+8,1	+1,3
Проверка оборудования	44,4	12,5	48,4	12,4	+4,0	-0,1
Электрометрические работы	49,4	13,9	50,0	12,8	+0,6	-1,1
Чистка приема	20,6	5,8	22,0	5,6	+1,4	-0,2
Прочие работы	25,6	7,2	28,6	7,3	+3,0	+0,1
Итого	355,2	100,0	390,6	100,0	+35,4	-

Из табл. 3.3 видно, что продолжительность подготовительно-вспомогательных работ увеличилась по всем их составляющим. Незначительно по сравнению с проектными значениями увеличились затраты времени на смену долот и сборку и разборку бурового инструмента (соответственно на 0,1 час. и 0,2 час). Существенно увеличилось время на промывку скважин (на 10,0 час.) и на приготовление промывочного раствора (на 8,1 час), в результате удельный вес времени на выполнение названных работ повысился с 20,0 % до 22,8 %. Это можно рассматривать как резерв сокращения времени подготовительно-вспомогательных работ.

Существенный удельный вес в общих затратах времени выполнения подготовительно-вспомогательных работ приходится на проверку оборудования и электрометрические работы. Несмотря на снижение доли названных работ, их абсолютная величина увеличилась соответственно на 4,0 час. и 0,6 час. Поэтому в ходе дальнейшего анализа необходимо изучить состав данных работ, определить их техническую необходимость и возможность параллельной организации с основным процессом бурения.

Затраты времени на крепление скважины зависят от ее глубины, диаметра и толщины обсадной колонны, числа спускаемых обсадных колонн, технической характеристики оборудования. Для выявления причин отклонения факти-

ческой продолжительности крепления от проектной следует рассмотреть влияние перечисленных факторов. Возможны случаи увеличения фактической продолжительности бурения по сравнению с проектной за счет усложнений фактической конструкции скважины против предусмотренной групповым или индивидуальным рабочим проектом.

В процессе проводки скважины могут возникать осложнения. Затраты времени на ликвидацию осложнений зависят от геологических особенностей месторождений. Есть горизонты, бурение которых связано с водопоглощением, обвалами и т. д. В таких случаях время на ликвидацию осложнений предусматривается в плане. Часто осложнения бывают по вине буровых бригад. Поэтому для выявления резервов времени нужно изучить характер осложнений и вызвавшие их причины.

К непроизводительным затратам времени в процессе бурения относят время, затраченное на ликвидацию аварий, и время простоев по организационным причинам.

Факторы, влияющие на возникновение аварий, подразделяются на три группы:

- 1) природные (неблагоприятные горно-геологические условия бурения);
- 2) технологические (несовершенство и различные нарушения технологии бурения);
- 3) организационно-технические (несовершенство организации буровых работ; несовершенство и неправильное использование буровой техники).

Аварии, возникающие из-за неблагоприятных горно-геологических условий бурения, зачастую весьма трудно отличать от осложнений при бурении.

По причинам возникновения аварии разделяют на две группы:

- по субъективным причинам;
- по объективным причинам.

Первые возникают, как правило, по вине исполнителя работ. Наибольшее количество аварий возникает по субъективным причинам.

По степени тяжести аварии делятся на простые и сложные, однако нередко случаи, когда во время ликвидации простой аварии она может превратиться в сложную. К сложным относятся аварии, устранение которых требует более трех — пяти суток, а также вызвавшие ликвидацию скважины или существенное изменение ее глубины, пространственного положения и конструкции. Единого критерия для разграничения степени тяжести аварии не существует. На практике показатель тяжести определяется методом экспертной (геологической, технической) оценки состояния скважины, а также положения и целостности оставленных в скважине устройств (бурового инструмента, геофизических приборов, посторонних предметов и др.).

По характеру возникновения аварии классифицируются на следующие виды:

- с колонной бурильных труб (оставление в скважине бурильных колонн или их частей из-за поломок в теле или в соединительных элементах бурильных, ведущих и утяжеленных труб; падение в скважину элементов бурильных

колонн; нередко случаи аварий с колоннами бурильных труб как следствие ликвидации аварий других видов, например, прихватов);

- в результате прихвата бурильной колонны (это аварии, при которых полностью теряется возможность спуска или подъема бурильной колонны; вызываются прилипанием бурильных труб к стенкам скважины, заклиниванием породоразрушающего инструмента, колонковых или бурильных труб, возникновением сальников в скважине, обвалами и осыпаниями стенок скважин, прижогами бурового инструмента, затяжкой бурильной колонны);

- с обсадными трубами (разъединение по резьбовым или сварным соединениям спускаемых или уже спущенных обсадных труб; разрыв труб по телу; падение обсадных труб в скважину; смятие и протирание обсадных труб; прихваты обсадных колонн при спуске и подъеме; отвинчивание и обрыв башмаков);

- с буровыми коронками и долотами (прижоги или оставление в скважине коронок, долот);

- при скважинных работах (обрыв и оставление в скважине различных скважинных приборов, троса или каротажного кабеля);

- падение посторонних предметов в скважину;

- оставление керна в скважине;

- другие.

Аварии всех видов подразделяют на две категории:

1) регистрируемые;

2) учитываемые.

Регистрации подлежат все аварии, независимо от времени, затраченного на их ликвидацию (включая внутрисменные аварии, длящиеся менее 8 час.); учитываются аварии, на ликвидацию которых затрачено более 8 час.

В нашем примере (табл. 3.1) вследствие аварий в процессе проводки скважины потеряно 23,3 час. или 6,3 % календарного времени бурения. Для выявления резервов необходимо рассмотреть характер аварий, их сложность, затраты времени и причины (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Показатели аварийности в процессе бурения скважины

Показатели	Значение
Число аварий, ед.	2
Коэффициент аварийности	0,53
Время ликвидации одной аварии, час.	11,7

Как видно из приведенных данных, в процессе бурения скважины было допущено 2 простых аварии. Коэффициент аварийности (количество аварий в расчете на 1000 м проходки) составил 0,53, среднее время ликвидации одной аварии – 11,7 час.

При расследовании аварии устанавливают причины, приведшие к аварии, виновников аварии, намечают мероприятия по ликвидации данной аварии и по предупреждению подобных аварий в дальнейшем. На ликвидацию сложной аварии составляется план, в котором предусматривают: мероприятия по ликвидации аварии; сроки проведения работ, мероприятия для предотвращения несчастных случаев и осложнений; работника, ответственного за исполнение плана работ по ликвидации аварии.

В *табл. 3.5* приведены затраты времени на ликвидацию аварий по причинам.

Таблица 3.5

Затраты времени на ликвидацию аварий по причинам

Вид аварий	Количество аварий	Время на ликвидацию аварий.	
		час.	%
Поломка бурильных труб	1	12,8	54,7
Прихват инструмента	1	10,6	45,3
Итого	2	23,4	100,0
В том числе по вине:			
- буровой бригады	1	10,6	45,3
- других предприятий	1	12,8	54,7

В нашем примере авария в виде прихвата инструмента произошла по вине исполнителя работ, а вызванная поломкой бурильных труб из-за их некачественной отбраковки – по вине поставщика бурильных труб (при строительстве скважины на условиях раздельного сервиса) или по вине Базы производственного обслуживания.

Материалы по авариям рекомендуется систематически обобщать, анализировать и на их основе разрабатывать мероприятия по предотвращению аварий в конкретных условиях.

Потери времени по организационным причинам вызывают снижение коммерческой скорости бурения и увеличение стоимости строительства скважины. Причинами организационных простоев могут быть: отсутствие материально-технических ресурсов; отключение электроэнергии; ожидание цементировочных агрегатов, распоряжения администрации и др.

Анализ потерь времени по организационным причинам предполагает изучение расшифровки простоев и направлен, прежде всего, на выяснение их причин (*табл. 3.6*). Для этого потери времени группируют по причинам, зависящим от буровой бригады и от сторонних организаций.

Таблица 3.6

Расшифровка простоев по организационным причинам

Причины простоев	Всего, час.	Удельный вес, %
Отсутствие обсадных труб	6,2	13,8
Отключение электроэнергии	19,8	44,2
Ожидание цементировочных агрегатов	4,9	11,0
Ожидание геофизической службы	6,1	13,6
Ожидание распоряжения руководства	4,2	9,4
Прочие причины	3,6	8,0
Всего	44,8	100,0

Приведенные данные свидетельствуют о том, что наибольший удельный вес (44,2 %) приходится на простои, вызванные отключением электроэнергии. О несогласованных действиях участников процесса бурения скважины свидетельствуют простои, связанные с отсутствием обсадных труб, ожиданием цементировочных агрегатов, геофизической службы.

При строительстве скважин на условиях раздельного сервиса компенсация затрат, вызванных простоями буровой бригады по вине участников процесса бурения скважины, должна компенсироваться штрафными санкциями, предусмотренными соответствующими договорами на оказание услуг.

При организации строительства скважины «под ключ», когда генеральным подрядчиком является буровое предприятие, недопущение простоев по указанным причинам является его внутренним резервом, обеспечивающим рост коммерческой скорости бурения.

Выявленные в процессе анализа календарного времени бурения резервы улучшения использования времени механического бурения, спуско-подъемных операций, вспомогательных работ, ремонтных работ, осложнений, аварий и простоев по организационным причинам в часах суммируются и определяется резерв роста коммерческой скорости бурения (ΔV_k):

$$\Delta V_k = \frac{L * 720}{T_{\text{кал}}^{\text{ф}} - \Delta t_3} - \frac{L * 720}{T_{\text{кал}}^{\text{ф}}}, \quad (3.10)$$

где $T_{\text{кал}}^{\text{ф}}$ – фактическое календарное время бурения, час.; Δt_3 – возможная экономия времени бурения, час.;

Резерв снижения стоимости бурения скважин за счет роста коммерческой скорости бурения (ΔC_v) можно определить по формуле:

$$\Delta C_v = (1 - I_t) * Y_t, \quad (3.11)$$

где Y_t – удельный вес затрат, зависящих от продолжительности бурения, %; I_t – индекс продолжительности бурения:

$$I_t = \frac{L * 720}{T_{\text{кал}}^{\Phi} - \Delta t_3} : \frac{L * 720}{T_{\text{кал}}^{\Phi}}. \quad (3.12)$$

3.2. Резервы снижения стоимости строительства скважин за счет экономии материальных ресурсов

Как отмечалось в разделе 1, при определении сметной стоимости строительства скважины проектная организация использует усредненные нормативы, укрупненные сметные нормы. Проектировщик не всегда может утверждать, что он оперирует с оптимальным набором оборудования, материалов и т.д. Поэтому сметную стоимость строительства скважины, определенную в рабочем проекте, можно рассматривать как некий эталон, отражающий опыт и знания проектировщика.

Получив рабочий проект на строительство скважины, менеджмент нефтегазодобывающего предприятия-заказчика (при строительстве скважины на условиях раздельного сервиса) или бурового предприятия (при организации строительства скважины «под ключ») заключает договоры на поставку оборудования, материалов, услуг и т.д. Это обуславливает отклонение цен на материалы, оборудование, услуги от предусмотренных проектной организацией. Кроме того, причиной отклонений может быть изменение места нахождения поставщика, влияющее на расстояние транспортировки материально-технических ресурсов и вид транспорта (водный, воздушный, автомобильный или железнодорожный).

Источниками экономии материальных затрат могут быть следующие:

1. Снижение веса обсадных колонн с одновременным совершенствованием конструкции скважин, применением тонкостенных труб.
2. Применение новых, более экономичных видов материалов и равноценных заменителей.
3. Внедрение прогрессивной технологии. К примеру, промывка забоя водой вместо глинистого раствора позволяет значительно уменьшить расход глины, химреагентов, запасных частей к насосам.
4. Устранение недостатков в хранении материальных ресурсов, приводящих к порче материалов, нарушений технологической дисциплины, обуславливающих возникновение аварий и осложнений.

Затраты на материалы зависят от двух факторов: удельного расхода на единицу объема работ и цены. Удельный расход, в свою очередь, зависит от качества материала и технологии использования (например, технологии приготовления бурового или цементного раствора).

Резерв снижения стоимости строительства скважины за счет уменьшения удельного расхода материалов определяется по формуле:

$$\Delta C_M^p = \frac{\Delta Z_M^p * Y_M}{100}, \quad (3.14)$$

где ΔC_M^p - снижение стоимости строительства скважины за счет уменьшения удельного расхода i -го вида материала, %; ΔZ_M^p - уменьшение материальных затрат вследствие изменения нормы расхода материала i -го вида, %; Y_M - удельный вес затрат на материал i -го вида в сметной стоимости строительства скважин, %.

Резерв снижения стоимости строительства скважины за счет использования более дешевых материалов определяется по формуле:

$$\Delta C_M^u = \frac{\Delta Z_M^u * Y_M}{100}, \quad (3.15)$$

где ΔC_M^u - снижение стоимости строительства скважины за счет использования более дешевого материала i -го вида, %; ΔZ_M^u - уменьшение материальных затрат вследствие использования более дешевого материала i -го вида, %; Y_M - удельный вес затрат на материал i -го вида в сметной стоимости строительства скважин, %.

3.3. Резервы снижения стоимости строительства скважин за счет экономии затрат на крепление

Одним из основных технологических процессов в цикле строительства скважины, во многом определяющим ее стоимость и качество, является цементирование обсадных колонн. Это определяет важность реализации научно-технических мероприятий в процессе крепления скважины, направленных на создание промывочных жидкостей с малыми величинами показателя фильтра-тоотдачи; сокращение объема фильтрата и твердой фазы бурового раствора, проникающих в структуру порового пространства пласта; оптимизации составов тампонажных растворов; снижение времени вскрытия продуктивного проницаемого пласта и т.п.

В общем виде экономию затрат на крепление (ΔZ_k) в результате реализации технологий, обеспечивающих сокращение времени цементирования и затрат на материалы, можно рассчитать по формуле:

$$\Delta Z_k = \Delta Z_t + \Delta Z_m, \quad (3.16)$$

где ΔZ_t - экономия затрат за счет снижения времени цементирования, руб.; ΔZ_k - экономия затрат на материалы, используемые в процессе цементирования, руб.

Экономия затрат за счет снижения времени цементирования определяется по формуле:

$$\Delta Z_t = C_t * t_k^{mp} - C_t * t_k^{ин}, \quad (3.17)$$

где t_k^{mp} и $t_k^{ин}$ - соответственно продолжительность крепления скважины обсадной колонной по традиционной и инновационной технологии, час.; C_t - стоимость 1 часа крепления скважины обсадной колонной по затратам, зависящим от времени, руб.

Экономия затрат на материалы, используемые в процессе цементирования, рассчитывается по формуле:

$$\Delta Z_m = Z_m^{mp} - Z_m^{ин} = \sum C_i * P_i^{mp} - \sum C_i * P_i^{ин}, \quad (3.18)$$

где $P_i^{тр}$ и $P_i^{ин}$ - потребность в материале i -го вида соответственно с использованием традиционной и инновационной технологии, ед.; C_i - цена единицы материала i -го вида, руб.

Контрольные вопросы:

1. С какой целью анализируется структура баланса времени бурения?
2. Перечислите показатели, характеризующие интенсивность проводки ствола скважины.
3. Каким образом анализируется продолжительность подготовительно-вспомогательных работ?
4. По каким признакам классифицируются аварии в процессе бурения?
5. По какой формуле можно оценить резерв снижения стоимости скважины за счет роста скорости бурения?
6. Охарактеризуйте основные источники экономии материальных затрат в процессе бурения.
7. Приведите формулу, позволяющую оценить резерв снижения затрат на бурение за счет уменьшения удельного расхода материалов.
8. Охарактеризуйте основные направления снижения затрат на крепление скважин.

4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИННОВАЦИЙ – ПУТЬ К СНИЖЕНИЮ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

За последние 20 лет российские средние российские запасы новых нефтяных и газовых месторождений уменьшились в 4 раза, доля крупных месторождений в числе вновь открытых снизилась с 15 до 10%, значительно ухудшились коллекторские свойства продуктивных горизонтов и качественный состав насыщающих их флюидов [20].

В большинстве регионов ресурсы нефти и газа на глубине 2500-3000 м уже разведаны и многие из них давно эксплуатируются. Высокая выработанность запасов является следствием обводненности углеводородной продукции. В этих условиях применение традиционных технологий не только снижает конкурентоспособность отечественной экономики, но и лишает будущие поколения воспользоваться запасами этого ценнейшего сырья.

Все выше сказанное обуславливает необходимость использования новейших мировых достижений в технике и технологии бурения, а также создания собственных высокоэффективных технических средств и технологий.

Отечественная и зарубежная практика свидетельствует о наличии достаточно широкого арсенала инновационных решений в области бурения нефтяных и газовых скважин. В настоящее время идет интенсивное освоение технологий, позволяющих сократить затраты и время на строительство скважин, среди которых — бурение на депрессии, позволяющее сохранить коллекторские свойства пласта и значительно увеличить скорость проходки; бурение на обсадных трубах, обеспечивающее сокращение времени бурения за счет уменьшения количества спуско-подъемных операций; роторное управляемое бурение, позволяющее увеличить механическую скорость бурения и эффективно проводить пологие и горизонтальные скважины с большим смещением забоя от вертикали, и др. Рассмотрим некоторые из них.

4.1. Отечественные разработки в области техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин

Существенным резервом снижения стоимости строительства скважин является *использование производительных долот*. В действительности, правильный подбор долота может снижать стоимость строительства скважины до 40%, главным образом за счет сокращения затрат, зависящих от времени. При этом доля затрат на долота в себестоимости скважины, как правило, не превышает 3 %. То есть долота необходимо рассматривать в большей мере не как материальный, а как комплексный технологический ресурс.

Под технологией бурения скважин с экономической точки зрения следует понимать совокупность ресурсов, необходимых для бурения скважины при требуемом уровне качества и вероятности рисков. К числу таких ресурсов относятся время, оборудование и материалы, наличие и квалификация персонала,

методики и иные интеллектуальные знания. Достижение конечного результата возможно с помощью различной совокупности ресурсов. Стоимость конечного результата определяется не столько ценой ресурса, сколько его ценностью. Поэтому снижение стоимости бурения скважины – это сложная инженерная задача, решение которой связано с выбором комплекса необходимых ресурсов.

Как уже было сказано выше, одним из ресурсов при строительстве скважин является время. На время бурения влияют следующие характеристики долот: механическая скорость; проходка на долото, влияющая на количество СПО; склонность к сальнико-образованию; защищенность долота от износа по диаметру; возможность обратного выбуривания при подъеме инструмента и управляемость долота. Именно данные характеристики определяют ценность долота.

Более того, высокая стоимость суток эксплуатации буровых установок, аренды вспомогательного оборудования и привлечения дополнительных сервисов с повременной оплатой, обуславливают ситуацию, в условиях которой технические характеристики работы долота оказывают влияние на стоимость строительства скважины на порядок выше, чем стоимость самого долота.

Исторически Российский долотный рынок был ориентирован исключительно на массовые долота: технология подбора долота была упрощена до минимума, при этом возможность выбора была максимально ограничена. И если бы в конце 20 века ситуация не начала меняться, на Российском рынке в основном присутствовали бы иностранные долотные компании. Начавшаяся конкуренция российских производителей позволила качественно изменить рынок долот и значительно повысить конкурентоспособность отечественного инструмента.

Одним из крупнейших российских производителей инструмента для бурения является научно-производственное предприятие «Буринтех», выпускающее долота для бурения наклонно-направленных и вертикальных скважин, буровые бицентричные и зарезные долота, трехшарошечные долота.

Особенность процесса производства долот НПП «Буринтех» заключается в том, что каждый заказ обрабатывается Центром разработки бурового инструмента, и под каждое месторождение проектируется специальное долото с учетом геологических данных и технико-технологических параметров, к которым относятся: наличие верхнего привода, профиль скважины, инструмент, мощность буровых насосов и возможности применяемых винтовых забойных двигателей, скорости и моменты вращения, тип бурового раствора и особенности системы очистки. Также производится расчет комбинации резцов, подходящей под вышеуказанные условия [10].

Данный подход позволяет обеспечить заказчика высокопроизводительными долотами, обеспечивающими в ряде случаев возможность проводки ствола скважины с одним долблением, что позволяет значительно сократить время спуско-подъемных операций и подготовительно-вспомогательных работ. В этом случае долото является именно технологическим ресурсом, а не материалом. Поэтому работа по обеспечению данным ресурсом (с позиций выбора)

должна проводиться технологическим персоналом, а не специалистами службы снабжения бурового предприятия.

Следует отметить, что часто критерием выбора долот является их цена. В этом случае проводимая политика тендерных поставок сводит к нулю технологическую гибкость бурового предприятия и не позволяет эффективно использовать имеющиеся резервы снижения стоимости буровых работ за счет оптимизации технологии. Поэтому долотный тендер должен определять наиболее ценные долота с экономической точки зрения, а не более дешевые.

Многие буровые предприятия используют услуги долотного сервиса, обеспечивающего подбор наиболее эффективной гаммы долот различных производителей, их поставку и инженерное сопровождение. Наличие на объекте инженера сервисной компании позволяет не только обеспечить достижение проектных показателей работы долот, но и собрать необходимые данные для их оперативной модернизации с целью повышения проходки на долото и механической скорости.

В настоящее время услуги долотного сервиса оказывает достаточно большое количество отечественных предприятий, в числе которых ООО «ВБС», ОАО «НПП Бурсервис», ООО «УренгойБурТех», ООО «Петробурсервис», ЗАО «Гормаш».

Приоритетное использование при строительстве скважин в качестве привода породоразрушающего инструмента в последнее время нашли винтовые забойные двигатели (ВЗД), с применением которых обеспечивается до 50-60 % всего объема бурения.

При работе объемного двигателя в тормозном режиме бурильная колонна испытывает максимальные напряжения в нижней части компоновки. При достижении критических значений реактивного момента возможен отворот резьбовых соединений компоновки (шпинделя, корпуса двигателя и т.д.) или излом гибкого вала (торсиона) ВЗД (*табл. 4.1*) [5].

Оставление на забое элементов ВЗД в результате отворота является одной из сложных аварий, поскольку приводит к необходимости их подъема, разбуривания, установки цементного моста и т.д. Кроме того, стоимость самого двигателя довольно высока.

Таблица 4.1

Сведения о количестве и причинах отказа ВЗД в филиале «Уренгой бурение» ООО «Газпром бурение», КСА Deutag Drilling GmbH и ООО «РН-Бурение» ОАО «Роснефть» в 2008 г.

Буровая компания	Тип забойного двигателя	Количество отказов	Причина отказа
Филиал «Уренгой бурение» ООО	Д5-172	2	Слом торсиона
		1	Слом ротора
	ДР-172 (1 ⁰ 15 ¹)	1	Слом торсиона
		2	Отворот переводника шпинделя

«Газпром бурение»		1	Слом торсиона
	ДГР-178	2	Отворот корпуса в месте соединения регулятора угла
Общее количество отказов		9	
КСА Deutag Drilling GmbH	Sp. Drill-171	1	Отворот верхнего переводника шпинделя
	Dyna-Drill F2000-171	1	Отворот шпинделя
	Navi-Drill(M1XL)-171	2	Отворот верхнего переводника шпинделя
Общее количество отказов		6	
ООО «РН-Бурение» ОАО «Роснефть»	ДРУ-172РС	1	Слом полумуфты шпинделя
	ДГР-178	1	Отворот шпинделя
	Д-172РС	1	Слом торсиона шпинделя
	ДЗ-195	1	Слом корпуса
	Д1-195	1	Слом ротора
	Д5-195	2	Отворот шпинделя, слом торсиона
Общее количество отказов		7	

Указанные в *табл. 4.1* причины отказа ВЗД обусловлены недостаточным контролем за нагрузкой на долото, который, в основном, осуществляется с помощью наземных приборов: по натяжению неподвижного конца талевого каната; непосредственными измерениями на буровом крюке или вертлюге; измерением усилий, передаваемых кронблоком на подкронблочные балки.

Указанным способам измерения присущи следующие недостатки:

- поскольку профиль витого каната изменяется вдоль его длины, величина прогиба каната в датчике, установленном на буровой, может отличаться от прогиба, существовавшего во время тарировки. Вследствие этого ошибка в измерениях может достигать 10-15 %;

- перемещение подвижного среднего ролика под действием измеряемой силы изменяет угол и, следовательно, вызывает нелинейность измерителя;

- при растяжении каната происходит его смещение относительно опорных роликов. Возникающие при этом в роликах силы трения являются причиной искажения в показаниях измерителей (до 2,5 %);

- сложность монтажа и демонтажа датчика, увеличение его габаритов (поскольку датчик полностью воспринимает растягивающие усилия на неподвижном конце, увеличивается длина наземного оборудования);

- изменение показателей веса и нагрузки зависит от типа оснастки талей. Поэтому одно и то же показание индикатора веса может соответствовать разным действительным весам колонны.

Следует также отметить, что операция «взвешивание» в датчиках описанных устройств может быть использована при бурении с углом искривления скважин не более 45 град. При углублении скважины, превышающем угол 45 град., контролировать истинный вес инструмента и нагрузку на долото практически невозможно. В этом случае требуется постоянный «проворот ротором» бурильной колонны для снижения трения колонны о стенки скважины, а также

оперативный автоматизированный контроль и корректировка показателей нагрузки на долото.

Частично проблему оперативной корректировки режимов бурения можно решить, применяя современные бортовые вычислительные комплексы и соответствующее программно-методическое обеспечение, работающее на принципах автоматического управления: подачей бурового инструмента (регуляторами подачи долота – РПД, блоками автоматического управления осевой нагрузкой на долото – БАУ и др.); приводом ротора и приводом буровых насосов (использование параметров состояния приводного двигателя бурового насосного агрегата БНА в сочетании с РПД); а также, ориентируясь на величину момента двигателя, исходя из разницы перепадов давления в двигателе при его работе в рабочем режиме и режиме холостого хода, и показания тензодатчиков, устанавливаемых в немагнитном переводнике над двигателем.

Основными ограничениями для использования этих устройств являются невозможность их применения в условиях часто перемежающегося тонкослоистого разреза с резко различающимися по механическим свойствам породами и сильного искривления ствола скважины, а также невозможность осуществления автоматического поиска и поддержания оптимального значения нагрузки для каждой разбуриваемой литологической разности пород без остановки процесса бурения.

Невозможность определения нагрузки по величине снижения (потере) веса бурильной колонны, перепаду (изменению) давления в манифольде буровой установки, а также по показаниям датчиков, устанавливаемых в телеметрических навигационных системах (настройка которых производится по оптимальной энергетической характеристике двигателя), объясняется износом рабочих органов винтового забойного двигателя в процессе его работы, износом долота, сальникообразованием и другими причинами.

Учитывая изложенное, кафедрой Бурения нефтяных и газовых скважин Тюменского государственного нефтегазового университета разработан **метод, позволяющий контролировать и управлять нагрузкой на долото в режиме онлайн** [5].

Предлагаемый метод позволяет определять фактическую осевую нагрузку на долото и требуемую частоту вращения бурильной колонны в процессе бурения, в особенности, наклонно направленных и горизонтальных скважин, что способствует увеличению механической скорости бурения. Суть метода заключается в следующем.

Компановка бурильной колонны спускается в скважину. Не доходя до забоя, осуществляется циркуляция бурового раствора. При работе винтового забойного двигателя над забоем, в режиме холостого хода, определяют давление на манифольде буровой установки, а затем проворачивают бурильную колонну ротором (либо верхним приводом буровой установки) с замером величины момента на роторе. Долото доводится до контакта с забоем, и плавно создается осевая нагрузка на долото. По величине давления на стояке буровой установки определяют режим работы ВЗД, Производят проворачивание бурильной колон-

ны ротором (либо верхним приводом буровой установки с замером величины момента на роторе в рабочем режиме работы ВЗД).

Зная величину момента на роторе (верхнем приводе буровой установки) и длину бурильной колонны, работающей на растягивающих напряжениях, определяют силу трения о горную породу без нагрузки.

После создания осевой нагрузки на долото, замера рабочего давления на стояке буровой установки (верхнем приводе) и рабочего момента на роторе, определяют силу трения (усилие прижатия) бурильной колонны о стенки скважины.

Зная осевую нагрузку по станции ГТИ, рассчитанную по изменению веса на крюке буровой установки по показателям гидравлического индикатора веса, по предложенной формуле определяют фактическую осевую нагрузку на долото.

При внедрении предложенного способа контроля и управления нагрузкой на долото на семи скважинах Уренгойского и Уренского месторождений с зенитными углами более 80° было установлено, что недогрузка работы двигателя и породоразрушающего инструмента составила 26 % или, в кН, от 21 до 27. При ее корректировке путем увеличения оборотов механическая скорость бурения увеличилась с 17 до 28 м/ч.

Для повышения энергетических характеристик двигателей героторного механизма и увеличения продолжительности его работы учеными указанной кафедрой предложено модульное разделение ротора винтового забойного двигателя. Модули соосно объединяются посредством резьбового соединения, например, муфтой, при этом их оси разворачиваются на определенный угол по окончании шага винтовой линии относительно неподвижного статора и относительно оси предыдущего и последующего модуля. В ходе проведения испытаний двигателей Д1-195В, ДГР-178.6/7.57 и ДГР-178.78.37 установлено увеличение моторесурса двигателя – 60-70 %, механической скорости проходки в среднем на 18 %.

Примером инноваций в бурении может служить испытание *технологии бурения обсадными трубами*, проводимое филиалом «Ухта бурение» ООО «Газпром бурение» [1].

При данной технологии бурение и обсаживание ствола скважины происходит без применения бурильных труб и спуско-подъемных операций, а обсадная колонна служит каналом для циркуляции бурового раствора и средством передачи механического вращения на буровой башмак. Испытание новой технологии производится с применением оборудования производства компании «Weatherford».

Технология бурения обсадными трубами применена Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО). При испытании, проведенном на скважине № 6314, достигнута проектная глубина спуска обсадной колонны, механическая скорость поддерживалась в расчетном режиме.

По предварительным подсчетам специалистов ООО «ТюменНИИгипрогаз», результатом применения технологии может стать экономия финансовых

затрат в пределах 4 млн. руб. на одной скважине, увеличение ресурса бурильных труб и бурового оборудования, сокращение времени строительства скважины примерно на двое суток

Актуальной проблемой в процессе крепления является обеспечение надежности разобращения продуктивных пластов. Подтверждением тому являются результаты исследования пятидесяти скважин, пробуренных за последние годы филиалом «Ухта бурение». 17 скважин имеют давление в межколонном пространстве, 11 – давление в колонне, в 3 скважинах отмечено давление как в межколонном пространстве, так и в колонне. В процессе бурения практически во всех скважинах наблюдалось поступление газа за направлением и кондуктором. При проведении работ по прогреву скважин в интервале 0 – 300 м до температуры 25-28 °С увеличились величины межколонных давлений и число скважин с ними. Причина межколонных давлений – негерметичность цементного кольца.

Герметичность обсадной колонны является одним из критериев качества строительства скважины. Ее нарушение оценивается как брак и требует его устранения, что требует дополнительных затрат у исполнителя работ.

Кафедрой Бурения нефтяных и газовых скважин Тюменского государственного нефтегазового университета изучена возможность и доказана целесообразность *использования при цементировании обсадных колонн высокомолекулярных соединений* для регулирования (повышения) седиментационной устойчивости тампонажных растворов [5].

Седиментационная неустойчивость используемых рецептур тампонажных растворов приводит к осложнениям при проведении цементировочных работ и нарушениям герметичности заколонного пространства, в особенности, на участках с повышенными зенитными углами.

Седиментационная устойчивость определяется количеством несвязанной жидкости затворения, ее реологическими свойствами и плотностью твердой фазы тампонажного раствора.

Изменение реологических свойств и снижение количества свободной воды затворения возможно за счет введения в состав раствора высокомолекулярных соединений (ВМС), из которых рекомендованы к использованию: полисахариды, акриловые полимеры, поливиниловые спирты, полиэтиленоксид и другие.

На основании проведенных исследований доказана целесообразность использования ВМС типа оксиэтилцеллюлозы (ОЭЦ). Установлено, что наиболее эффективными по снижению показателя фильтраотдачи тампонажных растворов и поддержанию высоких реологических, структурно-механических свойств тампонажных растворов является ОЭЦ фирмы Hoechst-Tylose ЕНМ и ЕНЛ. Доступность оксиэтилцеллюлозы марки ЕНМ определяет ее выбор как реагента для рекомендации к промышленному внедрению.

Для уточнения и объяснения механизма снижения водоотдачи цементного раствора при вводе ОЭЦ был проведен анализ вязкости фильтратов цементных растворов, обработанных ОЭЦ; водных растворов ОЭЦ и их фильтратов, а

также изучена кинетика фильтратоотдачи цементных растворов, обработанных ОЭЦ.

Результаты анализа свидетельствуют о том, что при растворении Tylose ЕНМ в 40 % растворе хлорида кальция происходит набухание и укрупнение макромолекул ОЭЦ до размеров, превышающих размеры пор фильтра, в результате чего они задерживаются на его границе. Набухание ОЭЦ сопровождается связыванием свободной дисперсионной среды, на что указывает снижение показателя фильтрации.

Макромолекулы ОЭЦ в фильтрате тампонажного раствора не были обнаружены. Плотность фильтрата через 5 минут предварительного перемешивания соответствует плотности жидкости затворения, а после 30 минут плотность фильтрата и его вязкость снижаются, причем вязкость фильтрата в дальнейшем остается на постоянном уровне. Таким образом, снижение фильтратоотдачи цементных растворов, обработанных ОЭЦ марки Tylose ЕНМ, обусловлено связыванием свободной дисперсионной воды макромолекулами ОЭЦ и удержанием ее в системе портландцемент – дисперсионная среда при формировании цементного камня и возможном частичном осаждении макромолекул в порах фильтрата.

На основании результатов экспериментальных и теоретических исследований определены наиболее *оптимальные тампонажные составы* и проведены их промысловые испытания. Технологическая схема цементировочных работ практически не отличалась от принятой. Оценка качества работ проводилась с использованием акустической цементометрии и скважинного гамма дефектомера-толщиномера (СГДТ). Негерметичность цементного кольца оценивалась методом опрессовки. Исследования показали, что число скважин с наличием межколонных давлений резко сократилась (в 7-8 раз), число скважин с негерметичным кольцом отсутствует.

Другим перспективным направлением повышения седиментационной устойчивости, предложенным названной кафедрой, является *метод гидроактивации тампонажных растворов* в процессе цементирования, основанный на увеличении гидравлической активности тампонажного материала.

Известно, что процессы твердения тампонажных растворов в значительной мере определяются степенью гидратации основных компонентов вяжущего материала. Воздействие на структурообразование тампонажного раствора принято называть активацией. Выбор того или иного вида активации, а иногда и их совмещения, обуславливается технологическими задачами, главными из которых являются реализация потенциальных возможностей вяжущего материала для уменьшения расхода цемента; создание более пластичной системы без применения органических пластификаторов, замедляющих гидратацию и понижающих прочность; необходимость обеспечения ускоренного твердения на определенном этапе структурообразования, например, в период схватывания и т.д.

Анализ различных технологических приемов и методов активации тампонажных систем (активизация при помоле в присутствии органических ве-

ществ; виброактивация цементных растворов, бетонов; активация устройствами роторного типа, аэродинамическими излучателями; использование магнито-механического, электрогидравлического и термоэлектрического воздействия; пароразогрев тампонажной смеси и др.) показал целесообразность использования роторно-пульсационных аппаратов (РПА) в технологической схеме цементирования и гидроакустического активатора в оснастке обсадной колонны. Прежде всего, это обусловлено эффективностью их работы при приготовлении суспензий высокой концентрации, делегированием дисперсной фазы за счет механического взаимодействия друг с другом.

Устройство РПА изготавливается в виде отдельного агрегата и включается в циркуляционную обвязку перед подачей тампонажного раствора в усреднительную емкость. Анализ экспериментальных исследований показал, что в этом случае водоотделение тампонажных растворов значительно снижается (в 3-5 раз). Снижение отмечено и для тампонажного раствора с повышенным водосодержанием ($V/C = 0,7$); предел прочности цементного камня в среднем возрастает в 1,5 раза; ускоряется процесс формирования цементного камня (сроки начала схватывания сократились на 10-15 %, конца схватывания – на 7-10 %, время загустевания – на 6-10 %).

Учеными кафедры модернизирована технология вскрытия продуктивных пластов за счет использования *метода кольматации в щадящем режиме*, с применением в качестве кольматационной среды биополимерсолевого раствора. Время «существования» кольматационного экрана управляется реагентом-деструкторами (метасиликат натрия, пероксид водорода и пергидрат мочевины). При введении в раствор порядка 0,1 % пергидрата мочевины проницаемость коллектора полностью восстанавливается. Пероксид водорода в сочетании с мочевиной нейтрализует активность ферментов, процесс ферментативного брожения прекращается. После дополнительной обработки крахмальным реагентом раствор восстанавливает свои свойства и может быть использован на следующей скважине.

4.2. Зарубежные разработки в области техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин

По оценкам специалистов увеличение объемов наклонно-направленного бурения не приводит к сокращению объемов строительства новых вертикальных скважин. Ежегодно в мире бурится около 70 тыс. простых вертикальных скважин [24]. Как правило, нефтяные компании стремятся максимально сократить затраты на строительство таких скважин и зачастую не проводят специальных мероприятий по обеспечению вертикальности траектории. В результате с практической точки зрения почти все построенные вертикальные скважины нельзя рассматривать как строго вертикальные из-за естественной тенденции к искривлению ствола в процессе бурения. Помимо естественного смещения при использовании стандартных буровых технологий возможны участки с отклоне-

нием профиля, которые могли оставаться незамеченными до тех пор, пока не приводили к возникновению проблем при последующих операциях.

Бурение строго вертикальных скважин с сохранением максимальной прямолинейности ствола скважины имеет очень большое значение. В строго вертикальную скважину легче спустить обсадную колонну с минимальным зазором, обеспечив при этом возможность спуска дополнительных обсадных труб на более поздних этапах строительства скважины. Дополнительным преимуществом строго вертикальной скважины является возможность использования минимального диаметра ствола и кондуктора. Скважина меньшего диаметра бурится быстрее, а расходы на трубы, цемент и удаление бурового шлама снижаются до 30% [19].

При кустовом бурении сохранение вертикальности верхних секций крайне важно для исключения опасности пересечения стволов, забуриваемых с морской платформы или со стесненного основания наземной площади. Даже небольшое отклонение скважины от вертикали на участке от устья до точки начала набора кривизны может затруднить процесс бурения.

Помимо этого существенное влияние на профиль скважины могут оказывать геологические условия. Например, при наличии разломов, проходке горизонтов с крутым падением или тектонически-активных зон нередко требуются специальные мероприятия для контроля траектории. Применение технологии вертикального бурения является одним из средств обеспечения попадания ствола скважины в заданный круг допуска.

Вертикальность бурения верхних участков ствола важна для успеха буровых операций, предусматривающих значительный отход последующих секций. Значительное искривление верхних секций ствола вызывает увеличение моментов и сопротивления при бурении последующих, что приводит к износу бурильных и обсадных труб.

Осложнения траектории создают опасность возникновения таких проблем, как ухудшение очистки скважины, кратковременные прихваты или невозможность достижения проектной глубины из-за высоких крутящих моментов и трения при подъеме. Прямолинейность траектории ствола способствует более качественному проведению каротажа и, как следствие, упрощает оценку пластов. Все эти аргументы указывают на важность обеспечения прямолинейности траектории бурящихся скважин и подчеркивают актуальность инноваций в области роторного бурения вертикальных скважин.

К числу таких инноваций относятся *новейшие системы управляемого роторного бурения* (УРБ), которые облегчают бурение протяженных горизонтальных участков, обеспечивая полный контроль направления, возможность бурения с применением бицентричных долот, а также бурения в сложных условиях в рыхлых и неустойчивых породах. Кроме обеспечения возможности проведения сложных и специальных буровых операций, системы роторного управляемого бурения повышает эффективность буровых работ.

Компанией Schlumberger специально для вертикального бурения разработана управляемая роторная система PowerV, Анализ результатов использования

данной системы на месторождениях Италии показал не только ее высокую эффективность, но и широкую область применения [24].

Система PowerV позволяет исключить отход ствола от вертикали или обеспечить возврат к вертикали. Существуют различные модификации системы для широкого диапазона диаметров ствола. Все они обеспечивают высочайшее качество ствола и эффективную очистку скважины при непрерывном вращении системы, что снижает риск прихвата и обеспечивает возможность поддерживать высокую скорость проходки.

Система PowerV программируется на поверхности перед спуском. После спуска в скважину она самостоятельно без участия оператора управляет процессом бурения, сохраняя вертикальность траектории. Данная система снабжена трехосевой системой датчиков, регистрирующих любые отклонения от заданной траектории, а также азимут и величину отклонения. При возникновении отклонения система автоматически определяет направление, необходимое для возврата к вертикали. Возврат осуществляется с помощью отклонителей, отталкивающихся от стенок скважины. Именно такой режим исключает необходимость контроля и регулировки работы PowerV с поверхности.

Работа PowerV также не зависит от наличия системы измерений зенитного угла и азимута в процессе бурения. Тем не менее, использование несложной системы для измерения зенитного угла в процессе бурения обеспечивает возможность получения данных об отклонении ствола в режиме реального времени. Скорость вращения может регулироваться для обеспечения оптимальной эквивалентной плотности раствора и параметров очистки скважины. Вращение всех компонентов обеспечивает высокую эффективность очистки и позволяет достичь оптимальной эквивалентной плотности раствора, когда мощности насосов имеют ограничения по давлению. Эти факторы играют важную роль при бурении глубоководных скважин, где возможны ограничения по удельному весу бурового раствора, а также при проходке напряженных трещиноватых или неустойчивых пород.

Помимо повышения эффективности бурения при использовании системы возможно сокращение численности буровой бригады, что позволяет снизить затраты и создает дополнительные преимущества при ограниченной площади буровой площадки.

Положительный опыт применения рассматриваемой технологии бурения вертикальных скважин имеет компания Eni, выполняющая бурение разведочных скважин на месторождении Мильянико. Особенностью данного месторождения является то, что карбонатный коллектор простирается под зоной вязкопластичных аргиллитов, обуславливающих трудности при бурении стволов большого диаметра. В частности, глинистый шлам затрудняет оптимизацию гидравлических характеристик раствора.

С целью повышения эффективности бурения и качества ствола, улучшения его очистки, компания Eni выбрала систему PowerV. Инструмент телеметрии SlimPulse во время бурения контролировал вертикальность траектории в режиме реального времени. Для повышения эффективности бурения и увеличе-

ния проходки в компоновку низа буровой колонны (КНБК) включили забойный двигатель PowerPack. В результате за один рейс был пробурен ствол диаметром 16 дюймов и глубиной 1736 метров. Скорость проходки на 21% превышала средний показатель по соседним скважинам. Интервал диаметром 121/4 дюйма и длиной 1060 м был пробурен за 8 рейсов, при этом скорость проходки была на 24% выше, чем на соседних скважинах. Оба интервала пройдены без замечаний к оборудованию на 15 суток раньше планового срока.

Таким образом, управляемая роторная система PowerV в исполнении для вертикального бурения открывает новые возможности по сокращению затрат на строительство скважин добывающими компаниями. В первую очередь, за счет исключения корректировочных спусков для устранения отклонений и ускоренной проходки, или двух указанных факторов совместно. Кроме того, непрерывное вращение, предусмотренное в PowerV, минимизирует риски и повышает качество ствола.

Новым устройством для бурения прямолинейных стволов в условиях высоких температур и жестких сред является система вертикального бурения V-Pilot™. Инновационность этой системы заключается в контроле вертикальности ствола без помощи электроники и без вмешательства с поверхности. Кроме того, система обладает большой жесткостью, имеет маятниковое действие даже в отключенном состоянии и способна работать при больших нагрузках на долото [19].

Система состоит из подсистемы контроля вертикали и винтового забойного двигателя. Четыре вертикальные лопасти, равномерно размещенные по окружности инструмента, установлены вблизи бурового долота, обеспечивая плавную коррекцию направления ствола скважины. Гравитационные клапаны направляют жидкость на один или два башмака для создания корректирующего усилия. Хотя система разработана применительно к новому поколению высокопроизводительных прямостенных забойных двигателей, ее можно использовать и с традиционными забойными двигателями.

Система V-Pilot оснащена удлиненными спиральными наддолотными стабилизаторами для достижения высокого качества ствола и устранения или существенного снижения формирования спиралей и уступов даже при большой нагрузке на долото, повышая, таким образом, общую эффективность бурения. Опыт с удлиненными долотами и другими усовершенствованными буровыми системами показал, что затраты времени на расширение ствола сокращаются, а срок службы долота значительно возрастает. В результате, по сравнению с традиционными методами бурения, сокращаются непроизводительные затраты времени и продолжительность бурения. В систему встроено механическое устройство, реагирующее на отход от вертикали менее чем на $0,2^\circ$. При тяжелых условиях бурения, типичных для твердых пластов, возникает сильная вибрация бурильной компоновки. Конструкция механической системы обеспечивает минимизацию трения и существенную амортизацию, позволяя V-Pilot реагировать на самые незначительные углы наклона. Поскольку система полностью механическая, температура не влияет на ее производительность. Кроме того, она

эффективно гасит вибрацию, исключая ее эффект на чувствительность системы к наклону ствола. Система активации открывает и закрывает клапаны, передающие гидравлическое давление на одну или две лопасти. Установку этого давления можно настраивать в мастерской в соответствии с условиями бурения. Гидравлическая система может создавать крайне высокие боковые усилия для преодоления самых высоких естественных отклоняющих сил. Лопасти находятся во втянутом состоянии до того момента, как потребуется корректировка, что увеличивает срок их службы и уменьшает сопротивление в скважине. Подсистема контроля вертикали соединена с объемным забойным двигателем. Масляные камеры системы V-Pilot механически изолированы от вращающихся компонентов. Единственными уплотнениями в инструменте являются статические уплотнения, рассчитанные на температуру до 200°C. Все масляные камеры сбалансированы по давлению. Они выдерживают высокое гидростатическое давление и обеспечивают компенсацию теплового расширения масла.

Для бурения в очень твердых толщах, часто присутствующих в предгорьях, конструкция системы предусматривает возможность применения высокопроизводительных прямоштенных двигателей. Эта технология обеспечивает высочайшую скорость проходки при максимальной нагрузке на долото и требуемом крутящем моменте. Двигатели выбираются по критериям наибольшего соответствия характеристикам буровой установки и геологическим условиям. Система V-Pilot состоит из двух модулей, что позволяет менять двигатель непосредственно на буровой, учитывая особенности пласта и долота. Система коррекции в VPilot работает автоматически, без вмешательства оператора. Гидромеханическая система не нуждается в компьютерах, кабелях или квалифицированных операторах. Чрезвычайная жесткость системы делает ее весьма стойкой к изгибу, который может быть вызван действием боковых сил, возникающих при взаимодействии долота с наклонными пластами.

Испытания системы в провинции Альберта, Канада, в предгорьях Скалистых Гор, где проблема контроля вертикальности бурения является одной из основных, подтвердили ее эффективность. Доказательством высокого качества ствола явилось незначительное сопротивление при спусках в скважину, при этом время расширения скважины значительно сократилось.

Привлекательной технологией, обеспечивающей оптимизацию процесса бурения, является *управляемое шпиндельное бурение* [14].

Управляемое шпиндельное бурение (УШБ) обеспечивает более точный контроль кольцевого профиля давления по всему стволу скважины. В упрощенном виде это означает, что кольцевой профиль давления контролируется таким образом, что скважина постоянно находится в сбалансированном состоянии и стремится избегать постоянного притока пластовых флюидов к поверхности.

Технология УШБ предполагает использование инструментов и методов, способствующих снижению рисков и стоимости при бурении скважин с узкими границами скважинной среды. Кроме того, технология УШБ может ускорить выполнение корректирующего действия в случае регистрации колебаний дав-

ления. Способность к осуществлению динамического регулирования кольцевого давления облегчает процесс бурения, без чего достижение каких-либо экономически обоснованных результатов было бы невозможно.

Технология УШБ подразделяется на «реактивную» и «проактивную». Реактивная (или случайная) технология УШБ предполагает использование закрытой и способной выдерживать давление системы возврата. Этот метод является усовершенствованным способом контроля скважины, позволяющим справляться с неожиданными бросками давления. Бурение осуществляется с использованием обычных обсадных операций и буровых растворов, а для регулирования резких повышений давления используется противодействие. При проактивном управляемом шпindelном бурении программа буровых растворов составляется с учетом возможности приложения обратного давления (более сбалансировано, нежели при обычном бурении). Программа обсадных операций составляется с использованием более глубоких контрольных точек, и в ней можно не учитывать диаметр обсадной колонны.

Существуют и другие виды проактивного управляемого шпindelного бурения. Управляемое шпindelное бурение под давлением с подрывом наружного заряда уменьшает чрезмерные потери и понижает соответствующее нормальное давление и температуру (НДТ) при бурении сильно истощенных участков. При этом отпадает необходимость в регулировании скважины по причине невозможности поддерживать в кольцевом пространстве весь столб бурового раствора.

Постоянное давление столба жидкости в скважине при управляемом шпindelном бурении снижает НДТ и позволяет использовать меньшее количество более глубоких обсадных колонн при узких окнах градиента порового давления и давления гидравлического разрыва пласта. Управляемое шпindelное бурение с двойным градиентом позволяет осуществлять бурение глубоких и донных скважин на полную глубину с соответствующим диаметром ствола. Управляемое шпindelное бурение с замкнутой циркуляцией бурового раствора (или экологическое) снижает опасность для персонала и окружающей среды в результате воздействия буровых растворов или непредвиденного отказа системы управления скважиной.

Результаты реализации многочисленных программ бурения на суше и стремительно растущего числа программ морского бурения свидетельствуют о том, что бурение с закрытой и напорной циркуляцией бурового раствора обеспечивает возможности для более точного регулирования давления в скважине.

По мере углубления скважин, повышения в них температуры и давления или же по мере истощения может потребоваться применение одного из способов проактивного управляемого шпindelного бурения, обеспечивающего экономически приемлемую стоимость бурения.

Использование технологии управляемого шпindelного бурения в условиях роста спроса на нее в регионе Ближнего востока и Северной Африки (регион MENA) свидетельствует об ее эффективности.

Достаточно новой разработкой является *бурение скважин малого диаметра*. Как следует из самого названия, этот метод позволяет достигать нефтяных и газовых залежей посредством бурения малогабаритной скважины.

Благодаря тому, что метод малогабаритного бурения является недорогим и не оказывает сильного воздействия на окружающую среду, он подходит для экономичного бурения разведочных скважин на новых площадях, для бурения более глубоких скважин на существующих промыслах, а также является эффективным способом извлечения природного газа и нефти из неисчерпанных месторождений в еще больших объемах. Малогабаритным считается бурение, при котором не менее 90% скважины пробуривается с использованием буровой коронки диаметром менее шести дюймов (для бурения обычных скважин используются буровые коронки размером 12,25 дюйма).

Малогабаритное бурение может значительно повысить эффективность буровых работ, а также снизить воздействие на окружающую среду. По оценкам Международной ассоциации буровых подрядчиков (МАБП) сокращение продолжительности бурения и уменьшение численного состава буровых бригад может привести к уменьшению расходов на бурение на 50% [14].

К числу перспективных технологий, обеспечивающих возможности для более точного и экономически эффективного бурения (хотя не в широком применении), относится *применение лазеров*.

Данная технология получила значительную поддержку благодаря исследованиям, проведенным Колорадским горным институтом, с использованием технологии американской аэрокосмической компании «Боинг».

Несмотря на то, что в действительности лазеры не бурят, а прожигают отверстия в горной породе, они оказываются весьма управляемыми, что делает работу в скважине более предсказуемой. Одной из основных причин, сдерживающих применение лазеров является количество энергии, требующейся для обеспечения их работы. Однако проведенные в последние годы исследования и предложенные в их результате методы применения лазеров показали, что размеры этих затрат не являются чрезмерно высокими.

По мнению специалистов лазеры могут найти узкоспециальное применение для бурения нефтяных и газовых скважин, особенно в местах с восприимчивой экологией, так как, подобно горизонтальному бурению, для них не требуется сильно развитая поверхностная инфраструктура, что обуславливает сокращение затрат на обустройство месторождения.

Министерство энергетики США реализует исследовательскую программу по *технологии бурения микроскважин*. Данная программа, реализуемая отделом Национальной лаборатории по энерготехнологиям Fossil Energy, имеет целью разработку инструментов и методов бурения сверхмалых скважин (обычно, диаметром от 1-3/4 до 4-1/2 дюймов) и соответствующей скважинной микроаппаратуры.

В 2007 г. с помощью специально разработанной установки, объединяющей микробурение и использование труб в бухтах, было пробурено 25 разведочных скважин на чрезвычайно труднопроходимом месторождении природно-

го газа Ниобрара в западной части Канзаса и на востоке Колорадо. Результатом явилось снижение себестоимости бурения одной скважины по сравнению с применением традиционного оборудования на 25-35%. В итоге газ, поступающий с небольших глубин (которым при традиционном бурении пренебрегали), стал экономически выгодным.

Как отмечает Министерство энергетики, бурение микроскважин имеет следующие преимущества: размеры оборудования значительно меньше и его вес составляет менее одной десятой веса обычных систем; для бурения и заканчивания скважин требуется меньшее количество материалов; сокращается время бурения, так как не нужно осуществлять так много спуско-подъемных операций, как при традиционном методе бурения; и, наконец, требуется меньшая зона для размещения буровой установки и соответствующего оснащения.

Абердинский университет (Шотландия) реализует программу исследований и разработок, в результате осуществления которой предполагается получить заметное снижение расходов на бурение и уменьшить воздействие на окружающую среду. Первый этап данной программы предполагает специальные исследования по изучению *резонансного улучшенного бурения* (РУБ), которое может значительно сократить время, требующееся для подготовки ствола скважины в твердых формациях и обеспечить возможность использования одного бура для прохождения через различные пластовые условия, сократив количество требующихся для замены буров подъемно-спусковых операций или полностью исключив необходимость их выполнения.

Ученые университета заявляют, что результаты пробного маркетинга позволяют предположить, что применение любой удачной новой технологии может обеспечить добывающим компаниям годовую экономию свыше 1 миллиарда долларов США и расширить рынок новых улучшенных технологий, обеспечивающих повышение скорости бурения.

Российская Федерация располагает крупнейшим по площади шельфом в мире, большая часть которого приходится на арктическую зону. Результаты исследований отечественных специалистов свидетельствуют о том, что освоение российского континентального шельфа является наиболее перспективным направлением, обеспечивающим восполнение запасов углеводородного сырья.

Освоение недр шельфовой зоны Северного Ледовитого океана требует существенных инвестиций, в том числе, в закупку дорогостоящих технологий, которые позволят обеспечить добычу углеводородов при сложной ледовой обстановке и в суровых климатических условиях. Необходимо учитывать и жесткие экологические требования, предъявляемые при разработке месторождений нефти и газа в открытом море, где любая авария самым негативным образом может отразиться на всей экосистеме.

Ускоренному освоению континентального шельфа мешает отсутствие в Российской Федерации необходимого оборудования и дорогостоящих технологий, которые необходимо разрабатывать или покупать за рубежом [16].

Вовлечение в разработку месторождений континентального шельфа сопровождается тенденцией увеличения глубин бурения, протяженности скважин

и усложнения геологических условий разреза. В связи с этим актуальными проблемами являются сохранение диаметра ствола скважины и эксплуатационных обсадных колонн, гидравлическая изоляция проницаемых пластов, увеличение срока службы скважины и ее экономической пригодности. Решение этих проблем с помощью традиционных технологий с использованием многоколонных конструкций становится все более затруднительным и более капиталоемким.

В этой связи кардинальным решением может быть отказ от конструкции скважины в традиционном понимании и *строительство скважин монодиаметра* с применением технологии расширяемых обсадных труб.

Следует отметить, что разработками в области расширяемых трубных изделий занимаются крупные сервисные компании, такие как Halliburton, Schlumberger, Enventure, Weatherford, Baker Oil Tools, READ Well Services.

Расширяемая система OHL (open hole liner — хвостовик для открытого ствола) компании Enventure используется для преодоления рабочих проблемных ситуаций, таких как неустойчивость стенок скважины, несовместимость условий бурения по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пласта, влияние соленосных формаций или подсолевых пластов. Все эти осложнения в процессе бурения могут привести к уменьшению диаметра ствола скважины, поскольку обсадная колонна для ликвидации осложнения должна быть установлена выше запланированного уровня [13].

В нижней части системы располагается контейнер, известный как «пусковое устройство», в нем размещается расширяющий конус. Это пусковое устройство изготавливается из тонкой высокопрочной стали и имеет более тонкие стенки, чем у расширяемых обсадных труб. Поскольку устройство имеет более тонкие стенки и его наружный диаметр соответствует отклонению от вертикали предыдущей обсадной колонны, оно может быть спущено в скважину через эту колонну.

Разница в толщинах стенок пускового устройства и покрытой эластомерным материалом втулки подвески позволяет расширяющимся трубам примыкать к трубам предыдущей колонны и обеспечивать уплотнение в зоне контакта. Расширяемая колонна имеет увеличенный наружный диаметр нижнего конца, который превышает наружный диаметр подвесного устройства, из-за большей толщины стенок. Внутренний диаметр труб расширяется до внутреннего диаметра пускового устройства, что обеспечивается расширяющим конусом.

Система спускается через существующую обсадную колонну или хвостовик, располагается в интервале открытого ствола и затем расширяется в направлении снизу вверх. Когда расширяющий конус достигает зоны перекрытия расширяемым OHL предыдущей обсадной колонны, он начинает расширять специальную втулку подвесного устройства, обеспечивая прочное уплотнение между этими двумя колоннами [8].

Расширяемые трубные изделия внедряются во всем мире достаточно широко. В настоящее время насчитываются десятки новых компаний, использующих такие изделия в бурении и заканчивании скважин, и уже успешно завершено несколько сотен операций с ними. Однако из всех случаев применения

расширяемых трубных изделий наибольший потенциал имеет технология бурения скважины одного проходного диаметра (Monodiameter, Monobore wells, Slender wells) [30]. Идея заключается в том, чтобы устанавливать расширяемые хвостовики (подобные системе OHL) в скважине последовательно один за другим.

Экономия затрат при внедрении технологии монодиаметра, оцениваемая в размере 30-50% от стоимости бурения с использованием традиционной технологии. [13].

К основным достоинствам технологии монодиаметра относится следующее:

- переход на новую конструкцию скважины, обеспечивающий снижение диаметра и количества спускаемых колонн;
- снижение отходов бурения, особенно шлама; снижение потребного количества материалов (цемента, бурового раствора, металла);
- возможность применения меньшего по геометрическим параметрам и мощности оборудования (подводное оборудование, райзер, буровая установка и т. д.);
- снижение затрат энергии и выбросов в атмосферу;
- возможность строительства скважин со сверхбольшим отходом от вертикали.

Проведенные расчеты на примере Приразломного нефтяного месторождения, расположенного на шельфе Печорского моря, подтверждают эффективность применения технологии скважины одного проходного диаметра по сравнению с традиционной многоколонной конструкцией при освоении морских месторождений. По оценкам специалистов, обеспечивается значительное упрощение конструкции скважины и сокращение затрат в результате уменьшения объемов сброса шлама на 46% (9,5 тыс. м³, или 25 тыс. тонн), массы обсадных колонн на 63% (13,3 тыс. тонн), потребных объемов цемента на 77% (8,7 тыс. тонн). При использовании технологии возможно снижение нагрузки на буровую вышку от веса наиболее тяжелой колонны на 33% (с 450 до 300 тонн), а следовательно, возможно увеличение длины ствола скважины по инструменту.

Помимо сокращения затрат применение технологии позволяет увеличить скорость проходки, применять менее мощное оборудование, значительно сократить затраты на транспортировку оборудования и материалов. Кроме получения экономической выгоды технология позволяет проводить скважины на большие глубины, скважины с большим отклонением забоя от вертикали в сложных горно-геологических условиях, строить скважины в природоохранных зонах и т. д.

Развитие технологии монодиаметра обеспечит возможность рентабельной разработки небольших по запасам месторождений, а также бурения более глубоких скважин и скважин с большим отходом от вертикали (до 15 км и более), что в случае разработки морских месторождений позволит отказаться или сократить количество морских платформ. Развитие технологии строительства скважин со сверхбольшим отклонением применительно к Российскому шельфу

позволит ввести в скорейшую разработку морские месторождения Обской и Тазовской губ, а также месторождения Сахалинского шельфа, находящиеся на расстоянии до 10-15 километров от берега, или месторождения, расположенные на суше и имеющие подводное продолжение без строительства дорогостоящих морских платформ, подобно уже существующим примерам: месторождение Чайво на Сахалине, Wytch Farm в Великобритании, Ага в Аргентине.

Контрольные вопросы:

- 1. Назовите причины, обуславливающие внедрение инноваций в процесс строительства скважин в РФ.*
- 2. Почему долота следует считать технологическим ресурсом?*
- 3. В чем заключается инновационность производства долот НПП «Буринтех»?*
- 4. Охарактеризуйте инновационные технологии, разработанные кафедрой Бурения нефтяных и газовых скважин ТюмГНГУ, и объясните их влияние на стоимость строительства скважин .*
- 5. Перечислите инновации в процессе бурения, применяемые в зарубежной практике.*
- 6. Каким образом внедрение новых систем управляемого роторного бурения позволяет снизить затраты на строительство скважин?*
- 7. Какие факторы определяют необходимость инновационных решений при строительстве скважин на российском континентальном шельфе?*
- 8. Охарактеризуйте с экономической точки зрения достоинства технологии монодиаметра.*

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агентство нефтегазовой информации. На Бованенковском месторождении происходит испытание новой технологии бурения. – Режим доступа: <http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2777099>
2. Анализ себестоимости строительства скважин. – Режим доступа: <http://www.avege.ru/russian/project/pldob332.shtml>
3. Андреев А.Ф., Лопатина С.Г., Маккавеев М.В., Победоносцева Н.Н. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность): Учебник. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007.
4. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.
5. Бudyко А.В. Инновационные технологии и технические средства для строительства скважин (научное обобщение, результаты исследований и внедрения). - Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. - М.: ИЦ НВМТ РАН, 2011.
6. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Режим доступа: <http://www.tpu.ru/files/nu/ignd/sec9-09.pdf>
7. Гончаров А.С. Классификация аварий в бурении. – Режим доступа: <http://www.masters.donntu.edu.ua/2005/ggeo/timoshenko/library/klasif.htm>
8. Дьюпел К.К., Кампо Д.В., Лофтон Д.Э. и др. Опыт промышленного применения технологии расширения трубных изделий в скважине // Нефтегазовые технологии». – 2002. - № 1-2.
9. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ. ВСН 39-86. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987.
10. Ишбаев Г.Г., Талипов А.Р. Подходы к обеспечению породоразрушающим инструментом // Нефтегазовая Вертикаль. – 2008. - № 10.
11. Классификация, учет и расследование аварий . – Режим доступа: <http://www.drillings.ru/av-klas>
12. Новейшие мировые технологии в России и СНГ.- Режим доступа: <http://www.ogt.su/articles/halliburton.htm>.
13. Новейшие перспективные разработки: технология монодиаметра. – Режим доступа: http://www.oilcapital.ru/technologies/2007/10/291620_11-5925.shtml
14. Новые технологии бурения. – Режим доступа: <http://www.orientir-ae.kazakhstan/articles/energy/technologybureniya>
15. Овчинников В.П., Руднева Л.Н. и др. Методические указания к оценке экономической эффективности научно-технических мероприятий, применяемых при цементировании скважин, для студентов специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин». – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000.

16. О мерах по изучению и повышению эффективности освоения минерально-сырьевых ресурсов континентального шельфа Российской Федерации. Доклад Министра природных ресурсов РФ Ю. Трутнева на заседании Правительства Российской Федерации 12.05.05 г. – Режим доступа: <http://www.concessision.ru/parse-Document.php?DocFNamt=111>
17. Оптимизация режимов бурения. – Режим доступа: <http://www.geo-protection.narod.ru/genesis/optima-1.pdf>
18. Основные технико-экономические показатели бурения нефтяных и газовых скважин. – Режим доступа: http://aisteco.ru/13_organizaciya_burovyh_rabot.html
19. Переводной журнал //Нефтегазовые технологии. – Режим доступа: <http://www.ogt.su/articles/halliburton.htm>
20. Перспективные технологии бурения скважин. – Режим доступа: <http://top-drive.ru/ru-articles-03.html>
21. Павловская А. В. Планирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности: Учебное пособие. - Ухта: УГТУ, 2010. .
22. Павловская А.В. Оценка эффективности научно-технических мероприятий в строительстве нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие / А.В. Павловская. – Ухта: УГТУ, 2008.
23. Развитие нефтяной промышленности России: Взгляд с позиций ЭС-2030. – Режим доступа: http://www.ngv.ru/i/editor_upload/files/n13-14_expert1_es2030_nn_is.pdf
24. Развитие технологии управляемого роторного бурения при строительстве вертикальных скважин. - Режим доступа: http://www.slb.ru/userfiles/DM_TT_2005_rus.pdf
25. Руднева Л.Н. Организация и управление деятельностью бурового предприятия в условиях сервисного обслуживания: Учебное пособие. – Тюмень: ООО ИПЦ «Экспресс», 2010.
26. Руднева Л.Н., Краснова Т.Л., Ёлгин В.В. Основы экономической деятельности предприятий нефтяной и газовой промышленности. Учебник для вузов. – Тюмень: Вектор Бук, 2008.
27. Себестоимость буровых работ. – Режим доступа: <http://moineftan-gaz.ru/?p=79>
28. Себестоимость строительства скважин. – Режим доступа: <http://www.gazkont.ru/text/147/20>
29. ТНК-ВР на Увате: инновации в технологиях — путь к успеху. – Режим доступа: <http://neftegaz.ru/science/view/480>
30. Фишер П.А. Скважина одного проходного диаметра расширяет возможности // Нефтегазовые технологии». – 2006. - № 11.
31. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.11.09 г. № 1715-р. - Режим доступа: http://www.energoserber.74.ru/vestnik/2009/09_07.htm

Форма сводного сметного расчета стоимости строительства скважины

№ п/п	Номер сметного расчета, другие обосновывающие источники	Наименование работы и затрат		Стоимость – всего, тыс. руб.		
				Прямые затраты	в том числе основная заработная плата рабочих	Возврат материалов
1	2	3		4	5	6
		Глава 1	Подготовительные работы к строительству скважины			
1.	1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передачи и др.		+	+	+
2.	1.1	Разборка трубопроводов, линий передачи и др.		+	+	-
		Итого (1+2)		+	+	+
3.	1.1	Буровзрывные работы		+	+	-
4.	1.1	Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания		+	+	-
		Итого по главе 1 (1+2+3+4)		+	+	+
		Глава 2	Строительство и разборка (передвижка) вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового обрудования; монтаж и демонтаж установки для испытания скважины			
5.	2.1	Строительство и монтаж		+	+	+
6.	2.1	Разборка и демонтаж		+	+	-
		Итого (5+6)		+	+	+
7.	2.2	Монтаж установки для испытания скважин		+	+	+
8.	2.2	Демонтаж установки для испытания скважин		+	+	-
		Итого (7+8)		+	+	+
		Итого по главе 2 (5+6+7+8)		+	+	+
		Глава 3	Бурение и крепление скважины			
9.	3.1	Бурение скважины		+	+	-
10.	3.2	Крепление скважины		+	+	-

1	2	3	4	5	6
		Итого по главе 3 (9+10)	+	+	-
		Глава 4 Испытание скважины на продуктивность			
11.	4.1	Испытание скважины испытателем пластов на бурильных трубах в процессе бурения	+	+	-
12.	4.2	Испытание скважины испытателем пластов на каротажном кабеле в процессе бурения	+	+	-
13.	4.3	Дополнительные работы при испытании скважины испытателем пластов в процессе бурения	+	+	-
		Итого (11+12+13)	+	+	-
	4.4	Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне			
14.	4.4	Первый объект	+	+	-
15.	4.4	Последующие объекты	+	+	-
		Итого (14+15)	+	+	-
		Стоимость одних суток испытания			
		Первый объект	+	+	-
		Последующие объекты	+	+	-
	4.5	Дополнительные работы при испытании скважин на продуктивность в эксплуатационной колонне			
16.	4.5	Первый объект	+	+	-
17.	4.5	Последующие объекты	+	+	-
		Итого (16+17)	+	+	-
		Итого (14+15+16+17)	+	+	-
18.	4.6	Испытание скважины испытателем пластов на бурильных трубах в эксплуатационной колонне после окончания бурения	+	+	-
19.	4.7	Испытание скважины испытателем пластов на насосно-компрессорных трубах в эксплуатационной колонне после окончания бурения	+	+	-
20.	4.8	Испытание скважины испытателем пластов на каротажном кабеле в эксплуатационной колонне после окончания бурения	+	+	-

1	2	3		4	5	6
		Итого по главе 4 (11+12+13+14+15+16+17+18+19+20)		+	+	-
21.	5.1	Глава 5	Промышленно-геофизические работы	+	+	-
		Глава 6	Дополнительные затраты при строительстве скважины в зимнее время			
22.	Пп.6.1, 6.2 приложения 12 [9], расчет	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время		+	-	-
23.	6.1	Эксплуатация теплофикационной котельной установки		+	+	-
		Итого по главе 6 (22+23)		+	+	-
		Итого по главам 1-6		+	+	+
		Итого по главам 1-6 без буровзрывных работ		+	+	+
		Глава 7	Накладные расходы			
24.	Пояснительная записка к сметной документации	Накладные расходы на итог прямых затрат по главам 1-6 без буровзрывных работ, (___ %)		+	-	-
25.		Накладные расходы на буровзрывные работы, (___ %)		+	-	-
		Итого по главе 7 (24+25)		+	-	-
26.		Глава 8	Плановые накопления (___ %) на итог прямых затрат по главам 1-6 и главы 7	+	-	-
		Итого по главам 1-8		+	+	+
		Глава 9	Прочие работы и затраты			
27.	Расчет	Отвод земельного участка		+	-	-
28.	Расчет	Лесопорубочный билет		+	-	-
29.	Расчет	Возмещение землепользователям убытков, причиненных временным занятием земельных участков		+	-	-
30.	Бухгалтерские справки и расчеты	Выплата премий (___ %)		+	-	-
31.		Льготы и надбавки за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях (___ %)		+	-	-
32.		Единовременное вознаграждение за выслугу лет (___ %)		+	-	-

1	2	3	4	5	6
34.		Выплаты за подвижной характер работы (____%)	+	-	-
35.		Выплаты за работу в пустынных и безводных районах (____%)	+	-	-
36.		Расходы на питание для работников, занятых на работе в море	+	-	-
		Итого (30+31+32+33+34+35+36)	+	-	-
37.	П. 9.6 приложения 12 [9], расчет	Лабораторные работы (____%) по итогам глав 3 и 4	+	-	-
38.	Расчет	Амортизация контейнеров длительного пользования для транспортировки грузов	+	-	-
39.	Расчет	Разница в стоимости оборудования и инструмента	+	-	-
40.	Расчет	Разница в стоимости материалов	+	-	-
41.	2.1, 2.1, 3.1, 3.2, 4.1-4.8	Транспортировка вахт	+	-	-
42.	9.1	Транспортировка вахт и грузов авиатранспортом	+	-	-
43.	Пояснительная записка к сметной документации	Вахтовые надбавки при строительстве скважин вахтовым методом	+	-	-
44.	9.2	Топографо-геодезические работы	+	-	-
45.	Расчет	Радиогеодезические работы	+	-	-
46.	Рабочий проект	Скважины на воду	+	-	-
47.		Охрана окружающей природной среды	+	-	-
48.		в том числе рекультивация земель	+	-	-
49.	П. 9.17 приложения 12 [9]	Водолазной обслуживание строительства скважины	+	-	-
50.	П. 9.18 приложения 12 [9]	Гидрометеорологическое обслуживание	+	-	-
51.	П. 9.19 приложения 12 [9]	Услуги морских портов	+	-	-

1	2	3		4	5	6
52.	П. 9.20 приложения 12 [9]	Услуги специализированных судоремонтных организаций		+	-	-
53.	П. 9.21 приложения 12 [91]	Содержание аварийно-спасательных, противопожарных и других специализированных судов		+	-	-
54.	П. 9.22 приложения 12 [9]	Аренда оборудования и средств		+	-	-
		Итого по главе 9 (27+28+29+30+31+32+33+34+35+36+37+38+39+40+41+42+43+44+45+46+47+48+49+50+51+52+53+54)		+	-	-
		Итого по главам 1-9		+	+	+
		Итого по главам 1-9 за вычетом затрат, указанных в пп. 39, 42, 50-52, 54		+	+	+
55.	П. 10 приложения 12 [9]	Глава 10	Авторский надзор (___%)	+	-	-
		Глава 11	Проектные и изыскательские работы			
56.	Расчет	Проектные работы		+	-	-
57.	Расчет	Изыскательские работы		+	-	-
		Итого (56+57)		+	-	-
		Итого по главам 1-11 за вычетом затрат, указанных в пп. 39, 42, 54		+	+	+
58.	П. 4.9 [9]	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (___%)		+	-	-
		Всего по сводному сметному расчету		+	+	-
		Возврат материалов		-	-	+

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Формирование затрат на строительство скважин	5
1.1. Понятие и показатели себестоимости продукции (работ, услуг)	5
1.2. Классификация затрат, включаемых в себестоимость	9
1.3. Себестоимость строительства скважин	12
2. Анализ стоимости строительства скважины	21
2.1. Анализ структуры стоимости строительства скважины	21
2.2. Анализ затрат на материальные ресурсы в бурении	22
2.3. Анализ затрат на содержание и эксплуатацию оборудования	27
2.4. Анализ затрат на прокат долот	30
3. Резервы снижения стоимости строительства скважин	32
3.1. Резервы снижения стоимости строительства скважин на основе улучшения использования календарного времени	32
3.2. Резервы снижения стоимости строительства скважин за счет экономии материальных ресурсов	41
3.3. Резервы снижения стоимости строительства скважин за счет экономии затрат на крепление	42
4. Использование инноваций – путь к снижению стоимости строительства нефтяных и газовых скважин	44
4.1. Отечественные разработки в области техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин	44
4.2. Зарубежные разработки в области техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин	52
Список использованной литературы	63
Приложение	65

Учебное издание

Руднева Лариса Николаевна

**РЕЗЕРВЫ СНИЖЕНИЯ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

В авторской редакции

Подписано в печать 01.11.2012. Формат 60х90 1/16. Печ. л. 4,5.
Тираж 500 экз. Заказ № 2251.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса
625000, г. Тюмень, ул. Киевская, 52.