

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

Л. Н. Руднева

ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ БУРОВОГО
ПРЕДПРИЯТИЯ В УСЛОВИЯХ
СЕРВИСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

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» по представлению
Ученого совета ГОУ ВПО
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»

Тюмень 2010

УДК[658.5:622.32](075.8)

ББК 65.301я73

Р 833

Руднева Л.Н. Организация и управление деятельностью бурового предприятия в условиях сервисного обслуживания. Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 166 с.

Рецензенты:

Д.э.н., профессор, декан факультета экономики и управления, зав. кафедрой производственного менеджмента Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина

АНДРЕЕВ А.Ф.

Д.э.н., профессор кафедры экономики и управления на предприятии нефтяной и газовой промышленности Уфимского государственного нефтяного технического университета

КАРПОВ В.Г.

Руководитель программы ускоренного развития компетенций молодых специалистов для работы супервайзерами и инженерами по бурению в группе ТНК-ВР
КУХТЯК З.Е.

Показаны этапы развития сервисных услуг в нефтегазовом секторе России, приведена классификация предприятий нефтяного сервиса и рассмотрены пути решения проблем их функционирования; отражено состояние российского нефтесервисного рынка; изложены подходы к организации нефтегазового сервиса; отражены вопросы взаимоотношений нефтегазодобывающих и сервисных компаний; рассмотрены особенности организации и управления деятельностью буровых предприятий в условиях сервисного обслуживания.

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

ISBN

© Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет»
2010

ВВЕДЕНИЕ

Будущее российской нефтегазовой промышленности, ее конкурентоспособность на мировом рынке все в большей степени определяется эффективностью применяемых технологий, методов разведки, разработки и эксплуатации месторождений, уровнем технического обслуживания.

Накопленный мировой опыт капитализации нефтегазодобывающих компаний, обеспечивающий снижение затрат, связанных с добычей углеводородов, обусловил вывод отечественными предприятиями энергетического комплекса из своего состава непрофильных активов. В условиях конкуренции привлекать сторонние структуры для организации процесса добычи оказалось гораздо эффективнее, чем содержать собственные сервисные подразделения. Таким образом, появилось и продолжает появляться множество сервисных организаций, оказывающих услуги в области нефтегазодобычи. Взаимная интеграция сервисных и добывающих компаний базируется на обслуживании потребностей предприятий нефтегазового сектора, на высокой доле наукоемких и специальных видов работ, на потребностях в значительных инвестиционных ресурсах. Наличие платежеспособного спроса на сервисные услуги подтверждается распространяющейся практикой сотрудничества крупнейших отечественных нефтяных компаний с иностранными сервисными компаниями.

Значительный объем услуг нефтяного сервиса приходится на строительство нефтяных и газовых скважин. В настоящее время в этой сфере деятельности нефтегазодобывающих компаний применяются два подхода к организации работ: строительство скважин «под ключ» и на условиях раздельного сервиса. При первом, традиционном подходе реализация проекта строительства скважин находится на попечении у генерального подрядчика, который на условиях субподряда может привлекать сторонние сервисные организации. Во втором случае 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 как выполнение отдельных видов работ цикла строительства скважин, так и поставка буровых растворов, долот, забойных двигателей и др.

Эффективное взаимодействие компаний-заказчиков и специализированных подрядных организаций во многом обеспечивается наличием у работников знаний в области организации и управления буровым производством в условиях сервисного обслуживания.

Целью предлагаемого учебного пособия является системное изложение основ организации и управления деятельностью бурового предприятия в условиях сервисного обслуживания.

Поскольку строительство скважин на условиях раздельного сервиса является достаточно новой формой организации данного вида работ, специальной отечественной учебной литературы по данной теме пока не существует. Поз-

тому основными источниками, использованными при подготовке настоящего учебного пособия, послужили публикации в научных журналах, материалы научно-практических конференций и глобальной сети Интернет, а также интервью со специалистами, работающими в нефтегазовой сфере.

Учебное пособие предназначено для студентов инженерных специальностей, бакалавров, магистров, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело», а также для студентов специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин». Кроме того, учебное пособие полезно для специалистов, повышающих свою квалификацию в области организации и управления деятельностью бурового предприятия в условиях сервисного обслуживания.

1. РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА

1.1. Понятие сервисных услуг их роль в нефтегазовом бизнесе

Проблема нефтегазовых сервисов не была столь актуальна в прежние времена, когда все нефтегазодобывающие предприятия (будучи государственными) имели в своей структуре собственные сервисные организации, осуществлявшие весь спектр услуг, необходимый для выполнения производственных программ по добыче нефти и газа.

С разделом государственной монополии в энергетическом комплексе образовалось большое количество акционерных обществ с различными формами собственности и присутствием в них государственного, частного и смешанного капитала, включая иностранный, что повлияло на необходимость интеграции в международное энергетическое сообщество. Одним из критериев при размещении акций нефтегазодобывающих компаний на международном рынке являются их инвестиционная привлекательность и ликвидность. Основное влияние на рейтинг данных показателей оказывает себестоимость добычи одной тонны углеводородного сырья, которая непосредственно связана с затратами на его добычу.

Учитывая накопленный мировой опыт капитализации нефтегазодобывающих компаний, обеспечивающий снижение затрат на добычу нефти и газа, отечественные предприятия энергетического комплекса принялись за вывод из своего состава непрофильных активов.

В первую очередь, с целью снижения затрат на содержание вспомогательного производства и непромышленных объектов компании избавляются от подразделений, непосредственно не относящихся к основному производству: объектов коммунального хозяйства и социальной сферы, сельскохозяйственных, строительных подразделений и т.п.

Однако, рано или поздно, компания сталкивается с тем, что она не в состоянии обеспечивать адекватный уровень развития основного и всех вспомогательных производств одновременно. К тому же со временем находится кто-то, кто является лидером в производстве требуемых комплектующих элементов, вспомогательных и сервисных услуг.

По мере развития рынка услуг на первое место при определении стратегии бизнеса выходят вопросы эффективности производства и качества получаемых материалов, комплектующих и сервисных услуг. Акценты в управлении бизнесом постепенно смещаются от «выживания», обусловленного рыночными преобразованиями отечественной экономики, к стабильному функционированию и развитию, при этом формируется «предпринимательский» взгляд на основной бизнес. Выделение непрофильных активов уже не столько преследует цель снижения издержек, сколько позволяет компании сосредоточиться на основной деятельности и обеспечить получение качественных конкурентоспособных услуг. В такой ситуации реализуется принцип: «непрофильный бизнес должен управляться теми, для кого он – профильный». Его реализация предполагает продажу соответствующих активов специализированным компаниям.

В отечественной практике выход на подобный уровень развития бизнеса обычно характерен для крупных промышленных холдинговых структур. Для таких компаний основной целью функционирования является повышение акционерной стоимости и инвестиционной привлекательности бизнеса. В настоящее время инвесторы проявляют готовность вкладывать финансовые ресурсы в «чистые» активы предприятий, отражающие основной бизнес. И в этом смысле выделение непрофильных активов является одним из наиболее актуальных решений, направленных на повышение капитализации компании, т.к. она демонстрирует инвесторам готовность наращивать прибыль и оптимизировать структуру капитала.

В связи с этим появилось и продолжает появляться множество сервисных организаций, не принадлежащих добывающим компаниям, которые на независимой конкурсной основе оказывают услуги в области нефтегазодобычи.

Нефтегазовый сектор включают в себя собственно нефтяные (добывающие) предприятия и сервисные организации, основным направлением деятельности которых является оказание услуг, специфических для нефтегазового сектора, т.е. геофизических, буровых, геологоразведочных и прочих работ. В общем перечне сервисных услуг выделяются услуги, специфические для отрасли, которые востребованы только нефтяными компаниями, и отделяются от неспецифических (общих) услуг, которые востребованы всеми предприятиями безотносительно отраслевой принадлежности – транспорт, ремонт, информационные услуги и прочие.

Для того чтобы лучше понять структуру нефтяного сервисного бизнеса, необходимо рассмотреть понятие «сервисные услуги». Следует отметить, что в русском языке четкое определение таких понятий, как «сервис» и «сервисные услуги» отсутствует. В экономическом словаре дается следующее определение:

СЕРВИС (англ. service – служба) – обслуживание как в широком смысле этого слова, так и применительно к ремонту и наладке технических средств, бытовой аппаратуры, коммунальной техники.

Большой экономический словарь под редакцией А.Н. Азрилияна трактует сервис как организованное обслуживание в сфере производства и сбыта.

К сервисным работам и услугам на рынке нефти и газодобычи в широком смысле можно отнести все виды работ по сооружению соответствующих объектов, проведению испытаний и исследований и т. д. В более узком смысле к сервисным услугам относят проведение комплекса геологических (геофизических) работ и различных работ со скважинами на месторождениях. Однозначной трактовки понятия «сервисные услуги» нет. Например, за рубежом это очень широкое понятие, которое может включать в себя как выполнение большого комплекса работ (от полного освоения месторождения до выполнения работ по добыче углеводородного сырья на освоенном месторождении), так и выполнение отдельных операций (исследование скважин, их цементирование, проведение капитального ремонта и т. д.).

Таким образом, сервисные услуги в нефтегазодобыче включают в себя:

- сейсмические исследования;

- геофизические работы;
- бурение и сопутствующие работы;
- капитальное строительство инфраструктуры (дороги и прочие объекты);
- ремонт (текущий и капитальный) скважин;
- повышение нефтеотдачи пластов (в частности, гидравлический разрыв пласта);
- услуги технологического и общего транспорта;
- производство, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования;
- производство химических реагентов и растворов;
- другие.

Нефтегазовый сервис обеспечивает необходимый уровень добычи и транспорта нефти и газа, проектирование разработки и обустройство месторождений, ремонт скважин, автоматизацию промыслов, повышение нефтеотдачи, строительство трубопроводов, морских платформ и др.

В информации – ключевом слове для нефтесервиса – заключается стратегическая значимость нефтегазового сервиса для безопасности страны. С полноценным развитием нефтегазового сервиса связаны вопросы перевода экономики страны на высокие технологии, обеспечение безопасности и уход от сырьевой зависимости государства. Нефтесервис в России, так же как и в других странах лидерах нефтесервисного рынка, неразрывно связан с приборо и машиностроением, компьютерными технологиями, всем тем, что связано с информационными технологиями. Иначе говоря, нефтесервис – это, в общем, и есть информационные технологии. Правильнее было бы «нефтесервис» переводить с английского как «нефтегазовый инжиниринг» [24].

Нефтяным компаниям становится выгодно инвестировать в разработку новых месторождений, чтобы компенсировать ожидаемое сокращение нефтедобычи в традиционных регионах. Отсюда резкий спрос на услуги нефтесервисных компаний. За пять лет объем нефтесервисных услуг в России вырос в три раза. По итогам 2008 г. объем нефтесервисного рынка составил \$15 млрд., а к 2010 г. планировалось его увеличение до \$65 млрд. (рис.1.1).

Объем нефтесервисного рынка России в 2008 – 2010 гг., млрд. \$

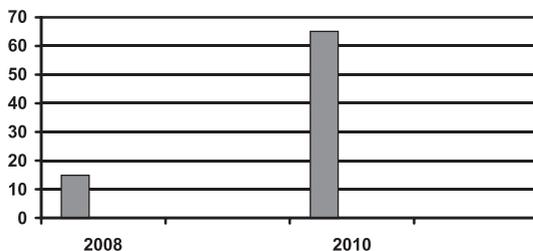


Рис.1.1.

На этом фоне наблюдается изменение структуры рынка. Происходит выделение сервисного бизнеса из нефтегазовых компаний и консолидация малых предприятий нефтесервисного рынка.

Еще одной причиной повышенного спроса на услуги нефтесервисных компаний является низкое качество разработки запасов, в результате чего у нефтегазовых компаний скопилось большое число дорогих в эксплуатации бездействующих скважин и скважин с низким уровнем добычи. А поскольку, согласно действующему законодательству, число бездействующих скважин не должно превышать 10% всех нефтеносных скважин, компании вынуждены запускать их в эксплуатацию, что дополнительно повышает спрос на сервисные услуги [1].

В настоящее время спрос на нефтесервис очень высокий. Нефтяники готовы платить большие деньги за высокое качество услуг, но их предложение серьезно ограничено. Ситуация во многом обусловлена крайней изношенностью парка нефтегазового оборудования, возраст которого сегодня составляет от 10 до 20 лет [1].

В табл. 1.1 показаны ключевые задачи государства и недропользователей в области добычи углеводородного сырья, а также пути их решения.

Таблица 1.1

Ключевые задачи государства и недропользователей

Задача	Проблема	Решение
1	2	3
	Разведанные запасы углеводородов снижаются По мере истощения разрабатываемых месторождений добыча углеводородного сырья становится все труднее Новые месторождения труднодоступны	Доразведка и разведка запасов Бурение скважин Скважинный сервис
2. Поставка углеводородного сырья	В основном нефть и газ добываются на значительном удалении от потребителей и перерабатывающих мощностей Для обеспечения высокоприбыльных поставок «сырье» углеводороды необходимо подготавливать и перерабатывать	Создание и обслуживание трубопроводной инфраструктуры Строительство площадочных объектов добычи, подготовки и переработки сырья
3. Повышение эффективности добычи	Рентабельность добычи снижается с исчерпанием легкодоступных месторождений	Разработка и внедрение новых технологий и услуг

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3
	Повышается значимость экологичности нефтепромышленного бизнеса Дефицит профессиональных кадров	Оптимизация нефтепромысла Подготовка кадров

Таким образом, в настоящее время недропользователи испытывают три ключевых вызова:

- выработка легкодоступных ресурсов и усложнение условий эксплуатации;
- удаленность центров потребления и добычи, дефицит транспортной инфраструктуры;
- повышение себестоимости добычи углеводородного сырья и ужесточение требований к технологичности нефтепромысла.

Практика показала, что использование «серийных» услуг нефтяного сервиса привело к снижению коэффициента нефтеизвлечения, поэтому их качество и эффективность не устраивает нефтегазодобывающие компании. Сегодня российским недропользователям нужны «умные» решения в области нефтяного сервиса, разработанные под их условия и нужды. Чтобы предлагать недропользователям такие решения, предприятия нефтяного сервиса должны финансировать научноисследовательские и опытноконструкторские работы, обеспечивающие высокий техникотехнологический уровень всех видов услуг нефтяного сервиса. Недропользователи, в свою очередь, должны достаточно четко формировать требования и задачи, которые призваны исполнять предприятия нефтяного сервиса, и быть готовыми к финансированию их выполнения и последующему использованию.

1.2. Нефтесервисные услуги за рубежом

Развитие сервисной деятельности в нефтегазовом секторе России происходит под значительным влиянием общемировых тенденций. Поэтому рассматривать российский сервисный рынок необходимо через призму мирового опыта. При этом необходимо иметь в виду, что общемировая структура нефтяной и газовой промышленности в силу ряда причин кардинально отличается от российской действительности.

По сути, у нефтяной компании существует три главные задачи получение лицензии на разведку и освоение месторождений, заключение с властями добывающих стран соглашения о разделе продукции или договора о концессии и обеспечение финансирования всех необходимых работ (безусловно, с непосредственной организацией всего процесса). Все остальное можно считать сервисом сейсморазведка участка, бурение скважин, проектирование технической

схемы разработки месторождения и само освоение месторождения, зачастую включая процесс добычи нефти и газа. Например, на одной из морских платформ нефтяной компании «Shell» работает 160 человек. Из них сотрудников «Shell» всего несколько человек, остальные из сервисных компаний, в основном «Halliburton». Конкурентная среда в области сервиса позволяет нефтегазовым компаниям эффективно выстраивать всю рабочую цепочку, подбирать подрядчиков и, в конечном счете, снижать затраты на добычу и обеспечивать высокую рентабельность.

Развитие мирового сервисного рынка имеет более чем вековую историю и основывается на трех «китах»:

1. Повышение качества и эффективности сервиса за счет специализации сервисных компаний.

2. Окупаемость инвестиций в науку и новые технологии за счет широкого использования их результатов во всей отрасли в целом.

3. Повышение конкурентоспособности сервиса за счет разделения функций заказчика нефтегазовой компании и подрядчика сервисной компании.

Необходимо признать, что на начальной стадии развития практически все крупные транснациональные нефтяные компании имели свои геологоразведочные, буровые, ремонтные и прочие подразделения. К необходимости выделения сервисных подразделений в отдельный бизнес крупные нефтяные компании пришли в 50х годах. Оказалось, что в условиях конкуренции привлекать сторонние структуры для организации добычи гораздо эффективнее, чем содержать собственные сервисные подразделения. И тогда крупнейшие мировые нефтегазовые компании стали сконцентрировать свои ресурсы на управлении разведкой и добычей. В дальнейшем происходил процесс слияния и укрупнения сервисных компаний, в том числе с различными видами деятельности. Крупные сервисные структуры поглотили более мелкие (за исключением узкоспециализированных фирм). Окончательно мировой рынок нефтяных услуг в его нынешнем виде сформировался лишь в 90х годах. Все существующие в настоящее время современные крупные сервисные компании или вышли из недр нефтегазодобывающих компаний, или образовались рядом с ними. Например, компания «Schlumberger» выросла на заказах «Exxon».

По объемам капитализации лидером среди мировых сервисных компаний является «Schlumberger», рыночная стоимость которой составляет около \$30 млрд. Далее идут компании «Halliburton», «Baker Hughes», «Transocean», «Enbridge», «Nabors Industries», «BJ Services», «GlobalSantaFe» и др.

В настоящее время для мировых сервисных компаний характерны процессы интеграции, главная причина которых заключается в стремлении к повышению конкурентоспособности и возможности предоставлять наиболее широкий спектр услуг интегрированного сервиса. Более крупной компании легче отслеживать потребности рынка в своей области и финансировать создание новых технологий. По мнению западных экспертов, содержание собственных научных подразделений, участие в научных исследованиях, разработке и вы-

пуске собственных приборов, программного обеспечения может себе позволить лишь крупная сервисная компания, с оборотом не менее \$500 млн. в год. Одна только «Schlumberger» ежегодно тратит на новые виды технологий и оборудования \$350500 млн. в год.

Помимо собственных средств сервисные организации активно используют гранты нефтяных компаний, а также государственные гранты и различные налоговые льготы, особенно в случаях, когда речь идет об экологических программах. Значительные средства идут и на фундаментальные исследования в интересах развития сервисной отрасли в целом. Например, в американских фирмах до 30% расходов на НИОКР идут на фундаментальные исследования. В конечных ценах западных сервисных компаний порядка 8% 10% занимает «научная» составляющая для финансирования текущих научных разработок.

Из общего числа применяемых технологий порядка 80% занимают широко известные стандартные технологии и оборудование, с приобретением которых проблем нет. Остальные 20% это уникальные технологии, «ноухау» достаточно ограниченного круга владельцев, технологии, востребованные в особо сложных условиях. Следует отметить, что вложения инвестиций в уникальные технологии являются достаточно эффективными для организаций нефтяного сервиса. В условиях значительного увеличения числа труднодоступных месторождений, они становятся широко востребованными нефтегазодобывающими компаниями различных стран, что обеспечивает их довольно быструю окупаемость. При этом следует отметить, что предприятия нефтяного сервиса должны своевременно обеспечивать нефтегазодобывающие компании информацией о новейших технологиях и эффективности их применения.

1.3. Этапы развития сервисных услуг в нефтегазовом секторе России

Если за рубежом рынок сервисных услуг имеет более чем полувековую историю, то в России этот сегмент экономики находится в процессе формирования.

Анализ развития взаимоотношений сервисных и нефтегазовых компаний в России в контексте развития отрасли позволил выделить следующие этапы развития сервисных услуг:

1. На начальной стадии развития нефтяной отрасли в России (до революции) преобладали зарубежные компании с полным циклом работ, в которых сфера сервисных услуг организационно явно не выделялась.

2. В период образования СССР, период НЭПа и довоенного развития отрасли в условиях концессионной формы организации нефтедобычи началась специализация, вызванная производственными и технологическими причинами.

До начала рыночных реформ в нефтяной промышленности организацией всех работ на месторождениях, в том числе сервисных, занималось Министерство нефтяной промышленности. По сути, Министерство представляло собой вертикально интегрированную компанию, только в размере всего Советского Союза. Именно там рассматривались производственные программы нефте-

газодобывающих предприятий, согласовывались объемы буровых работ, геофизических услуг, капитальных ремонтов и др. После этого формировались потоки материальнотехнических и кадровых ресурсов для выполнения производственных программ.

Рост объемов добычи нефти и газа, расширение ее географических границ сопровождаются постоянным реформатированием инновационной среды. Так, в конце 1960х начале 1970х гг. XX века произошел переход научного обеспечения процессов нефтедобычи из академических и учебных институтов в отраслевые. Период 1970 1980е гг. характеризовался резким увеличением числа отраслевых институтов, конструкторских бюро, инженерных центров, что сопровождалось дроблением научной тематики и разделением технических процессов на отдельные составляющие. В тот же период произошло деление крупных научноисследовательских и проектных институтов на научные и проектные, что нанесло крупный урон пониманию целостности процессов разработки.

3. С переходом к полностью государственной форме развития отрасли разветвленная система сервисных компаний формировалась «сверху». Собственно добыча нефти, система транспорта и связи, ремонта и поставок оборудования были структурированы в рамки отдельных вертикальных управленческих структур (ведомств), каждое из которых обеспечивало выполнение собственных функций в пределах некоторых территорий. Таким образом, можно сказать, что в советское время была сформирована «предельная» сервисная специализация, а именно каждая значимая функция работы нефтедобывающей компании была закреплена за тем или иным ведомством.

4. В период 1985 – 1991 гг. предпринимались попытки перестройки отрасли, подобные тем, которые применялись в других отраслях экономики. Нефтесервисные услуги оказываются подразделениями нефтегазодобывающих объединений. Сформирована неплохая производственнотехнологическая база; система образования выпускает квалифицированные кадры. Расцвет нефтяной отрасли приходится на 1960-е – 1980-е гг. В эти же годы происходит освоение месторождений Западной Сибири. Однако, при этом прирост минеральносырьевой базы снижался: объем разведочного бурения в общем объеме бурения с 30% в 1975 г. упал до 8% в 1985 г. В результате падения цены на нефть в 1985 г. после пика в 1987 г. резко снижаются объемы добычи нефти и газа и, как следствие, объемы нефтесервисных услуг.

5. В период 1991 – 1999 гг. в России начались приватизационные процессы, объединившие в рамках формирующихся нефтяных компаний необходимые для них отраслевые активы. Данный этап содержит определенные подэтапы:

а) приватизационных процессов и формирования вертикальноинтегрированных компаний (ВИНК);

б) реструктуризации выделение непрофильных активов, в т.ч. сервисных компаний;

в) начало широкого влияния процессов глобализации, проявляющееся в расширении присутствия иностранных сервисных компаний на отечественном не-

фтяном рынке, а также в увеличении числа предприятий с иностранными инвестициями (совместных предприятий), первые из которых были созданы в 1989 г.

В эти годы происходит активизация добычи нефти и газа, незначительный рост объемов нефтесервисных услуг, которые, в основном, оказываются структурными подразделениями нефтегазовых компаний.

На конец 1998 г. в нефтегазодобывающей отрасли работали 45 совместных предприятий, на долю которых приходилось 6,5% общероссийского объема добычи нефти.

В эти же годы было образовано около 20 предприятий, которые оказывали технические и производственные услуги (гидроразрыв пласта, капитальный ремонт скважин) или совмещали разведку/добычу нефти с работами сервисного или экологического характера.

В 1998 г. произошло очередное падение цен на нефть, и инвестиции нефтегазодобывающих компаний в развитие нефтесервисных подразделений значительно сократились. В результате их производственнотехническая база физически и морально устаревает, а развитие персонала и передача опыта практически не осуществляется.

6. В период 1999 – 2002 гг. происходит рост цен на нефть, а также знакомство руководителей нефтяных компаний с лучшей зарубежной практикой организации нефтегазодобычи. Это способствовало выработке определенной политики в отношении нефтесервисных подразделений. Под лозунгом «На сервис не надо тратить – на сервисе надо зарабатывать!» они выводятся из состава нефтяных и газовых компаний в отдельные предприятия, хотя и остаются аффилированными с материнскими компаниями, практически полностью обслуживая их потребности.

Закладываются основы формирования рынка нефтесервисных услуг. Образуются: «Сибирская сервисная компания» (декабрь 1999 г.), «Сервисные технологии» (2001 г.), «Сибирская геофизическая компания» (2002 г.) и другие. Активизируется деятельность совместных предприятий: «Катконнефть» (образовано в 1991 г.), «Катобнефть» (образовано в 1993 г.), «ОТО» (образовано в 1998 г.). На отечественном рынке работают зарубежные компании: Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, BJ Services и другие. В частности, компания Baker Hughes создала в Ямало-Ненецком автономном округе (г. Муравленко) центр по ремонту установок электроцентробежных насосов с возможностью оказания полного спектра услуг по сборке, поставке, установке, запуску и комплексному обслуживанию насосных установок для всех нефтяных компаний России.

7. Начиная с 2002 г. идет активное формирование рынка нефтесервисных услуг. Аффилированные сервисные компании продаются стратегическим инвесторам, выделяются и образуются новые сервисные компании, интенсивно идет процесс слияний и поглощений. Начинается интенсивное инвестирование в развитие производственнотехнологической базы и развитие персонала сервисных компаний.

Указанные тенденции хорошо иллюстрируются историями создания буровой компании «Евразия» (с 1995 по 2004 г. – «ЛУКОЙЛбурение») и группы компаний «Интегра» (образована в 2004 г. на базе нефтесервисных активов ТНКВР, впоследствии объединившей несколько независимых сервисных компаний, а также известного производителя бурового оборудования «Уралмаш – ВНИИБТ»).

Однако, несмотря на эти тенденции, ряд нефтегазовых компаний сохраняет в своем составе сервисные подразделения. К ним относятся компания «Сургутнефтегаз», известная своей политикой независимости от сторонних участников рынка, а также «Татнефть» и «Башнефть», для которых сохранение сервисов в своем составе является насущной необходимостью – в силу самой специфики месторождений. «Роснефть» придерживается промежуточной позиции. Компания бережет свои сервисные активы, но ориентируется на разделение всего объема необходимых сервисных услуг между своей дочерней компанией «РНБурение» и сторонними подрядчиками для формирования конкуренции и предупреждения искусственного завышения цен собственными подразделениями.

Затраты на нефтесервис на тонну добытой нефти ниже у нефтяных компаний, пользующихся услугами внешних подрядчиков – не более 15\$; у компаний, использующих собственные сервисные подразделения, указанные затраты составляют от 18 до 30 \$.

Все последние годы рост добычи нефти в России шел нарастающими темпами: с 323 млн. тонн в 2000 г. до 494,6 млн. тонн в 2008 г. По данным МЭРТ объем добычи нефти в ближайшей перспективе будет увеличиваться примерно на 1,5% в год. Наряду с увеличением добычи нефти, освоением новых месторождений расширяется и сервисный рынок.

Провозглашенный курс на инновационное развитие экономики страны требует обеспечения производства новыми технологиями и инженернотехническими кадрами. Мировой опыт доказывает, что носителями новых идей для нефтегазовой отрасли являются сервисные компании.

Контрольные вопросы:

- 1. Что понимается под услугами нефтяного сервиса?*
- 2. Перечислите основные виды сервисных услуг в нефтегазодобыче.*
- 3. Чем объясняется рост спроса на услуги нефтяного сервиса?*
- 4. Назовите ключевые проблемы недропользователей и пути их решения.*
- 5. Укажите особенности развития мирового рынка нефтяного сервиса.*
- 6. Охарактеризуйте основные этапы развития нефтесервисных услуг в России.*

2. РОЛЬ АУТСОРСИНГА В ФОРМИРОВАНИИ РЫНКА УСЛУГ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА

2.1. Понятие и преимущества аутсорсинга

Стремление компании в рыночной экономике снизить издержки изготовления продукции выявлено много десятилетий назад. В 60-е и 70-е гг. прошлого века с этой целью активно разрабатывались и внедрялись средства автоматизации технологических процессов. Позднее в ходе обострения рыночного соперничества компаний стала внедряться практика переноса сборочных операций отдельных товаров на предприятия стран с низкой стоимостью рабочей силы. Теперь же этих шагов недостаточно и компании прилагают усилия для внедрения новых методов организации производства, изменения структуры управления, поиска новых форм организации бизнеса. В число таких мер входит налаживание современной кооперации на условиях аутсорсинга.

Аутсорсинг (out – внешний, source – источник) – способ оптимизации деятельности предприятий за счет сосредоточения усилий на основном предмете деятельности и передачи непрофильных функций и корпоративных ролей внешним специализированным компаниям.

Аутсорсинг можно рассматривать как организационное решение, которое заключается в распределении функций бизнес-системы в соответствии с принципом: «оставляю себе только то, что могу делать лучше других; передаю внешнему исполнителю то, что он делает лучше других».

В мировой практике существует несколько видов аутсорсинга (*рис. 2.1*).

Аутсорсинг позволяет предприятиям повысить эффективность выполнения определенных функций в области информационных технологий, снабжения и поставок, обслуживания, финансов, обеспечения персоналом и даже производства. Практика аутсорсинга помогает компаниям решить проблемы функционирования и развития в рыночной экономике путем сокращения издержек, ускорения адаптации к условиям внешней среды, улучшения качества продукции и услуг, уменьшения рисков. Предприятие-заказчик может, используя аутсорсинг второстепенных функций, сконцентрироваться на тех, которые свойственны именно ему, на своей специфике. В отличие от субподряда, аутсорсинг – это стратегия управления предприятием, а не просто вид партнерского взаимодействия. Он предполагает определенную реструктуризацию внутрикорпоративных процессов и внешних отношений компании.

Для современной компании, действующей в условиях рыночной конкуренции, появляется необходимость определения, что является главным в ее деятельности, а что можно безболезненно полностью передать партнерам по кооперации. Первыми направлениями деятельности аутсорсинговых компаний были услуги безопасности, снабжение продуктами питания и управление строительством. В настоящее время, с развитием интернета, осуществляется аутсорсинг широкого спектра деловых операций в сфере как производства, так и услуг.

Виды аутсорсинга



Рис. 2.1.

В последнее время российскими предприятиями используется достаточно новый для них вид аутсорсинговой услуги – привлечение работников для работы на дому.

По данным исследования Стокгольмской школы экономики (г. Санкт-Петербург), в России работой на дому заняты примерно 2,6 млн. работников

(3,9% от общей численности работающих). Для сравнения: в странах Евросоюза число удаленных работников превышает 65 млн. человек (9%).

Как правило, для работы на дому привлекаются специалисты в области информационных технологий, программирования, охраны окружающей среды, бухгалтерского и управленческого учета, материально-технического снабжения, юриспруденции.

Найм таких работников обеспечивает предприятию ряд выгод, в числе которых:

- экономия на офисном пространстве и сопряженных с ним издержках;
- уменьшение накладных расходов, связанных с созданием и содержанием рабочих мест, обучением сотрудников, информационной поддержкой и др. Аутсорсинг, в некотором роде, позволяет частично перераспределять инвестиционный капитал в стратегически более важную для предприятия деятельность. Компания перестает инвестировать средства в инфраструктуру, оплачивая услуги только аутсорсинговой фирмы;
- гарантия профессиональной ответственности, предоставляемая аутсорсинговой компанией;
- аутсорсинговое соглашение является более гибким, чем трудовой договор со штатным сотрудником;
- задачу аутсорсинга можно усложнить или упростить в соответствии с текущими требованиями.

С позиций предприятия можно выделить производственный аутсорсинг и аутсорсинг бизнес-процессов. **Производственный аутсорсинг** предполагает передачу части производственных процессов или всего цикла производства сторонней компании. Кроме того, возможен вариант продажи части своих подразделений другим компаниям и дальнейшее взаимодействие с ними уже в рамках аутсорсинга. Первыми передали часть производства на аутсорсинг производители электроники и телекоммуникационные компании, а в настоящее время производственный аутсорсинг распространился на большинство видов деятельности. Исследования Американской ассоциации менеджмента (American Management Association) показали, что уже более половины американских промышленных компаний передали на аутсорсинг хотя бы один компонент своего производственного процесса.

Аутсорсинг бизнес-процессов означает передачу сторонней организации отдельных бизнес-процессов, которые не являются для предприятия основными, бизнес-образующими. Из их числа на аутсорсинг могут быть переданы управление персоналом, бухгалтерский учет, маркетинг, реклама, логистика.

О роли аутсорсинга в деле повышения эффективности современного бизнеса говорится много. Любой компании, стремящейся удержаться на гребне индустриального прогресса, гораздо выгоднее и удобнее не «тащить на себе» весь груз необходимых хозяйственно-экономических и научно-производственных функций, а передать часть из них сторонним специализированным исполнителям, сконцентрировав собственное внимание на стратегических направлениях

своей деятельности. Однако при анализе тактики аутсорсинга трудно прийти к единому мнению относительно пределов его целесообразности: где, в конце концов, проходит та граница между первостепенными и второстепенными задачами, которую нельзя переступать ради каких бы то ни было финансовых показателей, чтобы совсем не лишить компанию смысла ее существования.

Между тем аутсорсинг проникает в структуру бизнеса все шире и глубже: сначала он захватил все отлаженное серийное производство ведущих корпораций, затем внедрился в сферу их снабжения и материально-технического обеспечения, а потом распространился на сопровождение корпоративных информационно-систем и некоторые другие виды управленческой деятельности. Крупные американские фирмы, ради снижения себестоимости и сокращения сроков выпуска новой продукции, передают на аутсорсинг самое святое – перспективные исследования и инновационные разработки.

Экономические причины распространения аутсорсинговых операций представлены на *рис. 2.2*.

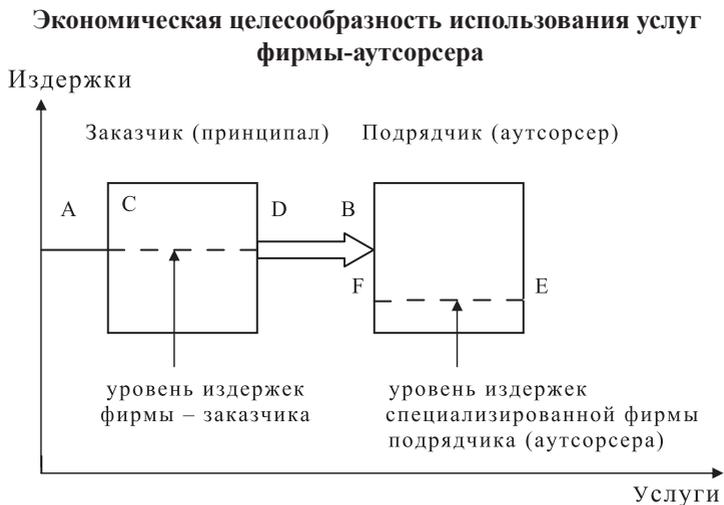


Рис. 2.2.

Заказчик (принципал), получив заказ (линия А—С) на изготовление определенного товара или предоставление услуги, может выполнить его по средним для фирмы издержкам (С—D). Однако он может передать выполнение всего или части заказа специализированной компании, которая в силу имеющихся у нее факторов конкурентоспособности способна выполнить заказ с издержками на уровне F—E, который ниже среднего у заказчика уровня на величину В—F.

Аутсорсинг как вид кооперации в значительной степени определяет конкурентоспособность предприятий, действующих на рынке. Это связано с тем, что в современных условиях глобальная конкурентоспособность предприятий опре-

деляется их умением организовать процесс коллективного приобретения знаний и особенно координации производственных навыков, а также интеграции многочисленных используемых технологий таким образом, чтобы корпорация была чем-то большим, нежели простой набор определенных видов бизнеса.

Современная концепция конкурентоспособности фирмы требует организации производства с использованием конкурентных преимуществ компаний-партнеров, прежде всего их запаса знаний, реализованных в новых технологиях и методах предоставления услуг.

Решение покупать, а не производить (применение аутсорсинга) может быть принято по следующим причинам:

1. Желание сосредоточиться на основных видах деятельности.
2. Необходимость повышения качества обслуживания.
3. Острая потребность в снижении затрат.
4. Предприятию не хватает административного или технического опыта для производства нужных изделий или услуг.
5. Избыточное производство может заставить предприятие выйти на рынок и даже конкурировать с его бывшими поставщиками. Это может сказаться на отношениях с другими поставщиками или клиентами.
6. Поставщики обладает отличной репутацией, побуждающей предприятие покупать их услуги.
7. Необходимость поддержания долгосрочной технологической и экономической жизнеспособности основной деятельности.
8. Часто трудно отменить принятое решение. Сочетание общего давления и инерции руководства способствует сохранению существующего положения.
9. Трудно определить истинные расходы, связанные с решением о производстве. По опыту известно, что когда руководство определенно отвержено той или иной политики снабжения, нетрудно построить расчеты таким образом, чтобы оправдать изначальное решение и его реализацию.
10. Существует большая гибкость в выборе возможных источников.
11. Компании должны определить, где их деятельность по созданию добавочной стоимости является частью основного бизнеса и где они желают отделить себя от других. В последние десятилетия наблюдается тенденция пересмотра решений о производстве или покупке в свете существующей сегодня конкуренции. Эта тенденция наряду со значительными возможностями рынка побудила многих заняться покупкой или поиском внешнего рынка снабжения.
12. Процесс приобретения позволяет снизить накладные расходы предприятия, сопутствующие основному производству, но не связанные с ним напрямую (административно-хозяйственные расходы, расходы на обслуживание работников и организацию работ, платежи по обязательному страхованию и кредитам банка и т.д.).

При рассмотрении этих причин, являющихся основанием для использования внешних источников, следует учитывать мнение о том, что это негативно отражается на работниках компании, в частности приводит к увольнениям.

Кроме того, появляются внешние риски:

- потеря контроля;
- высокие барьеры при входе в отрасль;
- незащищенность от рисков поставщиков: финансовая нестабильность, задержки выполнения или невыполнение договорных обязательств, отсутствие обещанных элементов, необязательность, низкое качество;
- незапланированные выплаты или дополнительные расходы;
- трудность количественного определения экономии;
- конверсионные затраты;
- ограничения поставок;
- усиление контроля высшим звеном управления;
- вероятность привязки к устаревшей технологии;
- необходимость обеспечения маневренности в соответствии с меняющимися экономическими требованиями.

Тем не менее, существует семь перспективных тенденций, влияющих на стратегию введения аутсорсинга (табл. 2.1):

Таблица 2.1

Факторы, влияющие на стратегию введения аутсорсинга [45]

Тенденция	Стратегия введения аутсорсинга
1	2
Глобализация	Интеграция стратегии обеспечения/обслуживания клиента
	Совместное с ключевыми поставщиками поддержание конкурентоспособности в вопросах качества, стоимости, доставки, времени и т.д.
	Модификации структуры/каналов снабженческой базы
Информационные технологии	Глобальная стратегическая цепь
	Связь с важными поставщиками с помощью электронных средств связи
Учет требований внешнего клиента	Интеграция базы снабжения в цепь снабжения внешнего клиента
Технология процесса/производства	Союзы стратегических поставщиков с ведущими в отрасли поставщиками технологии
Возрастание сложности работы	Необходимость создания обширной базы обеспечения/стратегий поиска источников и точных критериев оценки эффективности относительно стратегических целей
Юридические вопросы/защита окружающей среды	Решение вопросов защиты окружающей среды наряду с вопросами снабжения

Продолжение таблицы 2.1

1	2
Пересмотр/модификация	Пересмотр внешних процессов
	Модификация устаревших моделей использования внешних источников снабжения

Что касается глобализации, то существует ряд терминов, которые используются примерно равноценно: глобальные закупки, глобальные источники поставок, зарубежные источники поставок, многонациональные источники поставок.

При правильном использовании международные источники поставок становятся мощным средством в конкурентной борьбе. Они способствуют стабилизации производства, упрощению конструкций, сокращению количества комплектующих и узлов, а также повышению качества и др. (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Причины использования зарубежных источников поставок [46]

Причины	% от числа исследованных фирм
Более низкие цены зарубежных источников	74
Наличие зарубежных изделий, отсутствующих внутри страны	49
Ориентация фирмы на мировые рынки	28
Передовые технологии зарубежных источников	26
Высококачественные изделия из зарубежных источников	25
Развитие иностранного инвестирования	17
Удовлетворение встречной торговли или местных требований	17
Возможность лучшего сервиса и доставки	8

На решение производить, а не покупать (отказ от аутсорсинга), могут повлиять следующие факторы:

1. Слишком маленький объем продукции (услуг) и/или никто из поставщиков не заинтересован в ее продаже.
2. Требования к качеству так точны и необычны, что необходимы особые методы обработки, которыми поставщики не располагают.
3. На предприятии сложилось гарантированное снабжение (или баланс снабжения и потребности).
4. Сохранение технологических секретов.

5. Снижение расходов.
6. Получение преимущества и/или отсутствие простоя оборудования и/или рабочих;
7. Обеспечение постоянного функционирования собственных производственных мощностей предприятия, в то время как поставщики испытывают неудобства из-за нестабильности спроса.
8. Отсутствие зависимости от данного источника поставок.
9. Вопросы конкурентоспособности, политические, социальные вопросы или вопросы защиты окружающей среды могут вынудить предприятие производить изделия (услуги), даже если ему предпочтительнее их покупать. Когда конкурент приобретает в собственность ключевой источник снабжения сырьем, это может вызвать адекватные действия. Многие страны настаивают на том, чтобы определенный объем сырья перерабатывался внутри национальных границ. Предприятие, расположенное в районе с высоким уровнем безработицы, может принять решение о производстве конкретных изделий для обеспечения ситуации с занятостью. Часто принимаются решения обрабатывать побочную продукцию для того, чтобы не загрязнять окружающую среду. В каждом из приведенных случаев стоимость может не являться ключевым вопросом.
10. Наконец, существуют чисто эмоциональные причины. Руководство некоторых предприятий гордится их масштабами.

Преимущества, присущие аутсорсингу любого вида деятельности, включают возможность для руководства не отвлекаться на управление обслуживающими функциями и вследствие этого уделять больше внимания основному бизнесу компании.

Аутсорсинг позволяет решить проблемы с привлечением, обучением и удержанием квалифицированного персонала, а также с непрерывностью бизнес-процессов: замена персонала на время отпуска, болезни, обучения обеспечивается поставщиком услуг. Кроме того, появляется гибкость в управлении ресурсами – предприятию не нужно беспокоиться о сокращении численности своих сотрудников при изменении ситуации на рынке, перепрофилировании деятельности, уменьшении объемов производства и т.п. Клиент также может избежать расходов на инвестиции в оборудование и программное обеспечение, необходимое для поддержки передаваемых бизнес процессов и на их последующую техническую поддержку, а возможно, и сократить расходы на содержание офиса и аппарата управления.

Однако основной выгодой являются возможность использовать чужой высокопрофессиональный опыт, накопленный при решении аналогичных задач, и постоянный доступ к новым технологиям и знаниям. Компания, специализирующаяся на предоставлении определенных услуг, первой сталкивается с возникающими проблемами в данной области, инвестирует в выработку решений задач и развитие соответствующих технологий, в постоянное повышение квалификации своего персонала. Узкая специализация в предметной области позволяет ей обеспечивать надежное и качественное исполнение передаваемой ей на

аутсорсинг функции, а благодаря выполнению однотипных операций для множества клиентов поставщик появляется возможность устанавливать конкурентоспособные цены на свои услуги. Для того чтобы обеспечить такое же качество самостоятельно, заказчику необходимы значительные инвестиции в развитие персонала, оборудование, технологии, программное обеспечение. Очень часто ошибочно эти компоненты затрат исключают из расчета и просто сравнивают стоимость услуг с затратами на содержание персонала, вовлеченного в передаваемый бизнес-процесс. Если принять во внимание все перечисленные выше факторы, чаша весов может склониться в пользу аутсорсинга. Если же сравнивать не просто цену, а смотреть на проблему с точки зрения «цена-качество», то бизнес-модель с использованием аутсорсинга становится предпочтительной.

Аутсорсинг может позволить компании воспользоваться ресурсами, доступ к которым в противном случае был бы невозможен, например, при расширении географии деятельности предприятия; снижает необходимость инвестирования в средства в развитие основных фондов, связанных с второстепенными и непрофильными функциями; высвобождает внутренние ресурсы предприятия для других целей и т.д.

Основные достоинства и недостатки аутсорсинга с позиции заказчика представлены в *табл. 2.3*.

Таблица 2.3

Преимущества и недостатки аутсорсинга с позиции заказчика

Преимущества	Недостатки
Снижение затрат	Угроза утечки важной информации
Концентрация руководства и персонала на основном бизнесе	Опасность передачи слишком многих важных функций
Повышение качества и надежности обслуживания (аутсорсинговые компании дают гарантии качества работы)	Угроза отрыва руководящего звена от бизнес-практики (если все вопросы за менеджеров решают другие, то зачем они нужны?)
Использование положительного чужого опыта (аутсорсинговые компании обладают большим опытом в решении проблем)	Обучение чужих специалистов вместо своих
Улучшение управляемости (аутсорсинговые компании обычно используют современные принципы и формы управления)	Зависимость от одного источника снабжения

Основной бизнес имеет тенденцию со временем обрастать дополнительными подразделениями, функции которых можно с успехом передать аутсор-

синговым компаниям. Но сначала необходимо проанализировать: что целесообразно делать собственными силами, а что – отдать сторонним организациям.

Дополнительные подразделения нередко мешают развитию основного бизнеса, поскольку руководство фирмы вынуждено уделять этим службам больше внимания, чем собственно развитию компании. Кроме того, для поддержания на должном уровне функционирования обеспечивающих служб приходится выделять значительную часть бюджета.

Практикой выработан ряд методов, которые позволяют сделать вывод: следует ли развивать данное направление бизнеса внутри компании или имеет смысл переходить на аутсорсинг. Чаще всего для этого используется матричный анализ.

«Матрица аутсорсинга» строится на основе оценок анализируемых элементов бизнеса (рис. 2.3).

Матрица аутсорсинга



Рис. 2.3.

Оценки (высокая, средняя и низкая) выставляются по двум шкалам: стратегическая важность для компании данного элемента бизнеса, и оценка элемента бизнеса по отношению к внешнему рынку (то есть насколько хорошо по сравнению с рынком компания выполняет работу, насколько соответствует существующему отраслевому развитию конкретный отдел, насколько квалифицированы сотрудники и т. д.).

Полученная матрица состоит из девяти полей, соответствующих возможным комбинациям оценок бизнеса по двум выбранным шкалам. Рассмотрим

наиболее часто рекомендуемые решения по каждому из полей.

Поле 1. Высокая стратегическая важность для предприятия данного элемента бизнеса и его низкий уровень. Поскольку стратегическая важность элемента высока, высока и зависимость предприятия от результатов его деятельности. Очевидное решение – развитие данного подразделения в рамках предприятия. В силу того, что покупать продукцию данного подразделения на открытом рынке опасно (предприятие попадает в зависимость от поставщиков), то на первом этапе целесообразно организовать альянс, – установить долгосрочные отношения с теми, чей уровень работы выше, чем в среднем по рынку. Когда подразделение достигает среднего уровня развития, предприятие попадает в ситуацию, описываемую полем 2.

Поле 2. Высокая стратегическая важность элемента бизнеса и средний уровень его развития. В этом случае необходимо поднимать потенциал подразделения, то есть инвестировать средства в образование сотрудников и приобретение ими опыта. Необходимо привлекать и удерживать высококвалифицированных специалистов.

Поле 3. Высокая стратегическая важность подразделения и высокий уровень его работы. В данном варианте предлагается сделать максимальный акцент на защиту и сохранение достигнутого (прежде всего на сохранение кадрового потенциала).

Поле 4. Средняя стратегическая важность элемента бизнеса и низкий уровень компетентности его сотрудников. Поскольку зависимость предприятия от работы подразделения достаточно высока, то стоит либо пересмотреть стратегию предприятия, либо установить долгосрочные партнерские отношения с ведущими производителями в данном секторе бизнеса. Собственных специалистов при этом можно сократить до минимума и оставить необходимый штат для контроля и координации взаимоотношений со сторонней организацией. Типичный пример – переход предприятия на обслуживание в бизнес-центре. В этом случае компьютерная сеть предприятия обслуживается IT-специалистами центра под контролем IT-менеджера предприятия, привлечшего этот центр.

Поле 5. Средняя стратегическая важность подразделения и средний же уровень деятельности его сотрудников. Целесообразно привлечь к работе в анализируемом подразделении предприятия более компетентных сотрудников с сохранением прежнего размера его штата. В этом случае есть вероятность перехода предприятия в ситуацию поля 6, где уже возможно ставить вопрос о диверсификации его деятельности.

Поле 6. Стратегическая важность бизнес-единицы средняя, но уровень ее сотрудников выше рыночного. Было бы неправильно не использовать опыт и знания специалистов подразделения для расширения его деятельности. Целесообразно постараться продать результаты их деятельности на рынке – возможно, направление бизнеса этого подразделения станет основным для предприятия через 5-10 лет. При успехе такого подхода оценка деятельности подразделения переместится в поля 2 или 3, что существенно изменит подходы

к управлению подразделением. Ярким примером подобной возможности служит компания Nokia, которая 20 лет назад была производителем резинотехнических изделий и оплетки для проводов. Из «проводного» бизнеса, имевшего среднюю стратегическую важность для Nokia, вырос современный телекоммуникационный гигант.

Поле 7. Низкая стратегическая важность подразделения и низкий уровень его деятельности. Оптимальное решение таково: ликвидировать непрофильное производство, не имеющее прямого отношения к выпуску основного продукта, и уволить малоквалифицированные кадры. Продукцию, ранее выпускавшуюся подразделением, можно приобрести на рынке у специализированных компаний.

Поле 8. Низкая стратегическая важность подразделения и средний уровень его работы. Для бизнеса предприятия деятельность подразделения не является приоритетной, поэтому следует принять решение, аналогичное предыдущему (поле 7).

Поле 9. Низкая стратегическая важность бизнес-элемента, но высокий уровень квалификации его сотрудников. Целесообразно выделить подразделение в отдельную фирму, вложить определенные средства в ее развитие, а затем продать.

Единственное препятствие для широкомасштабного использования аутсорсинговых компаний в России – специфика российского менталитета, то есть желание сконцентрировать предприятие на определенной управляющей группе или человеке, отсутствие доверия к партнерам по бизнесу. Постепенно эти барьеры сглаживаются, и уже сейчас абсолютное большинство предпринимателей оценили преимущества, которые дают услуги специалистов, пусть и не принадлежащих непосредственно предприятию-заказчику.

2.2. Факторы формирования рынка аутсорсинговых услуг в нефтегазодобыче

Обострение рыночной конкуренции на высокоприбыльных рынках услуг по добыче нефти и газа объективно способствует поиску новых форм и методов организации производства и сбыта продукции. К числу таких форм можно отнести все более широкое использование услуг посреднических фирм на принципах аутсорсинга при организации добычи нефти и газа. Это направление кооперации предполагает делегирование полномочий и ответственности как на внутреннем, так и на международном рынке. Стремясь снизить издержки производства, крупные нефтяные и газовые компании привлекают для выполнения многих производственных процессов узкоспециализированные сервисные компании, имеющие большой опыт работ и обеспечивающие снижение затрат на добычу нефти и газа.

В настоящее время процесс нефтегазодобычи включает две группы участников: нефтегазовые компании (НГК) и специализированные сервисные компании (ССК) (рис. 2.4).

Участники процесса нефтегазодобычи

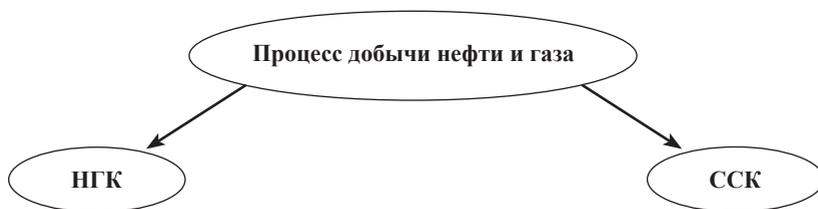


Рис. 2.4.

Отношения между этими участниками характеризуются интенсивным использованием услуг специализированных сервисных компаний на основе аутсорсинга. На мировом нефтяном рынке объем аутсорсинговых услуг достигает порядка 50 млрд. долл.

Объективной экономической основой развития аутсорсинга на рынке услуг по добыче нефти и газа стало влияние следующей группы факторов:

1. Невыгодность наличия и содержания в собственности нефтегазодобывающих компаний машин и оборудования, проведения геологоразведочных работ на нефть и газ собственными силами. Для поиска и добычи углеводородов требуются дорогостоящие активы, специализированные инструменты и технологии, расходы на которые нефтегазодобывающие не считают выгодным и целесообразным поддерживать постоянно. Эту нишу заполняют специализированные нефтегазовые сервисные компании. Как сторонние подрядчики, они находятся в лучшем положении, поскольку могут выполнять заказы большей группы производителей, увеличивая фондоотдачу и лучше распределяя затраты, связанные с разработкой новых технологий и оборудования. Благодаря специализации, сервисные компании позволяют снизить затраты нефтяных компаний и повысить их эффективность, что не могло бы быть достигнуто самими производителями. Вместе с тем, сервисные компании подвержены риску снижения объема выполняемых работ в случае сокращения заказов со стороны нефтегазодобывающих компаний.

2. Повышение эффективности деятельности нефтегазодобывающих компаний путем концентрации усилий на главных направлениях деятельности. Совершенствование нефтегазового бизнеса достигается организацией экономической деятельности, ориентированной на обеспечение добавленной стоимости при минимальной бюрократизации управления. Это означает концентрацию усилий на тех видах деятельности, которые компания может осуществлять лучше других, с большим профессионализмом, приглашая к сотрудничеству другие компании с их опытом и навыками, что обеспечивает более высокую производительность в целом.

Использование внешних сервисных организаций обеспечило значительное увеличение эффективности в разведке и добыче нефти на многих месторожде-

ниях, в частности, в Северном море, и обеспечивает более высокую производительность нефтегазодобычи в целом.

Специализированные сервисные компании предлагают целый ряд работ и услуг: одни имеют собственное буровое оборудование и сдают его в аренду, другие занимаются производством оборудования (бурового, добывающего, газовых компрессоров и т. д.) или расходных материалов (долот, буровых растворов, бурильных труб и т. д.) для продажи или передачи в аренду, в зависимости от особенностей применения. Большая часть сервисных компаний выполняет такие работы, как поддержание пластового давления, обслуживание оборудования, оценка параметров залежей нефти и газа и т. п., специализируясь в каком-либо виде работ. Сервисные компании привлекаются на протяжении всего процесса разработки – начиная от поиска, разведки, пробной эксплуатации и добычи до момента закрытия месторождения.

3. Развитие специализации сервисных компаний. Все указанные выше операции долгое время выполнялись нефтегазодобывающими компаниями собственными силами. Традиционно нефтяные компании стремились обеспечить максимум операций в разведке и добыче с помощью собственного персонала и оборудования. Однако после нефтяного кризиса 1986 г. им пришлось демонстрировать высокую степень производственной гибкости. Обращение к внешним подрядчикам явилось способом достижения такого рода гибкости. Постепенно сервисные компании стали доказывать эффективность своих операций. Существует немного производственных операций в нефтегазодобыче, которые они не могли бы решать. Нефтегазовая компания не может позволить себе иметь персонал, предназначенный для выполнения весьма специфических операций. Если события, требующие высокотехнологичных навыков, происходят нерегулярно, нефтегазодобывающая компания предпочтет прибегнуть к услугам подрядчиков для решения таких задач.

Существуют операции, для выполнения которых НГК имеют узкоспециализированный персонал; они могут использовать внутренние профессиональные возможности в условиях обычного уровня активности, прибегая к услугам внешних исполнителей лишь в случае сверхнормативного объема операций. Это относится, в первую очередь, к операциям, имеющим сезонный характер. Потребность в оптимизации ресурсов относится не только к персоналу, но и к оборудованию. Так, компания-оператор может нуждаться в кранах при подъеме тяжелых конструкций или в морских баржах для прокладки трубопровода по дну моря. Для такого оборудования с низкой степенью загрузки оператор предпочтет привлекать подрядчика среди сервисных компаний.

Некоторые из сервисных компаний обладают мощными современными исследовательскими центрами, и для нефтегазодобывающих компаний может оказаться выгоднее подождать, пока сервисные компании собственными силами разработают и станут применять новейшие технологии. В настоящее время разделение компетенции очень актуально. Однако существует опасность, что сервисные компании станут прямыми конкурентами нефтяных компаний в об-

ласти технологических инноваций.

В 80-е гг. прошлого столетия сервисные компании, осуществлявшие предоставление оборудования, операции логистики, инжиниринга, обеспечивали основные услуги для нефтяных компаний в ходе проведения геолого-геофизических работ или в процессе разработки месторождений в качестве исследовательских центров. Как только нефтяные компании разработали перечень технических требований на производство работ, каждая сервисная компания, участвующая в проекте, стала выполнять строго определенную задачу. Концептуально это были скорее отношения «клиент – поставщик услуг», чем отношения тесного сотрудничества. Новые технологии в основном разрабатывались самими нефтяными компаниями, хотя нередко внедрялись сервисными компаниями.

В настоящее время, поскольку новые технологии внедряются через сервисный сектор, часть исследований, которые не составляют собственность компаний, распространяются очень быстро и, следовательно, не дают им стратегических преимуществ. Поэтому наблюдается концентрация усилий нефтяных компаний на исследованиях в области разведки и добычи, ориентированных на собственные нужды. Эта часть деятельности в области НИОКР, которую сохраняют за собой нефтяные компании, им крайне необходима. НГК не могут вообще отказаться от исследовательской деятельности по многим соображениям. Обладание новыми технологиями и их освоение позволяет:

- снизить затраты на разведку и разработку нефтяных месторождений;
- контролировать риски операций (идентифицировать их и разработать методологию снижения);
- быть способным вести операции от имени ассоциаций, осуществляющих разведку и разработку месторождений. Это качество оператора не признается за компаниями, не владеющими современными технологиями;
- управлять своим имуществом. Создание стоимости все более базируется на развитии способности компаний в выборе новых перспективных регионов, определяющих будущие результаты их деятельности. Для оценки их перспективности проводятся все более сложные предварительные исследования, требующие самых современных технических средств. Самостоятельное проведение работ или контроль работы сервисных компаний требуют от нефтяных компаний овладения соответствующими методами и технологиями.

Кроме того, партнеры стремятся отстранить от проведения работ любые компании, технологический уровень которых, по их мнению, не соответствует требованиям. Поэтому для нефтяных компаний важно поддерживать высокий уровень технологий и низкий – издержек. С другой стороны, сервисные компании достигли высокого профессионального уровня за счет крупных инвестиций в технологии и НИР, направленные не только на разработку наиболее совершенных методов, но и на оснащение технологиями и профессиональными навыками, необходимыми для предложения все более широкого спектра услуг.

4. Влияние политических факторов. Существуют и политические причины использования сервисных компаний. Так, во многих странах нефтегазодобывающие компании, получающие концессии на поиск и разведку или заключающие соглашение о разделе продукции, обязуются прибегать к услугам местных подрядчиков. Компании могут также использовать местных поставщиков услуг вместо собственного дорогостоящего персонала. К тому же местным предприятиям легче получить различного рода разрешения на производство работ.

5. Использование изменений в конъюнктуре рынка. Нефтегазодобывающие компании стремятся перенести риски недоиспользования персонала и оборудования на сервисные компании. Это означает, что в условиях благоприятной рыночной конъюнктуры мощности ССК используются полностью, и они имеют хорошие финансовые результаты. Однако при сокращении объема нефтяного производства сервисные компании оказываются в числе первых, кто несет потери [35].

Аналитики положительно оценивают тенденцию развития аутсорсинга, используя который нефтегазовые компании могут лучше сконцентрироваться на своей основной деятельности – добыче углеводородов. Вывод нефтесервиса на аутсорсинг положительно влияет на финансовые показатели, поскольку в структуре капитала добывающей компании сосредотачиваются профильные активы, определяющие ее эффективность и, в конечном счете, капитализацию. Второй плюс – это разделение ответственности и рисков. Когда сервисный подрядчик связан с заказчиком контрактом, где прописаны все риски, ответственность и штрафные санкции, он вынужден выполнять обязательства, привлекать инвестиции, работать над управлением и развитием технологий и повышать свою эффективность.

Если сравнить два варианта – продажу собственных сервисных подразделений и выведение их на аутсорсинг, то при наличии рынка их лучше продавать. Если же развитого рынка нет, и компания не может сама осуществлять эффективный сервис, а на рынке присутствуют провайдеры, способные оказывать качественные услуги, тогда нужно отдавать на аутсорсинг. Имущество при этом остается в собственности компании, а деньги платятся за эффективное управление этими активами. Если эффективность деятельности падает, всегда можно прекратить взаимоотношения и нанять другого поставщика услуг.

Несмотря на сложности, рынок независимых услуг в нефтегазовой отрасли постепенно развивается. В основном это происходит поэтапно по следующему сценарию. Сначала нефтегазодобывающие компании выделяют сервисные подразделения в отдельные структуры, находящиеся под строгой материнской опекой. Затем в составе акционеров дочерней компании появляются другие совладельцы. Сервисная компания начинает активнее привлекать заказы со стороны. На последнем этапе, когда дочернее предприятие уже обзавелось постоянными клиентами, оно продается и далее действует как самостоятельное независимое сервисное предприятие. Это способствует увеличению числа

участников рынка сервисных услуг, повышению конкуренции, расширяет возможности нефтегазодобывающих предприятий в выборе поставщиков сервисных услуг.

Перспективы развития аутсорсинга в нефтегазодобыче связаны с тем, что вертикально-интегрированные компании со временем начнут передавать истощенные месторождения на завершающей стадии эксплуатации малым нефтяным и газовым производителям, которые не в состоянии содержать собственные сервисные подразделения. Кроме того, играют свою роль и достаточно высокие цены на нефть. В условиях благоприятной конъюнктуры нефтяникам и газовикам выгодно сконцентрироваться на развитии добычи углеводородов, передав все сопутствующие функции сервисным предприятиям.

Контрольные вопросы:

- 1. Раскройте сущность понятия «аутсорсинг».*
- 2. Назовите основные виды аутсорсинга.*
- 3. Какие факторы учитываются при принятии решения об использовании аутсорсинга?*
- 4. Сформулируйте причины отказа от аутсорсинга.*
- 5. Укажите основные причины использования зарубежных источников поставок.*
- 6. Охарактеризуйте риски организации сервисных услуг на условиях аутсорсинга.*
- 7. Перечислите факторы, влияющие на развитие аутсорсинга на рынке услуг нефтегазового сервиса.*
- 8. Чем определяются перспективы развития аутсорсинга в нефтегазодобыче?*

3. ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЯНОГО СЕРВИСА

3.1. Классификация предприятий нефтяного сервиса

Компании, действующие на российском рынке нефтегазового сервиса, значительно отличаются друг от друга величиной уставного капитала, научно-техническим потенциалом, квалификацией персонала, уровнем и качеством предоставляемых услуг и т.п. и могут быть классифицированы по следующим признакам:

1. По принадлежности капитала: отечественные, иностранные, совместные (предприятия с иностранными инвестициями).
2. По наличию контроля со стороны нефтегазовой компании: аффилированные, независимые.
3. По размеру: крупные, средние, малые.
4. По широте оказываемых услуг: с полным спектром услуг, с узкоспециализированными услугами.

Отечественными называют предприятия, капитал которых принадлежит предпринимателям своей страны. К отечественным сервисным компаниям относятся, прежде всего, геофизические предприятия, образовавшиеся на базе территориальных отраслевых организаций советской системы Миннефтепрома. В их числе ОАО «Башнефтегеофизика», ОАО Хантымансийскгеофизика, ОАО Сибнефтегеофизика. Для этих предприятий характерна тенденция к укрупнению и объединению друг с другом. Например, «Хантымансийскгеология» собрала вокруг себя свыше 60 сейсмических партий и по оценкам контролирует до половины российского рынка геофизики. Причем по сейсмическим работам и интерпретации геолого-геофизической информации они вполне могут конкурировать с западными компаниями, в первую очередь по цене (при вполне приемлемом качестве услуг). Кроме геофизических в нефтегазовом сервисе России функционируют отечественные предприятия, оказывающие широкий спектр услуг в области нефтегазодобычи: ООО «Сервисная компания «ПетроАльянс», ООО «Прикаспийбурнефть», ООО «Бургаз», ЗАО «Сибирская сервисная компания», ООО «Сервисная буровая компания».

Справка:

ОАО «Башнефтегеофизика» – ведущая компания российского геофизического сервиса, обладающая богатым опытом поисков углеводородного сырья и исследований скважин в различных геолого-климатических зонах. Компания основана в 1932 г. и является старейшей и одной из крупнейших нефтеразведочных геофизических предприятий в России. Сегодня ОАО «Башнефтегеофизика» – геофизическое предприятие, в составе которого действуют 15 сейсмических партий, 3 сейсмокаротажные партии, 3 Управления геофизических (промысловых) работ, Центр обработки материалов, научно-тематические подразделения. Акционерное общество оснащено самой современной аппаратурой и оборудованием и выполняет работы на уровне мировых стандартов

ОАО Хантымансийскгеофизика производит все виды геофизических исследований: высокоточная гравиразведка, электроразведка методом МТЗ, вертикальное сейс-

мопрофилирование, сейсморазведка методами «Вибросейс» и взрывной. Полевые исследования выполняются с использованием современной телеметрической аппаратуры фирм «Sersel» и «INPUT/OUTPUT». Компания имеет девять филиалов, шесть дочерних компаний, 49 полевых партий, пять вычислительных центров.

ОАО Сибнефтегеофизика создано на базе одноименного государственного производственного объединения, ведет свое начало от Сибирской геофизической экспедиции, организованной в 1972 г. В составе компании промыслово-геофизическая экспедиция, петрофизическая лаборатория, экспедиция по обработке и интерпретации материалов, база производственно-технического обеспечения, центральная геофизическая лаборатория и одиннадцать полевых сейсморазведочных партий.

ООО «Сервисная компания «ПетроАльянс» – крупнейшая российская сервисная компания, которая оказывает самый широкий спектр услуг в области разведки и разработки месторождений нефти и газа в соответствии с общемировыми стандартами. Одним из ключевых направлений деятельности является сейсморазведка. Компания создана в 1989 г.

ООО «Прикаспийбурнефть» создано в 1986 г. и было единственным подрядным буровым предприятием в СССР. Компания обладает всеми необходимыми техническими средствами для производства буровых работ в районах с аномально высокими пластовыми давлениями, высокими температурами и продуктивными отложениями, насыщенными агрессивными газами (H₂S, CO₂). Имеет в арсенале буровые установки грузоподъемностью до 500т (включая мобильные, грузоподъемностью до 190 т), различные бурильные трубы, противовыбросовое оборудование на рабочее давление до 1050 атм, четырех- и пятиступенчатые системы очистки буровых растворов. В середине 1990-х гг. значительно расширила сферу подрядных услуг по строительству скважин, реализовала ряд контрактов на Кальчинском, Салымском, Ковыктинском месторождениях. Организационно представляет собой группу порядка 15 компаний.

К числу *иностранных* относятся сервисные предприятия, капитал которых принадлежит иностранным предпринимателям, полностью или в определенной части обеспечивающих их контроль. К числу иностранных компаний, работающих на российском рынке услуг нефтегазового сервиса относятся Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, BJ Services, KCA Deu-tag.

Справка:

Schlumberger Ltd – международная сервисная компания, работает более чем в 100 странах. Основана в 1927 г. Состоит из трех бизнес-сегментов: «Schlumberger Oilfield Services», «SchlumbergerSema» и прочего бизнеса. Schlumberger Oilfield Services – мировой лидер в сфере сервисных услуг на нефтегазовых месторождениях, предоставляющий широкий спектр высокотехнологичных решений нефтегазодобывающим компаниям по всему миру. SchlumbergerSema является ведущей компанией на рынке консультационных услуг в области информационных технологий, системной интеграции, сетевого обслуживания и инфраструктур в энергетическом секторе, а также в коммунальном хозяйстве, телекоммуникациях и финансовых рынках. Численность персонала «Schlumberger» составляет 78,5 тыс. человек, штаб-квартира находится в Нью-Йорке, США.

Halliburton Co осуществляет широкий перечень сервиса, инжиниринга и строительства для энергетических и промышленных предприятий более чем в 120 странах.

Компания основана в 1919 г. и имеет два бизнес-сегмента: Группа энергетического сервиса и Группа инжиниринга и строительства. Первая группа оказывает большое количество услуг, в частности, осуществляет комплексные проекты в разведке, разработке и добыче нефти и газа. Вторая группа участвует в различных прибрежных и шельфовых проектах, занимается техническим обслуживанием промышленных и энергетических компаний по всему миру. Численность персонала «Halliburton» составляет 96 тыс. человек, штаб-квартира компании находится в Хьюстоне, США.

Baker Hughes Inc в основном осуществляет сервисную деятельность для нефтяных предприятий. Является мировым поставщиком скважинного оборудования, сервисных технологий и систем для нефтяной и газовой промышленности. Обеспечивает продукцией и сервисом для бурения, проводит оценку запасов, строительство нефтяных и газовых скважин. Кроме того, производит различные виды нефтегазового оборудования. Численность персонала «Baker Hughes» составляет 26,5 тыс. человек, штаб-квартира компании находится в Хьюстоне, США.

BJ Services Co занимается нефтегазовым сервисом по всему миру. Специализируется на цементировании и вызове притока при завершении строительства нефтяных и газовых скважин, а также на ремонтных работах как на суше, так и на шельфе. Основная деятельность компании сосредоточена в Мексиканском заливе, Венесуэле и Бразилии. Численность компании составляет 11 тыс. человек, штаб-квартира компании находится в Хьюстоне, США.

KCA Deutag (Deutsche Tiefbohr-Aktiengesellschaft) – крупнейший буровой подрядчик. Компания образована в 1888 г. Основную деятельность ведет в Северном море. Участвует в проектах в Центральной Азии, в Северной Африке, на Ближнем Востоке, а также в Азербайджане, Иране, России. Деятельность в России осуществляется на Сахалине и на Спорышевском месторождении вблизи Ноябрьска. Численность персонала компании составляет 3,5 тыс. человек, штаб-квартира находится в г. Бад Бентхайм (Германия).

Совместными (предприятиями с участием иностранного капитала) называют предприятия, капитал которых принадлежит предпринимателям двух или более стран. На российском рынке нефтяного сервиса функционирует порядка 20 предприятий с иностранными инвестициями, которые оказывают технические и производственные услуги (гидроразрыв пласта, капитальный ремонт скважин) или совмещают разведку/добычу нефти с работами сервисного или экологического характера. В их числе ООО «Ватойл», ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК», ООО «КАТКонефть».

Справка:

ООО «Ватойл» – совместное российско-кипрское предприятие с Калгари Оверсиз Девелопмент Лтд». Основные виды работ: добыча нефти, обслуживание процесса добычи нефти, торговля нефтью.

ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» создано в 1998 г. с израильской фирмой «ЛУКОЙЛ-Израиль». Численность 400 человек. Область деятельности: обслуживание процессов добычи нефти; продажа нефтепродуктов.

ООО «КАТКонефть» – одно из первых в стране российско-австрийское специализированное сервисное предприятие, созданное в 1991 г. Производит на нефтяных и газо-

вых месторождениях Российской Федерации и Казахстана следующие виды работ: гидравлические разрывы пластов нефтяных и газовых скважин, ремонтно-изоляционные работы по ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн скважин и колонных перетоков, отключение обводнившихся пластов, капитальные ремонты скважин по всей номенклатуре ремонтных работ, освоение скважин при помощи койлтюбинга и азотной установки, проектирование и внедрение усовершенствованных технологических решений и вторичных методов воздействия на пласт.

Аффилированные сервисные компании – дочерние компании, которые могут выступать в качестве филиала или представительства основной, материнской компании, которая участвует в управлении их делами.

Примером могут служить такие дочерние предприятия, как ООО «Сервисная буровая компания (ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»), ООО «РН-Бурение» (ОАО «НК «Роснефть») и ООО «Бургаз» (ОАО «Газпром»).

Справка:

ООО «Сервисная буровая компания» организовано в 2001 г. на базе трех буровых предприятий: Суторминского управления буровых работ, Холмогорского управления буровых работ и нефтегазоразведочного предприятия. Компания оказывает полный спектр сервисных буровых работ, имеет в своем составе около 30 буровых бригад, более 50 буровых установок для разведочного и эксплуатационного бурения. Основная доля заказов приходится на ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», но с каждым годом увеличивается число заказов других нефтегазовых компаний страны. В частности, Сервисная буровая компания является подрядчиком ООО «Ноябрьскгаздобыча», ТНК-ВР.

ООО «Бургаз» создано в 1997 г. в результате проводимых структурных преобразований в газовой отрасли. До середины 90-х годов строительство эксплуатационных скважин в ОАО «Газпром» осуществлялось силами специализированных управлений буровых работ, входящих в состав газодобывающих предприятий. В состав созданной дочерней буровой компании вошли 6 производственных филиалов: «Тюменбурггаз», «Кубаньбурггаз», «Астраханьбурггаз», «Севербурггаз», «Оренбургбурггаз» и «Центр горизонтального бурения». Компания объединила буровиков Западной Сибири, Республики Коми, Северного Кавказа, Оренбургской и Астраханской областей. Объединение буровых предприятий в единую компанию позволило централизовать управление производством, осуществлять единую техническую политику по повышению качества и эффективности строительства скважин, их подземного и капитального ремонта.

ООО «РН-Бурение» образовано в 2006 г. с целью объединения принадлежащих ОАО НК «Роснефть» буровых сервисных компаний. В созданную структуру вошли такие предприятия как ООО «Краснодарнефтегаз-Бурение», ООО «Краснодарнефтегаз-Сибирь», ООО «Пурнефтегаз-Бурение» и Ногликское УБР (ОАО «Удмуртбурение»).

К числу **независимых** отечественных сервисных структур относят предприятия, которые самостоятельно организуют и контролируют свой бизнес. В их числе образовавшиеся в процессе приватизации нефтяной отрасли специализированные геофизические предприятия (ОАО «Башнефтегеофизика», ОАО Хантымансийскгеофизика, ОАО Сибнефтегеофизика, и другие), также целый

ряд компаний, оказывающих услуги в области нефтегазодобычи (ООО «Сервисная компания «ПетроАльянс», ООО «Буровая Компания «Евразия», ООО «Северная экспедиция» и другие).

Справка:

ООО «Буровая Компания «Евразия» – крупнейший в России независимый производитель буровых работ. Компания ведет строительство скважин в 10 регионах страны и имеет более 30 заказчиков. Основные мощности сосредоточены в 5 регионах: Западно-Сибирском, Уральском, Нижневолжском, Республике Коми и Ненецком автономном округе. Парк буровых установок насчитывает более 180 единиц грузоподъемностью от 75 до 450 тонн и более 100 установок для освоения и капитального ремонта скважин. Производственная деятельность осуществляется силами 37 бригад вышкостроения, 90 буровых бригад, 76 бригад освоения, капитального и текущего ремонта скважин. Более 11 лет занимается строительством и ремонтом нефтяных и газовых скважин всех назначений на лицензионных участках ОАО НК «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром нефть», ТНК-ВР и других нефтегазовых компаний. До 2004 г. она входила в структуру «Лукойла» и называлась «Лукойл-бурение». БКЕ владеет такими уникальными технологиями строительства скважин, как вскрытие продуктивных пластов на депрессии, причем в промышленных масштабах до нее этот метод в России никто не применял. За последние годы БКЕ бурила от 1,2 млн м до 2,5 млн м в год, имея доли 13% до 20% на всем рынке бурения в стране. Однако более двух третей всего объема ее работ приходится на одного клиента – «Лукойл».

ООО «Северная экспедиция» создано в 2005 г. Компания объединяет буровые предприятия, входившие ранее в Северную нефтегазовую экспедицию глубокого бурения, ПО «Удмуртгеология» и другие производственные объединения, имеющие многолетнюю успешную историю. Располагает крупными производственными базами в Удмуртии и Ямало-Ненецком АО, 25 буровыми установками, 170 единицами спецтехники, 1400 сотрудниками, 25 бригадами и другими ресурсами, необходимыми для выполнения буровых работ. «Северная экспедиция» имеет крупную базу заказов по поисковому и эксплуатационному бурению в нескольких нефтегазоносных провинциях России. Заказчиками являются Газпром, Роснефть и другие нефтегазодобывающие предприятия.

Классификация сервисных предприятий по размеру подразумевает выделение *крупных, средних и малых компаний.*

24 июля 2007 г. принят Федеральный закон № 209-ФЗ «О государственной поддержке малого и среднего предпринимательства в Российской Федерации», согласно которому с 1 января 2010 г. по критерию численность занятых работников вводится следующая классификация субъектов малого и среднего предпринимательства:

- а) средние предприятия – от ста одного до двухсот пятидесяти человек;
- б) малые предприятия – до ста человек; среди малых предприятий выделяются микропредприятия – до пятнадцати человек.

Следовательно, к числу крупных следует относить предприятия с численностью работников, превышающей 250 человек.

В настоящее время в России работают такие крупные нефтесервисные

компании, как «Schlumberger Ltd», «Halliburton Co», ООО «Буровая Компания «Евразия», группа компаний «Ин-тегра», ЗАО «Сибирская Сервисная Компания», ООО «Газпромнефть-Нефтесервис».

Справка:

Группа компаний «Интегра» – независимая диверсифицированная нефтесервисная компания, основанная в 2004г. Консолидировала около 40 нефтесервисных компаний и предприятий по производству оборудования для нефтегазового сектора в России и других странах СНГ. Основные виды работ: бурение, капитальный и текущий ремонт скважин, геофизические исследования. Кроме того занимается производством и ремонтом оборудования для нефтегазодобывающих и нефтесервисных предприятий. С приобретением в сентябре 2005 г.ОАО «Уралмаш – Буровое оборудование», а также группы предприятий, занятых изготовлением бурового инструмента, Группа «Интегра» превращается в крупнейшего производителя буровых установок на территории Российской Федерации. Численность персонала – свыше 20 тыс. человек. Штаб-квартира находится в Москве. По мнению экспертов, Группа «Интегра» в состоянии сформировать мощную компанию, способную успешно конкурировать на российском рынке с крупными иностранными нефтесервисными и машиностроительными фирмами.

ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» (ССК) основано в конце 1999 г. при содействии «Schlumberger».. Основной профиль деятельности компании – оказание услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Имеет филиалы: Нефтеюганский, Отраденский, Стрежевской и Томский. Нефтеюганский филиал объединяет сервисные компании «Нефтеюганскбурнефть», «Югансквышкомонтаж», «Тампонажник», «Нефтеюганский КРС». Основными заказчиками выступают «Юганскнефтегаз», «Томскнефть» и «Самаранефтегаз». Выполняет как отдельные виды работ, так и комплексные проекты «под ключ». Основными видами деятельности являются: строительство буровых установок, поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, наклонно-направленное бурение, резка боковых стволов, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, обеспечение систем очистки бурового раствора, тампонажные работы, услуги по организации управления производством. В настоящий момент компания состоит из московского офиса и восьми филиалов.

ООО «Газпромнефть-Нефтесервис» создано ОАО «Газпром нефть» в 2007 г. и объединило все нефтесервисные активы холдинга с целью повышения конкурентоспособности и финансовой устойчивости данного направления бизнеса как на российском, так и на мировом рынках нефтесервисов. Численность работников компании превышает 15 тыс. человек. В ее состав входят 10 дочерних предприятий, предлагающих широкий спектр нефтесервисных услуг. Развитие компании осуществляется по трем направлениям: бурение, текущий и капитальный ремонт скважин и геофизика. В сегменте бурение компания планирует выйти в лидеры рынка к 2014 г. за счет технического перевооружения, модернизации оборудования и выхода на внешний рынок.

Примером *средних* предприятий, оказывающих нефтесервисные услуги, могут служить ООО «Нефтесервисхолдинг», ЗАО «Таймырразведка», нефтесервисная компания «ФОСКО».

Справка:

ООО «Нефтесервисхолдинг» создано в 2003 г. в результате выделения сервисных подразделений из структуры ОАО «ЛУКОЙЛ». На НСХ приходится 1% российского сервисного рынка, в структуре которого Холдинг занимает позицию средней по размеру, динамично развивающейся многопрофильной технологичной сервисной компании. Холдинг осуществляет весь цикл работ по производственно-техническому сервису нефтегазодобычи: бурение скважин; обслуживание нефтепромыслового оборудования; обустройство нефтепромыслов; строительство и обслуживание трубопроводного транспорта; производство и транспортировка теплоэнергии; обслуживание энергетического оборудования; капитальный и текущий ремонт скважин; повышение отдачи нефтяных пластов; комплексное обслуживание процессов химизации добычи и транспортировки нефти; гидродинамические и промыслово-геофизические исследования; химический анализ нефти и мониторинг окружающей среды; грузопассажирские перевозки; спецтранспортное обслуживание.

ЗАО «Таймырнефтеразведка» занимает 70% рынка Таймырского региона по разведочному бурению. Компания строит скважины в сложных горно-геологических условиях как с аномально низкими, так и аномально высокими пластовыми давлениями. С 1964 г. по настоящее время предприятие построило нефтяные и газовые скважины на 50 участках, расположенных на территории Енисей-Хатангской, Анабаро-Хатангской, Северо-Тунгусской, Пур-Газовской нефтегазоносных провинций. Зона работ достигает радиуса свыше 600 км от г. Дудинка, где находится основная база компании. Численность персонала составляет около 380 человек. Основными клиентами ЗАО «Таймырнефтеразведка» являются компании «Роснефть» и «ТНК-ВР».

Нефтесервисная компания «Фоско» специализируется на оказании высокотехнологического сервиса нефтегазодобывающим предприятиям. Осуществляет производственную деятельность в Поволжском регионе, а также готовит выход в Западную Сибирь. Основными заказчиками являются ТНК-ВР, Татнефть и Роснефть. Ключевыми направлениями деятельности являются сервисные операции в сегментах капитального ремонта и освоения скважин, бурения вторых стволов, в том числе с горизонтальным окончанием. «Фоско» располагает собственными высококвалифицированными сервисными бригадами, подъемными установками высокой грузоподъемностью, а также необходимым вспомогательным оборудованием. Компания использует только новое оборудование производства 2007-2008 гг.

Малые сервисные компании, которых насчитывается около 500, еще находят себе место на рынке нефтяного сервиса, но испытывают недостаток средств на приобретение современной техники, технологии, на научные исследования в области основной деятельности, на обучение и повышение квалификации персонала и т.д. Поэтому, скорее всего, по мере развития технологий, с появлением новых сложностей в добыче нефти, которые наблюдаются уже сейчас, малые независимые компании будут уходить с рынка сервисных услуг. По таким серьезным сегментам рынка нефтяного сервиса как бурение, текущий и капитальный ремонт скважин крупные нефтедобывающие компании имеют надежных партнеров, и недостаточное качество услуг малых предприятий для них неприемлемо. Однако возможности выбора солидных нефтесервисных компаний затруднены ограниченностью их числа. В настоя-

щее время только 5 компаний могут предложить достойный сервис крупным нефтегазодобывающим предприятиям. Это международные гиганты «Шлюмберже» и «Халлибертон», «Буровая Компания «Евразия», «Интегра» и «Сибирская Сервисная Компания».

По широте оказываемых услуг выделяют предприятия с полным спектром услуг и предприятия с узкоспециализированными услугами.

К первой группе относится компания «Halliburton». Она не просто предлагает услуги по заканчиванию скважин, а может обеспечить решение всего спектра вопросов: поставить оборудование для любых видов работ по заканчиванию скважин, провести комплекс ГИС в обсаженном стволе, провести высокотехнологичную перфорацию, подобрать растворы и фильтрационные жидкости, предложить самую передовую технологию опробования скважин, реализовать технологию строительства многозабойных систем. Если речь идет о бурении, то компания предлагает к использованию пакет буровых услуг «FullDrill», обеспечивающий весь комплекс работ по проводке ствола скважины. Кроме того, осуществляет подбор наиболее подходящих буровых долот, скважинных приборов, бурового раствора, включая поставку систем их приготовления. Безусловно, что у компании накоплен серьезный опыт по всему спектру сервисных работ – начиная от цементирования и заканчивая технологиями бурения на депрессии.

Одной из тенденций последних лет является формирование рынка так называемых субсервисов – средних и малых компаний, специализирующихся на отдельных видах сервисных работ и услуг. Как правило, на базе поставщиков оборудования и материалов создаются предприятия, обеспечивающие энергообеспечение буровых бригад на объектах, предоставляющие услуги спецтранспорта, выполняющие поставку, монтаж, обслуживание и ремонт бурового оборудования, поставку химических реагентов и подготовку буровых растворов, оптимизацию подбора долот и их поставку и т.п. В качестве примера можно привести ООО «Северное Сияние» – поставщика нефтегазопромышленного, грузоподъемного и складского оборудования из России, Болгарии и других стран; ООО «Ареваль» и компанию «СПЕЦПЕТРОСЕРВИС», специализирующихся на предоставлении услуг по буровым растворам; ООО «Нефтесервис-НН», осуществляющее производство и продажу установок прогрева скважин «Фонтан», предназначенных для предотвращения образования отложений парафина во внутреннем пространстве насосно-компрессорных труб.

3.2. Проблемы функционирования предприятий нефтяного сервиса и пути их решения

Большинство российских средних и малых сервисных компаний, функционирующих на рынке нефтегазового сервиса, унаследовали от застойного периода 1991 – 1999 гг. не только многочисленные малоэффективные активы, но и традиции организации работ, далекие от рыночных. Средний возраст российского парка бурового оборудования составляет 16 лет (износ около 80%), а в

небольших компаниях – около 20 лет (износ около 95%). Ситуация усугубляется еще и тем, что в указанный период не работала система воспроизводства квалифицированных кадров. Кроме того, даже крупные сервисные компании, не говоря уже о средних и малых, находятся под серьезным ценовым давлением со стороны нефтяных компаний-заказчиков.

Сегодняшние цены на сервис не позволяют независимым сервисным компаниям, особенно небольшим, модернизировать оборудование, развивать и совершенствовать технологии, содержать и готовить квалифицированный персонал, вкладываться в НИОКР. Но именно эти инвестиции в наукоемкие услуги нефтяного сервиса определяют их конкурентоспособность. По словам генерального директора компании «Сервисные технологии», согласование с заказчиком увеличения стоимости строительства скважины на 2% в счет инвестиций в развитие компании является большой победой подрядчика.

Таким образом, средние и малые сервисные компании попадают в ситуацию «ножниц»: кратный рост спроса на услуги, с одной стороны, и хроническая недоинвестированность производственно-технологической базы, с другой, вынуждают искать пути спасения бизнеса.

Чтобы обеспечить свое существование сервисные компании должны в относительно короткий срок приобрести совокупность профессиональных навыков, необходимых для реализации новых методов разведки и разработки месторождений. Они должны обладать широким спектром возможностей для удовлетворения растущего спроса на интегрированные сервисные услуги со стороны нефтяных компаний.

Типичная история последних лет для небольших сервисных компаний выглядит примерно так. До 2004 – 2005 гг. компания имела случайные заказы, как правило, не приносящие высокую прибыль, но обеспечивающие выживание. В 2005 – 2006 гг. услуги компании становятся востребованными, и объем заказов существенно возрастает. Рост объемов приводит, в свою очередь, к росту потребности в оборотных средствах (который может быть удовлетворен оперативным кредитованием) и к росту потребностей в инвестициях (который удовлетворить значительно сложнее, поскольку чистая прибыль невелика). Компания начинает работать в долг. Такая ситуация приводит к снижению качества работ, увеличению сроков и повышению цен. Заказчики отказываются от услуг компании.

Для примера нетрудно посчитать, что при рентабельности инвестированного капитала 5%, стоимости заемных средств 13% годовых, соотношении собственных и заемных средств 1:1, рост портфеля заказов (и, соответственно, кредиторской задолженности) в 1,6 раз приведет к нулевой чистой прибыли. Дальнейшее увеличение портфеля заказов будет приносить сервисной компании чистый убыток и делает реальной угрозой ее разорения.

Таким образом, к числу основных проблем функционирования сервисных компаний можно отнести:

– потребность в больших капиталовложениях;

- недостаток квалифицированного персонала;
- необходимость повышения уровня технического и технологического обеспечения.

Наиболее капиталоемким является буровой сервис, требующий огромных затрат на техническое перевооружение. В ближайшее время, по оценкам специалистов, ожидается значительное увеличение объема геологоразведочных работ, а соответствующих современных мощностей на всей цепочке сервиса (геофизика, разведочное бурение и др.) не хватает. Поэтому следует ожидать повышения спроса на эти виды услуг и, как следствие, их стоимости.

Институционально функция технологического развития добывающих нефтегазовых компаний находится в сфере предложений сервисных услуг. В то же время в данной сфере в России еще не закончились процессы вывода вспомогательных производств из структуры вертикально интегрированных компаний и консолидации сервисных предприятий. Поэтому в бюджете последних затраты на НИОКР очень незначительные, а российские нефтяные компании (за исключением ОАО «Сургутнефтегаз») почти полностью прекратили финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области повышения эффективности сервиса добычи и оборудования для сервиса.

Прекращение государственного финансирования серьезных научных разработок с крупномасштабными промышленными испытаниями стало причиной отставания отечественной нефтегазовой отрасли в области освоения нефтяных запасов. Коэффициент нефтеизвлечения в среднем по месторождениям, разрабатываемым в России, за последние два десятилетия стал ниже по сравнению со странами-лидерами в нефтедобыче. Нефтегазовая отрасль имеет серьезное отставание в технологиях по разработке нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, находящимися в выработанных и низкопроницаемых пластах на шельфе и в Заполярье. Недостаток конкурентоспособного отечественного оборудования для строительства скважин с горизонтальным окончанием, боковыми стволами, комплексов для работ на шельфе, для проведения ГРП, ремонта глубоких скважин и других сложных инженерных технологических операций ставит российский нефтегазовый сектор в неравное положение с зарубежными компаниями, финансирующими научные и конструкторские разработки.

Сокращение работ в сфере геологоразведки и услуг в нефтегазовом сервисе нанесет ущерб, как экономике, так и национальной безопасности России, это повлечет за собой:

- уменьшение прироста запасов углеводородов;
- невыполнение лицензионных соглашений по разработке месторождений;
- снижение объемов добычи, переработки и реализации нефти;
- снижение объемов реализации нефтепродуктов;
- увеличение простаивающего фонда скважин;

- невыполнение договорных обязательств по поставкам нефти и нефтепродуктов, в том числе по государственным программам, включая оборонный заказ;
- снижение отчислений в бюджет налоговых и других платежей;
- сокращение рабочих мест и увеличению социальной напряженности;
- неэффективное использование производственных мощностей;
- увеличение риска экологических последствий, связанных с несвоевременностью ремонта и обслуживания объектов нефтедобычи и др.

Проблемы развития компаний, оказывающих услуги в сфере нефтяного сервиса, и возможные пути их решения показаны на *рис. 3.1.*

Проблемы развития сервисных компаний и пути их решения



Рис. 3.1.

Одним из путей решения вышеуказанных проблем является целенаправленное развитие нефтегазового сервиса на основе здоровой и цивилизованной конкурентной среды, способствующей достижению наибольшей эффективности

ности оказываемых услуг. Из истории формирования рыночных отношений в России видно, что динамика развития частного бизнеса и его консолидация значительно выше, чем в компаниях, создаваемых на основе распоряжений государственных органов власти.

Учитывая, что сервисный бизнес в области нефтедобычи востребован и не является убыточным, желание существующих частных сервисных компаний объединиться, потеряв свою самостоятельность в рамках новой структуры, представляется маловероятным. Чем больше частных сервисных компаний, тем больше конкуренция, что положительно влияет на качество услуг, культуру производства, техническую и технологическую оснащенность, профессионализм персонала. Все это, в конечном счете, способствует снижению стоимости услуг. Такое развитие сервисного рынка, безусловно, будет выгодно как заказчикам, так и государству.

Перспективы развития нефтегазового сектора находятся в прямой зависимости от взаимодействия нефтегазодобывающих и сервисных компаний. Взаимная интеграция сервисных и добывающих компаний в хозяйственную деятельность друг друга базируется на обслуживании потребностей предприятий нефтегазового сектора, на высокой доле наукоемких и специальных видов работ, на взаимном учете требований охраны окружающей среды и техники безопасности, на потребностях в значительных инвестиционных ресурсах.

Стремление получить заказы и установить долговременные партнерские отношения с нефтегазодобывающими компаниями заставляет сервисные организации учитывать их требования в использовании современной техники, передовых технологий, высококвалифицированных специалистов, что вызывает необходимость инвестирования в создание современной материально-технической базы производства и в человеческий капитал. Обеспечение высокого качества работ, сокращение стоимости и сроков их выполнения являются важными показателями, на основе которых нефтегазодобывающие компании оценивают результативность работы сервисных организаций и перспективы дальнейшего сотрудничества с ними.

Целесообразной видится реализация находящихся в федеральной собственности пакетов акций и долей активов государственных геофизических, геологических, машиностроительных, буровых, сервисных предприятий и нефтегазовых научно-исследовательских институтов на основе открытых торгов. Их открытость обеспечит равные условия для участников, создаст благоприятный инвестиционный климат, положительно скажется на международном имидже России в части демократического развития рыночных отношений.

В интересах развития отечественного нефтегазового сервиса приоритетность в приобретении реализуемых сервисных предприятий должна принадлежать российским компаниям, что не лишает возможности участия иностранных инвесторов и не противоречит общепринятому пониманию развития рыночных отношений в мире. Существует большое количество

инвестиционно-привлекательных вариантов по участию как отечественного, так и иностранного капитала в развитии российского рынка услуг, соответствующих законодательству РФ и способствующих динамичному и качественному подъему уровня отечественного сервиса в нефтегазодобывающем секторе промышленности.

Очень важна роль федеральных органов законодательной и исполнительной власти России в принятии нормативных актов, обеспечивающих развитие конкурентоспособного российского рынка сервисных услуг и создании благоприятных инвестиционных условий. Для положительного изменения ситуации необходимо пересмотреть существующую нормативно-правовую базу, внося в лицензионную, налоговую, инвестиционную, антимонопольную и научно-техническую деятельность стимулирующие механизмы с целью:

- расширения ГРП на суше и на шельфе для воспроизводства минерально-сырьевой базы;
- вовлечения в разработку низкорентабельных и трудноизвлекаемых запасов углеводородов;
- удовлетворения спроса на сложную, науко- и материалоемкую продукцию, включающую новейшие технологии, материалы, реагенты и оборудование, используемые при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, залегаемыми на суше и шельфе;
- привлечения научно-исследовательских и проектных институтов для решения проблем, связанных с нефтегазодобычей.

Кроме того, было бы целесообразным освободить сервисные предприятия от налога на прибыль в части понесенных затрат на приобретение высокотехнологичного оборудования и технологий, а также затрат на проведение научно-исследовательских и конструкторских работ по направлению их деятельности.

Обозначенные проблемы являются следствием основной – несовершенством стратегии развития нефтегазового комплекса. Кроме того, помимо сервисных компаний, непосредственно связанных с нефтедобычей, необходимо рассматривать и эффективность использования всего инфраструктурного обеспечения – коммуникаций, дорог, жилья, так как проблема эффективности функционирования сервисных компаний является комплексной.

Контрольные вопросы:

- 1. Укажите основные признаки классификации предприятий нефтяного сервиса.*
- 2. Приведите примеры отечественных и иностранных нефтесервисных компаний.*
- 3. Что понимается под аффилированной нефтесервисной компанией? Приведите пример.*
- 4. Какой критерий служит основой классификации предприятий по размеру? Приведите примеры крупных, средних и малых предприятий нефтяного сервиса.*

5. *Каким образом можно классифицировать нефтесервисные компании по широте оказываемых услуг. Приведите примеры.*

6. *Назовите основные проблемы функционирования предприятий нефтяного сервиса.*

7. *Охарактеризуйте возможные пути решения проблем функционирования нефтесервисных компаний.*

8. *Какие меры может принять государство для создания условий развития предприятий нефтегазового сервиса?*

4. РОССИЙСКИЙ РЫНОК УСЛУГ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА

4.1. Спрос и предложение на рынке сервисных услуг

Основными характеристиками любого рынка, в том числе и услуг нефтяного сервиса, являются спрос и предложение. Структура спроса на сервисные услуги со стороны нефтяных компаний по критерию уровня их технологичности представлена на *рис. 4.1* [36].

Структура спроса на услуги нефтегазового сервиса

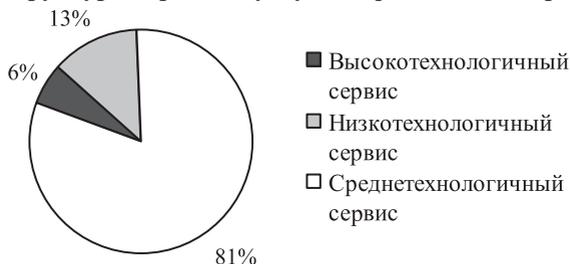


Рис. 4.1.

Спрос на «низкотехнологичный» сервис по ценам, близким к демпинговым поддерживается региональными менеджерами нефтяных компаний в связи с реализацией корпоративных стратегий снижения издержек на добычу.

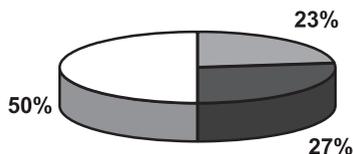
Сегмент «среднетехнологичного» сервиса характеризуется дефицитом предложения со стороны независимых российских сервисных компаний, адекватного критерию цена/качество услуг. Следствием этого является высокая доля дочерних сервисных компаний российских вертикально-интегрированных компаний, а также наличие третьего сегмента – сегмента «высокотехнологичного» сервиса, в котором работают западные компании. Он характеризуется неоправданно высокой ценой услуг, связанной с высокой маржой западных компаний, реализующих таким образом временное технологическое и финансовое превосходство над российскими «среднетехнологичными» компаниями.

Основной спрос на сервисные услуги формируется нефтегазодобывающими компаниями Западно-Сибирского и Волго-Уральского регионов – 76-78%. Однако, в ближайшие 5 лет структура сервисного рынка будет меняться в сторону новых регионов. По оценке Douglas-Westwood, к 2011 г. доля сервисного рынка Восточной Сибири будет составлять около 25%.

Как уже отмечалось, вывод нефтяными компаниями из своего состава сервисных активов начал осуществляться одновременно с внедрением на российский рынок иностранных сервисных компаний. Сформировавшуюся таким образом структуру предложений на рынке сервисных со стороны его участников можно условно разделить на следующие сегменты:

- дочерние сервисные предприятия нефтяных компаний;
- российские независимые сервисные компании;
- государственные и частные зарубежные сервисные компании (рис. 4.2).

Структура предложений на сервисном рынке России по его участникам в 2008 г.



- Дочерние сервисные компании нефтяных холдингов
- Российские независимые компании
- Компании с долей иностранного капитала более 50%

Рис. 4.2.

Если в 2003 г. более 80% сервисных услуг оказывалось аффилированными сервисными компаниями и сервисными подразделениями нефтяных компаний, то в 2008 г. примерно 50% всех сервисных работ выполняется аффилированными сервисными компаниями, остальные 50% – независимыми (в том числе международными) участниками сервисного рынка.

Действующие на рынке предприятия нефтегазового сервиса существенно различаются по уровню применяемых технологий. Характеристика технологий по критерию цена/качество представлена в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Классификация технологий сервисных компаний по критерию цена/качество услуг

Технологии	Критерий цена/качество	Прибыль
Инновационные	Высокая цена/ высокое качество	Выше отраслевой
Традиционные	Баланс соотношения цена/ качество	Среднеотраслевая
Устаревшие	Низкая цена/ низкое качество	Ниже отраслевой

Уникальность нефтесервисного рынка Российской Федерации заключается в следующем:

во-первых, в наличии относительно непересекающихся сегментов, различающихся качеством (технологическим уровнем) оказываемых услуг; во-вторых,

в дефиците предложений интегрированного сервиса в самом востребованном и наиболее емком сегменте среднетехнологичного сервиса, сбалансированного по критерию цена/качество.

Именно эти факторы обуславливают высокую долю собственного сервиса нефтяных компаний, отсутствие конкуренции и наличие дорогостоящих услуг западных компаний в сегменте «сбалансированного» сервиса. В «низкотехнологичном» сегменте, характеризующемся сильной ценовой конкуренцией, работает около 200 мелких сервисных компаний.

Ценовая конкуренция объясняется тем, что для крупных российских нефтегазовых компаний 80-85% всех сервисных работ выполняют сервисные предприятия, принадлежащие (или контролируемые) нефтегазовым холдингам, и одна-две интегрированные компании на основе среднесрочных сервисных контрактов. Поэтому на «свободный» рынок при проведении конкурсов на предоставление сервисных услуг попадают лишь оставшиеся 15-20 % объемов работ. Из них около 2-7% получают технологически узкоспециализированные российские фирмы, цена/качество услуг которых соответствует среднему уровню. В результате за оставшиеся 10-12 % объемов работ регионального рынка разворачивается острая конкурентная борьба между небольшими отечественными компаниями, которые, не имея ресурсов, опускают цены до минимального уровня, чтобы покрыть производственные издержки. Выбраться таким компаниям в «среднюю лигу» невозможно из-за небольшого портфеля заказов и отсутствия ресурсов для технического и технологического перевооружения. Российское предприятие с оборотом в 5-30 млн. долл. США в год (а таких на рынке около 80 %) не может сделать необходимые инвестиции в технологическое перевооружение.

Позиционирование сервисных компаний по критерию цена/качество услуг представлено на *рис. 4.3*.

Позиционирование сервисных компаний по критерию цена/качество услуг

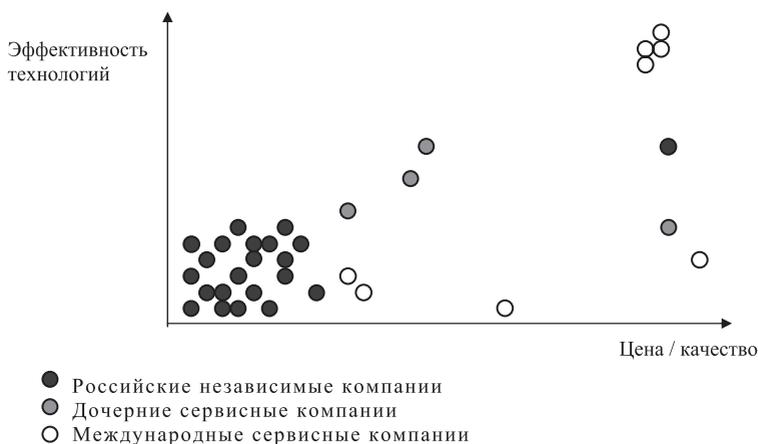


Рис. 4.3.

Из-за недостаточного объема предложений качественных услуг российскими независимыми сервисными компаниями в сегменте «сбалансированного» сервиса нефтяные холдинги более 50 % услуг получают у собственных сервисных структур и 10 % у западных фирм по завышенным ценам.

Избыточная ценовая конкуренция мелких сервисных предприятий сдерживает развитие отрасли, однако на сервисном рынке появилась тенденция консолидации независимых российских сервисных компаний. Так, на рынке появился нефтесервисный дивизион Группы ЧТПЗ – ЗАО «Римера», со 100 % долей российского капитала. С учетом заявленного компанией стремления развивать сервис, направленный на гарантированное обслуживание фонда скважин и увеличение (либо сохранение на приемлемом уровне) добычи нефти, это может быть новым стратегическим выбором российских сервисных компаний. Таким образом, может сложиться прецедент на рынке, когда независимая компания будет иметь долгосрочные отношения с недропользователями и нести совокупную ответственность за результаты производственной деятельности. Другая российская сервисная группа – ООО «Нефтьсервисхолдинг» – консолидировала активы текущей стоимостью более 350 млн. долл. США и вышла с предложением услуг на рынки Казахстана и Узбекистана.

Доли иностранного и собственного сервиса в портфеле российских нефтяных компаний варьируют в зависимости от готовности российских независимых сервисных предприятий оказывать качественные услуги. В настоящее время в России менее 40% услуг иностранных сервисных компаний приходится на высокотехнологичные виды работ, 60% – традиционные услуги, которые оказываются ими через приобретаемые отечественные компании или на условиях субподряда.

Тем не менее, структура спроса на сервисные услуги по уровню технологичности должна изменяться. Выработка активных запасов в настоящее время в РФ превышает 70%, при этом доля трудноизвлекаемых запасов составляет более 60%. Серьезной проблемой является снижение проектного коэффициента извлечения нефти (КИН). Мировая практика свидетельствует, что увеличение объема извлекаемых запасов требует применения современных методов и технологий извлечения нефти. А это, в свою очередь, повышает спрос на «высокотехнологичный», «уникальный», т.е. привязанный к конкретным условиям добычи, сервис.

4.2. Сценарии развития нефтесервисного рынка в условиях кризиса

Докризисные темпы роста добычи и высокая рыночная конъюнктура «черного золота» еще совсем недавно сулили отечественному нефтесервису блестящее будущее. По данным аналитического агентства «Douglas-Westwood», объем нефтесервисного рынка России в 2006 г. составил \$11,4 млрд. с тенденцией роста к 2011 г. увеличился бы почти в 2 раза – до \$22 млрд. Резко изменившаяся в 2008 г. экономическая ситуация и в России, и в мире, по всей видимости, внесет серьезные коррективы в этот оптимистический прогноз.

Сценарии развития рынка нефтесервисных услуг по типам компаний представлены в *табл. 4.2.*

Сценарии развития рынка нефтесервисных услуг по типам компаний

Сегмент	Некоторые примечания компаний	Основные заказчики	Сценарий развития в благоприятных условиях (в 2007-2008 гг.)	Поведение в условиях кризиса
1	2	3	4	5
Сервисные структуры крупных нефтяных компаний	«Газпром нефть – Нефтесервис» (Газпром нефть), «РН-Бурение» (Роснефть), «Татнефть -Бурение» (Татнефть), «Сургут-нефтегаз»	Крупные российские и международные нефтяные компании	Остаются аффилированными с крупными нефтяными компаниями	Остаются аффилированными с крупными нефтяными компаниями. Возможна опосредованная государственная поддержка
Крупные российские независимые нефтесервисные компании	ССК, БК «Евразия», Интегра, «Катоб-нефть», «Петроальянс»	Крупные и средние российские и международные нефтяные компании	Продолжают укрупнение за счет поглощения растущих средних и мелких российских независимых буровых компаний. В перспективе 70-80% рынка делится между 7-9 компаниями	Сокращают мощности в 3-4 раза, сокращают затраты. Снижают цены, сохраняют качество. Сокращают программы модернизации оборудования. Сохраняют базовые мощности и компетенции. Реструктуризация путем слияний и поглощений в целом не ожидается. Несмотря на появление активов с низкой ценой, свободные цены на покупку отсутствуют. Возможно создание альянсов между независимыми компаниями с целью усиления позиций в отношении с заказчиками. Возможен рост доли рынка крупных компаний за счет вытеснения средних и мелких компаний.

Продолжение табл. 4.2

1	Средние и мелкие российские независимые нефтесервисные компании	2	3	4	5
Международные компании	Halliburton, Schlumberger, Baker Hughes	Средние и мелкие российские нефтяные компании	Образуют конкурентную среду; растущие компании являются объектом поглощения крупными российскими независимыми сервисными компаниями	Средние компании сокращают мощности в 3-4 раза, сокращают затраты. Снижают цены, сохраняя качество. Сокращают программы модернизации оборудования. Возможна утрата базовых мощностей и компетенций. Затруднителен поиск партнеров, которые бы обеспечили финансирование компании. Возможно вхождение в альянсы с крупными нефтесервисными компаниями. Мелкие компании переживают резкое сокращение объемов, держат низкие цены при среднем качестве. Им становится труднее конкурировать с крупным компаниями, которые значительно снизят цены при сохранении качества. Возможностей для модернизации мощностей нет. Вероятность ухода с рынка мелких компаний существенно увеличивается.	Сохраняет свои позиции в высокотехнологичном сегменте ввиду безальтернативности. Некоторые компании попытаются закрепиться на российском рынке за счет покупки (или других способов взятия под контроль) российских компаний.

Сложнее всего в нынешней ситуации придется мелким сервисным компаниям. Они переживают резкое сокращение объемов работ, вынуждены держать низкие цены на услуги, качество которых гарантировать все сложнее. Им становится трудно конкурировать с крупными компаниями, которые могут значительно снижать цену при сохранении качества. Все это существенно увеличивает вероятность ухода мелких компаний с рынка.

Достаточно стабильным останется положение компаний, аффилированных с крупными нефтедобывающими корпорациями, а также международных нефтесервисных компаний, которые будут стремиться расширить свою долю на российском рынке.

В существующих условиях для самостоятельной средней или малой сервисной компании имеются два пути развития

1. Стать частью крупной сервисной компании.
2. Развиваться самостоятельно, впоследствии консолидировав вокруг себя другие компании.

Выбрав первый путь развития, компания получает следующие преимущества: доступ к инвестициям и к современным технологиям, организованный выход на рынок под сильным брендом, получение организационных и управленческих знаний и технологий. Как правило, материнская компания уже имеет определенный потенциал, интересующий инвесторов, поэтому благодаря ее инвестиционной привлекательности поглощаемая компания получает требуемые ресурсы для развития.

Преимущественными «кандидатами на поглощение» в таком случае являются компании, оказывающие стандартные технологичные услуги в достаточно хорошо освоенных регионах. К таким услугам можно отнести кустовое эксплуатационное бурение, капитальный ремонт скважин, гидроразрыв пласта, геофизические исследования. Интерес представляют также сервисные компании, находящиеся в перспективных регионах работы крупных нефтегазовых компаний.

Процесс консолидации сервисных компаний имеет естественные границы. Формальным ограничением является антимонопольное законодательство. Менее очевидным, но более существенным ограничением является уровень управляемости большой территориально распределенной компании.

Однако, несмотря на эти обстоятельства, можно прогнозировать продолжение консолидационных процессов в отрасли нефтепромысловых услуг. По оценкам специалистов это приведет к созданию 7-9 крупных нефтесервисных компаний, конкурирующих между собой за 70-80% рынка, при этом удельный вес крупных и средних российских независимых нефтесервисных компаний в их общем числе может составить 50% (в настоящее время он составляет примерно 35%).

Первым шагом в консолидации российского сервисного рынка стало образование общественной организации «Союз поддержки и развития отечественных сервисных компаний нефтегазового комплекса» (НО «Союзнефте-

газсервис»)), которая занимается изучением потребностей российского рынка нефтегазовых услуг. Одна из основных целей создания НО «Союзнефтегазсервис» заключалась в объединении разрозненных отечественных сервисных компаний с различной специализацией. Концепция создания крупных российских корпораций, предоставляющих нефтегазодобывающим компаниям полный спектр услуг конкурентоспособного нефтегазового сервиса, обсуждалась на протяжении как минимум последних десяти лет.

На сегодняшний день в состав НО «Союзнефтегазсервис» вошли более 60 организаций, в числе которых «Газпромгеофизика», «Газмпромнефть-Нефтесервис», производственная компания «Борец», «НГБ-Энергодиагностика», «Когалымнефтепрогресс», НИИнефтепромхим. Эти организации составляют основу НО «Союзнефтегазсервис», формируя всю политику российского нефтесервисного рынка [24].

Пойти по второму, довольно рискованному пути самостоятельного развития могут компании, которые в текущий момент имеют стабильную производственную программу и готовы, благодаря своему опыту, осваивать новые технологии или регионы. К примеру, такой путь могут реализовать компании, занимающиеся глубоким разведочным бурением в Восточной Сибири или выходящие на зарубежные нефтесервисные рынки.

Но изменения коснутся не только отдельных компаний, но и отдельных видов сервисных услуг. Сценарии развития рынка нефтесервисных услуг по сегментам представлены в *табл. 4.3*.

По мнению экспертов, ряд услуг, к примеру капитальный ремонт скважин (КРС), будут востребованы почти так же, как и в докризисные времена в связи с необходимостью поддержания фонда скважин. (необходимость поддержания фонда скважин). КРС может стать одной из важнейших услуг, обеспечивающих выживание нефтесервисных компаний в новых условиях. А вот объемы бурения и сопутствующих работ, таких, например, как тампонаж, будут сокращаться.

4.3. Участие государства в формировании сервисного рынка

Развитие нефтегазового сервиса – важное условие обеспечения энергетической и экологической безопасности страны. В США и Китае к этому виду работ допущены, в основном, только национальные компании. Это обусловлено стратегической значимостью для безопасности страны информации, получаемой предприятиями нефтегазового сервиса, о состоянии и перспективах развития минерально-сырьевой базы государства (результаты геологоразведочных работ, сейсморазведки, бурения, геофизических исследований скважин на суше и море). Сервис обеспечивает необходимый уровень добычи и транспорта нефти и газа (проектирование разработки и обустройство месторождений, ремонт скважин, автоматизация промыслов, повышение нефтеотдачи и т.д.).

Мировой рынок нефтегазового сервиса представлен высокотехнологичной, наукоемкой и капиталоемкой продукцией, при создании которой широ-

Сценарии развития рынка нефтесервисных услуг по сегментам

Сегмент	Сценарии развития в условиях кризиса и в посткризисный период
Геологоразведка	Поддержание рынка возможно за счет государственных программ
Промысловые геофизические работы	Находится в тесной связи с бурением (в большей степени) и ТКРС (в меньшей степени)
Бурение и сопутствующие работы (в т.ч. тампонажные работы)	В целом объемы бурения будут сокращаться. Нескоро начнется освоение Восточной Сибири, планировавшиеся ранее при ценах на нефть от 80 долл./барр.
Текущий и капитальный ремонт скважин (ТКРС)	Количество скважино-операций практически не изменится ввиду необходимости поддержания фонда скважин. Может стать одной из важнейших услуг, обеспечивающих выживание нефтесервисных компаний
Капитальное строительство инфраструктуры	Создание новых объектов приостановится, преимущественно будет использоваться уже созданная инфраструктура
Повышение нефтеотдачи пластов (ПНП)	Вероятен некоторый рост, необходимый для компенсации снижения ввода новых скважин. Вместе с ТКРС, работы по ПНП могут обеспечить выживание нефтесервисных компаний, в частности, высокотехнологичных
Услуги технологического и общего транспорта	Сокращение объемов, из-за высокой конкуренции – снижение цен
Производство, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования	Сокращение объемов производства нового оборудования. Сохранение и, возможно, небольшой рост производства запасных частей для поддержания работоспособности работающего оборудования
Производство химических реагентов и растворов, поставка и сопровождение работы систем очистки	Находится в тесной связи с бурением, ТКРС, ПНП
Долотный сервис	Находится в тесной связи с бурением. Основные игроки рынка долотного сервиса уже обозначились. В кризисный период не предвидится появления новых игроков. Высокоэффективные долота будут востребованы в кризисный период
Энергетическое обеспечение	Продолжится консолидация средних и мелких энергосберегающих компаний
Вышкомонтажные работы (ВМР)	Находится в тесной связи с бурением. В перспективе сокращение рынка ВМР обусловлено более широким использованием мобильных буровых установок

ко используются достижения оборонно-промышленного комплекса. Тесное взаимодействие нефтегазового и оборонного комплексов взаимовыгодно как отраслям, так и экономике страны в целом, обеспечивая ее уход от сырьевой зависимости. Если годовой экспорт продукции оборонно-промышленного комплекса вышел на уровень 5 млрд. долл., то нефтегазовый сервис может обеспечивать выручку на мировом рынке 15-29 млрд. долл. в год, а экспорт нефтегазового оборудования может постепенно достичь уровня 5-10 млрд. долл. в год [38].

В настоящее время мировыми лидерами в развитии техники и технологии нефтегазового сервиса являются три страны: США, Россия и Китай. Эти страны разрабатывают и производят наиболее полный спектр нефтегазового оборудования, аппаратуры, технологий и располагают большим потенциалом для выполнения работ от поиска и разведки месторождений до полного извлечения содержащихся в них запасов нефти и газа.

Нефтесервисные услуги можно считать классическим рыночным товаром, поскольку требования к ним достаточно четко определены, поставщики услуг мобильны, а потому покупатели и продавцы, так или иначе, приходят к согласию относительно условий оказания услуг. Казалось бы, специфическое участие государства в этой чисто рыночной среде не является необходимым. Однако существует два обстоятельства, которые вынуждают государство принять участие в функционировании нефтесервисного рынка.

Во-первых, за большинством обозначившихся в России центров отраслевой интеграции стоит иностранный капитал. Речь идет о приобретении зарубежных компаниями и инвестиционными фондами перспективных российских нефтесервисных компаний и увеличении доли иностранных подрядчиков в российской нефтяной промышленности.

На данный момент по финансовой мощи ни одна из российских сервисных компаний не может конкурировать с транснациональными сервисными компаниями. Поэтому сервисный рынок России, без сомнения, представляет интерес для Запада, поскольку открывает выход на российские нефтяные компании. Получая основные доходы не в России, западные компании могут для захвата рынка прибегнуть к определенным «жертвам». Увеличивая свою долю на сервисном рынке России (при одновременном выводе сервисных подразделений из своего состава российскими компаниями), западные компании в дальнейшем смогут частично монополизировать данный сегмент и постепенно увеличивать цены на свои услуги, приводя их к мировому уровню. Благодаря достаточно высоким ценам на нефть сейчас у крупных российских компаний есть деньги на западный сервис. Но в случае изменения ценовой конъюнктуры российские компании, сделавшие ставки на западных партнеров, могут оказаться в ловушке. Таким образом, необходимо, по сути, обеспечить национальную безопасность – предотвратить возможную монополизацию рынка сервиса зарубежными компаниями. Вероятность подобного сценария пока невелика, но она увеличится, если в ближайшие годы на отечественном рынке не появятся

крупные конкурентоспособные национальные сервисные компании.

Во-вторых, российские сервисные компании страдают от хронического недостатка источников инвестирования. Поэтому развитие российских нефте-сервисных компаний, которые в ближайшее время должны принять непосредственное участие в разведке и освоении новых месторождений нефти и газа, вполне может являться задачей национального проекта.

В США вопросы нефтегазового сервиса относятся к компетенции Министерства энергетики. В функции этого ведомства входит мониторинг складывающейся ситуации в области топливно-энергетического комплекса в стране и в мире. Власти США реализуют политику, обеспечивающую полный контроль американскими компаниями внутреннего рынка нефтегазового сервиса. Что касается внешнеэкономической деятельности, то защита интересов американского нефтегазового сервиса обеспечивается всеми имеющимися у США экономическими, политическими и дипломатическими средствами. Большое внимание министерство уделяет развитию конкурентной среды в сервисе, поддержке малых сервисных и приборостроительных компаний, финансированию инновационных проектов, обеспечивающих мировое лидерство американских компаний в этом бизнесе.

Государственная политика Китая по реформированию, защите интересов отечественного нефтегазового сервиса и повышению его конкурентоспособности разрабатывается и реализуется корпорацией «China National Petroleum Corporation». При вступлении Китая в ВТО руководству страны было необходимо решить две задачи:

- 1) защитить отечественный сервисный рынок от его поглощения иностранными компаниями;
- 2) обеспечить достойное место китайским компаниям на мировом рынке нефтегазового сервиса.

С этой целью при вступлении в ВТО был согласован 7-летний срок действия ограничительных квот в доступе иностранным сервисным компаниям на китайский рынок. За этот период нефтегазовый комплекс был коренным образом реформирован. Мелкие разрозненные предприятия нефтегазового сервиса были укрупнены и включены в состав нефтегазовых корпораций и компаний: «Petro China», «SINOPEC», «China National Offshore Oil Corporation». Наиболее мощно китайский сервис представлен в «China National Petroleum Corporation». Здесь сосредоточены две группы сервисных компаний, одна из которых обеспечивает потребности внутреннего рынка, другая ориентирована только на обслуживание мирового рынка. Китай не проводит политику «освобождения нефтяных компаний от непрофильных активов». Для обеспечения конкурентоспособности сервиса государство и нефтегазовые компании вложили значительные средства и продолжают финансировать подготовку кадров, НИОКР, приобретение лучших образцов западной и российской техники и технологии с последующим освоением производства аналогов высокотехнологичными предприятиями страны, в том числе оборонного комплекса.

Китайские нефтегазовые компании при участии в тендерах на услуги всегда отдают предпочтение национальному нефтегазовому сервису. Исключение составляют разовые работы иностранных компаний с новейшими технологиями, которыми Китай пока не владеет.

Так в Китае было обеспечено решение первой задачи, что позволило ограничить долю присутствия иностранного сервиса на китайском рынке на уровне 2-3%. Особо следует отметить успехи Китая в развитии техники и технологии освоения шельфа. Морские сейсмические, каротажные, буровые компании, входящие в состав «China National Offshore Oil Corporation» (CNOOC), оснащены самой современной техникой и технологией и не только полностью обеспечивают свои национальные потребности, но и вышли на мировой рынок. Стартовые позиции в освоении Китаем морской техники и технологии были реализованы американскими компаниями, а дальнейшее развитие обеспечивается собственным научно-производственным комплексом CNOOC. К решению наиболее сложных проблем привлекается Академия китайского военно-морского флота.

Что касается второй задачи, то в настоящее время китайский нефтегазовый сервис успешно конкурирует с американскими сервисными компаниями на суше и море более чем в 25 странах мира, в том числе в Казахстане, Туркмении, Узбекистане, арабских странах, Африке, Центральной и Южной Америке, странах Азиатско-Тихоокеанского экономического пространства. В России китайский сервис представлен сейсмической компанией «Bureau Geophysical Prospecting», осуществляющей сейсмо-разведку в Западной Сибири.

В бывшем СССР государственная политика и управление нефтегазовым сервисом осуществлялись отраслевыми ведомствами: Миннефтепромом, Мингео и Мингазпромом в соответствии с государственными планами развития топливно-энергетического комплекса страны. Внешнеэкономическая деятельность в этой сфере регулировалась теми же органами. Мощь нефтегазового сервиса, который справлялся с обеспечением рекордных уровней добычи нефти в 600 млн. т и газа в 600 млрд. м³, обеспечивалась крупными вложениями в подготовку кадров, отечественную науку, машиностроение и приборостроение, техническое оснащение. К решению сложных проблем привлекался потенциал оборонно-промышленного комплекса. В условиях «холодной войны» и полной изоляции от западного сервиса нефтегазовый комплекс страны не только не имел проблем в области собственного сервиса, но и оказывал услуги нефтегазового сервиса во многих странах мира (в странах СЭВ, Китае, Вьетнаме, Индии, Ираке, Египте, Ливии, Алжире, Кубе и других).

В эпоху экономических и политических преобразований контроль и управление развитием нефтегазового сервиса со стороны государства были утрачены, произошло его дробление и ослабление, существует реальная угроза поглощения отечественного сервисного рынка компаниями с иностранным капиталом, российский сервис теряет свои позиции как на рынке стран СНГ, так и на мировом рынке.

Существует несколько вариантов участия государства в развитии ответственного нефтесервиса (рис. 4.4).

Варианты участия государства в развитии нефтесервисного бизнеса

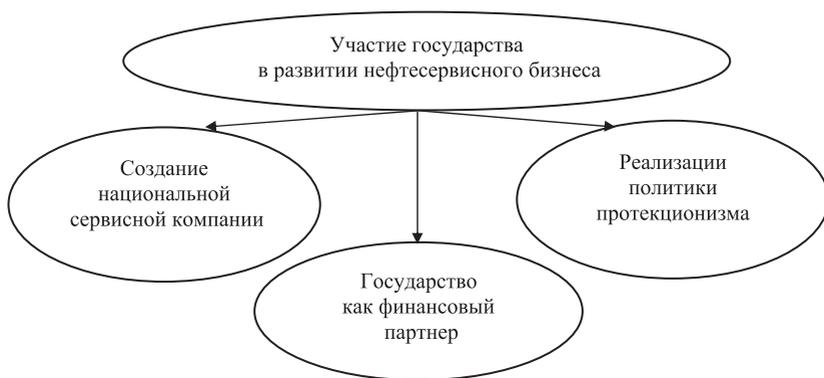


Рис. 4.4.

Создание национальной сервисной компании. Эта идея вполне соответствует процессу создания мощных интегрированных промышленных структур при значительном участии государства и прямой поддержке на высшем уровне, таких как «Газпром», «Роснефть». Положительным примером из зарубежной практики может служить американская национальная сервисная компания «Halliburton», выручка которой за 2006 г. составила 22,6 млрд. долларов, а чистая прибыль 2,35 млрд. долл.

Однако следует учесть уже отмеченные обстоятельства: во-первых, нефтесервисные услуги – рыночный товар, и, во-вторых, уровень управляемости и стандартизации взаимодействия нынешних отечественных сервисных и субсервисных компаний пока не позволяет осуществить эффективную интеграцию. Цивилизованные отношения на рынке только начали формироваться, поэтому всякое объединение «по команде» приведет к потере эффективности. Успех же компании «Halliburton» во многом связан с качественно выстроенной в течение длительного времени системой управления. Поэтому следует признать, что время создания национальной сервисной компании еще не пришло.

Вместе с тем, в связи с большими перспективами освоения углеводородных ресурсов российского шельфа в правительстве РФ рассматривается вопрос о создании национальной корпорации по геологоразведочным работам и добыче нефти и газа на акватории прилегающих морей. При создании такой корпорации необходимо предусмотреть организацию в ее составе сервисной компании, обеспечивающей весь цикл морских услуг от геофизического исследования скважин, бурения скважин обустройства месторождений до экологического мониторинга окружающей среды. Эта компания может иметь статус

дочерней при морской корпорации (как сделано в Китае), и помимо работы в России должна искать приложение своим возможностям на мировом рынке.

Государственный протекционизм. Не так давно власти Норвегии пошли по пути протекционизма собственного сервисного сектора. Достаточно долго применялись обязательное квотирование закупок продукции и услуг национальных поставщиков при реализации нефтегазовых проектов. Вводя такие квоты, правительство было уверено в потенциально высокой конкурентоспособности норвежских фирм с точки зрения качества и стоимости самой продукции. В результате более 70% всех работ на шельфе Норвегии ведут местные компании. Государство определенным образом защитило свой рынок и дало возможность и время для развития собственной сервисной отрасли.

Подобные меры подразумевают достаточно жесткую форму участия государства в регулировании рынка нефтяного сервиса. Скорее всего, они будут способствовать чрезмерному оттоку инвестиций и, что на данном этапе развития сервисной отрасли в России представляется не менее важным, ограничат возможности приобретения и использования отечественными сервисными компаниями передовых производственных и управленческих технологий. Поэтому использование государством методов протекционистской политики может обернуться серьезными потерями как для рынка сервисных услуг, так и для экономики страны в целом. Несмотря на то, что отечественные сервисные компании будут защищены, они не будут жизненно заинтересованы в росте эффективности и гораздо позже достигнут зрелости.

Государство как финансовый партнер. Гораздо более гибким и результативным является участие государства в развитии нефтегазового сервиса в роли рыночного игрока – финансового партнера, предоставляющего сервисным компаниям инвестиционные и текущие кредиты на льготных условиях, оказывающего поддержку в лизинге оборудования, устанавливающего «режим благоприятствования» для ввоза современного оборудования и технологий. Такой режим финансирования будет особенно востребован компаниями, входящими с проектами освоения новых месторождений со сложными горно-геологическими условиями. Например, строительство скважин (с глубинами 3000 – 5000 м) в условиях Восточной Сибири требует использования дорогостоящих (10 – 12 млн. долл.) тяжелых буровых установок со специфическим диапазоном рабочих температур. Потребность в инвестициях и срок окупаемости таких проектов довольно велики, и, скорее всего, не будут представлять интереса для инвесторов, действующих в настоящее время на нефтесервисном рынке.

Государство должно помочь предприятиям машиностроения в переоснащении производства и освоении выпуска новейших образцов аппаратуры, наземного и морского нефтегазового оборудования как для внутренних нужд нефтегазового комплекса России, так и расширения годового объема экспорта высокотехнологичной продукции до уровня 5-7 млрд. долл., что в конечном счете позволит сделать экономику страны менее зависимой от сырьевых отраслей.

Сервисные компании, в свою очередь, должны обеспечить определенную прозрачность своей деятельности, структуры управления, что позволит государству обоснованно определять потребность в финансировании и контролировать целевое использование предоставленных средств.

Поскольку основным фактором привлекательности сотрудничества сервисных компаний с государством является возможность получения финансирования (для технического перевооружения, повышения квалификации персонала, пополнения оборотных средств), то со стороны государства разумно требовать от компаний соответствия определенным квалификационным критериям, таким как:

- структура активов; финансовое состояние;
- состояние производственно-технологической базы;
- квалификация ключевого персонала;
- соблюдению норм и правил охраны труда и техники безопасности, защиты окружающей среды;
- система управления.

Компании, которые в необходимой мере удовлетворяют предъявляемым требованиям, допускаются к участию в проектах, финансируемых государством. Компании, которые не в полной мере удовлетворяют указанным требованиям, имеют возможность повысить свой уровень, если примут предложения государства по реформированию и развитию. Необходимо отметить, что реорганизация системы управления является наименее затратным из всех мероприятий, способных повысить эффективность компании, но одним из важнейших для инвестора и финансирующего института.

В настоящее время банки перед выдачей кредита с целью снижения риска его невозврата проводят аудит деятельности сервисной компании, после его предоставления – мониторинг ее текущей деятельности. Для сервисных компаний нет ничего принципиально нового в таком подходе. Еще в 2000 г. аналитики отмечали, что «сегодня компании прилагают немалые усилия для того, чтобы интегрироваться в мировую систему, выйти на фондовые рынки ведущих стран. Стало быть, им нужен западный аудит. Причем не только финансовый, но и технический. В свою очередь, аудиторам очень важно, чтобы анализируемые ими данные были ясны и понятны». Именно так осуществляется отбор подрядчиков в рамках тендерных процедур, организуемых крупными нефтегазовыми компаниями, например, ТНК – ВР. При этом глубина и количество требований раз за разом увеличиваются. Именно так и должно действовать государство, формируя цивилизованный сервисный рынок.

Компания, прошедшая государственную «квалификацию» получает основное преимущество, а именно включение ее в систему определенных отношений, облегчающих не только доступ к финансированию, но и взаимодействие с другими участниками рынка.

Долгосрочные отношения между участниками нефтесервисного рынка, выстраиваемые государством, должны быть основаны на соответствующих

нормативно-правовых актах: типовых договорах, стандартных требованиях к результатам оказания услуг, регламентах взаимодействия. Эти отношения должны стать естественной средой для деятельности некоммерческих союзов, партнерств, институтов, направленной на накопление, распространение и стандартизацию лучшей практики работы в отрасли. Уже само включение компании в такую систему отношений будет являться серьезным стимулирующим фактором.

Результатом работы такого рынка будет повышение капитализации нефтесервисных предприятий. Факторами повышения капитализации станут сформировавшаяся взамен стихийной конкуренции система долгосрочных и стабильных отношений между участниками рынка, а также совершенствование систем управления компаниями. Анализ, проведенный McKinsey, показал, что капитализация компании возрастает на 15 – 30%, если инвесторы уверены в том, что система управления компанией в должной мере надежна, прозрачна и отвечает их интересам.

Контрольные вопросы:

- 1. Охарактеризуйте структуру спроса на российском рынке услуг нефтегазового сервиса.*
- 2. Назовите участников отечественного рынка нефтесервисных услуг и структуру их предложений.*
- 3. Как классифицируются технологии нефтегазового сервиса по критерию цена/качество?*
- 4. Охарактеризуйте сценарии развития рынка услуг нефтегазового сервиса в условиях кризиса.*
- 5. Объясните необходимость участия государства в функционировании рынка нефтесервисных услуг.*
- 6. Какие меры государственной политики используют США и Китай по развитию и защите интересов отечественных предприятий нефтегазового сервиса?*
- 7. Охарактеризуйте варианты участия государства в развитии российского рынка услуг нефтегазового сервиса.*

5. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ

5.1. Подходы к организации нефтяного сервиса

В настоящее время в России существует два подхода к организации нефтяного сервиса – развитие собственного сервиса и использование стороннего (аутсорсинг). Большинство нефтегазовых компаний пошли по пути разделения добывающего и сервисного блоков, рассматривая их как два отдельных бизнеса. Однако полное отчуждение сервисов пока еще не осуществляется. Ответ на вопрос: выводить или не выводить сервис за баланс компании зависит не только от стратегии нефтяных компаний, но и от состояния внешней среды.

Основными факторами при принятии решения об отчуждении сервисов, как отмечалось в разделе 2.1, должны являться их стратегическая важность и качественный уровень. Что касается последнего, то следует учитывать, что производственные мощности нефтяных компаний России в сфере сервисных услуг имеют примерно одинаковый технический и качественный уровень, что связано с длительным развитием сервисного сектора в единой централизованной хозяйственной системе; незначительным сроком существования хозяйственно самостоятельных нефтяных холдингов; экономическим кризисом в стране (1990-х гг.), который в определенной степени тормозил техническое развитие данного сектора.

В настоящее время в деятельности нефтяных компаний, в том числе транснациональных, используются следующие способы организации сервисного обслуживания производства: хозяйственный, использование внутреннего сервиса, использование внешнего (не аффилированного) сервиса (рис. 5.1).

Способы организации сервисного обслуживания нефтегазового производства

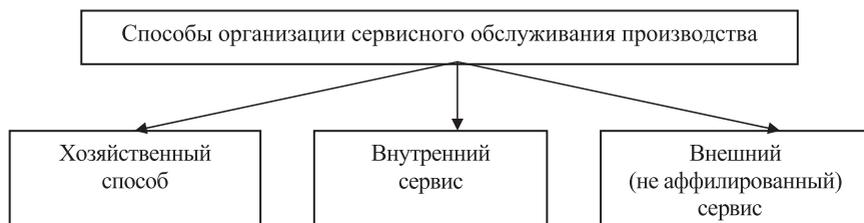


Рис. 5.1.

Хозяйственный способ ведения сервисных работ в наибольшей степени был характерен для нефтяной отрасли времен централизованной плановой экономики (рис. 5.2).

Нефтяные компании организовывали свою деятельность по принципу натурального хозяйства и обеспечивали собственными силами практически

полный цикл производства. В настоящее время данный подход применяется все реже.

Хозяйственный способ организации сервисного обслуживания нефтегазового производства



Рис. 5.2.

Использование собственных сервисов при организации обслуживания нефтегазового производства (*рис. 5.3*) порождает ряд противоречий и недостатков, в числе которых:

- присутствие элементов нерыночных отношений между добычей и собственными сервисами;
- рост прибыли сервисов может отражаться на себестоимости добычи;
- сложность оценки экономической эффективности собственных сервисов;
- максимум рисков, связанных с персоналом. В их числе риски, связанные с обеспечением промышленной безопасности и охраны труда на предприятиях, вероятностью несчастных случаев и др.;
- незначительная доля сервисов в общей капитализации нефтяной компании;
- корпоративные программы и стандарты снижают ценовую конкурентоспособность собственных сервисов (корпоративный социальный пакет, уровень заработной платы, внедрение корпоративных программных комплексов и др.);
- собственные сервисные предприятия не имеют экономических и технологических конкурентных преимуществ перед сторонними подрядчиками;
- политика компаний зачастую не предполагает значительных инвестиций в сервисный бизнес для достижения прорыва в технологической сфере и коренном техническом перевооружении сервисов;
- внутри сервисного бизнеса имеется значительное число непрофильных и мелкомасштабных функций.

Использование внутреннего сервиса при организации обслуживания нефтегазового производства



Рис. 5.3.

В настоящее время схема организации внутреннего сервиса является наименее распространенной.

К основным преимуществам использования внешнего сервиса при организации обслуживания нефтегазового производства (рис. 5.4) можно отнести:

- снижение рисков, связанных с неблагоприятной финансовой ситуацией;
- снижение потребностей в финансовых ресурсах, инвестициях;
- упрощение структуры управления и др.

Данный подход нашел широкое распространение за рубежом и постепенно входит в практику российских нефтегазовых компаний.

Анализ деятельности нефтяных компаний, оперирующих в Западно-Сибирском регионе России (ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «ЛУКОЙЛ» и других), позволил выделить три основные схемы взаимодействия нефтегазодобывающих и сервисных компаний, которые условно обозначим А, Б и С.

Первая схема (рис. 5.5) реализует использование внутреннего сервиса при организации обслуживания производства. Суть ее состоит в выделении предприятий сервисного блока в отдельные юридические лица, но с сохранением 100% -ой доли участия в уставном капитале материнской нефтяной компании. Финансово-хозяйственная деятельность сервисных предприятий (объемы заказов, сметы) определяются корпоративным центром.

Следует отметить, что использование нефтегазодобывающими компаниями данного подхода сдерживает развитие конкуренции на рынке нефтяного сервиса.

Использование внешнего сервиса при организации обслуживания нефтегазового производства

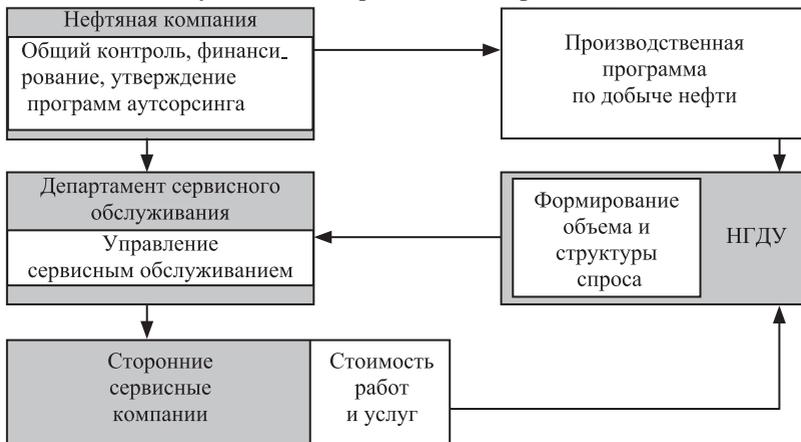


Рис. 5.4.

Схема взаимодействия нефтяных и сервисных компаний (тип А)



Рис. 5.5.

Вторая схема (рис. 5.6) отличается организационным разделением нефтедобывающего и сервисного блоков.

Организованная сервисная управляющая компания хотя и является дочерним обществом нефтяного холдинга, но она в состоянии осуществлять рыночную, самостоятельную стратегию, управлять предприятиями блока сервисов. Политика компании, реализующей данный организационный подход, допускает размещение части заказа у стороннего исполнителя, таким образом, создаются условия реальной конкуренции.

Схема взаимодействия нефтяных и сервисных компаний (тип Б)

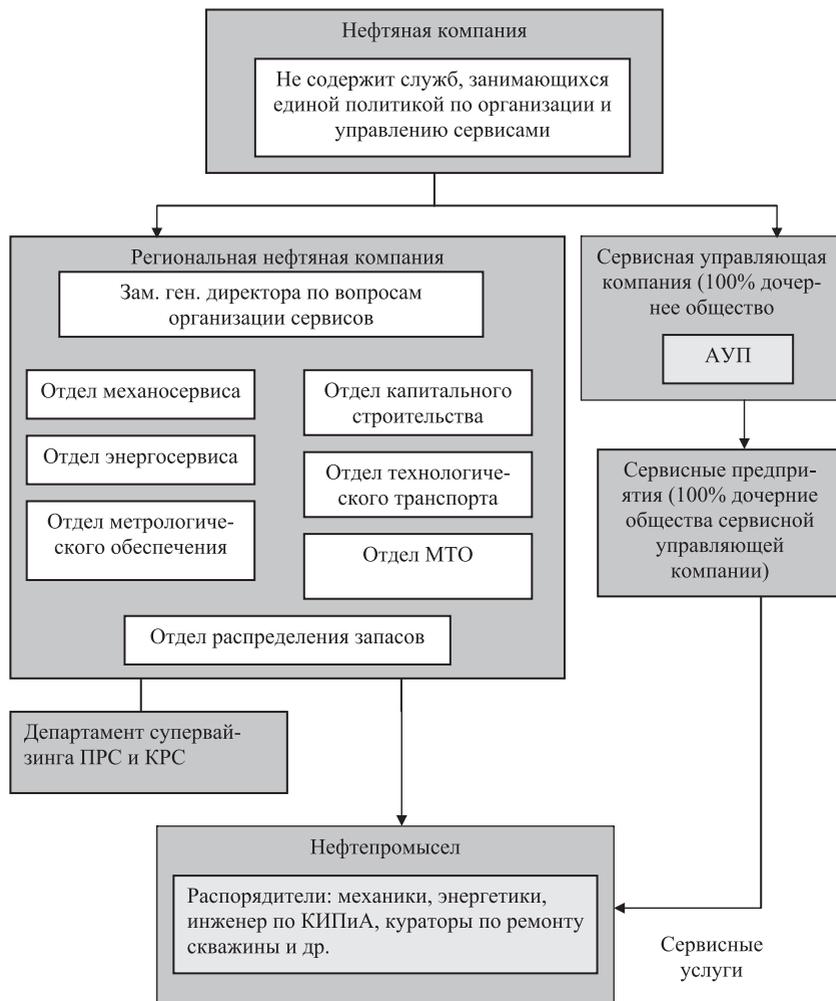


Рис. 5.6.

Вместе с тем, следует отметить, что и в первом и во втором случае сохраняется «родственность» компаний и ее влияние на принятие оперативных решений руководством сервисных предприятий.

Нефтяная компания, выступающая, с одной стороны, как владелец дочерних сервисных предприятий, с другой, как потребитель их услуг, должна выполнять два вида функций, которые далеко не всегда согласуются друг с другом:

- функции эффективного собственника – взаимодействие с дочерними сервисными предприятиями как с объектами инвестиций;
- функции эффективного заказчика – организация взаимодействия с дочерними предприятиями по принципу «заказчик – подрядчик».

Для успешного сочетания данных функций в структуре материнской компании создается служба заказчика сервисных услуг, главными функциями которой кроме планирования работ являются контроль, оценка, претензионная работа. Получаемые данные, отражающие работу того или иного подрядчика, учитываются в дальнейшем при распределении заказов.

Рассматриваемая схема организации и управления сервисами предполагает осуществление нефтегазодобывающей компанией следующих функций:

- тендерный отбор сервисных предприятий по оказанию услуг;
- паспортизация сервисных предприятий (ведение картотеки);
- анализ возможных рисков, связанных с привлечением конкретного сервисного предприятия.

Вместе с тем, рано или поздно, компания сталкивается с тем, что она не может одновременно обеспечить адекватный уровень развития основных и вспомогательных процессов. К тому же со временем появляется кто-то, кто является лидером в производстве одного из требуемых видов сервисных услуг. В такой ситуации на первое место должен выйти принцип: «непрофильный бизнес должен управляться теми, для кого он профильный». Реализация данного принципа предполагает передачу (продажу, передачу в аренду) соответствующих активов специализированным сервисным компаниям.

В отечественной практике примеры выхода на такой уровень организации бизнеса связаны с появлением крупных нефтегазодобывающих холдинговых структур, для которых основной целью является повышение акционерной стоимости и инвестиционной привлекательности компании. И в этом случае выделение непрофильных активов остается в числе наиболее актуальных решений. Это связано с тем, что компания должна демонстрировать инвесторам готовность наращивать прибыль и оптимизировать структуру капитала. Формирующаяся при таком подходе система целей нефтегазодобывающей компании представлена на *рис. 5.7*.

Цели и задачи, связанные с повышением акционерной стоимости и инвестиционной привлекательности нефтегазодобывающей компании

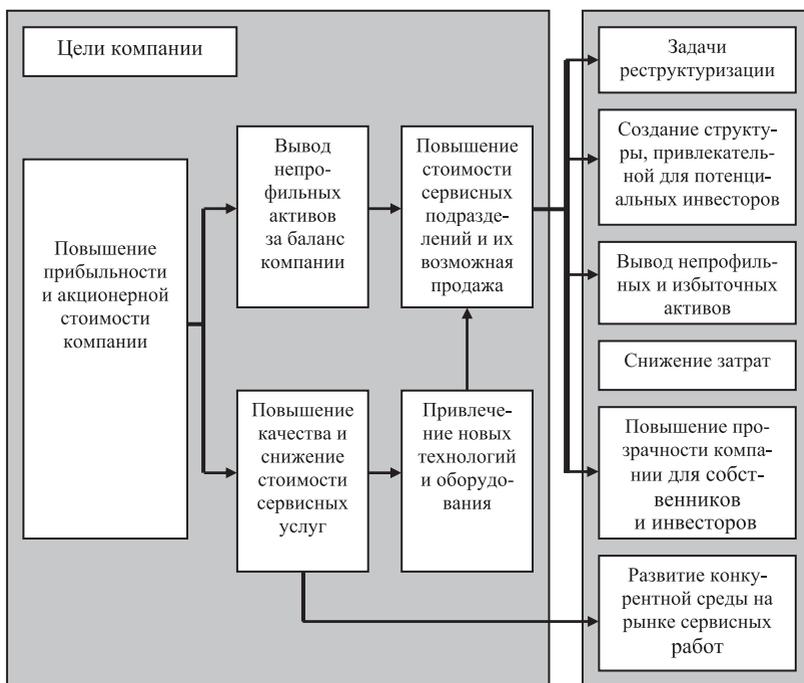


Рис. 5.7.

Достижение указанных целей нефтегазодобывающими компаниями предполагает использование третьей схемы организации сервисного обслуживания (рис. 5.8.), отличительной особенностью которой является реализация части сервисных предприятий стратегическим партнерам, частным инвесторам и др., т. е. их отчуждение.

Данная организационная схема строится на принципе конкурсного распределения заказов, когда сервисные предприятия максимально мотивированы на сокращение издержек производства при соблюдении требований к качеству услуг. Кроме того, позволяет привлекать дополнительные источники инвестиций в отрасль, поступающие от реализации долей участия в сервисных предприятиях.

Необходимо также отметить, что возможность совершенствования технологий сервисного обслуживания напрямую связана с повышением инвестиционной привлекательности уже самих сервисных предприятий. То есть необходимо создание сервисных предприятий в таком виде, который максимально повышает заинтересованность со стороны возможных стратегических инвесторов и создает стимулы для внедрения ими новых технологий.

Большинство нефтяных компаний пришли к пониманию необходимости вывода сервисов. Как показывает анализ, развитие услуг нефтегазового сервиса происходит в рамках отдельно взятых корпоративных образований, что практически исключает возможность появления крупных участников (особенно актуально для мобильных видов услуг), которые могли бы использовать эффекты масштаба и направлять значительные средства на технологическое перевооружение отрасли и повышать качественный уровень услуг.

Схема взаимодействия нефтяных и сервисных компаний (тип С)

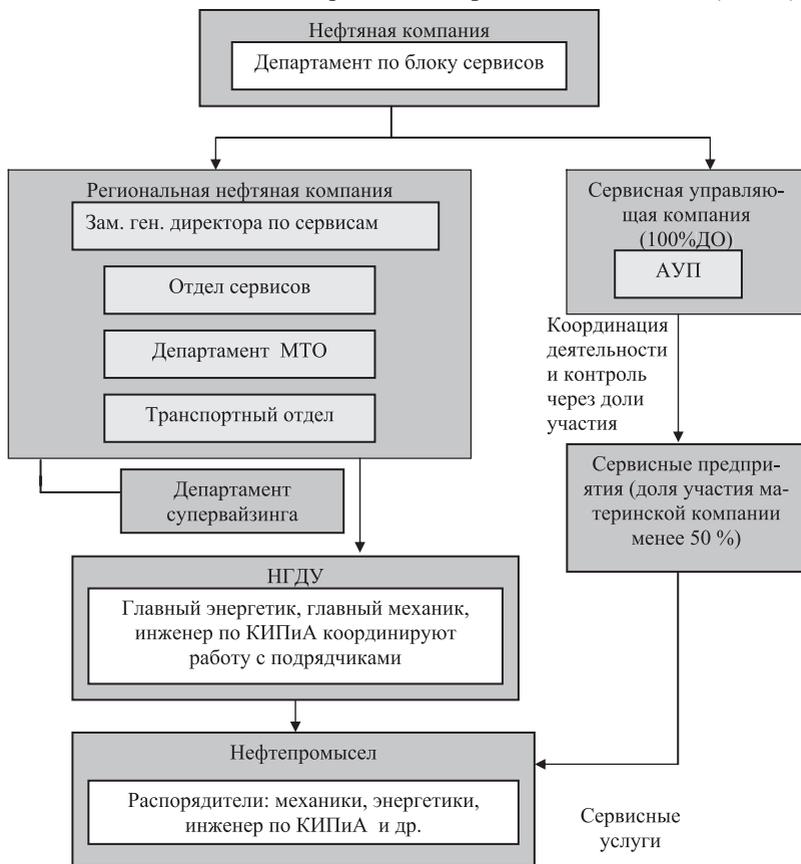


Рис. 5.8.

5.2. Использование внутреннего и внешнего сервиса российскими нефтегазодобывающими компаниями

Развитие нефтегазодобывающей отрасли в течение последних десятилетий свидетельствует том, что затраты, связанные с разведкой и разработкой месторождений, неуклонно повышаются в связи с истощением старых место-

рождений, вовлечением в разработку месторождений с низкопроницаемыми продуктивными пластами и глубокозалегающими залежами. Все эти факторы приводят к усложнению горно-геологических условий, в которых приходится строить новые скважины и вести добычу углеводородов.

Новые технологии – единственно возможный путь продуктивно использовать старые месторождения, но для этого нужен не просто современный, а максимально эффективный наукоемкий сервис. В этой связи на первый план выходит задача повышения результативности сервисных работ, на долю которых приходится значительная часть затрат в структуре себестоимости добычи нефти и газа. Нефтегазодобывающие компании видят два пути решения этой задачи:

- 1) развивать и совершенствовать собственный сервис;
- 2) использовать услуги конкурентоспособных сторонних сервисных предприятий.

Первый путь избрало ОАО «Сургутнефтегаз», сделав ставку на развитие внутреннего корпоративного сервиса во всех областях производства.

ОАО «Сургутнефтегаз» является лидером отрасли по объемам поисково-разведочных работ, эксплуатационного бурения, по вводу в эксплуатацию новых скважин, по количеству вновь вводимых месторождений (4-6 месторождений в год); занимает первое место среди нефтяных компаний по объемам производства и переработки газа (рис. 5.9).

Доля участия компаний в 2008 г.

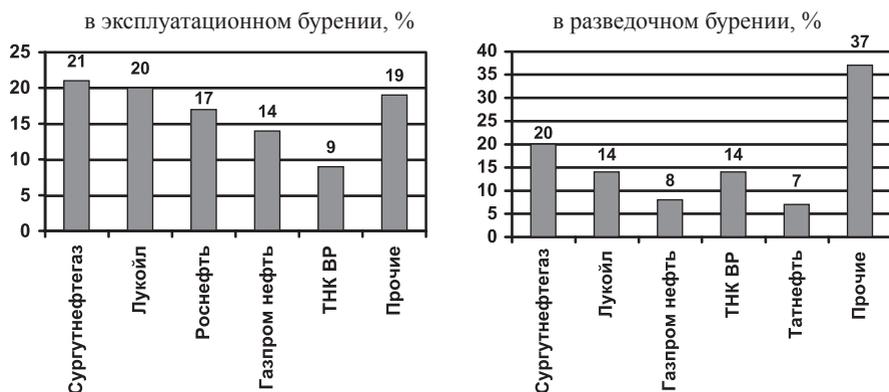


Рис. 5.9.

«Сургутнефтегаз» фактически первым в России осваивает практику объединения в рамках деятельности одной компании разведку и разработку месторождений, добычу нефти и газа, их глубокую переработку, маркетинг конечных продуктов на внешнем и внутреннем рынках, выработку собственной электроэнергии.

Созданный в «Сургутнефтегазе» комплекс сервисных предприятий, занимающихся геологоразведкой, строительством скважин, транспортным обеспечением, машиностроением и научными исследованиями, на сегодняшний день является самым мощным в России по объемам и эффективности работы и сравним с крупнейшими сервисными компаниями мира.

Обладая достаточными средствами, компания приобретает высококачественное, самое современное оборудование, обучает собственный персонал и успешно применяет технологии, имеющиеся на вооружении западных компаний, без привлечения иностранных специалистов и иногда даже с большей эффективностью, чем западные сервисные компании, работающие в России. При достаточно больших объемах производства такой подход позволяет компании взвешенно планировать текущие и перспективные объемы работ, развивать и совершенствовать технические средства и технологии, снижать затраты на основное производство.

У компании большое количество собственных сервисных подразделений, отвечающих за все этапы разработки месторождения, от геологоразведки до повышения нефтеотдачи. К примеру, трест «Сургутнефтегеофизика» является крупнейшим промысловым геофизическим предприятием России, которое выполняет все виды промыслово-геофизических и геолого-технологических исследований на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз». Управление поисково-разведочных работ занимает первое место в России по объемам поисково-разведочного бурения. Научно-исследовательский проектный институт «СургутНИПИнефть» выполняет все виды научно-исследовательских и проектных работ в области геологии, бурения и разработки месторождений, решает задачи по созданию постоянно действующих моделей месторождений, по внедрению новых технологий строительства скважин, методов повышения нефтеотдачи, проектированию объектов обустройства. Пять строительных трестов осуществляют весь комплекс строительного-монтажных работ: от отсыпки оснований дорог и кустовых площадок до строительства зданий, трубопроводов, очистных сооружений. Тринадцать транспортных предприятий обеспечивают транспортировку всего необходимого для технологических процессов: оборудования, расходных материалов, техники; осуществляют доставку персонала к рабочим местам, а также полностью обеспечивают ремонт спецтехники и автотранспорта.

Все скважины в ОАО «СНГ» строят по проектам собственного института «СургутНИПИнефть». Компания впервые в мировой истории освоения месторождений применила схему разработки отдельных залежей только горизонтальными скважинами. Используя преимущества технологии строительства горизонтальных скважин, специалисты ОАО «Сургутнефтегаз» постоянно работают над вопросами повышения их эффективности.

Внедрение передовых технологий в области породоразрушающего инструмента, новых рецептов промысловых жидкостей, современного геофизического и геонавигационного оборудования для заканчивания скважин позволило

значительно сократить сроки их строительства и сохранить добычу на уровне ранней стадии разработки месторождений.

В современном мире ни одна из компаний не может, полагаясь только на собственный опыт, одинаково успешно развиваться во всех направлениях. Понимая это, «Сургутнефтегаз» отслеживает перспективные разработки нефтяных и независимых сервисных компаний, новшества в области техники и технологии, удачные проекты других компаний. Наиболее интересные разработки сторонних компаний, прошедшие промысловые испытания, тщательно изучаются и, если имеются предпосылки для эффективного применения тех или иных новейших технических средств, материалов или технологий, принимается решение на их апробирование на месторождениях. В таком случае для проведения опытно-промысловых работ привлекается сервисная компания со своим оборудованием, материалами, технологией и персоналом. После подтверждения эффективности опробованной технологии принимается решение об ее тиражировании. Обычно это происходит следующим образом: проводится тендер на закупку необходимого количества оборудования или материалов и производится обучение собственного персонала в учебном центре отечественной или иностранной компании, выигравшей тендер. Дальнейшее внедрение новой технологии, ее развитие и расширение объемов применения на принципах внутреннего сервиса производит собственный персонал компании «Сургутнефтегаз».

Путь развития, который выбрала компания «Сургутнефтегаз», а именно использование собственного внутреннего сервиса, обусловлено тем, что:

- во-первых, комплекс технологий, которыми оперирует компания «Сургутнефтегаз», сегодня включает в себя около 40 различных методов воздействия на пласт. В настоящее время ни в России, ни в странах СНГ нет аналогов целому ряду используемых в компании технологий, которые применяются комплексно на базе единых технологических проектов разработки месторождений с использованием самых передовых способов;

- во-вторых, компания считает, что только развивая собственный сервисный бизнес, можно в полной мере учесть сложные эксплуатационные требования, увеличить объем производства, расширить границы своих технологических и технических возможностей, уменьшить затраты на производство и развитие и, как следствие, снизить риски нефтедобычи;

- в-третьих, сервисные услуги сторонних организаций обходятся дороже, что, как правило, не очень влияет на повышение качества выполняемых работ.

Все работы, связанные со строительством скважин, от проектирования до сдачи заказчиком, ОАО «Сургутнефтегаз» выполняет собственными силами.

Общее руководство строительством скважин возложено на управление по бурению в составе аппарата управления акционерного общества, которое координирует деятельность соответствующих структурных подразделений, определяет перспективы и пути совершенствования техники и технологии на всех этапах строительства скважин.

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. На строительстве скважин заняты 50 буровых бригад, а также 35 бригад освоения и испытания скважин. Кроме того, непосредственно в строительстве скважин принимают участие: «СургутНИПИ-нефть» – разработка проектов; трест «Сургутнефтеспецстрой» – отсыпка дорог и кустовых оснований; Сургутское тампонажное управление – цементирование скважин; Сургутское и Лянторское вышкомонтажные управления – вышкомонтажные работы; трест «Сургутнефтегеофизика» – геофизические исследования скважин; строительномонтажные тресты – обвязка скважин и строительство внутрипромысловых трубопроводов; транспортные управления и т.д.

Для обеспечения процесса добычи нефти в составе компании действуют такие сервисные подразделения как Управление по капитальному ремонту нефтепромысловых объектов, Сургутское и Лянторское управления по повышению нефтеотдачи платов и капитальному ремонту скважин, Управление по капитальному ремонту скважин и повышению нефтеотдачи платов, Управление по химизации технологических процессов «Сургутнефтепромхим», Центральная база производственного обслуживания по прокату и ремонту электропогружных установок, Центральная база производственного обслуживания по прокату и ремонту нефтепромысловой спецтехники и навесного оборудования, производственное Управление по наладке и техническому обслуживанию автоматических систем управления «СургутАСУ-нефть» и др.

Первые экземпляры новой техники, оборудования компания приобретает в основном в США. В ходе эксплуатации специалисты Сургутнефтегаза ищут возможности изготовления аналогов на отечественных заводах. В настоящее время весь парк буровых установок оснащен установками отечественного производства, основными производителями которых являются ООО «ВЗБТ», г. Волгоград и ЗАО «Уралмаш – буровое оборудование», г. Екатеринбург. Конструктивно установки выполнены по техническим требованиям ОАО «Сургутнефтегаз» и соответствуют требованиям к бурению в Западной Сибири и в экстремальных климатических условиях Якутии. Все установки – грузоподъемностью от 175 до 225 тонн.

В компании ведется регулярная работа по созданию и доработке образцов нового оборудования совместно с российскими предприятиями в формате совещаний, презентаций, рабочих встреч, в том числе с выездом специалистов ОАО «Сургутнефтегаз» на отечественные заводы-изготовители.

Естественное истощение ресурсной базы ОАО «Сургутнефтегаз» привело к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов, которая составляет около 80%. Для обеспечения прироста добычи нефти и газа, увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) проектируются и внедряются самые современные системы разработки месторождений, а также специальные конструкции

скважин, новейшие методы вскрытия продуктивных горизонтов и интенсификации притоков углеводородов. В 2008 г. было проведено около 7,5 тыс. скважиноопераций на эксплуатационном фонде скважин, в том числе 639 забуриваний боковых стволов, 509 операций гидроразрыва, 6346 мероприятий физико-химического воздействия на пласт. Дополнительная добыча за счет применения данных методов составила 7,6 млн. т. С учетом эффекта прошлых лет проведенные мероприятия обеспечивают более 50% общего объема добычи нефти (рис. 5.10).

Объем добычи нефти в ОАО «Сургутнефтегаз» за счет повышения нефтеотдачи пластов и новых технологий, %

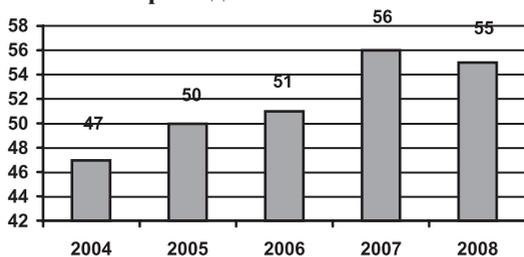


Рис. 5.10.

В настоящее время в акционерном обществе основной объем бурения (около 75%) приходится на наклонно-направленные скважины, тем не менее, разработка нефтяных месторождений с использованием горизонтальных скважин является одним из приоритетных направлений по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти (рис. 5.11).

Ввод новых нефтяных скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» в 2008 г., скв.

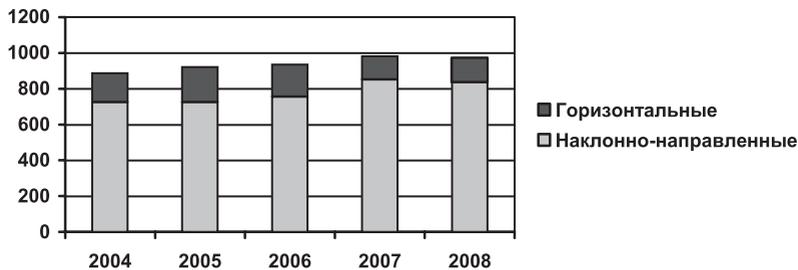


Рис. 5.11.

Компания «Сургутнефтегаз» сохранила свой собственный сервис, который во многом эффективнее услуг, оказываемых внешними сервисными компаниями. Это позволяет ей вести непрерывную научную и технологическую деятельность, внедряя новые, дорогие, но эффективные техноло-

гии, снижая тем самым производственные риски и повышая нефтеотдачу пластов.

В отличие от ОАО «Сургутнефтегаз» компании «ЛУКОЙЛ» и «ТНК-ВР» демонстрируют тенденцию отказа от услуг собственных сервисов и перехода к услугам сторонних сервисных компаний.

Компания «ЛУКОЙЛ» – одна из крупнейших международных вертикально-интегрированных нефтяных корпораций, работает более чем в 60 регионах России и 30 странах мира, является второй крупнейшей нефтяной компанией в мире по размеру доказанных запасов углеводородов. Доля Компании в общемировых запасах нефти составляет около 1,1%, в общемировой добыче нефти – около 2,3%. Компания играет ключевую роль в энергетическом секторе России, на ее долю приходится 20% общероссийских запасов нефти, 18% общероссийской добычи и 19% общероссийской переработки нефти. Ежегодный оборот компании составляет более 60 млрд. долл.[13].

Нефтегазовый сервис компании «ЛУКОЙЛ» состоит из услуг, оказываемых собственными силами, и услуг сторонних сервисных предприятий, которые в большей или меньшей степени участвуют практически во всех сферах деятельности компании.

Вывод сервисных предприятий из состава «ЛУКОЙЛ» начал осуществляться в 2002 г. в рамках реализации положений Программы стратегического развития Компании на период до 2013 г., касающихся повышения ее капитализации и инвестиционной привлекательности и предусматривающих реализацию непрофильных и низкодоходных активов.

В июне 2004 г. правление «ЛУКОЙЛ» утвердило решение о продаже принадлежащего Компании пакета акций ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой» руководству этого предприятия. ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой» специализируется на сооружении объектов нефтегазовой отрасли, создании промышленной и гражданской инфраструктуры и строительстве автодорог.

В 2004 г. Eurasia Drilling Company Limited приобрела 100% доли в уставном капитале ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение», выполняющего работы по строительству и обустройству нефтяных скважин.

В октябре 2005 г. между компаниями «Лигир-ИТБС» и «ЛУКОЙЛ» был подписан договор, предусматривающий осуществление техническими специалистами «Лигира» сервисного обслуживания оборудования автозаправочных станций сети «ЛУ-КОЙЛ» в Украине.

Удельный вес внешнего сервиса в целом по ОАО «ЛУ-КОЙЛ» составляет порядка 70% физических объемов работ на сумму более 100 млрд. руб. в год и распределяется по видам работ следующим образом:

- бурение нефтяных и газовых скважин – 100%;
- геофизические работы – 100%;
- повышение нефтеотдачи пластов – более 95%;
- транспортные услуги – порядка 75%;
- капитальный ремонт скважин – более 60%;

- обслуживание нефтепромыслового оборудования – более 40%;
- текущий ремонт скважин – около 20% [10].

В ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» – практически 100% услуг в области нефтедобычи оказываются сторонними сервисными предприятиями; в ООО «ЛУКОЙЛ – Нижневожскнефть» – более 70% и т. д. Ведется подготовка вывода на внешний сервис мощностей по ремонту скважин, транспорту, нефтепромысловому и энергетическому оборудованию и в других обществах компании.

В 2006 г. Компанией разработаны и утверждены «Основные принципы стратегии интенсивного роста группы «ЛУКОЙЛ» на 2007 – 2016 гг.». Для обеспечения устойчивого развития Компании в программе сформулированы задачи во всех сферах ее деятельности. Продолжается процесс постепенной реорганизации и вывода вспомогательных и непрофильных активов из состава дочерних обществ Компании и перехода на сервисное обслуживание с целью дальнейшего повышения капитализации Компании и снижения операционных затрат на добычу нефти.

Компания ТНК-ВР, созданная в 2003 г., является третьей в России компаний по объемам добычи нефти и входит в десятку крупнейших нефтяных компаний мира. ТНК-ВР ведет разведку и добычу нефти в Западной Сибири, в Поволжско-Уральском регионе, в Восточной Сибири и на Сахалине. ТНК-ВР принадлежат пять нефтеперерабатывающих заводов в России и на Украине и розничная сеть из 1400 заправочных комплексов, работающих под брендами ВР и ТНК. Добыча компанией жидких углеводородов (нефть, конденсат) составила в 2008 г. 80,2 млн. т.

Намерение ТНК-ВР сосредоточиться на основной деятельности по добыче, переработке и маркетингу нефти и нефтепродуктов обусловило принятие стратегии по выводу нефтесервисов. Данная стратегия, принятая еще в 2003 г., заключается в поэтапном, эволюционном выходе компании из участия в нефтесервисах. Очередной этап реализации данной стратегии связан с разработкой и осуществлением тактики вывода нефтесервисов, которая учитывает внутренние и внешние условия среды и тенденции развития отрасли и экономики страны в целом.

На первом этапе была проведена консолидация 83 собственных сервисных предприятий по географическому принципу, созданы региональные центры сервисных услуг. Динамика числа предприятий нефтяного сервиса ТНК ВР и численности занятых на них работников приведена на *рис. 5.12*.

Сервисный бизнес ТНК-ВР включает десять компаний, предоставляющих услуги по бурению, капитальному ремонту скважин и цементированию. В составе ТНК-ВР остались два буровых предприятия, предприятие по зарезке вторых стволов, два предприятия по капитальному и текущему ремонту скважин, базы по ремонту и прокату электропогружных установок, по ремонту НКТ, завод по внутреннему и наружному покрытию трубопроводов и фитингов, энергетические и транспортные предприятия. Компания уже избавилась от сервиса в тех областях, где есть качественный рынок услуг. В зависимости от ситуации на рынке планируется постепенно выводить и оставшиеся сервисные предприятия.

Динамика числа предприятий нефтяного сервиса ТНК-ВР и численности занятых на них работников



Рис. 5.12.

В настоящее время 50% объема буровых работ выполняется собственными буровыми бригадами, доля сервисов ТНК-ВР в капитальном и текущем ремонте скважин составляет соответственно 28% и 65% (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Структура участников капитального и текущего ремонтов скважин в ТНК-ВР по объемам выполняемых работ, %

Участники капитально-го ремонта скважин	Доля участия, %	Участники текущего ремонта скважин	Доля участия, %
Сервисы ТНК-ВР	28	Сервисы ТНК-ВР	65
Белозерский УПНП и КРС	11	Белозерский УПНП и КРС	12
СНПХ	9	Пермнефтеотдача	7
ЗАО «СКРС»	7	Инкомнефть	7
НК «КМГ»	5	БК Евразия	4
Катобьнефть	5	ЗАО «ЕПРС»	3
Буркан	4	СНПХ	1
УРС-Самара	4	Сибнефтесервис	1
Обьнефтеремонт	4	Другие	-
Инкомнефть	4		
БК Евразия	2		
«Интегра»	2		
ЗАО «ЕПРС»	2		
Другие	13		
Итого	100	Итого	100

Чтобы компания начала избавляться от оставшихся сервисов, необходимо формирование рыночных сегментов. Это означает наличие соответствующих сервисных организаций, обеспечивающих качественные услуги по адекватным ценам, и наличие гарантий, что спрос ТНК-ВР будет полностью удовлетворен.

Пока по оставшимся сервисам, к сожалению, не во всех регионах наблюдается достаточный объем предложений услуг, равно как и необходимый уровень качества.

Определение сроков вывода бурения, текущего и капитального ремонта скважин является предметом тщательной проработки. Основное внимание нефтесервисов ТНК-ВР сосредоточено на инновационных технологиях в бурении, текущем и капитальном ремонте скважин, а также на дальнейшем обучении сотрудников.

5.3. Риски взаимодействия нефтегазодобывающих и сервисных компаний

Формирование рынка нефтегазового сервиса в России связано, прежде всего, с выводом нефтегазодобывающими компаниями непрофильных активов за рамки основного производства и активным внедрением западных компаний. Создаваемые таким образом сервисные компании сталкиваются с рядом проблем, в числе которых их низкая конкурентоспособность. Отечественные предприятия, выделенные из состава материнской компании, часто оказываются неспособными к самостоятельной деятельности по поиску заказчиков, созданию конкурентных преимуществ, их поддержанию и развитию.

Как показывает практика, российские сервисные компании значительно уступают иностранным конкурентам по уровню качества и спектру предоставляемых услуг, в связи с чем возникает риск вытеснения их с рынка. Кроме этого, значительное число угроз, характерных сервисной деятельности и присутствие фактора неопределенности при производстве большинства операций, а также высокая зависимость финансовых показателей от геологических, технологических, природно-климатических рисков влияет на результаты сервисной деятельности и доходы добывающих компаний. Все это определяет необходимость формирования на предприятиях нефтегазового сервиса системы риск-менеджмента.

На первоначальном этапе формирования и внедрения системы риск-менеджмента на предприятиях нефтегазового сервиса необходимо ограничить совокупность рисков управления, учитывая особенности их деятельности и основные факторы нестабильности. В качестве таких факторов можно выделить: усиление конкуренции на сервисном рынке; зависимость от нефтегазодобывающих компаний; узкую специализацию; технические и технологические особенности производственной деятельности, включая чувствительность к геологическим и природно-климатическим условиям территорий. В совокупности данные факторы определяют ключевые риски сервисных компаний, обуславливающие возникновение инцидентов в процессе сервисной деятельности, что снижает ее эффективность для нефтегазодобывающей компании и приводит к потерям выручки и прибыли.

Согласно статистическим данным, неблагоприятные события, происходящие в процессе производственной деятельности предприятий нефтегазового сервиса, являются проявлением как внутренних (кадровых, организационно-управленческих, имущественных, технических, технологических, рыночной ликвидности), так и внешних (геологических, природно-климатических) операционных рисков. При этом уровень текущих потерь в определенной мере является следствием стратегического риска выбора ненадежного партнера. Указанные риски возникают в процессе взаимодействия предприятия сервиса с заказчиком работ и оказывают на него наибольшее воздействие.

Рассматривая предприятие нефтегазового сервиса с позиций риск-менеджмента, необходимо учитывать не только вид его деятельности, как явление, формирующее специфические риски, но и размер предприятия, уровень специализации, особенности нефтегазодобывающих компаний – заказчиков. При анализе присущих предприятию сервиса рисков необходимо учитывать и измерять не только его собственные риски, но и те, которые возникают у добывающих компаний в результате привлечения сервисных. Убытки заказчиков, возникающие в процессе сервисного обслуживания, как правило, компенсируются за счет исполнителя наложением штрафных санкций, уменьшением стоимости работ или взысканием потерь. В связи с этим повышение эффективности взаимоотношений заказчика и исполнителя сервисных работ требует управляющего воздействия на риски как сервисной, так и добывающей компаний. При этом важно учитывать, что источником возникающих рисков являются также обе стороны – предприятия сервиса и добычи.

По источникам возникновения и носителям выделяются общие риски взаимодействия и частные, присущие одной из сторон (*табл. 5.2*).

Добывающая компания – заказчик, заключая договор с сервисным предприятием, сталкивается со стратегическим риском выбора ненадежного и неэффективного партнера, что может повлечь наступление операционных рисков и появление убытков. Как показывают результаты одного из исследований, при производстве гидроразрыва пласта потери добывающей компании от аварий и простоев скважины в бездействии из-за некачественно проведенной операции могут достигать 30 млн. руб. В то же время предприятие сервиса рискует выбрать ненадежного и бесперспективного заказчика, что отразится на недополучении доходов, нарушении графика выполнения работ и т.п. В результате, в зависимости от масштаба деятельности, средние потери выручки сервисной компании находятся в диапазоне 5-10%, прибыли – 20-30%.

Рынок нефтегазового сервиса характеризуется большим количеством участников, выполняющих аналогичный спектр работ, но отличающихся технико-технологическим уровнем производства и научным потенциалом. При этом на рынке присутствует малое число крупных заказчиков в лице добывающих компаний с разной степенью обеспеченности собственным сервисом. Сервисная компания, испытывающая в таких условиях давление не только со стороны конкурентов, но и со стороны потенциальных заказчиков, имеющих широкие

возможности выбора будущего исполнителя работ, в целях выживания ориентируется в первую очередь на объем портфеля заказов, нежели на их качество по соотношению дохода и возможных потерь и собственные возможности. В связи с этим при формировании портфеля заказов сервисной компании целесообразно использовать подход, включающий многокритериальную оценку рисков, возникающих при взаимодействии с добывающими компаниями, а также самооценку сервисного предприятия на предмет соответствия требованиям потенциальных заказчиков.

Таблица 5.2

Стратегические и операционные риски взаимодействия сервисной и добывающей компаний

Группа рисков	Риски сервисной компании	Общие риски	Риски добывающей компании
Стратегические	Потеря доли на рынке	Селективные (выбора партнера)	Инвестиционный риск (выбора вида сервисной операции)
Операционные	Кредитные и риски рыночной ликвидности (снижения стоимости операций, потери выручки)	Природно-климатические (поломки оборудования и/или простои бригад по метеоусловиям)	Риск снижения добычи в результате сервисного обслуживания
	Кадровые, инжиниринговые, технологические, имущественные (технические)	Экологический риск (загрязнения приквасной территории, почвы и водных объектов материалами, используемыми в сервисных операциях, углеводородами)	Имущественный риск (порчи оборудования)
	Геологический риск (несоответствия результирующих параметров операции плановым)		Геологический риск (нарушение коллекторских свойств пласта, его загрязнение)

Согласно данному подходу на этапе проведения тендера следует осуществлять выбор контрагента по совокупности показателей, отражающих его финансовые и производственные возможности, взаимодействие с которым будет сопряжено с минимальными потерями.

Данный выбор следует осуществлять экспертным путем на основе балльной оценки показателей, характеризующих деятельность заказчика, объединенных в три группы: финансовую (платежеспособность, доходность, объем производства), договорную (выполнение договорных обязательств, длительность договорных отношений) и организационную (инфраструктурное и информационное обеспечение, территориальное расположение, контроль качества).

При принятии обоснованного решения об участии сервисной компании в тендере следует основываться на результатах самооценки сервисной компании, обобщающей в показателях ресурсообеспеченности и уровня организации сервисных работ, требования нефтегазодобывающих компаний, включая критерии оценки качества выполняемых работ (табл. 5.3).

Таблица 5.3

Система показателей самооценки сервисной компании

Обеспеченность ресурсами	Организация работ	Качество производства работ
Фондообеспеченность	Качество работы	Прирост объема добычи (при работах, связанных с воздействием на пласт)
Материалообеспеченность	Аварийность	Соблюдение технологии производства
Обеспеченность персоналом	Уровень материально-технического обеспечения	Соблюдение графика работ
Финансовая устойчивость	Безопасность	Соблюдение техники безопасности
Технологичность	Оперативность	Защита окружающей среды

В настоящее время применение отдельных методов управления рисками на практике крайне ограничено. Внедряемые некоторыми сервисными компаниями системы риск-менеджмента носят в большинстве случаев фрагментарный характер, оценка рисков является, как правило, экспертной и не всегда отражает объективную ситуацию, сложившуюся на предприятии. Кроме того, недостаточное осознание проблемы управления рисками на уровне рядовых работников формирует формальное отношение к поставленным в рамках системы риск-менеджмента задачам. В целом практика управления рисками на предприятиях нефтегазового сервиса нацелена на ликвидацию последствий реализации рисков событий, нежели на их предотвращение.

При организации риск-менеджмента важно распределить функции и обязанности между отдельными работниками. При этом возможно создание специального отдела управления рисками (ОУР) или введение должности специалиста – риск-менеджера (СУР). Необходимость этого вызвана тем, что для выявления рискообразующих факторов, безошибочной идентификации, оценки вероятности наступления рисков, определения величины возможных потерь и корректного отображения собранной информации, требуется знание специфики производства, определенный уровень квалификации и опыта. Специалист, отвечающий за участок или этап работы, учитывает, фиксирует и анализирует сведения о возникающих в зоне его ответственности рисках.

На различных этапах взаимодействия нефтегазодобывающих и сервисных компаний необходима реализация комплекса мер, направленных на минимизацию рисков. При этом в зависимости от уровня операционных и стратегических рисков взаимодействия, рыночной стратегии, которую реализуют сервисные компании, набор мер должен быть различным.

Основными направлениями совершенствования взаимодействия компаний являются: тщательный подход к выбору контрагентов, оценка их текущих рисков и уровня надежности и доходности в перспективе; повышение качества сервисных работ на основе использования прогрессивных технологий, обновления основных производственных фондов, использования новых материалов и повышения профессионально-квалификационного уровня работников; корректировка договорных условий (особенно при долгосрочных соглашениях) в части конкретизации требований к ожидаемому заказчиком результату и распределение рисков между сторонами; учет неценовых факторов при определении стоимости работ (в частности, уровня геологического риска, присущего месторождению) и т.п.

Реализация антирисковых мер должна осуществляться на всех этапах взаимодействия сервисной и добывающей компании, благодаря чему достигается системное управление рисками (табл. 5.4).

Таблица 5.4

**Мероприятия по управлению рисками взаимодействия
нефтегазодобывающих и сервисных компаний [16]**

Этап взаимодействия компаний	Вид управляемого риска	Мера управления риском	Носитель риска	Последствия управления рисками
1	2	3	4	5
Проведение тендера на выполнение сервисных работ	Стратегический (селективный)	Оценка рисков взаимодействия, ранжирование и отбор заказчиков	Заказчик и сервисная компания	Сокращение потерь сервисных и добывающих компаний, достижение запланированного объема добычи
Заклучение договора на сервисные работы	Геологический	Корректировка договорных условий	Заказчик	Снижение вероятности неоплаты законченных сервисных работ
	Природно-климатический	Самострахование	Заказчик и сервисная компания	Возможность возмещения убытков заказчика от аварий и сокращение простоев
	Технологический		Сервисная компания	
Исполнение договора сервисной компанией	Имущественный	Разработка и реализация программ страхования,	Страховая компания	Возможность получения страхового возмещения

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3	4	5
Исполнение договора сервисной компанией	Кадровый, технологический	обучения персонала, обновления технологий	Сервисная компания	Снижение вероятности аварий и инцидентов при проведении операций
Контроль за исполнением работ	Рыночной ликвидности, кредитный	Самооценка сервисной компании, соблюдение требований заказчика	Заказчик и сервисная компания	Уменьшение суммы штрафных санкций

В условиях ограниченности финансовых ресурсов сочетание представленных мер управления рисками на разных этапах взаимоотношений сервисной компании с заказчиком должно определяться уровнем отдельных элементов группы рисков взаимодействия, результатами самооценки и типом реализуемой сервисной компанией рыночной стратегии.

Контрольные вопросы:

- 1. Какие два подхода к организации сервисного обслуживания используют российские нефтегазодобывающие компании?*
- 2. Назовите основные способы организации сервисного обслуживания нефтегазодобывающего производства и их отличительные особенности.*
- 3. Охарактеризуйте недостатки использования внутреннего сервиса нефтегазодобывающими компаниями.*
- 4. В чем состоят преимущества внешнего сервиса при организации обслуживания нефтегазодобывающего производства?*
- 5. Какие схемы организации сервиса используют нефтегазодобывающие компании и в чем их отличия?*
- 6. Решение каких задач в области сервиса способствует повышению прибыльности и инвестиционной привлекательности нефтегазодобывающих компаний?*
- 7. Чем обеспечиваются высокие результаты работы нефтегазодобывающих компаний, использующих внутренний сервис при организации производства?*
- 8. Охарактеризуйте структуру внешнего сервиса ОАО «ЛУКОЙЛ» по видам работ.*
- 9. Какой стратегии придерживается ТНК-ВР в области сервисного обслуживания?*
- 10. Назовите основные виды рисков взаимодействия нефтегазодобывающей и сервисной компаний.*
- 11. Охарактеризуйте основные мероприятия по управлению рисками взаимодействия по этапам взаимоотношений нефтегазодобывающей и сервисной компаний.*

6. ВЫБОР И УСЛОВИЯ ПРИВЛЕЧЕНИЯ СЕРВИСНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

6.1. Выбор подрядной сервисной организации

Как правильно выбрать поставщика услуг и сколько их должно быть – основные проблемы аутсорсинга.

Существует ряд факторов, которые необходимо учитывать при решении первой проблемы – выбора поставщика (*табл. 6.1*).

Таблица 6.1

Факторы, влияющие на выбор поставщика сервисных услуг

Факторы	Комментарии
Доверие	Оценивается опытность поставщика, т.е. количество обслуживаемых клиентов
Надежность	Оценивается соответствие поставщика требованиям своих клиентов
Гибкость	Оценивается, способен ли поставщик работать в условиях изменения потребностей заказчика, который может расширять или сворачивать свою деятельность
Экономия средств	Сопоставляется уровень цен данного поставщика и других поставщиков
Обслуживание	Оценивается, насколько высок уровень обслуживания, предлагаемый данным поставщиком, по сравнению с тем, что заказчик получает в настоящее время, или с тем, что предлагают другие поставщики
Кадровая политика	Анализируется кадровая политика поставщика и возможность ее влияния на сотрудников заказчика
Жесткость или либерализм при заключении контракта	Выявляется желание поставщика заключить «жесткий» контракт или либеральный, т.е. оставить возможность для внесения поправок
Внутренняя квалификация и контроль	Оценивается желание поставщика помогать заказчику в сохранении квалификации его сотрудников в целях поддержания бизнеса на должном уровне, а также для его расширения

Учитывая совокупность указанных факторов, нефтегазодобывающие компании оперируют в основном следующими критериями выбора подрядных сервисных компаний (*рис. 6.1*).

Базовыми критериями при выборе оборудования являются:

- полное соответствие требованиям спецификации, отражающей потребности заказчика;
- качество и долговечность;
- стоимость (капитальные затраты);

- эффективность эксплуатации, КПД, удельный расход энергоресурсов и прочие характеристики, определяющие эксплуатационные затраты;
- сроки изготовления и доставки;
- взаимозаменяемость;
- наличие или отсутствие на российском рынке;
- ремонтпригодность.

Критерии оценки сервисных компаний заказчиками

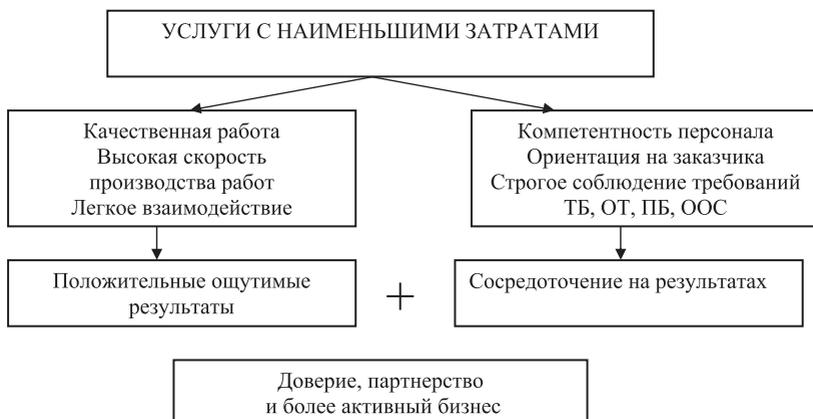


Рис. 6.1.

Распределение заказов нефтегазодобывающей компании на изготовление и поставку оборудования между российскими и зарубежными заводами-изготовителями представлено в *табл. 6.2*.

Понятно, что приведенное распределение скорее иллюстративное и может меняться от проекта к проекту в зависимости от многих факторов. Важно лишь, чтобы это распределение стало результатом тщательного технико-экономического анализа, выполненного для конкретных условий реализации проекта. Грамотный выбор поставщиков, осуществленный в процессе проектирования, будет благоприятно сказываться как с технической, так и с экономической точек зрения на основных характеристиках проектируемого оборудования и системы в целом в течение всего срока эксплуатации.

Вторая проблема аутсорсинга заключается в определении оптимального числа поставщиков. Возможны два варианта:

1. Заказчик работает с двумя-тремя поставщиками. В этом случае практически не допускаются перебои в поставке товаров и услуг, исключается зависимость от одного поставщика, между поставщиками рождается конкуренция.
2. Заказчик выбирает одного поставщика, который рассматривается как партнер по бизнесу.

Существует несколько проверенных способов выбора подрядчика, включая зарубежного, для выполнения сервисных услуг, а также изготовителя и поставщика оборудования.

Таблица 6.2

Возможное распределение поставок между российскими и зарубежными заводами-изготовителями

Тип оборудования	Заводы – изготовители, поставщики		
	российские	зарубежные	российские или зарубежные
Трубы	X		
Запорно-регулирующая арматура			X
Сосуды под давлением	X		
Резервуары хранения	X		
Насосы и компрессоры		X	
Котлы и теплообменники			X
КИП и автоматика		X	
Природоохранное оборудование		X	
Электрооборудование			X

Оптимальным способом выбора бизнес-партнеров в мировой практике давно признано проведение тендера. В российских нефтегазодобывающих компаниях проведение тендеров для выбора поставщиков сервисных услуг получает все большее распространение.

Тендер (от англ. tender – торги, конкурс) – прямое заимствование из английского языка, используемое для обозначения торгов, конкурсов. Примечательно, что понятие «тендер» не определено в действующих российских правовых актах, равно как и его производные («тендерная заявка», «тендерная комиссия», «тендерная документация»). Согласно законодательству употребляется слово «конкурс». Но в российском деловом мире используется именно понятие «тендер».

Проведение тендеров предполагает выдачу заказов на поставку товаров, предоставление услуг или проведение подрядных работ по заранее объявленному в конкурсной документации условиям, в оговоренные сроки, на принципах состязательности, справедливости и эффективности.

Цель проведения тендера – выбор наилучшего предложения по множеству критериев. Базой процедуры выбора является сравнительный анализ степени соответствия предложений потенциальных подрядчиков, изложенных в тендерных документах, требованиям заказчика, представленным в конкурсной документации, и готовности их реализации подрядчиком. Предметом анализа, как уже отмечалось, являются сметные стоимости работ, гарантии качества, сроки исполнения работ, квалификация исполнителей и др.

Еще до принятия решения о проведении тендера, необходимо четко понимать, зачем он нужен. Проведение тендера, как показывает практика, оправдывается при поиске долгосрочного партнера. Наиболее распространенной ошибкой компаний можно назвать ограничение потенциального подрядчика жесткими условиями выполнения сервисной услуги. Гораздо эффективнее дать ему возможность предложить свой вариант. Может случиться, что тот путь, который предполагался в самом начале, не самый эффективный. Еще один момент, который необходимо обязательно учитывать, – это копирайт (от англ. *copyright* – авторское право). Недавно Россия присоединилась к международному соглашению об авторских правах и ужесточила контроль за их соблюдением. Поэтому необходимо обязательно проверять, есть ли у предполагаемого подрядчика необходимые лицензии и право на использование тех или иных технологий.

Для того чтобы облегчить задачу выбора подрядной сервисной организации, застраховать себя от некачественных услуг или юридических проблем с лицензиями на предоставляемые услуги, проведением тендеров должны заниматься профессионалы именно в этой сфере. Необходимо говорить на одном языке с претендентами в партнеры, знать все профессиональные тонкости, чтобы правильно задавать критерии при выборе конкурсантов. Привлечение сторонних посредников для проведения тендеров позволяет сократить риски выбора, так как специалисты могут составить наиболее объективное мнение о претендентах.

Тендеры могут быть открытые, закрытые, двухэтапные.

В открытых тендерах могут участвовать любые правомочные поставщики. Когда предметом тендера является контракт на поставку технически сложных товаров (работ, услуг) производимых ограниченным числом поставщиков (исполнителей), проводятся закрытые тендеры. В этом случае в конкурсе могут принять участие только поставщики, получившие персональное приглашение.

Двухэтапные тендеры (открытые или закрытые) организуются в случае закупок сложной продукции (работ, услуг), когда заказчику затруднительно четко сформулировать требованию к предмету конкурса или необходимо провести переговоры с поставщиками (исполнителями) в целях определения их возможностей решить стоящую задачу. Чаще всего двухэтапные тендеры проводятся при заключении контрактов на выполнение научно – исследовательских, опытно – конструкторских и технологических работ (НИОКР), а также в строительстве. Такой подход позволяет заказчику ознакомиться с возможностями поставщиков и, оценив из возможности с точки зрения методики, технологии и т.п. сформулировать свои требования.

При проведении двухэтапного тендера участники на первом этапе подают свои предложения без указания цены. Изучив предложения, организатор тендера может внести изменения и дополнения в конкурсную документацию. На втором этапе участники повторно подают свои предложения (с учетом изме-

нений в требованиях организатора конкурса) с указанием цен поставляемых товаров (услуг, работ). Проведение двухэтапных тендеров позволяет получить наиболее объективную картину по существующим предложениям и оптимизировать затраты на услуги.

Несмотря на все преимущества тендера, он имеет и весьма существенный недостаток: его организация и последующий анализ итогов не только продолжительны по времени, но и требуют существенных финансовых затрат как со стороны заказчика, так и со стороны подрядчика.

Информационное взаимодействие с сервисными компаниями в последнее время происходит при помощи Интернета. Оповещения об открытых тендерах и их победителях нефтяные компании размещают на своих официальных сайтах.

Пример одного из объявленных тендеров представлен в *табл. 6.3*.

Таблица 6.3

**Информация о тендере на оказание сервисных услуг
по сопровождению наклонно-направленного бурения
при строительстве скважин для Губкинского филиала
ООО «РН-Бурение» в 2010 г.**

[Срок подачи документов с 15.09.2009 г. по 10.10.2009 г.]

Наименование предприятия: Губкинский филиал ООО «РН-Бурение»	
Плановые сроки выполнения работ: с 01.01.2010 г. по 31.12.2010 г.	
Предмет конкурса	<p>Основные технические требования изложены в техническом задании к лотам (предоставляется по письменному запросу претендента)</p> <p>Основные требования Заказчика:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Стоимость предоставляемых услуг включает все затраты Подрядчика (в т.ч. затраты на мобилизацию/демобилизацию и доставку персонала); 2. Согласие на срок оплаты за услуги от 30 до 60 дней.
1. Лот №02/1-25. Оказание сервисных услуг по инженерному сопровождению наклонно-направленного бурения при строительстве эксплуатационных скважин на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» в 2010 г.	<p>Тип буровой установки: БУ 3000 ЭУК-1М ВЗБТ 2900/200 ЭПК-БМ</p> <p>Сведения о пункте работы: ЯНАО, Пуровский район. Месторождения: Комсомольское, Губкинское.</p> <p>Транспортная схема и расстояния:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) г. Губкинский – Барсуковское месторождение – объект (55 км); 2) г. Губкинский – Тарасовское месторождение – объект (80км); 3) г. Губкинский – Харампурское месторождение – объект (260км).

<p>2. Лот №02/1-26. Оказание сер-висных услуг по сопровождению наклонно-направленного бурения при строительстве эксплуатационных водозаборных скважин на Ванкорском месторождении ЗАО «Ванкорнефть» в 2010 г.</p>	<p>Тип буровой установки: БУ 3000 ЭУК-1М</p> <p>Сведения о пункте работы: Красноярский край, район Ванкорского месторождения</p> <p>Транспортная схема и расстояния: 1. пгт. Коротчаево – п. Газ-Сале – п. Тарко-Сале – объект (зимняя дорога); 2. г. Красноярск – п/б Ванкор – берег Усть-Лодочная (водный транспорт); 3. г. Красноярск – п/б Прилуки (водный транспорт).</p>
<p>Подрядчики, желающие участвовать в тендере, должны заполнить и представить документы на предквалификацию с 15.09.2009 г. по 10.10.2009 г. до 15:00 по адресу: ООО «РН-Бурение», 629830, Тюменская область, ЯНАО, г. Губкинский, мкр. 2, д. 42.</p>	
<p>В случае положительного заключения по результатам прохождения предварительной квалификации и принятии решения о начале проведения тендера, претендентам будет направлено соответствующее уведомление (приглашение) и тендерная документация для подготовки технико-коммерческих предложений.</p>	

Чтобы лучше представить процедуру проведения тендера, рассмотрим сложившийся механизм ее реализации в компании ТНК-ВР (рис. 6.2).

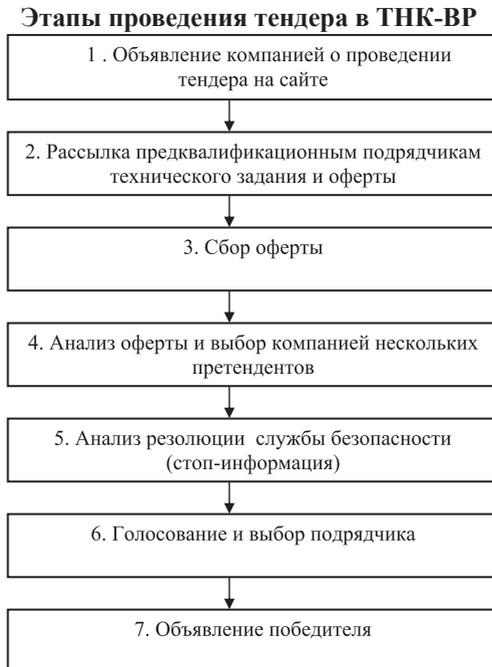


Рис. 6.2

Под **офертой** понимается адресованное одному или нескольким потенциальным подрядчикам предложение о заключении договора. По форме оферта может представлять собой любой документ, содержащий существенные условия будущего договора, ясно выражающий намерение сделавшего предложение лица заключить договор с адресатом, которым будет принято это предложение, например, офертой может быть проект договора, направленный будущему контрагенту.

В зависимости от значимости и масштабов проводимых компанией ТНК-ВР тендеров выделяются два уровня их организации.

Первый уровень предусматривает проведение тендеров в корпоративном центре. Это тендеры на сервисные услуги глобального масштаба, значительные по стоимости и продолжительности выполнения, которые предполагается оказывать всем предприятиям.

Второй уровень – тендеры на уровне бизнес-единиц, которые принимают решения по региональным сервисным услугам, к примеру, таким как капитальный ремонт. Создаются тендерные комиссии производственных единиц, которые заключают контракты на выполнение услуг только для своей производственной единицы. Естественно, в компании существуют механизмы контроля за проведением всех процедур. Очень большое внимание уделяется предквалификации контрагентов, особенно это касается новых контрагентов. Специалисты компании тщательно изучают таких контрагентов, для чего выезжают на места и подтверждают соответствие представленных тендерных документов реальности. Ко всем потенциальным подрядчикам ТНК-ВР предъявляет стандартные требования, одинаковые критерии. На этапе предквалификации определяющим фактором является не цена, а уверенность в конечном результате работ. Компании, прошедшие предквалификацию, попадают на тендер, на котором уже конкурируют по цене.

Все компании, оказывающие сервисные услуги ТНК-ВР, знают главные требования по основным направлениям: качеству, промышленной безопасности, охране труда, экологии и т.д. Раз в полгода ТНК-ВР проводит совместные совещания с подрядчиками на уровне бизнес-единиц, и раз в месяц – на уровне производственных единиц. На этих совещаниях обсуждается ход выполнения работ, реализации совместных программ по охране труда и техники безопасности, экологии, вопросы взаимодействия и др.

6.2. Условия заключения договоров подряда

Основным правовым документом, регулирующим отношения между нефтегазодобывающей компанией и сервисной организацией является договор подряда, по которому подрядчик обязуется выполнять в конкретный срок определенную работу по заданию заказчика с использованием его или своих материалов, а заказчик обязуется принять работу и оплатить ее по обусловленной цене и в установленный срок.

Договор заключается с целью определения, организационно-технологического распределения и юридического закрепления обязательств и ответственности сторон.

Нефтегазовые компании оплачивают договоры подряда на оказание сервисных услуг или за счет инвестиционных расходов (CapEx) или за счет себестоимости (OpEx).

Договоры, финансируемые из капитальных затрат, предусматривают выполнение работ по бурению, капитальному строительству и реконструкции. Их принципиальное отличие в том, что все они предполагают определенный план проектных работ и результат. В идеальной ситуации этот план в дальнейшем управляется через APE (authorization for expenditures – «Разрешения на Затраты») – инструмент, используемый для контроля за проектами.

«Проектные» договоры должны использовать все типичные процедуры управления проектами, при этом либо служба заказчика со стороны добычи берет на себя роль единого координатора, либо один из поставщиков нефтепромысловых услуг выполняет функцию генерального подрядчика.

Первый подход применим к типичным проектам, например, строительство трубопроводов, когда заказчик в состоянии управлять и проектно-изыскательскими работами и имеет супервайзинговую службу для контроля строительства, заказа материально-технических ресурсов и транспорта. Вариант с генеральным подрядчиком наиболее целесообразен при выполнении высокотехнологичных проектов, например, при бурении скважин.

Несмотря на множество моментов, имеющих значение при заключении договоров на инвестиционные проекты, нужно уделить особое внимание планированию. Причем не только с точки зрения постановки задач от добывающих подразделений, но и с точки зрения возможности выполнения этих работ подрядчиком.

Особенно серьезна эта проблема в бурении, когда неверное планирование разнородных нефтепромысловых работ (например, транспортировки материалов и оборудования) приводит к простоям и непродуктивной деятельности. Что для добычи означает увеличение сроков до получения первой нефти, а для буровой компании – снижение темпов работ и невозможность получения прибыли за счет выполнения дополнительных проектов. Поэтому разработка последовательности работ с учетом времени, стоимости и поэтапных результатов, начиная от получения разрешительной документации и заканчивая обращением с отходами, является отправной точкой создания договора.

Договорные отношения строятся на основе:

- самостоятельности договаривающихся сторон в заключении сделки, определении ее предмета, условий и взаимных обязательств;
- системы правового обеспечения договорных отношений, страхования хозяйственных рисков, предоставления гарантий, поручительства и других мер, не противоречащих действующему законодательству РФ;
- приоритета интересов заказчика.

Договор также должен предусматривать:

- имущественную ответственность сторон и возмещение убытков, причиненных ненадлежащим выполнением обязательств;
- стремление сторон к согласованному разрешению возникающих при выполнении договора проблем, независимо от источника их появления;
- подтверждение квалификации (лицензирование) участников сделки по их производственным, техническим и финансовым возможностям, а также гарантию сделок со стороны банков, страховых организаций или других учреждений;
- сертификацию предусмотренных в договоре (проекте) материалов, изделий, конструкций, оборудования, машин, механизмов;
- соблюдение положений по регулированию совместной деятельности на территории РФ иностранных инвесторов, подрядчиков, проектировщиков и ответственность их при выполнении обязательств по подрядам.

Договоры осуществляются, как правило, на конкурсной основе, при этом условия конкурса определяются заказчиком.

По характеру взаимоотношений и распределению ответственности различают следующие виды договоров:

1. Прямые договоры заключаются на выполнение работ на отдельных объектах, составляющих часть комплекса работ, с поставкой или без поставки оборудования и материалов.

По прямому договору подрядчик несет ответственность только по своим прямым обязательствам, за свои работы и услуги, тогда как ответственность за завершение всего комплекса работ и за их координацию остается за заказчиком.

2. Проектно-строительный договор предусматривает возложение обязанностей по проектированию и строительству объекта (например, скважины) на генподрядчика. Проектирование объекта может выполняться как силами проектных институтов, так и силами проектных подразделений подрядчика, имеющих лицензию, и под его руководством.

Договор «под ключ» является развитием проектностроительного договора, заключается заказчиком с генеральным подрядчиком, который, выполняя комплекс работ и поставок, принимает на себя ответственность за сооружение объекта, может привлекать для выполнения части работ другие организации (субподрядчиков), заключая с ними контракты субподряда, и заменяет заказчика по отношению к другим лицам, участвующим в строительстве.

3. Договор управленческо-строительный – договор, заключаемый заказчиком с руководителем проекта и специальной созданной для этой цели командой проекта, которая несет всю ответственность за выполнение проекта в пределах заданной стоимости, продолжительности и качества.

4. Трехсторонний договор предусматривает участие третьих лиц (страховой компании или финансирующего банка), которые должны выступать в качестве гаранта по отношению к заказчику или генподрядчику, если один из них окажется несостоятельным.

По условиям определения цены договора различают их следующие типы:

1. Договор с гарантированной максимальной ценой, при котором подрядчик гарантирует заказчику, что согласованная с ним максимальная цена проекта не будет превышена. Если подрядчик превысит эту цену, то все издержки покрываются за его счет. Заказчик при этом типе договора может вносить изменения в проект, объем которых не должен превышать оговоренный в договоре процент от сметной стоимости.

2. Договор с оплатой фактических затрат плюс переменный процент обеспечивает возмещение подрядчику понесенных затрат при выполнении проекта плюс вознаграждение, определяемое как процент от сметной стоимости, который первоначально указывается в договоре, а окончательный процент определяется с учетом возможных штрафных санкций и премий.

3. Договор с оплатой фактических затрат плюс фиксированная доплата предусматривает возмещение подрядчику понесенных затрат при выполнении проекта, а также вознаграждение, определяемое как процент от сметных затрат.

4. Договор с оплатой фактических затрат плюс фиксированный процент от затрат обеспечивает подрядчику возмещение понесенных при выполнении проекта затрат плюс согласованный процент от фактических затрат в качестве прибыли.

5. Договор с определением цены по окончательным фактическим затратам предусматривает возмещение подрядчику понесенных затрат при выполнении работ вместе с предварительно определенной оплатой услуг подрядчика и поощрительной премией. При этом типе договора подрядчик гарантирует заказчику, что согласованная с ним некоторая максимальная стоимость проекта не будет превышена. Если окончательные затраты окажутся меньше заранее обусловленной величины, то разность этих величин в соответствии с ранее оговоренной пропорцией распределяется между заказчиком и подрядчиком.

6. Договор с твердой (паушальной) ценой – соглашение на выполнение проекта по некоторой фиксированной цене, независимо от фактической стоимости, в которую обошлось подрядчику строительство объекта.

7. Договор с «фиксированной ценой единицы продукции», согласно которому оплата услуг подрядчика осуществляется по постоянным расценкам и общая цена договора зависит от общего объема услуг.

Цена договора, которая, в конечном счете, определяется ценой единицы услуг и объемом работ, является важным фактором, влияющим на взаимоотношения нефтегазодобывающих компаний и подрядных сервисных организаций. Объем работ определяется заказчиком сервисных услуг. Цена единицы услуги определяется подрядчиком, согласуется с заказчиком и указывается в договоре.

Сервисные организации используют следующие методы формирования цены услуг:

1. От текущей себестоимости. Данный метод является наиболее «болезненным» для подрядчиков, поскольку в цену включается минимальная норма

прибыли, что практически не оставляет возможностей для развития и инноваций.

2. От рынка. Несовершенство этого метода заключается в том, что в большинстве регионов, особенно в Западной Сибири, рынок нефтесервисов нельзя назвать открытым и зрелым ни по одному виду услуг.

3. На основе нормирования расхода трудовых и материальных ресурсов в соответствии с используемыми технологиями. Данный метод используют крупные компании, выводящие свои сервисные подразделения на открытый рынок и имеющие временные и финансовые возможности инвестировать в будущую эффективность.

После выбора заказчиком подрядчика на основе проведенного конкурса или переговоров сторонам рекомендуется заключить предварительное соглашение, в котором определяются намерения заказчика и подрядчика по предмету договора, предварительные мероприятия, обеспечивающие его заключение в обусловленные сроки и начало производства работ.

Предварительное соглашение включает: наименование объекта и основные данные по нему; состав, объем и сроки передачи проектно-сметной документации; порядок и условия обеспечения строительства оборудованием, материалами, конструкциями; выбор вида договора (традиционный, проектно-строительный или «под ключ») и сроки его заключения и др.

При наступлении сроков заключения договора, обусловленных в предварительном соглашении, заказчик должен передать подрядчику техническую документацию, достаточную для подготовки договора.

Подрядчик после получения от заказчика документации, должен рассмотреть ее и представить заказчику проект договора с графиком производства работ.

Заказчик, получив проект договора, должен изучить его, подписать и возвратить подрядчику. При наличии возражений заказчик обязан составить протокол разногласий и направить его подрядчику вместе с подписанным договором. Подрядчик, в свою очередь, должен урегулировать разногласия с заказчиком. Если в результате этого достигается согласие, то договор считается заключенным.

Договор подряда может быть расторгнут:

- по инициативе сторон;
- из-за систематического нарушения подрядчиком сроков выполнения работ, предусмотренных согласованным графиком, и их низкого качества;
- из-за постоянных отказов от делового сотрудничества с заказчиком;
- из-за систематического нарушения заказчиком обязательств, предусмотренных договором;

В зависимости от имеющихся у нефтегазовой компании ресурсов и опыта, могут быть выбраны различные модели заключения договоров подряда с поставщиками нефтесервисных услуг (рис. 6.3).

Модели заключения договоров

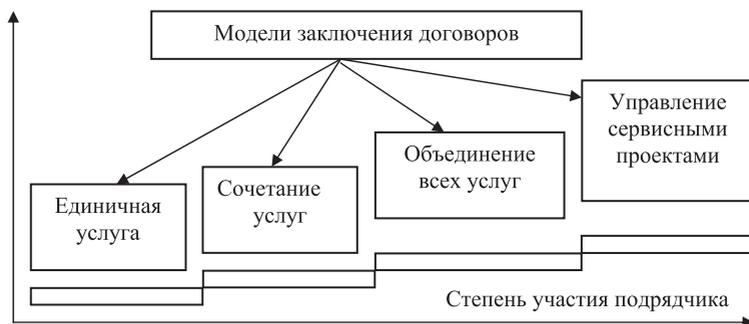


Рис. 6.3.

В отличие от договоров, финансируемых из капитальных затрат, сервисные договоры, финансируемые за счет себестоимости, существенно различаются. В России типичной является ситуация с годовым договором на любой вид услуг с подписанием актов сдачи-приемки на ежемесячной основе. Но существуют и другие формы договоров, такие как:

1. Единовременные договоры.

2. Согласованные прайс-листы по результатам работ.

3. Договоры на абонентское обслуживание. Например, компания, владеющая технологическим транспортом, может заключать договоры на предоставление и техническое обслуживание легкового транспорта операторов добычи или супервайзеров; абонентское обслуживание дорог и кустов; прайс-листы для пассажирского транспорта; единовременные договоры в рамках крупных проектов капитального строительства и рамочные договоры с компаниями, оказывающими услуги по ремонту скважин. Для транспортной компании это обеспечивает возможность, во-первых, получать гарантированные долгосрочные отношения не только с добывающими предприятиями, а во-вторых, расширять количество видов предоставляемых услуг. В свою очередь, добывающая компания может, хотя бы, по части услуг сократить затраты за счет отказа от классических восьмичасовых маршрутных листов.

4. Рамочные (долгосрочные) договоры. Суть таких договоров состоит в том, что заказчик гарантирует подрядчику определенный объем работ в течение оговоренного периода времени (до нескольких лет) (рис. 6.4). В свою очередь подрядчик предоставляет гарантии их выполнения по фиксированным расценкам (ниже рыночных) и в требуемые сроки. При этом временные и финансовые затраты, безусловные при ежегодной организации тендеров, отсутствуют, а долговременное партнерство между сторонами обогащается благотворным опытом и нарабатываемыми традициями.

Основные этапы формирования долгосрочного (рамочного) соглашения (5 лет)

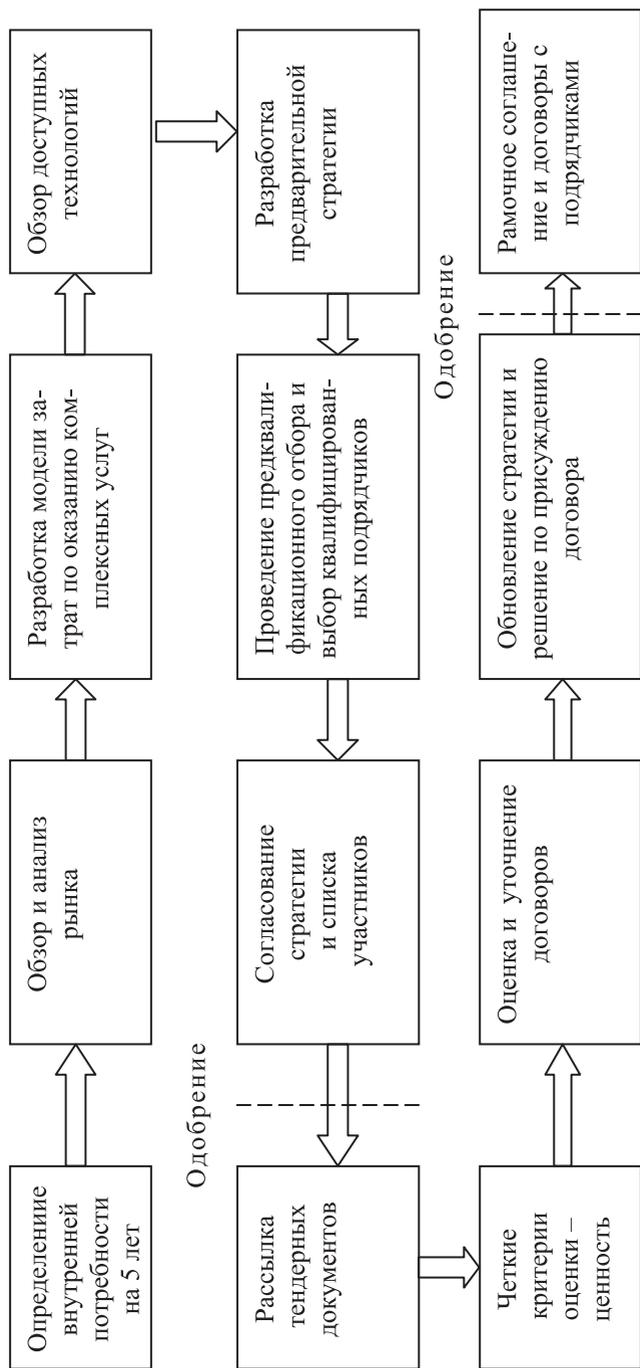


Рис. 6.4.

Кроме этого преимуществом рамочных договоров является более глубокая степень осведомленности подрядчика о технических проблемах реконструируемого объекта, о горно-геологических условиях ведения работ и т.д. В результате появляется возможность оперативной разработки более грамотных инженерных и строительных решений.

По мнению специалистов, будущее – за долгосрочными договорами. Они полезны не только для заказчика, но и для подрядчика, который понимает, какие требования к нему предъявляются, знает объемы, сроки, и может планировать, за счет чего качественно и в срок выполнить работы, чтобы и заказчик был удовлетворен, и он имел прибыль

Но, несмотря на все плюсы таких долгосрочных договоров, имеются и недостатки:

1. Риск «монополизации». Практика показывает, что нельзя держать одного игрока, монополизировать внутренний рынок.

2. Финансовые риски. Если существенно изменится производственная программа, нефтегазодобывающая компания должна каким-то образом компенсировать потери сервисных компаний. Допустим, условиями 3-летнего рамочного соглашения предусматривается строительство некоторого количества скважин, но со временем эти объемы не подтверждаются данными сейсмоки или геологоразведки, и вместо указанного в договоре количества скважин необходимо пробурить их меньшее количество. Значит, какую-то часть стоимости договора компания должна компенсировать при условии, что оператор ко времени корректировки программы уже понес затраты операционного или инвестиционного характера.

В некотором смысле переход к долгосрочным соглашениям является одной из форм инвестирования. Например, в рамках трехлетнего договора на бурение скважин происходит постоянный мониторинг текущей деятельности подрядчика и ее и результатов. Если он справляется, то работает в течение 3-х лет на оговоренных условиях. Если нет, компания отказывается от его услуг, и заключает договор с другим подрядчиком. Таким образом, создается команда заинтересованных сторон – заказчика и подрядчика.

Подрядчик может предложить инновационные технологии бурения скважин. Если для их реализации он не располагает требуемым оборудованием и не имеет финансовых возможностей для его приобретения, то компания-заказчик в случае экономической целесообразности предложения подрядчика, может кредитовать его, купить необходимое оборудование и инструмент. То есть, идея заключается в партнерском ведении бизнеса, когда в конечном успехе заинтересованы обе стороны.

Кроме возможностей привлечения инвестиционных ресурсов заказчика, долгосрочные соглашения расширяют возможности привлечения кредитных ресурсов банков, которые более охотно выдают их сервисным компаниям при наличии достигнутых рамочных соглашений.

Контрольные вопросы:

1. Какие факторы необходимо учитывать при выборе поставщика услуг?
2. Сколько должно быть поставщиков услуг?
3. Назовите базовые критерии выбора поставщиков оборудования.
4. Что понимается под «тендером» и с какой целью осуществляется его проведение?
5. Укажите отличительные особенности открытых, закрытых и двух-этапных тендеров.
6. Перечислите основные этапы проведения тендера.
7. За счет каких источников финансируются договоры подряда на оказание услуг нефтяного сервиса?
8. Перечислите условия договорных отношений заказчиков и подрядных сервисных организаций.
9. Приведите классификацию договоров на оказание услуг нефтяного сервиса по характеру взаимоотношений и распределению ответственности между заказчиками и подрядчиками.
10. Назовите типы договоров на услуги нефтяного сервиса зависимости от условий определения цены.
11. Охарактеризуйте методы формирования цены услуг нефтяного сервиса.
12. Перечислите основные формы договоров на оказание нефтесервисных услуг.
13. Укажите этапы формирования долгосрочного (рамочного) договора на оказание услуг нефтяного сервиса.
14. Охарактеризуйте достоинства и недостатки долгосрочных договоров на оказание нефтесервисных услуг.

7. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

7.1. Формы организации строительства скважин

Производственный процесс строительства скважин объединяет разнообразные по назначению, трудоемкости, сложности и объему виды работ, которые можно разделить на две группы:

- 1) создание материально-технических условий для бурения скважины;
- 2) основные работы.

К работам по созданию материально-технических условий для бурения относятся подготовительные работы к строительству скважины, вышкомонтажные работы и подготовительные работы к бурению.

Основные работы включают бурение и крепление скважины, испытание скважины на продуктивность.

Подготовительные работы к строительству скважины включают земляные работы, строительство амбаров для технологических нужд; буровзрывные работы; лесорубные работы; строительство подъездных путей, переездов, мостов, вертолетных площадок, трубопроводов; установку гидрантов; задвижек, компенсаторов; изоляцию трубопроводов; строительство линий связи, низко- и высоковольтных, воздушных или кабельных линий электропередач; строительство трасс для перетаскивания оборудования и металлоконструкций, водоводов; подготовку основания для буровой, а также другие виды работ, обусловленные конкретными условиями строительства.

Необходимость проведения вышкомонтажных работ, к числу которых относятся строительство и разборка (передвижка) вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования, монтаж и демонтаж установки по испытанию скважин, определяется спецификой бурения.

После монтажа буровой установки и строительства привышечных сооружений проводятся подготовительные работы к бурению, которые состоят из оценки качества монтажа буровой установки, пуска двигателей, проверки работы всех механизмов, оснастки талевого системы и установки элементов малой механизации, проверки состояния охраны труда. Качество готовности буровой установки к работе оценивается комиссией под председательством представителя Ростехнадзора. На буровую должно быть завезено необходимое количество материалов, ГСМ, обсадных труб и т.п.

Процесс бурения и крепления скважин включает механическое бурение, направленное на разрушение горных пород; спуско-подъемные операции, связанные со сменой отработанных долот; крепление скважины, состоящее из спуска обсадных труб и их цементирования; вспомогательные работы (переоснастка талевого системы, переход с одного типа бурового раствора на другой), проведение геофизических работ и т.д. При бурении скважины иногда проводятся работы по ликвидации осложнений.

Работы по испытанию скважины на продуктивность состоят из перфорации обсадных колонн в зоне продуктивных пластов, вызова притока флюида

из пласта, оценки качества продуктивного пласта, оборудования устья скважины.

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

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

Основным различием указанных форм является число привлекаемых подрядных организаций. При этом следует отметить, что независимо от того, какая из указанных форм реализуется на практике, согласно Закону о недрах всю полноту ответственности за их использование несут заказчики, имеющие статус недропользователей. Непосредственную ответственность за обеспечение безопасных условий работ несут руководители предприятий-подрядчиков.

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. При этом формат договора обычно предусматривает сдачу готовой скважины за ранее оговоренную плату. Пример договора подряда на строительство разведочной скважины «под ключ» приведен в Приложении 1.

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.

За качество построенной скважины генеральный подрядчик отвечает только до момента подписания акта приемки-передачи. После подписания всех передаточных документов ответственность за эксплуатацию скважины несет только заказчик.

При таком формате договорных отношений заказчик не обладает достаточным объемом информации, обеспечивающим уверенность в качестве ствола и вскрытой призабойной зоны, т.е. может получить от исполнителя скважину, качество которой при вводе ее в эксплуатацию окажется недостаточным. Кроме того, заказчик утрачивает контроль над процессом привлечения субподрядчиков, которые не всегда выбираются на конкурсной основе и согласуются с ним. По этой 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 уже предусмотрена договором.

Чтобы не допускать возникновения указанных проблем компании-заказчики либо создают собственные службы супервайзинга, либо заключают договоры на оказание услуг по контролю за строительством скважины с независимой компанией.

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

В условиях раздельного 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.). Но при этом повышается нагрузка на менеджмент компании-заказчика, которая вынуждена выстраивать собственную службу либо пользоваться услугами внешнего сервиса для обеспечения взаимодействия подрядчиков, управления и контроля над реализацией проектов строительства скважин.

Организация строительства скважин на условиях раздельного сервиса предполагает следующие этапы:

Первый этап. Геологическая служба нефтегазодобывающей компании-заказчика в соответствии с проектом разработки месторождений определяет перечень скважино-точек, подлежащих разбурированию в предстоящем году, и график ввода новых скважин в эксплуатацию. На основании этих данных составляется план-график строительства скважин, в соответствии с которым Служба капитального строительства заказывает подрядным организациям проекты на обустройство месторождений. Одновременно с этим заключаются договоры с проектными организациями на разработку проектно-сметной документации на строительство скважины. Пример такого договора представлен в *Приложении 2*.

Проектно-сметная документация проходит экспертизу в Филиалах Главгосэкспертизы России.

Стоимость разработки проектов и стоимость прохождения Госэкспертизы на эти проекты зависит от величины проектируемых объектов и их количества.

На основании проектно-сметной документации и положительных заключений Госэкспертизы, Служба капитального строительства получает разрешение на строительство объектов.

Второй этап. На основании вышеуказанной разрешительной документации, согласованной с Ростехнадзором, начинается выполнение подготовительных работ к строительству скважин (отсыпка кустовых площадок, строительство подъездных путей и т.п.). Для выполнения этих работ Служба капитального строительства заключает договоры с подрядными организациями.

Третий этап. На основании плана-графика строительства скважин заклю-

чаются договоры подряда с сервисными предприятиями на выполнение отдельных элементов цикла строительства скважин. Кроме того, привлекается организация, оказывающая услуги по супервайзингу. Предметом супервайзерского сервиса является оказание услуг по контролю и управлению процессом строительства скважин. Примером подрячика по супервайзинговому сервису может служить ООО «Азимут-Сервис».

Работы по строительству скважин осуществляются в соответствии с проектно-сметной документацией, планом-графиком строительства скважин, ведомостью поставки Заказчиком материально-технических ресурсов, стоимостью суток бурения, регламентом взаимоотношений при строительстве скважин, нормативным временем бурения и т.д.

В процессе бурения, кроме буровых компаний, выполняющих работы по проводке ствола скважины, привлекаются организации, осуществляющие следующие отдельные сервисы:

- долотный;
- растворный;
- телеметрический;
- спуск обсадных колонн;
- геофизические исследования;
- геолого-технические исследования;
- цементажный;
- обслуживание жилого городка.

Предметом **долотного сервиса** является выполнение исполнителем по согласованию с Заказчиком услуг по предоставлению собственных буровых долот и забойных двигателей для осуществления процесса бурения скважин.

Заказчик и Исполнитель согласовывают рабочую долотную программу на каждую конкретную скважину, содержащую конкретный перечень услуг по каждой скважине. Данная программа по каждому интервалу бурения содержит следующие сведения:

- типоразмер долота (диаметр, маркировка завода изготовителя, код IADC);
- показатели работы долот (проходка на долото (м), время работы долота на забое, (час.), механическая скорость (м/час);
- технологический режим отработки долот;
- цена за 1 метр проходки (руб./м) по долотам;
- стоимость интервала по долотам (руб.).

Для нефтегазодобывающих компаний Западной Сибири основными подрядчиками по долотному сервису являются ООО НПП «Буринтех», ОАО «Научно-производственное предприятие «Бурсервис», Компании «Би-Эйч Раша Оперейшнз Инк», «Бейкер хьюз», «Смит Интернейшнл» и др.

Предметом **растворного сервиса** является оказание услуг по обслуживанию, сопровождению и контролю приготовления буровых растворов с использованием материалов «Исполнителя» с направлением на место оказания услуг

квалифицированных инженеров Исполнителя по наряду – заказу, утвержденному сторонами.

Основными подрядчиками по растворному сервису являются компании «Эм-Ай Дриллинг Флуидз Ю.К. Лтд.», ООО «Сервис-Тек».

Предметом **телеметрического сервиса** является оказание услуг по сопровождению наклонно-направленного бурения, телеметрии с использованием оборудования для бурения горизонтальных, наклонно-направленных скважин, боковых стволов, а также каротажа (с использованием соответствующего оборудования) во время бурения горизонтальных, наклонно-направленных и боковых стволов на месторождениях Заказчика.

Основными подрядчиками по телеметрическому сервису являются компании «Шлюмберже Лоджеко Инк» и «Халлибуртон Интернэшнл Инк».

Предметом **цементажного сервиса** является выполнение работ по цементированию вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин, исправительному цементированию, установке цементных мостов, ремонтно-изоляционным работ и цементированию вторых стволов.

Подрядчик использует собственный персонал, оборудование и материалы, стоимость использования которых включается в цену работ.

Основными подрядчиками по телеметрическому сервису являются компании «Шлюмберже Лоджеко Инк» и «Халлибуртон Интернэшнл Инк».

Строительство скважин на условиях раздельного сервиса позволяет значительно повысить их качество. По экспертным оценкам специалистов ТНК-ВР доля качественно построенных скважин на условиях раздельного сервиса составляет в среднем 80% их общего числа, тогда как при строительстве скважин «под ключ» данный показатель равен 50%.

Строительство, не обеспечивающее требуемых параметров качества скважин, ускоряет проведение их капитальных ремонтов. Срок эксплуатации качественно построенной скважины до первого капитального ремонта составляет в среднем 5 лет, при не достижении требуемого качества – 2,5 года. Исходя из этого, при организации работ «под ключ» за 15-летний нормативный срок полезного использования скважины необходимо проведение 5 капитальных ремонтов, длительность которых составляет в среднем 2,5 мес. Организация строительства скважин на условиях раздельного сервиса позволяет сократить количество капитальных ремонтов 2,5 раза, соответственно снизить затраты на эксплуатацию скважин, увеличить объем добычи нефти и прибыль компании.

Вместе с тем, строительство скважин на условиях раздельного сервиса зачастую приводит к повышению стоимости работ. По данным «ТНК-ВР» сметная стоимость скважины, построенной при такой форме организации работ, превышает сметную стоимость скважины, построенной «под ключ», в среднем на 20%. Однако это превышение компенсируется увеличением объема добычи за счет достижения проектного дебита и сокращения числа капитальных ремонтов, а также уменьшением экологического ущерба (рис. 7.1).

Структура компенсаций удорожания строительства скважины в условиях раздельного сервиса

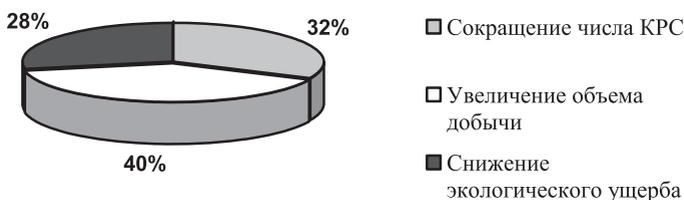


Рис. 7.1.

В табл. 7.1 указаны особенности организации строительства скважин «под ключ» и на условиях раздельного сервиса.

Таблица 7.1

Отличительные особенности форм организации строительства скважин

Формы организации строительства скважины	Отличительные особенности
«Под ключ»	<p>Высокий уровень ответственности генерального подрядчика и возможность руководить процессом самостоятельно</p> <p>Более низкая сметная стоимость строительства скважины</p> <p>Достаточно высокая вероятность использования устаревшего оборудования</p> <p>Заказчик частично теряет:</p> <ul style="list-style-type: none"> – финансовый контроль – оперативный контроль над выполнением работ – возможность применения новых технологий/оборудования – возможность корректировать программу мероприятий с целью сокращения сроков и снижения стоимости всего комплекса работ.
На условиях раздельного сервиса	<p>Влияние заказчика на продолжительность строительства скважины</p> <p>Применение высокотехнологичного оборудования</p> <p>Привлечение квалифицированных узкоспециализированных специалистов</p> <p>Качественное выполнение работ.</p> <p>Снижение экологического ущерба</p> <p>Повышение стоимости выполняемых работ</p> <p>Могут возникнуть проблемы с нахождением виновных лиц при аварии</p> <p>Контроль за выполнением работ сервисных организаций требует больших финансовых затрат и дополнительного персонала</p>

Таким образом, к числу основных преимуществ организации строительства скважин на условиях раздельного сервиса относятся: сокращение сроков и повышение качества строительства скважин за счет применения высокотехнологического оборудования, привлечения квалифицированных узкоспециализированных специалистов; снижение экологического ущерба.

7.2. Супервайзинговый контроль качества строительства скважин

Потребность нефтегазовых компаний в эффективном решении проблем строительства скважин явилась причиной создания и дальнейшего развития в российском нефтегазовом секторе услуг супервайзинга строительства скважин, или как его еще называют, бурового супервайзинга. В настоящее время буровой супервайзинг развивается как отдельное направление бизнеса.

Супервайзер в переводе с английского означает «наблюдатель» (supervise – наблюдать, контролировать).

Для осуществления услуг по контролю и управлению процессом строительства скважин нефтегазодобывающая компания либо создает у себя соответствующую службу, либо путем проведения тендера привлекает подрядную сервисную организацию и заключает с ней договор на оказание супервайзинговых услуг. Пример такого договора представлен в *Приложении 3*.

Согласно договора супервайзинговая компания принимает на себя обязательство контролировать выполнение работ буровыми подрядчиками в строгом соответствии с утвержденными программами, проектами и планами работ по строительству скважин, а также требованиями правил промышленной безопасности и охраны окружающей среды; немедленно информировать Заказчика о случаях нарушений или отклонений от технологии строительства скважины; приостанавливать работу в случае невыполнения буровыми подрядчиками программ работ, проектов и планов работ, регламентов, нарушения требований пожарной безопасности и охраны окружающей среды; проводить детальный анализ времени для оценки эффективности работы бурового подрядчика и выдавать рекомендации по снижению непроизводительного времени; подтверждать своей подписью Акты выполненных работ буровыми подрядчиками и т.п.

По функциональности и перечню оказываемых услуг супервайзинговый сервис можно разделить на следующие виды:

1. Техничко-технологический надзор. Это вид деятельности, направленный на выявление (фиксацию) отклонений от проекта, норм промышленной безопасности, правил ТБ и других нормативов, регламентирующих работы по строительству скважин, контроль расхода материально-технических ресурсов на буровой. Используется главным образом при наличии генподряда на бурение. Функции супервайзера в этом случае сводятся к сбору объективной информации и ее предоставлению заказчику. Права супервайзера минимальны. При этом требуется наличие собственной службы заказчика, обеспеченной квалифицированными кадрами и принимающей решения по всем оперативным вопросам строительства скважин.

2. Оперативное управление строительством скважины. Это вид деятельности, направленный на повышение качества строительства скважин. Включает все функции надзора, но кроме этого возлагает на исполнителя координацию работ подрядчиков по строительству скважины, оценку качества и объема оказываемых подрядчиками услуг. Используется, как правило, при организации строительства скважин на условиях раздельного сервиса. Расширяет права и обязанности исполнителя в сфере принятия технических и технологических решений в процессе строительства скважин. Возлагает на исполнителей ответственность за непроизводительное время и простои буровой бригады, расход материально-технических ресурсов при выполнении работ. Требует наличия на буровой площадке полевого персонала высокой квалификации в круглосуточном режиме работы.

Полевой персонал руководит работами непосредственно на объекте, проводит оперативные совещания, согласует планы работ, распределяет работу и контролирует ее выполнение. Как правило, кроме полевого персонала требуется наличие руководителя или специалиста, осуществляющего руководство работами и поддерживающего постоянную связь с заказчиком на уровне главных специалистов. Руководитель принимает участие в технических совещаниях, проводит анализ работы подрядчиков, представляет предложения по оптимизации работ, применяемым научно-техническим решениям, мероприятиям, направленным на повышение качества и эффективности строительства скважин. При этом нагрузка на менеджмент компании-заказчика значительно снижается, поскольку вопросы оперативного управления решаются непосредственно на объекте.

3. Управление проектами. Вид деятельности, направленный на полное управление проектом строительства скважины, включая планирование и исполнение, а также ответственность за результат. Выполняется привлеченной управляющей компанией, специализирующейся на данном виде услуг, ли специальной службой заказчика.

Практика использования управляющей компании полностью освобождает менеджмент компании-заказчика от реализации проекта, но в случае неудачного выбора исполнителя риски невыполнения проекта возрастают многократно. При этом стоимость подобных услуг соразмерна уровню ответственности и качеству выполняемых работ.

Сложившаяся практика свидетельствует о том, что нефтегазовые компании, заключая договоры на предоставление услуг супервайзинга, стремятся минимизировать собственные затраты на эти услуги и заказывают только надзор и контроль – наиболее простые и недорогие виды работ. В результате значительная часть работы по управлению проектами строительства скважин возлагается на менеджмент нефтегазовой компании. В условиях дефицита собственных кадров руководство нефтегазовой компании пытается все-таки передать некоторые функции, не предусмотренные договором, супервайзинговой компании, используя различные методы давления. При этом нередко уровень ответст-

венности, возлагаемой на подрядную супервайзинговую компанию, не соответствует уровню передаваемых ей (как представителю заказчика на объекте) полномочий. Это свидетельствует о том, что заказчик нуждается в более квалифицированном сервисе, чем просто контроль и надзор, но опасается или не готов передать часть своих полномочий по управлению строительством скважин сервисной компании и оплачивать достаточно дорогие услуги этого сервиса.

Вместе с тем, потенциальные возможности подрядной супервайзинга развиваются в сторону оперативного управления строительством скважин, интегрируясь в процессы управления строительством скважин. Эти возможности повышают привлекательность данного вида услуг для нефтегазовых компаний и позволяют адаптировать их к практически любым организационным и геолого-техническим условиям реализации проектов строительства скважин.

Как известно, основным характерным признаком проектной формы управления является ориентация производственной деятельности на цели проекта. При этом возрастает роль технологий и методов управления на всех уровнях реализации проектов строительства скважин. Поэтому интеграция в менеджмент проекта сервисного супервайзинга на базе эффективной реализации его потенциала может стать эффективной формой сотрудничества нефтегазовых и сервисных компаний.

Проектное управление строительством скважин обуславливает формирование структуры команды менеджмента проекта на всех его уровнях. Известны примеры создания достаточно эффективных проектных организационных комплексов, включающих как менеджмент компании-заказчика, так и подрядные сервисные структуры. Однако наибольшая результативность проектного управления строительством скважин может быть достигнута, если функционирование всех субъектов проекта будет тщательно скоординировано и ориентировано на выполнение целей проекта.

В этих условиях наиболее целесообразным становится позиционирование сервисного супервайзинга в качестве структурного элемента системы управления проектами строительства скважин нефтегазовой компании. При такой интеграции возникает наиболее адекватный для условий проектного управления формат сервиса – аспектно-ориентированный супервайзинг проекта, который является продолжением развития и совершенствования данного вида сервиса.

Супервайзинг проекта предполагает не только надзор специалистов-супервайзеров за ходом строительства скважин или оперативное управление, но и привлечение независимой сервисной компании к управлению проектами строительства скважин как первичного звена команды проекта, персонал которого решает задачи проекта, прежде всего, на объекте работ (строящейся скважине). Целесообразным является привлечение специалистов супервайзинга также и на ключевых стадиях реализации проекта: разработки, планирования, исполнения, анализа, управления и завершения. При этом супервайзинг проекта ориентируется на актуальные для нефтегазовой компании-заказчика про-

блемы строительства скважин – ресурсы, сроки и качество строительства, объем и качество геологической информации, экологическая безопасность и др.

Аспектная направленность супервайзинга требует более взвешенного подхода к формированию команд постов супервайзинга, максимально соответствующих целям проекта, исходя из знаний, умений и опыта специалистов сервисной компании, Особенности проектного управления потребуют от специалистов супервайзинга развития специальных компетенций, связанных с проектным менеджментом.

В *табл. 7.2* представлены характерные признаки процессно- и аспектно-ориентированных форматов супервайзинга строительства скважин.

Таблица 7.2

Отличительные признаки форматов супервайзинга [9]

Формат супервайзинга	Инженерно-технологический надзор строительства скважины	Супервайзинг проекта строительства скважины		
Цель	Процесс	Результат		
Критерии	Параметры процесса	Сроки	Ресурсы	Качество
Подход	Функционально-ориентированный	Аспектно-ориентированный		

Аспектно-ориентированный супервайзинг проекта нуждается в эффективных подходах для его реализации. Эти подходы должны соответствовать условиям проектного управления строительством скважин.

Важным элементом процесса управления любым проектом, в том числе и строительства скважин, является контроль, который должен способствовать тому, чтобы фактически получаемые результаты были как можно ближе к требуемым. Контроль отклонений означает не только выявление несовпадения фактических и плановых (проектных) результатов, но и причины этих несовпадений, а также использование методов и технологий, позволяющих справиться с такими ситуациями в ходе реализации проекта с минимальными потерями. К областям управления проектами строительства скважин, так или иначе связанным с отклонениями, можно отнести риски, проблемы и изменения. Хотя эти понятия не всегда объединяются общим понятием отклонения, наличие взаимосвязей между ними очевидно. Понимание этих связей и адекватное отражение их в системе управления проектом помогает обеспечить возможность систематического контроля и анализа отклонений как в отдельном проекте, так и в масштабах нефтегазовой компании-заказчика. Таким образом, управление отклонениями при строительстве скважины, в основном, сводится к борьбе с проблемными событиями в производственном процессе.

В общем случае система управления отклонениями при строительстве скважины включает следующие уровни:

1. Управление рисками. Проблемные события еще не наступили, но не исключена возможность возникновения нежелательных и незапланированных событий, которые могут привести к тому, что цели проекта не будут достигнуты. Цель этого уровня – предотвратить проблемные ситуации до их возникновения или, по крайней мере, минимизировать их последствия.

2. Управление проблемами. Проблемное событие наступило, и необходимо выяснить его происхождение, степень влияния на проект, способы преодоления. Цель этого уровня – обеспечить продолжение реализации проекта по запланированному варианту.

3. Управление изменениями. Проблемные события оказались достаточно серьезными, и справиться с ними без ущерба для проекта не удалось. Цель данного уровня – модификация ранее согласованных сроков исполнения и стоимости работ, управленческих решений, технологических процессов и т.п.

Возникающие отклонения не обязательно связаны с проблемными ситуациями и могут носить позитивный характер. Например, применение нового типа долота или бурового раствора обеспечивает возможность сокращения срока выполнения проекта и повышения качества скважины.

События в проекте, связанные с отклонениями, могут развиваться по различным сценариям (рис. 7.2), каждый из которых задан совокупностью и порядком выполнения действий.

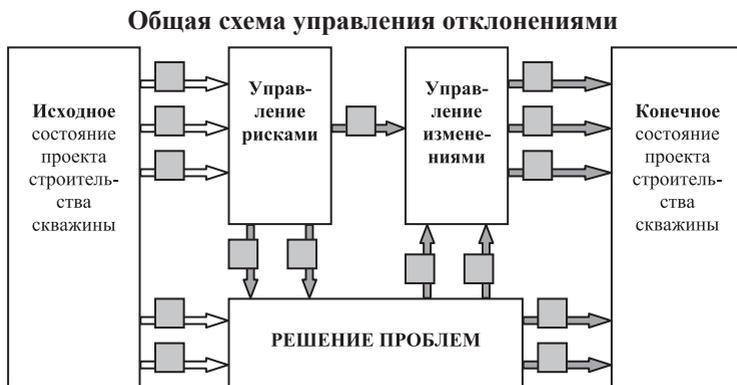


Рис. 7.2.

Полному циклу управления отклонениями соответствует первый сценарий, при котором:

- а) в ходе планирования проекта был идентифицирован риск, но работа с ним не привела к желаемому результату;
- б) возникшая в результате наступления рискованного события проблема также не была успешно решена;
- в) все это в результате привело к необходимости внесения изменений в план проекта.

Особый интерес, с точки зрения анализа отклонений при строительстве скважин, представляют четвертый и пятый сценарии, соответствующие случаю возникновения проблем, неучтенных в качестве рисков. Причиной этого может быть, например, нетипичность ситуации или просто «потеря» риска в результате недостатка квалификации. Результатом анализа причин и тяжести последствий может явиться решение о том, что для определенных условий строительства скважин вообще нецелесообразно глубоко заниматься управлением рисками, а достаточно просто решать проблемы по мере их возникновения. В то время как для других проектов, наоборот, – необходимо резко усилить работу с рисками.

Следует подчеркнуть, что риски, проблемы и изменения связаны между собой и должны рассматриваться в рамках единой системы управления проектом строительства скважины. А связи на уровне алгоритмов (регламентов) действий специалиста-супервайзера должны детальным образом прописываться в стандартах по управлению рисками, проблемами, изменениями.

Особенность аспектно-ориентированного супервайзинга проекта строительства скважины заключается в применении данной системы управления отклонениями в отношении каждого из аспектов проекта с учетом их взаимосвязи.

На *рис. 7.3* представлена топологическая схема реализации рассматриваемого формата супервайзинга.

Применение аспектного супервайзинга проекта вовсе не означает вмешательство сервисной компании в управление проектом строительства скважины, а тем более в оперативно-хозяйственную деятельность заказчика. Безусловно, руководство проектом осуществляется нефтегазовой компанией. А аспектно-ориентированный супервайзинг – всего лишь максимально адаптированная для проектного управления форма сервиса, повышающая его эффективность.

Типология реализации аспектно-ориентированного супервайзинга проекта [9]

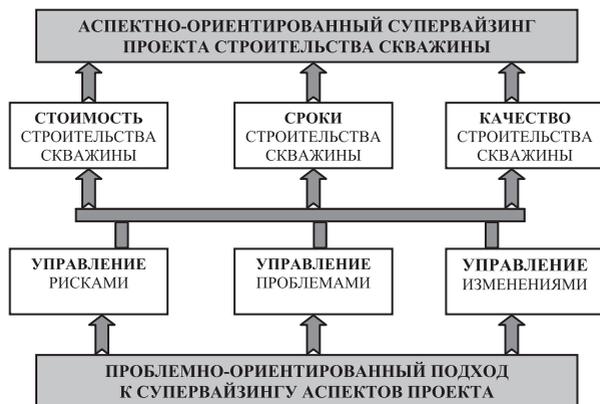


Рис. 7.3.

Таким образом, прогресс в развитии независимого супервайзинга строительства скважин связан с освоением и внедрением в практику оказания услуг форм и методов проектного управления.

Контрольные вопросы:

- 1. Характеризуйте основные формы организации строительства скважин.*
- 2. Назовите этапы организации строительства скважин на условиях раздельного сервиса.*
- 3. Охарактеризуйте основные виды услуг подрядных организаций при строительстве скважин на условиях раздельного сервиса.*
- 4. Укажите преимущества и недостатки организации строительства скважин «под ключ» и на условиях раздельного сервиса.*
- 5. Объясните сущность понятия «супервайзинг».*
- 6. Каким образом и с какой целью осуществляется буровой супервайзинг?*
- 7. Приведите классификацию бурового супервайзинга в зависимости от функциональности и перечня оказываемых услуг.*
- 8. Назовите характерные признаки процессно- и аспектно-ориентированного форматов супервайзинга строительства скважин.*
- 9. Назовите уровни системы управления отклонениями при реализации проекта строительства скважины.*
- 10. Охарактеризуйте схему управления отклонениями при проектном супервайзинге.*
- 11. Объясните типологию реализации аспектно-ориентированного супервайзинга проекта строительства скважины.*

8. УПРАВЛЕНИЕ БУРОВЫМ ПРЕДПРИЯТИЕМ

8.1. Необходимость управления предприятием

Материальное производство – сложная динамическая система, включающая три взаимосвязанных элемента: средства труда, предметы труда, рабочую силу. Необходимое условие функционирования этой системы – соблюдение пропорциональности указанных элементов, что достигается с помощью управления. В этой связи управление выступает как объективно необходимое условие успешного функционирования материального производства.

Основными задачами управления является обеспечение:

- наиболее эффективного функционирования предприятия;
- единства действий всех подразделений основного и вспомогательного производства;
- ритмичности работы предприятия;
- эффективного распределения материально-технических, финансовых и трудовых ресурсов.

В управлении нуждается любая хозяйствующая единица независимо от ее организационно-правовой формы.

Необходимость управления связана с процессами разделения труда на предприятии. На любом предприятии (геологоразведочном, буровом, транспортном и др.) существует горизонтальное и вертикальное разделение труда.

Горизонтальное разделение труда представляет собой разделение какой-либо сложной работы на составляющие ее элементы, выполняемые различными подразделениями, преследующими свои конкретные цели в рамках единой цели предприятия. Например, на буровых предприятиях в результате горизонтального разделения труда создаются следующие подразделения, обеспечивающие процесс строительства скважин: цеха бурения, испытания и опробования скважин, промывочных жидкостей, пароводоснабжения, тампонажный цех и др.

Разделение труда по горизонтали с неизбежностью порождает проблему координации и контроля за деятельностью специализированных подразделений. Именно в связи с этим осуществляется вертикальное разделение труда, отделяющее работу по координации действий от самих действий и подразделяющее работников предприятия на управленцев и исполнителей. Деятельность по координированию работы исполнителей и составляет сущность управления.

Управление – деятельность, направленная на достижение поставленной цели путем реализации определенных функций, применения соответствующих методов и технических средств. Управление деятельностью предприятия означает:

- ориентацию предприятия на спрос и потребности рынка;
- постоянное стремление к повышению эффективности производства, что означает достижение целей предприятия при минимальных затратах;
- хозяйственную самостоятельность при принятии решений и ответственность за результаты деятельности;
- необходимость использования современной информационной базы и ком-

пьютерной техники для многовариантных расчетов с целью принятия обоснованных и оптимальных решений.

Управление – это процесс планирования, организации, мотивации и контроля, необходимый для того, чтобы сформулировать и достичь целей предприятия. При этом под целью понимают конечное состояние, желаемый результат, которого стремится добиться предприятие.

Долгосрочные цели определяют стратегическое намерение предприятия занять определенное место в бизнесе, направляют и определяют его развитие. Выделяют семь ключевых пространств, в рамках которых предприятие определяет долгосрочные цели:

1. Положение на рынке. Рыночной целью может быть увеличение доли рынка, занимаемой предприятием, до определенного размера.

2. Инновации. Целевые установки в этой области связаны с освоением новых рынков, применением новых технологий или способов организации производства.

3. Маркетинг. Основными результатами деятельности в этой области могут быть создание определенного имиджа предприятия, улучшение обслуживания клиентов.

4. Производство. Приоритетными целями в этом случае являются достижение наивысшей производительности труда, повышение качества выполняемых работ, снижение издержек производства.

5. Финансы. Общая цель – сохранение и поддержание на необходимом уровне всех видов финансовых ресурсов, их рациональное использование.

6. Управление персоналом. Цели в отношении персонала могут быть связаны с сохранением рабочих мест, обеспечением приемлемого уровня оплаты труда, улучшением условий и мотивации труда.

7. Менеджмент. Ключевая цель в этой области – определение критических сфер управленческого воздействия.

Процесс управления предприятием можно представить в виде так называемой «петли управления», включающей циклическую последовательность следующих этапов: прогноз – планирование – контролируемая деятельность по реализации планов – учет и анализ результатов – коррекция прогнозов и планов (рис. 8.1).

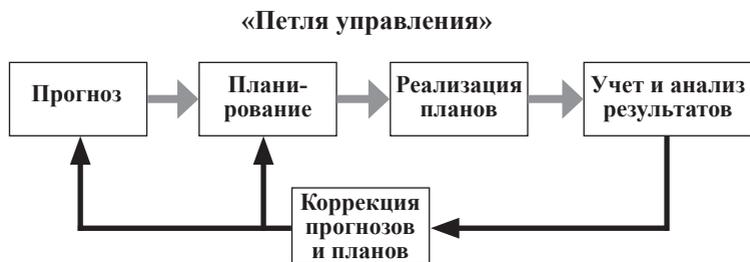


Рис. 8.1.

Управление предприятием представляет собой процесс взаимодействия двух субъектов, один из которых находится в позиции субъекта управления, а другой – в позиции объекта управления.

В качестве объекта управления (управляемой системы) на предприятии выступают производственные подразделения всех уровней. Объектом управления (управляющей системой) является совокупность управленческих служб предприятия.

Взаимодействие субъекта и объекта управления характеризуется следующими моментами:

- субъект управления направляет объекту управления импульсы воздействия, называемые управленческими командами, которые содержат информацию о том, как должен функционировать в дальнейшем объект управления;
- объект управления получает управленческие команды и функционирует в соответствии с их содержанием (рис. 8.2).

Процесс управления предприятием реализуется на основе документально установленных правил (Положения о подразделениях, должностные инструкции и т.п.).



Рис. 8.2.

В условиях рынка предприятия нуждаются в решении задач управления на качественно новом уровне. Это связано как с расширением их прав и обязанностей, так и с необходимостью более гибкой адаптации к изменениям во внешней среде. Возникают новые цели и задачи, меняются формы собственности, формирующие рыночные механизмы ценообразования под влиянием спроса и предложения. Необходимость оперативного реагирования на конъюнктуру рынка и быстро меняющуюся экономическую ситуацию требует постоянного совершенствования процессов управления предприятием.

Следует отметить, что зачастую развитие предприятий осуществляется с привлечением финансовых ресурсов инвесторов. В этом случае процесс управления требует использования технологий, обеспечивающих их высокую эффективность и быструю окупаемость.

8.2. Организационная структура бурового предприятия

Структура предприятия – это его внутреннее строение, характеризующее состав подразделений и систему связи, подчиненность и взаимодействие между ними. Различают понятия производственной структуры, структуры управления и организационной структуры предприятия.

Производственная структура предприятия характеризует разделение труда между его подразделениями и их кооперацию. Она зависит от форм и методов организации производственных процессов и, прежде всего, от уровня их концентрации, специализации, кооперирования и комбинирования.

Под производственной структурой понимается совокупность производственных подразделений и служб предприятия, подчиненность и взаимосвязь между ними.

На каждом предприятии в соответствии с выполняемыми функциями выделяются основное и вспомогательное производство. Основное производство охватывает процессы, непосредственно связанные с изготовлением целевой продукции. Вспомогательное производство обеспечивает нормальные условия для бесперебойного функционирования основного производства.

В бурении к основному производству относят следующие виды работ: строительство и монтаж буровой установки, проходка и крепление ствола скважины, ее испытание. В соответствии с этим к подразделениям основного производства бурового предприятия относят вышкомонтажный цех, буровые бригады, тампонажный цех и цех освоения скважин.

К подразделениям вспомогательного производства бурового предприятия относятся прокатно-ремонтный цех бурового оборудования, прокатно-ремонтный цех турбобуров (электробуров) и труб, прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения, цех промывочных жидкостей, цех пароводоснабжения и др.

Следует отметить, что в настоящее время типовой производственной структуры буровых предприятий не существует. Состав подразделений основного и вспомогательного производства каждого конкретного бурового предприятия, работающего на условиях сервисного обслуживания, зависит от полноты охвата работ, составляющих цикл строительства скважин, от их территориального размещения и других факторов.

Под структурой управления понимается упорядоченная совокупность устойчиво взаимосвязанных элементов, обеспечивающих функционирование и развитие организации как единого целого. Структура управления определяется также как форма разделения и кооперации управленческой деятельности, в рамках которой осуществляется процесс управления по соответствующим функциям, направленным на решение поставленных задач и достижение намеченных целей. С этих позиций структура управления представляется в виде системы оптимального распределения функциональных обязанностей, прав и ответственности, порядка и форм взаимодействия между входящими в ее состав органами управления и работающими в них людьми.

Несмотря на многообразие факторов, влияющих на структуру управления буровым предприятием, в общем виде ее можно представить следующим образом (рис. 8.3).

Организационная структура управления буровым предприятием

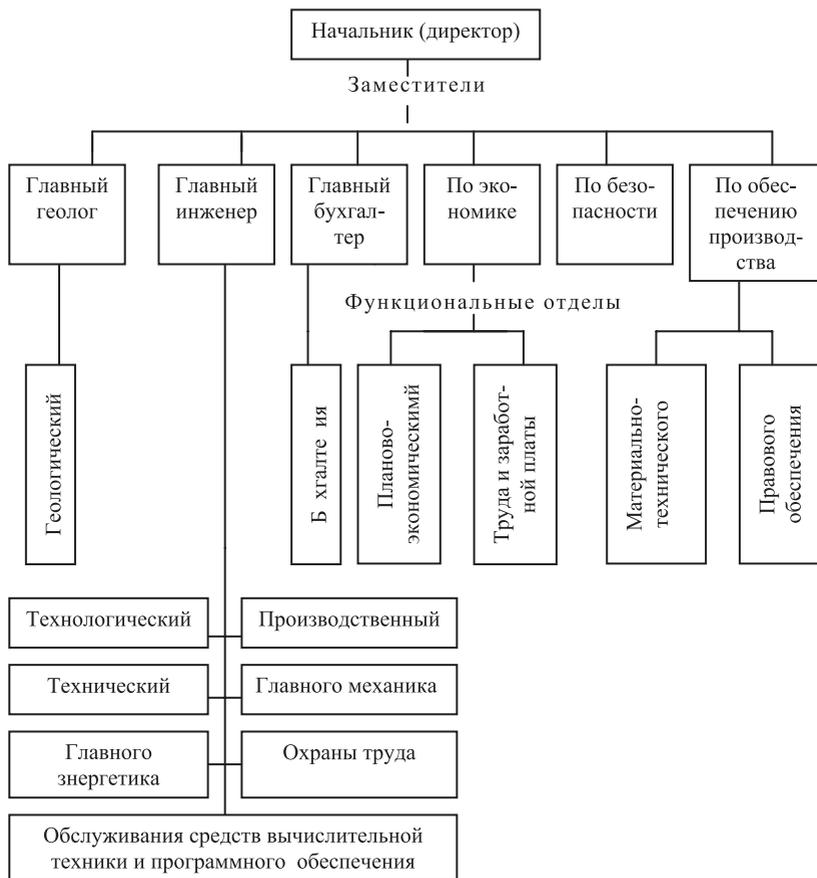


Рис. 8.3.

Между элементами структуры управления существуют связи, которые можно подразделить на:

- 1) линейные, которые возникают между подразделениями разных уровней управления, когда один руководитель административно подчинен другому (директор – начальник цеха – мастер);
- 2) функциональные, характеризующие взаимодействие руководителей, выполняющих определенные функции на разных уровнях управления, между ко-

торыми не существует административного подчинения (начальник планового отдела – начальник цеха);

3) межфункциональные, имеющие место между подразделениями одного уровня управления (начальник основного цеха – начальник вспомогательного цеха).

Известны несколько типов организационных структур управления.

Линейное управление – наиболее упрощенная система, между элементами которой существуют только одноканальные взаимодействия. Каждый подчиненный имеет только одного руководителя, который единолично отдает распоряжения, контролирует и руководит работой исполнителей. Преимуществами линейного управления являются: оперативность, четкость взаимоотношений, непротиворечивость команд, повышение степени ответственности руководителей, снижение расходов на содержание управленческого персонала. Но руководитель не может быть универсальным специалистом и учитывать все стороны деятельности сложного объекта. Поэтому линейное управление используется на малых предприятиях с простейшей технологией производства.

Линейно-штабное управление используется в управлении цехами и отделами. Единоначалие сохраняется, однако руководитель подготавливает решение, приказы и задания для исполнителей с помощью штабных специалистов, осуществляющих сбор и анализ информации, разработку проектов необходимых распорядительных документов.

Функциональное управление предусматривает разделение функций управления между отдельными подразделениями аппарата управления, что позволяет рассредоточить административно-управленческую работу и поручить ее наиболее квалифицированным работникам. Однако это приводит к необходимости сложных согласований между функциональными службами при подготовке важных документов, снижает оперативность работы, удлиняет сроки принятия решений.

Дивизиональное управление широко используются в практике управления диверсифицированными (многопродуктовыми) предприятиями и при значительной территориальной разобщенности подразделений.

Использование данного типа структуры управления позволяет централизовать общекорпоративные функции управления (финансовую деятельность, разработку стратегии предприятия и др.), которые сосредоточиваются в высших звеньях управления предприятием и децентрализовать оперативные функции управления, которые передаются производственным подразделениям. Это способствует гибкому реагированию на изменения во внешней среде, быстрому принятию управленческих решений и повышению их качества, позволяет линейным руководителям уделять большее внимание отдельным географическим рынкам, продуктам или потребителям, но в тоже время приводит к увеличению численности аппарата управления и затрат на его содержание.

Матричное управление выделяет временные предметно-специализированные звенья – проектные группы, которые формируются из специалистов

постоянных функциональных отделов. При этом они лишь временно подчинены руководителю проекта. А после завершения работ над проектом возвращаются в свои функциональные подразделения. Преимущества: исключительно высокая гибкость системы управления и ориентация на нововведения.

В хозяйственной практике часто встречается сложный вид структур управления, сочетающий перечисленные выше типы структур на разных уровнях управления предприятием.

Если наложить структуру управления предприятием на его производственную структуру, получится **организационная структура предприятия**, которую иногда называют общей структурой предприятия.

Организационная структура предприятия разрабатывается в виде документа, устанавливающего количественный и качественный состав подразделений предприятия и схематически отражающего порядок их взаимодействия между собой с целью упорядочения управления, установления подчиненности и соподчиненности, ответственности. Она зависит от объема и содержания задач, решаемых предприятием, направленности и интенсивности сложившихся на предприятии информационных и документационных потоков и с учетом его организационных и материальных возможностей.

В современных условиях организационная структура буровых предприятий носит индивидуальный характер. На *рис. 8.4* представлена организационная структура Губкинского филиала ООО «РН-Бурение», сочетающая функциональное и дивизиональное управление.

Справка:

Компания «РН-Бурение» создана на базе действующих в структуре «Роснефти» сервисных предприятий с целью оптимизации структуры управления профильными активами в сфере буровых услуг. Имеет шесть филиалов: Краснодарский, Нефтеюганский, Губкинский, Ноглинский, Усинский и Восточно-Сибирский. «РН-Бурение» оказывает «Роснефти» до 50% объема необходимых сервисных услуг. Доля компании на рынке буровых услуг России составляет примерно 6%, что делает «РН-Бурение» одной из крупнейших российских сервисных компаний.

Общее и административное руководство предприятием осуществляет директор. Он отвечает за результаты производственно-хозяйственной деятельности, с помощью подведомственного ему аппарата организует и регулирует работу предприятия по строительству скважин, внедрению новой и совершенствованию действующей техники, технологии и организации производства, определяет пути и методы выполнения плана, отвечает за выполнение обязательств перед государством. Директор руководит предприятием с помощью заместителей, а также соответствующих отделов и служб.

Заместителями директора являются главный инженер, главный геолог, главный бухгалтер, а также заместители по производству, по безопасности, по экономике и по обеспечению производства.

Организационная структура Губкинского филиала ООО «РН-Бурение»

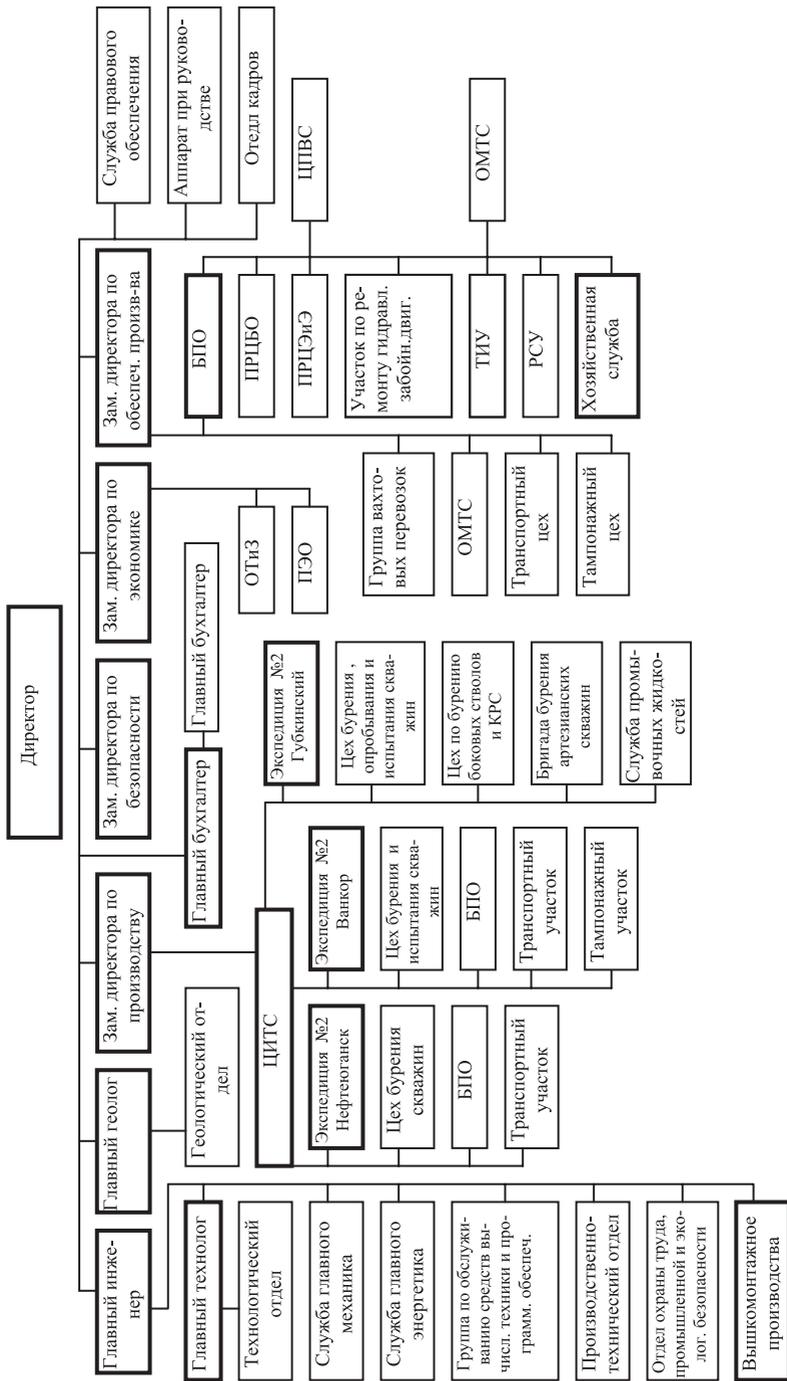


Рис. 8.4.

Главный инженер осуществляет техническое руководство производством, непосредственно ему подчиняется главный технолог, отвечающий за работу технологического отдела; службы главного механика и главного энергетика; группа по обслуживанию средств вычислительной техники и программного обеспечения; производственно-технический отдел; отдел охраны труда, промышленной и экологической безопасности. Кроме того, главный инженер отвечает за вышкомонтажное производство и работу Центральной инженерно-технологической службы (ЦИТС).

Основная задача главного технолога и технологического отдела – разработка и внедрение прогрессивной технологии бурения и освоения скважин, направленной на повышение производительности труда и улучшение технико-экономических показателей бурения скважин.

К задачам производственно-технического отдела относятся: разработка плановых заданий по строительству скважин, систем планово-предупредительных ремонтов и материально-технического обеспечения буровых, своевременное доведение заданий до всех подразделений, контроль и анализ их выполнения.

Главной задачей главного механика с подчиненной ему службой и ремонтными цехами является обеспечение бесперебойной и качественной работы оборудования. Главный механик организует контроль состояния и текущее обслуживание оборудования, составление планов-графиков ремонтных работ, выполнение планово-предупредительных ремонтов, изготовление запасных частей, разрабатывает наиболее совершенные методы проведения ремонтных работ, а также нормы времени на их выполнение. Работники отдела главного механика составляют заявки на материалы и запасные части, необходимые для ремонта.

Главный энергетик отвечает за бесперебойное обеспечение производственных объектов энергией и ремонт энергетического оборудования. В числе функций главного энергетика и его отдела – определение потребности предприятия в различных видах энергии. Отдел главного энергетика разрабатывает мероприятия по снижению норм расхода энергии, организует контроль и наблюдение за работой энергооборудования и энергосетей и их ремонт.

Особые функции в управлении производством выполняет геологический отдел, подчиняющийся главному геологу. Главная задача этого отдела – выбор и обоснование основных направлений поисково-разведочных работ, осуществление геологического контроля в процессе бурения и опробования скважин, выявление промышленных нефтегазоносных горизонтов, оценка нефтегазоносности разбуриваемых площадей, обеспечение выполнения заданий по приросту запасов нефти и газа.

Отдел охраны труда, промышленной и экологической безопасности контролирует соблюдение правил техники безопасности, пожарной и экологической безопасности, охраны труда и промышленной санитарии, разрабатывает профилактические мероприятия по предотвращению промышленного травма-

тизма, профессиональных заболеваний, повышению уровня техники безопасности, пожарной и экологической безопасности.

Работу планово-экономического отдела и отдела организации труда и заработной платы координирует заместитель директора по экономике. Планово-экономический отдел составляет перспективные и текущие планы, контролирует их выполнение, анализирует производственно-хозяйственную деятельность предприятия и его подразделений, выявляет резервы повышения эффективности использования материальных, трудовых и финансовых ресурсов.

Отдел труда и заработной платы проводит работу по планированию организации труда, затрат труда и заработной платы, по анализу использования трудовых ресурсов предприятия, определяет наиболее целесообразные формы оплаты труда, осуществляет техническое нормирование труда.

Бухгалтерия, подчиняющаяся главному бухгалтеру, осуществляет учет денежных расходов, основных и оборотных средств, заработной платы; составляет бухгалтерский отчет и баланс; осуществляет планирование, учет и анализ финансов; определяет доходы и расходы предприятия; ведет расчеты с поставщиками и потребителями; выполняет приходно-расходные операции через кассу предприятия.

Отдел материально-технического снабжения составляет планы снабжения предприятия сырьем и материалами, а также заявки на них, контролирует использование материалов, организует их выдачу и хранение.

Главной задачей отдела кадров является укомплектование подразделений предприятия работниками требуемой квалификации и специальности в соответствии с утвержденным штатным расписанием, разработка мероприятий по повышению квалификации и подготовке кадров.

Центральная инженерно-технологическая служба (ЦИТС) представлена следующим составом: экспедиция глубокого эксплуатационного и разведочного бурения № 1 (Губкинский), экспедиция глубокого эксплуатационного и разведочного бурения № 2 (Нефтеюганск), экспедиция глубокого эксплуатационного и разведочного бурения № 3 (Ванкор). В каждой экспедиции имеется свой начальник, который подчиняется заместителю директора предприятия по производству и отвечает за бурение скважин.

Экспедиция глубокого эксплуатационного и разведочного бурения № 1 в своем составе имеет:

1. Цех бурения, опробования и испытания скважин, который выполняет работы:

– строительству скважин на Комсомольском и Северо-Айваседопуровском месторождениях;

– по выводу скважин на проектный дебит на указанных выше месторождениях;

– по капитальному ремонту скважин на Верхнее-Пурпейском, Западно-Пурпейском, Ново-Пурпейском месторождениях.

2. Цех по бурению боковых стволов и капитальному ремонту скважин, вы-

полняющий работы по бурению боковых стволов и капитальному ремонту скважин на Верхне-Пурпейском, Западно-Пурпейском, Барсуковском, Тарасовском, Северо-Тарасовском месторождениях.

3. Бригаду по бурению артезианских скважин, выполняющую работы по строительству, ремонту, ликвидации артезианских скважин на всех указанных выше месторождениях.

4. Службу промысловых жидкостей, выполняющую работы по составлению рецептов обработки буровых растворов, промысловой жидкости, их приготовлению.

Экспедиция глубокого эксплуатационного и разведочного бурения № 2 (Нефтеюганск) силами цеха бурения скважин выполняет работы по строительству скважин на Приразломном, Приобском, Малобалькском, Кинаминском и Средне-Угутском месторождениях, а также имеет в своем составе Базу производственного обслуживания и транспортный участок.

Экспедиция глубокого эксплуатационного и разведочного бурения № 3 (Ванкор) силами цеха бурения и испытания скважин выполняет работы по строительству скважин и выводу их на проектный дебит на Ванкорском, Западно-Лодочном, Северо-Ванкорском месторождениях, имеет в своем составе Базу производственного обслуживания, транспортный и тампонажный участки.

Вспомогательным подразделением предприятия является База производственного обслуживания (БПО), задачами которой является подготовка и обеспечение бесперебойной работы объектов основного производства, проведение плано-предупредительных и профилактических осмотров бурового оборудования и его ремонт в соответствии с планами-графиками, разработанными отделами главного механика и главного энергетика и утвержденными главным инженером.

Ряд служб вспомогательного производства концентрируются в составе БПО по технологическому признаку:

- ПРЦБО (прокатно-ремонтный цех бурового оборудования);
- ПРЦЭиЭ (прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения);
- УГЗД (участок по ремонту гидравлических забойных двигателей);
- ТИУ (трубно-инструментальный цех);
- РСУ (ремонтно-строительный участок);
- ЦПВС (цех пароводоснабжения);

Силами названных подразделений выполняется текущий и капитальный ремонт бурового и энергетического оборудования; осуществляется обслуживание котельных, обеспечивающих буровые паром и водой; обеспечение буровых бригад исправным силовым и энергетическим оборудованием и надзор за его правильной эксплуатацией; пуско-наладочные и плано-предупредительные работы на буровых установках после их монтажа; текущий ремонт жилых и служебных помещений.

В состав предприятия входит ряд специализированных подразделений вспомогательного производства:

1. Вышкомотажное производство, выполняющее работы по монтажу, демонтажу и передвижке буровых установок, систем очистки бурового раствора; по обустройству кустовых площадок; монтажу станков-качалок на устье скважин и др.

2. Тампонажный цех, имеющий в своем составе автоколонну № 1 и лабораторию по тампонажным растворам. Производит цементирование скважин, занимается разработкой рецептуры цементных растворов, осуществляет анализ качества цементирования скважин, выполняет мелкий и текущий ремонт спецтехники и агрегатов.

3. Транспортный цех, в состав которого входят автоколонна № 2 и ремонтно-механическая мастерская. Выполняет работы по перевозке работников предприятия, бурового оборудования, материалов и инструментов к местам производства работ, мелкий и текущий ремонт спецтехники и автомобильного транспорта.

Для организационной структуры бурового предприятия характерна централизация оперативного управления производством. Для этого создается центральная инженерно-технологическая служба (или производственно-диспетчерская служба), задачей которой является осуществление круглосуточного контроля за ходом производственного процесса, рассредоточенного, как правило, на большой территории.

Примером бурового сервисного предприятия, организационная структура которого сочетает функциональное и проектное управление, может служить Общество с ограниченной ответственностью «Спец УБР Уват» (рис. 8.5).

Справка:

ООО «Спец УБР Уват» существует более 20 лет. В 1995 г. для реализации Уватского проекта освоения недр юга Тюменской области ОАО «Спец УБР» – дочерней компанией ОАО «ТНК» – было организовано отдельное структурное подразделение – Управление по бурению «Туртас», на базе которого в 2002 г. было создано самостоятельное предприятие ООО «Спец УБР Уват», основным видом деятельности которого является выполнение полного комплекса работ по бурению нефтяных и газовых скважин различного назначения, в т.ч. разведочных, наклонно-направленных, пологих и горизонтальных.

Контрольные вопросы:

1. Чем вызвана необходимость управления предприятием?
2. С какой целью на предприятии осуществляется разделение труда?
3. Назовите основных субъектов процесса управления и охарактеризуйте их взаимодействие.
4. Чем характеризуется производственная структура предприятия?
5. Назовите подразделения основного и вспомогательного производства бурового предприятия.

Организационная структура ООО «След УБР Уват»

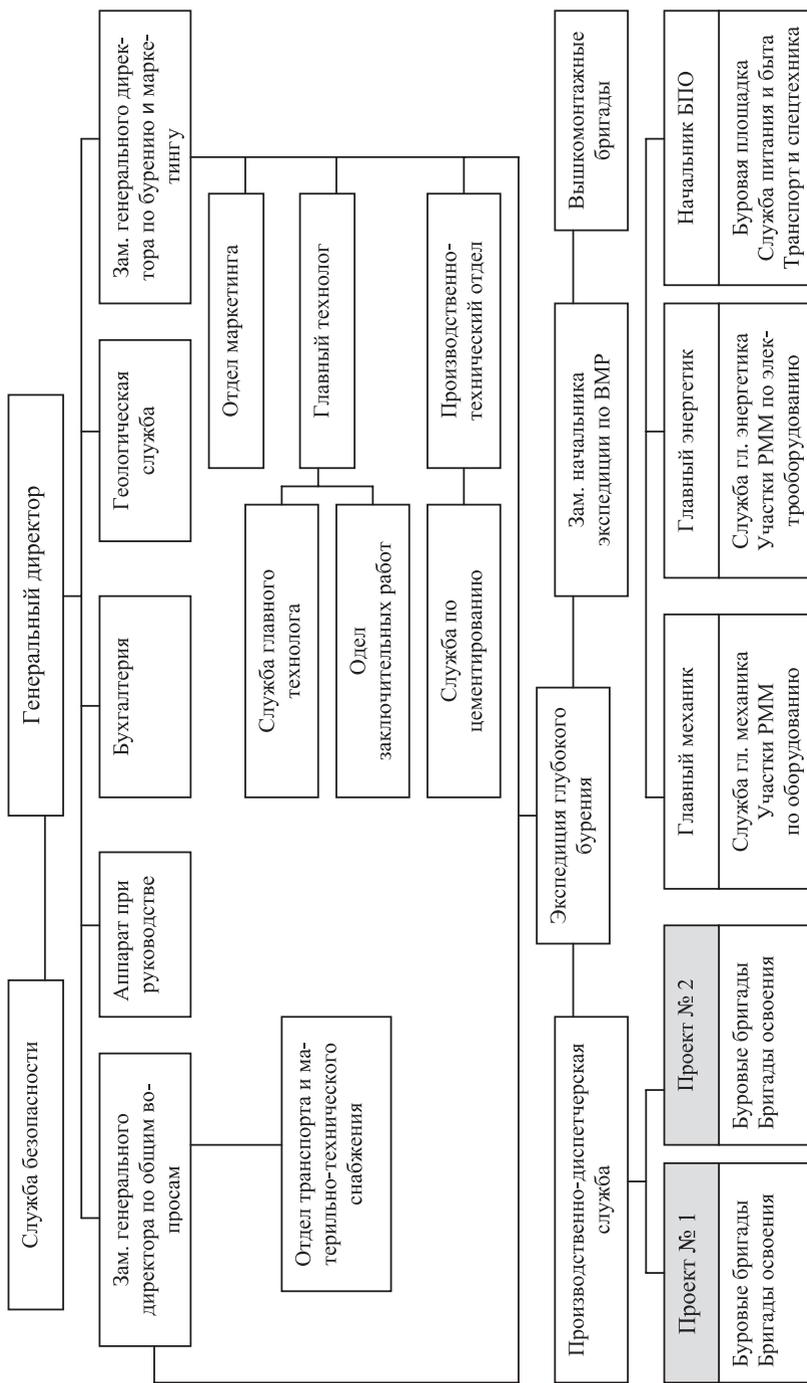


Рис. 8.5.

6. *Что такое «элемент» структуры управления?*
7. *Какие виды связей существуют между элементами структуры управления?*
8. *Что понимается под организационной структурой предприятия?*
9. *Приведите пример организационной структуры бурового предприятия и охарактеризуйте ее элементы.*

9. ОПЕРАЦИОННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ БУРОВЫМ ПРОИЗВОДСТВОМ

9.1. Понятие и составляющие операционной системы управления буровым производством

Операционной системой называется полная система производственной деятельности предприятия. Операционная система состоит из трех подсистем: перерабатывающей, обеспечивающей, планирования и контроля.

Перерабатывающая подсистема выполняет работу, связанную с превращением входных величин в выходные результаты – целевую продукцию и услуги.

Подсистема обеспечения снабжает перерабатывающую необходимыми для производства ресурсами, называемыми входами.

Подсистема планирования и контроля получает информацию от перерабатывающей подсистемы о состоянии производственных процессов, из внутренней среды – о влиянии и взаимодействии внутренних факторов и из внешней – о спросе на продукцию, ценах на ресурсы, экономической политике государства и др. Полученная информация анализируется, и подсистема планирования и контроля регулирует деятельность перерабатывающей подсистемы (рис. 9.1).

Схема операционной системы управления производством

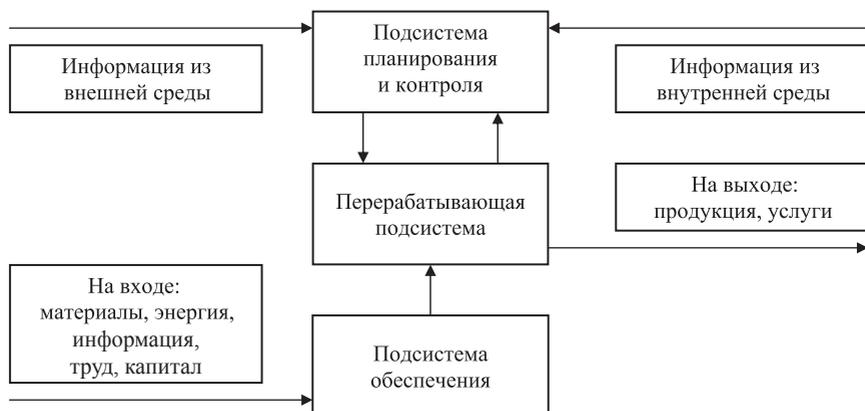


Рис. 9.1.

В выполнении операционной функции занято большое число работников, и управляют ими операционные менеджеры, в функции которых входят:

- разработка и реализация общей стратегии и направлений операционной деятельности предприятия;
- разработка и внедрение операционной системы, производственных процессов, расчет производственных мощностей, проектирование продукта, внедрение стандартов и норм на выполнение работ;

– планирование и контроль текущего функционирования системы.

Эффективность операций определяется отношением рыночной стоимости производственных выходов к величине затрат предприятия на израсходованные входы.

Рыночная стоимость зависит от:

- 1) ассортимента рыночной продукции или предоставляемых услуг;
- 2) объемов производства;
- 3) учета спроса и обязательств перед потребителями;

Гибкости производственной системы и ее способности реагировать на потребности.

Затраты на потребляемые входы (ресурсы) определяются многими факторами, в числе которых:

- рыночные цены на материалы;
- размер запасов ресурсов и затраты на их хранение;
- качество поставляемых ресурсов;
- расходы, связанные с поставкой материалов.

Среди входов значительное влияние на эффективность операционной системы оказывает труд работников, который определяется:

- уровнем квалификации и оплатой труда;
- оплатой сверхурочных работ;
- затратами, связанными с текучестью кадров;
- затратами, связанными с ошибками персонала или плохим руководством со стороны менеджеров.

Управляющие операциями должны постоянно анализировать и учитывать взаимосвязь многих факторов, влияющих на общую эффективность работы системы.

Решения в области развития производства основаны на плановых расчетах:

- состояния ресурсной базы;
- объема и ассортимента производимой продукции (оказываемых услуг) в натуральном и стоимостном выражении;
- объема работ и услуг на сторону, включаемых в состав продукции в стоимостном выражении;
- использование производственных мощностей и основных средств.

В качестве исходных данных при разработке производственной программы используют:

- данные маркетинговых исследований о спросе и ценах на продукцию предприятия, о наличии материалов и цен на них;
- качественные требования к производимой продукции (ГОСТы и технические условия);
- расчеты потребностей на собственные нужды, в том числе на покрытие обязательств перед иностранными партнерами;
- результаты анализа работы предприятия и выводы о наличии производственных мощностей, использованию производственных ресурсов.

При определении объема и ассортимента производимой продукции предприятие действует в определенных рамках (ограничениях), которые могут быть различны по периодам планирования: долгосрочный или краткосрочный период.

Система ограничений при определении объема производства приведена в табл. 9.1.

Таблица 9.1

**Ограничения, учитываемые при планировании
объема производства [3, с.159]**

Вид ограничений	Период	
	долгосрочный	краткосрочный
1. Спрос и цены на продукцию предприятия	+	+
2. Запасы материальных ресурсов	+	-
3. Производственные мощности предприятия	-	+
4. Технологическая схема	-	+
5. Инвестиционные возможности	+	-
6. Наличие и цены на материальные ресурсы	+	+
7. Качественные требования к продукции	+	+
8. Транспортные расходы	+	+

Разработке производственной программы всегда предшествуют маркетинговые исследования и анализ внутренней среды предприятия, расчеты производственных мощностей предприятия, прогнозы цен, а также определение удельных расходов (норм) использования материалов, топлива, энергии и т.д.

Основой производственной программы предприятия является план выпуска продукции.

Продукция промышленного предприятия – это прямой полезный результат его производственной деятельности, выражающийся в двух формах:

- материальных ценностях, имеющих вещественную форму (скважины, нефть, газ и др.);
- услуг (работ промышленного характера), которые не имеют вещественной формы.

Продукция бурового предприятия, имеющая вещественную форму, по степени готовности подразделяется на готовую продукцию и незавершенное производство.

Продукция вспомогательных цехов бурового предприятия (пар, вода и др.), отпущенная на сторону и на собственные нужды, также входит в состав продукции предприятия.

Производственная программа предприятия по строительству скважин включает количественные и качественные показатели. К количественным показателям относятся:

- количество эксплуатационных скважин, законченных строительством и сданных заказчику;
- количество разведочных скважин, законченных строительством и выполнивших свое назначение;
- прирост разведанных запасов нефти (млн. т) и газа (млрд. м³) категорий А+В+С1, и отдельно А+В;
- объем проходки, м, в том числе:
 - а) по эксплуатационным скважинам;
 - б) по разведочным скважинам.
- продолжительность цикла строительства, сут.:
 - а) эксплуатационных скважин;
 - б) разведочных скважин;
- коммерческая скорость бурения, м/ст.-мес.:
 - а) в эксплуатационном бурении;
 - б) в разведочном бурении.

Число скважин и объем проходки планируются отдельно по назначению скважины:

- на нефть;
- на газ;
- нагнетательные скважины.

Указанные показатели характеризуют объем производства бурового предприятия в натуральном выражении.

Стоимостной показатель объема производства бурового предприятия выражается сметной стоимостью строительства скважин. Он планируется по целям бурения и по назначению скважин.

Кроме перечисленных при планировании объема работ предприятия по строительству скважин рассчитываются следующие показатели:

- станко-месяцы бурения (в том числе по целям бурения);
- число одновременно действующих буровых установок;
- число буровых установок в парке предприятия.

Станко-месяц бурения – условная единица измерения времени работы буровых установок, характеризующая работу одной буровой установки в течение месяца;

К числу основных качественных показателей производственной программы бурового предприятия, осуществляющего, например, строительство наклонно-направленных скважин, относятся:

- попадание в круг допуска;
- обеспечение герметичности заколонного пространства;
- получение безводного притока углеводородного флюида;

– продолжительность работы скважины до первого капитального ремонта.

При планировании и оценке результатов деятельности предприятия по строительству скважин важную роль играют показатели скоростей бурения, которые рассчитываются на основе баланса времени бурения и строительства скважины в целом.

На *рис. 9.2* показан состав цикла строительства скважины и составляющие баланса времени бурения.

Состав работ цикла строительства скважин

Полный цикл строительства скважины (Тп)	Подготовительные работы по строительству скважины (Тпр)			
	Строительство вышки и привышечных сооружений (Тс)			
	Монтаж механического и энергетического оборудования (Тм)			
	Бурение скважин (Тб)	Подготовительные работы к бурению (Тп)		
		1. Производительное время	Механическое бурение (t_m) Спуско-подъемные операции ($t_{сп}$) Вспомогательные работы ($t_{вс}$) Крепление скважины ($t_{кр}$)	Тт
		2. Ремонтные работы		
		3. Ликвидация осложнений		
		4. Непроизводительное время	Ликвидация аварий Организационные простои	Тн
			Испытание скважин	Ти
			Демонтаж вышки и оборудования	Тдм

Рис. 9.2

Механическая скорость проходки (V_m , м/ч) характеризует темп разбуривания пород долотом и равна отношению объема проходки (Π) и времени механического бурения (t_m):

$$V_m = \frac{\Pi}{t_m}.$$

Проходка на долото и механическая скорость проходки определяют рейсовую скорость проходки. Средняя проходка на долото (h_{cp}) определяется делением суммарной проходки (Π) на число отработанных долот (D):

$$h_{cp} = \frac{\Pi}{D}.$$

Рейсовая скорость проходки (V_p , м/ч) определяется отношением объема проходки к суммарным затратам времени механического бурения (t_m) и

спуско-подъемных операций (тсп):

$$V_p = \frac{\Pi}{t_m + t_{cn}}.$$

Рейсовая скорость характеризует не только эффективность работы буровой бригады и оборудования в процессе разрушения горных пород, но и проведение комплекса операций по спуску и подъему бурового инструмента.

Техническая скорость бурения (V_T , м/ст./мес.) определяется отношением количества метров проходки по скважине или группе скважин (Π) к суммарным затратам времени на выполнение технологически необходимых видов работ (T_T , ст.-мес.):

$$V_m = \frac{\Pi}{T_m}.$$

К технически необходимым видам работ относятся механическое бурение, спуско-подъемные операции, наращивание инструмента, комплекс вспомогательных работ (смена долот, промывка скважины, электрометрические работы и т.д.), крепление скважины, ремонтные работы (в планируемом объеме), работы по ликвидации осложнений (в пределах планового объема). Техническая скорость характеризует эффективность производства всего комплекса работ по бурению скважины.

Коммерческая скорость бурения (V_k) – это отношение количества метров проходки (Π) к общим затратам времени на бурение скважин (T_b , ст.-мес.):

$$V_k = \frac{\Pi}{T_b}.$$

В общие затраты времени (T_b) включают затраты времени на выполнение не только технически необходимых работ, но и работ по ликвидации аварий, не предусмотренных планом ремонтных работ; потери времени по организационным и другим причинам.

Коммерческая скорость бурения – обобщающий показатель, характеризующий эффективность всего процесса буровых работ. Его широко используют в практике планирования, анализа и финансирования работ на буровых предприятиях.

Цикловая скорость ($V_{ц}$, м/ст.-мес.) характеризует эффективность использования времени всего цикла работ по строительству скважин и определяется отношением количества метров проходки по одной или группе скважин (Π) к затратам календарного времени по всему циклу их строительства ($T_{ц}$, ст.-мес.):

$$V_{ц} = \frac{\Pi}{T_{ц}}.$$

В производственной программе бурового предприятия число скважин, заканчиваемых строительством ($N^{пл}$), планируют по целям бурения:

$$N^{nl} = N_{\text{э}}^{nl} + N_{\text{р}}^{nl},$$

где $N_{\text{э}}^{nl}$ – плановое число эксплуатационных скважин, заканчиваемых строительством;

$N_{\text{р}}^{nl}$ – плановое число разведочных скважин, заканчиваемых строительством.

Число планируемых эксплуатационных и разведочных скважин при разбуривании предприятием нефтяных и газовых продуктивных площадей складывается из скважин нефтяных и газовых.

Число нефтяных и газовых скважин, подлежащих строительству в планируемом году, зависит от объема заключенных договоров с заказчиками (нефтегазодобывающими предприятиями).

Плановый объем проходки по эксплуатационному бурению ($\Pi_{\text{э}}^{nl}$) определяется произведением числа скважин, планируемых к завершению бурением, на среднюю глубину скважин ($h_{\text{ср}}^{nl}$):

$$\Pi_{\text{э}}^{nl} = N_{\text{э}}^{nl} \cdot h_{\text{ср}}^{nl}.$$

Плановый объем проходки по разведочным скважинам ($\Pi_{\text{р}}^{nl}$) рассчитывается отношением планируемого прироста запасов по категориям В+С₁ к средней эффективности разведочного бурения на нефть и газ:

$$\Pi_{\text{рн}}^{nl} = \frac{\Delta Z_{\text{н}}^{nl}}{\mathcal{E}_{\text{рн}}},$$

$$\Pi_{\text{рг}}^{nl} = \frac{\Delta Z_{\text{г}}^{nl}}{\mathcal{E}_{\text{рг}}},$$

где $\Pi_{\text{рн}}^{nl}$, $\Pi_{\text{рг}}^{nl}$ – объем разведочного бурения соответственно на нефть и газ, м;

$\Delta Z_{\text{н}}^{nl}$, $\Delta Z_{\text{г}}^{nl}$ – соответственно планируемый прирост запасов нефти и газа по категориям А+С₁, млн. т и млрд. м³;

$\mathcal{E}_{\text{рн}}$, $\mathcal{E}_{\text{рг}}$ – соответственно эффективность разведочного бурения, выраженная приростом запасов нефти (т) и газа (тыс. м³) в расчете на метр проходки.

Число разведочных скважин ($N_{\text{р}}^{nl}$) планируется как отношение объема проходки к средней глубине разведочных скважин:

$$N_{\text{рн}}^{nl} = \frac{\Pi_{\text{рн}}^{nl}}{h_{\text{рн}}},$$

$$N_{pг}^{nl} = \frac{П_{pг}^{nl}}{h_{pг}},$$

где $h_{pн}$, $h_{pг}$ – соответственно средняя глубина разведочных скважин на нефть и газ, м.

Плановый объем проходки в разведочном бурении ($П_p^{nl}$) рассчитывается как сумма объемов проходки по разведочным скважинам на нефть и газ:

$$П_p^{nl} = П_{pн}^{nl} + П_{pг}^{nl}.$$

Календарная продолжительность цикла строительства скважины ($T_{ц}^{np}$, сут.) определяется по проектным нормам времени по формуле:

$$T_{ц}^{np} = T_{вм}^{np} + T_{np}^{np} + T_{бк}^{np} + T_{он}^{np} + T_{и}^{np},$$

- где $T_{вм}^{np}$ – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, сут.;
- T_{np}^{np} – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, сут.;
- $T_{бк}^{np}$ – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, сут.;
- $T_{он}^{np}$ – проектная продолжительность испытания пластов в процессе бурения, сут.;
- $T_{и}^{np}$ – проектная продолжительность испытания скважин по окончании бурения, сут.

Плановая продолжительность бурения и крепления рассчитывается по группам скважин, объединенных в групповой технический проект, и индивидуально по скважинам, не входящим в группы, исходя из коммерческой скорости бурения:

$$V_{ki}^{nl} = \frac{h_i^{np} \cdot 720}{T_{бкi}^{np} \cdot K_{бк}},$$

$$T_{бкi}^{nl} = \frac{h_i^{np} \cdot 720}{V_{ki}^{nl}},$$

- где V_{ki}^{np} – проектная коммерческая скорость бурения скважин i -ой группы, м/ст.-мес.;
- h_i^{np} – проектная глубина скважин i -ой группы, м;
- $T_{бкi}^{np}$ – проектная продолжительность бурения и крепления по i -ой группе скважин, час.;
- $K_{бк}$ – поправочный коэффициент к проектной продолжительности бурения и крепления скважины.

Поправочный коэффициент рассчитывается по целям бурения по формуле:

$$K_{\text{ок}} = 1 + \frac{\Delta t}{t_{\text{np}} + t_{\text{к}} + t_{\text{вс}} + t_{\text{р}}},$$

где t_{np} , $t_{\text{к}}$, $t_{\text{вс}}$, $t_{\text{р}}$ – соответственно затраты времени по проходке, креплению, вспомогательным и ремонтным работам в среднем за 2 предшествующих года;

Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими от исполнителей работ в среднем за 2 предшествующих года.

По предприятию плановая коммерческая скорость бурения рассчитывается по средневзвешенным величинам глубины скважин и продолжительности их бурения и крепления по групповым и индивидуальным проектам:

$$V_{\text{к}}^{\text{пл}} = \frac{\sum N_i \cdot h_i^{\text{np}} \cdot 720}{\sum N_i \cdot T_i^{\text{np}} \cdot K_{\text{ок}}}.$$

Календарная продолжительность испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов, а также после завершения бурения и крепления колонны определяется по нормам времени в соответствии с объемом и составом работ, предусмотренных рабочим проектом на строительство скважин.

Плановое число действующих буровых установок ($Y_{\text{д}}^{\text{пл}}$) определяется делением планового объема проходки по эксплуатационным ($\Pi_{\text{э}}^{\text{пл}}$) и разведочным ($\Pi_{\text{р}}^{\text{пл}}$) скважинам на соответствующие плановые коммерческие скорости бурения ($V_{\text{кэ}}^{\text{пл}}$ и $V_{\text{кр}}^{\text{пл}}$):

$$Y_{\text{д}}^{\text{пл}} = \frac{\Pi_{\text{э}}^{\text{пл}}}{12 \cdot V_{\text{кэ}}^{\text{пл}}} + \frac{\Pi_{\text{р}}^{\text{пл}}}{12 \cdot V_{\text{кр}}^{\text{пл}}},$$

где 12 – число месяцев в году.

Число буровых установок в парке предприятия ($Y_{\text{п}}^{\text{пл}}$), необходимое для выполнения производственной программы, определяют по числу действующих установок ($Y_{\text{д}}^{\text{пл}}$), увеличенному на коэффициент оборачиваемости буровых установок ($K_{\text{об}}$):

$$Y_{\text{п}}^{\text{пл}} = Y_{\text{д}}^{\text{пл}} \cdot K_{\text{об}}.$$

Коэффициент оборачиваемости буровых установок равен отношению времени пребывания буровой установки в хозяйстве ($T_{\text{кал}}^{\text{пл}}$) ко времени бурения ($T_{\text{б}}^{\text{пл}}$) и испытания ($T_{\text{и}}^{\text{пл}}$) скважин:

$$K_{\text{об}} = \frac{T_{\text{кал}}^{\text{пл}}}{T_{\text{б}}^{\text{пл}} + T_{\text{и}}^{\text{пл}}}.$$

9.2. Оперативное управление буровым производством

После утверждения годового плана особое значение приобретает оперативно-производственное планирование, которое завершает составление годового плана. Оно предусматривает детализацию годового плана и доведение его до каждого цеха, участка, рабочего места в виде заданий на квартал, месяц, декаду, сутки, смену; способствует систематическому контролю за их выполнением.

Оперативно-производственное планирование осуществляется с целью обеспечения равномерной работы предприятия при непрерывной и полной загрузке оборудования, рациональном использовании рабочего времени. Оно предусматривает:

- а) установление календарных графиков производства и выпуска продукции по каждому цеху, участку, рабочему месту;
- б) своевременное обеспечение каждого рабочего места материалами, инструментами и др.;
- в) оперативное регулирование хода выполнения производственной программы в каждом подразделении предприятия.

Оперативное планирование должно отвечать на вопросы: что и где, когда и в какие сроки должно быть пушено в производство или изготовлено, с тем, чтобы обеспечить ритмичность выпуска продукции и выполнение годового плана.

В оперативные планы включают показатели, ориентирующие коллективы всех подразделений на успешное выполнение плана предприятия: объемы производства работ (продукции) или услуг, численность работников и фонд их заработной платы, нормативы по использованию материальных ресурсов, издержки производства, зависящие от исполнителей.

Оперативное задание доводится до подразделений и исполнителей в различных формах.

Основная форма производственного задания на месяц – это оперативный план-график, в котором объем производства определен по конкретным датам.

Особую роль в оперативном планировании играют комплексные планы-графики проведения ремонтных работ и организационно-технических мероприятий, которые обеспечивают работоспособное состояние оборудования и рост производственных мощностей.

Оперативным планом в бурении является план-график строительства скважины, форма которого приведена в *табл. 9.2*.

План-график строительства скважин составляется в следующей последовательности:

Учитывают переходящие с прошлого года скважины и по технологическому графику определяют сроки окончания их бурения в планируемом году.

2. Буровую бригаду, освобождающуюся после бурения или испытания очередной скважины (в зависимости от принятой организации работ) переводят на новую скважину-точку; если подготовительные работы к бурению ведет буровая бригада, то после двух (или трех – в разведочном бурении) дней подготовительных работ ей планируют начало буровых работ.

3. Определяют объем в метрах проходки по законченным скважинам, разницу между плановым объемом проходки на год и полученной величиной; недостающий объем проходки включают по скважинам, переходящим бурением на следующий год.

4. Подсчитывают итоговые показатели.

5. Определяют коэффициент занятости буровых ($K_{зб}^{нл}$) бригад по формуле:

$$K_{зб}^{нл} = \frac{T_n^{нл} + T_{бк}^{нл} + T_u^{нл}}{T_k^{нл}},$$

где $T_n^{нл}$ – время подготовительных работ к бурению (учитывается в случае занятости буровых бригад на этих работах);
 $T_{бк}^{нл}$ – время бурения и крепления;
 $T_u^{нл}$ – время испытания (учитывается в случае занятости буровых бригад в испытании);
 $T_k^{нл}$ – календарный фонд времени пребывания буровых бригад на буровом предприятии.

6. Рассчитывают коэффициент занятости буровых установок в бурении и испытании:

$$K_{зy}^{нл} = \frac{T_{б}^{нл} + T_u^{нл}}{T_{кy}^{нл}}$$

где $T_{б}^{нл}$ и $T_u^{нл}$ – время занятости буровых установок соответственно в бурении и испытании скважин, ст.-мес.;
 $T_{кy}^{нл}$ – календарное время пребывания буровых установок на буровом предприятии, ст.-мес.

В зависимости от организационной структуры бурового предприятия координацию работы его подразделений с целью выполнения план-графика строительства осуществляет центральная инженерно-технологическая служба (ЦИТС) или производственно-диспетчерская служба (ПДС).

Оснащенность буровых предприятий средствами связи и вычислительной техникой, обеспечивает возможность использования современных информационных технологий для оперативного управления производственным процессом.

Оперативная доставка руководству предприятия информации с буровых площадок с использованием компьютерных сетей открывает новые возможности для принятия быстрых и правильных решений по управлению работой подразделений, позволяет оптимизировать численность работников предприятий, способствует улучшению финансово-экономических показателей деятельности предприятия. При этом в процесс принятия решений, при необходимости, могут сравнительно легко вовлекаться как информационные, так и

научно-технические ресурсы различных подразделений и всего предприятия в целом.

К числу таких информационных технологий относится «Система удаленного мониторинга контролируемых объектов», разработанная ООО «Петросервис». Данная система может охватывать все уровни иерархии управления производством – от буровых площадок до региональных представительств и центрального управления автоматизируемого предприятия и обеспечивать решение следующих задач:

- автоматическое формирование достоверной и объективной информации о процессе строительства скважины (контролируемого объекта);
- формирование информации по различным видам исследований, в том числе по данным забойной аппаратуры;
- обеспечение доступа к данным станции ГТИ и данным забойной телесистемы как в реальном времени проводки скважины, так и в режиме ретроспективного просмотра;
- регламентированная (ежечасная, ежедневная, еженедельная) пакетная передача данных ГТИ, данных геологии, геофизических данных, в том числе данных инклинометрии, ежесуточных и других рапортов с уровня контролируемого объекта на объект управления;
- формирование и регламентированная передача на контролируемые объекты мониторинга управленческих решений (в том числе по управлению траекторией или управлению проводкой поисково-разведочной скважины), распоряжений, регламентов и любой другой документации;
- интеграция отчетных документов (сводок и рапортов), формируемых на буровой, в корпоративные системы документооборота предприятия;
- формирование на объектах управления информационной базы данных, содержащей всю информацию по скважинам;
- распределенное дистанционное управление работой средств обмена данными.

Внедрение системы удаленного мониторинга объектов на предприятии позволит персоналу контролируемых уровней:

- осуществлять диспетчерский контроль процесса строительства скважины (получать информацию о состоянии объекта, о наличии аварий и осложнений, отклонений от проекта и т.п.);
- просматривать, обрабатывать и анализировать отчетные документы, полученные с контролируемых объектов скважин;
- формировать сводные показатели по основным этапам работ на скважине;
- формировать и анализировать технико-экономические показатели процесса строительства по отдельным скважинам, по месторождению и по предприятию в целом;
- анализировать и оценивать качество строительства законченных скважин;
- анализировать и оценивать качество проектов.

Доставляемая средствами системы удаленного мониторинга информация

может использоваться и в более долгосрочном плане. Интегрированная в базу данных информационной системы буровой компании, она расширяет фактологическую основу для деятельности технологической, геологической служб и сервисных подразделений, проводящих интерпретацию и комплексный анализ технологических, геофизических и геологических данных. За счет этого может быть повышено качество, оперативность выдаваемых специалистами прогнозов и заключений.

Как показывает практика, внедрение информационной системы удаленного мониторинга объектов позволяет значительно повысить качество строительства скважин при безусловном достижении цели бурения, а также повысить качество проектных работ. Информационная система удаленного мониторинга объектов не ограничивается только контролем процесса строительства скважин. Средствами системы можно контролировать любые процессы, включая освоение скважин, капитальный ремонт и др.

В заключении следует отметить, что изложенный механизм оперативного управления буровым производством может быть реализован предприятием, имеющим портфель заказов на весь календарный год. В случае недостатка заказов, предприятие должно разработать план мероприятий, позволяющих ему «выжить» в сложившейся ситуации.

Контрольные вопросы:

- 1. Что понимается под операционной системой управления буровым производством?*
- 2. Назовите составляющие операционной системы управления предприятием и укажите их функции.*
- 3. Сформулируйте методические подходы к планированию производства на предприятии.*
- 4. Какова структура производственной программы бурового предприятия и основные показатели плана?*
- 5. Сформулируйте задачи оперативного управления.*
- 6. В какой последовательности составляется план-график строительства скважин и каково его назначение?*
- 7. Охарактеризуйте возможности современных информационных систем сопровождения строительства скважин.*

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев А. Сервис всегда в цене. // Нефть России. - 2008.-№11. – С.24-31.
2. Андреева Н.Н. Российский нефтегазовый сервис – время собирать камни // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 9. - С.4-6.
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. Беккер А., Петрачкова А. За свободу бурения // Ведомости. – 2006. – № 40.
5. Буярова Ю.В. Принятие управленческих решений при реализации проектов строительства скважин // Нефть, Газ и Бизнес. - 2009. - № 4. - С. 14-18.
6. Бюллетень АксионБКГ № 88. Нефтесервисные компании: между прошлым и будущим. - Режим доступа: www.cig-bc.ru/library/74190/86008/
7. Демидов Е. Прошлое и будущее нефтесервисных компаний. // Нефтегазовая вертикаль. - 2007. - №1 3. - С.8-9.
8. Ефименко Е.С. Национальные компании // Нефть, Газ и Бизнес. - 2008. - № 8. - С.36-38.
9. Ендовицкий В.В. Проектное управление – потенциал развития супервайзинга строительства скважин // Бурение и нефть. - 2008. - № 9. - С. 60-63.
10. Замятин И.В., Шевченко О.В. Выделение непрофильных активов – смена приоритетов. Режим доступа: http://www.subcontract.ru/Docum/DocumShow_DocumID_145.
11. Закиров К.Ф. Независимые или национальные сервисные компании? // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 9. - С.12-13.
12. Игнатова М. Западные сервисные компании на нефтяном рынке России. – Режим доступа: www.marketsurveys.ru
13. Иконников Ю.А., Кравчук Б.Я. Обмен знаниями в управлении эффективностью нефтесервисных компаний в ОАО «ЛУКОЙЛ» // Бурение и нефть. - 2007. - № 11. - С.52-57.
14. Исследование отрасли нефтесервисных услуг в России.- Режим доступа: www.pm-invest.ru/download/5
15. Кульчицкий В.В. Супервайзинг – динамически развивающийся вид деятельности // Бурение и нефть. - 2008. - № 4. - С. 57-59.
16. Королева Е.А. Оценка и перераспределение рисков в производственной деятельности предприятий нефтегазового сервиса. - Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук. – Тюмень, 2009.
17. Лавров В.В. Развитие аутсорсинга гидродинамических исследований скважин в России // Нефтяное хозяйство. - 2006. - № 9. - С.127-129.
18. Лавущенко В.П., Шарипов И.Р. Организация и развитие нефтяного сервиса России на современном этапе // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2006. - № 6. - С.25-30.

19. Лазько Е. Сервисные компании: условия, о которых не стоит забывать // Нефтегазовая вертикаль. - 2007. - № 13. - С.8-9.
20. Лаптев В.В. Развитие нефтегазового сервиса в России // Нефтяное хозяйство. - 2006. - № 6. - С.71-75.
21. Левин Б.Г. Более 10 лет на рынке нефтегазовых услуг // Нефть, Газ и Бизнес. - 2005. - № 7. - С.5-8.
22. Малыхин И.А. Рынок сервиса бурового раствора // Бурение и нефть. - 2009. - № 4. - С. 8-11.
23. Матрица аутсорсинга. - Режим доступа: <http://www.strategy.com.ua/article.aspx?column=2&article=539>
24. Мельников И.Г. Российский нефтегазовый сервис – технологическая независимость государства // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 9. - С.8-11.
25. Мессер А.Г., Кузнецов И.Н. Ситуация на рынке услуг. Инженерный сервис в бурении // Нефтяное хозяйство. - 2004. - № 12. - С.76-78.
26. Минасян М. Аутсорсинг в практике американских компаний // Инвестиции в России. - 2008. - № 8. - С.27-30.
27. Михневич В.Г., Скиткин К.В. Концепция перехода нефтегазовой отрасли на инновационный путь развития // Технологии ТЭК. - 2008. - № 4. - С.22-24.
28. Нестерова Т.Н. Отечественный буровой супервайзинг – опыт и проблемы. Часть 1 // Бурение и нефть. - 2009. - № 5. - С. 52-54.
29. Нестерова Т.Н. Отечественный буровой супервайзинг – опыт и проблемы. Часть 2 // Бурение и нефть. - 2009. - № 6. - С. 62-64.
30. Нестерова Т.Н., Ендовицкий В.В. Инженерно-технологический надзор или оперативное управление строительством скважины. Что требуется нефтегазовым компаниям? // Бурение и нефть. - 2008. - № 6. - С. 62-63.
31. Нефтегазовый сервис в начале пути. - Режим доступа: com.sibpress.ru
32. Нешкес В., Сорокин А., Зубков С. Управление проектами на примере строительства скважин. - Режим доступа: <http://www.pmssoft.ru/about/news/detail.php?ID>
33. Об опыте деятельности зарубежных сервисных компаний. - Режим доступа: <http://gasforum.ru/obzory-i-issledovaniya/790/>
34. Осипов М.Л. Сервисная политика ТНК-ВР // Нефтегазовая вертикаль. - 2007. - № 2. - С.6-9.
35. Резников Я. Аутсорсинг как средство расширения позиций компаний на нефтяном рынке услуг // Инвестиции в России. - 2008. - № 12. - С.30-41
36. Рынок сервисных услуг в нефтегазовой отрасли России: тенденции, возможности, перспективы // Материалы четвертой международной конференции. – М., 18-19 октября 2006г.
37. Рынок нефтесервиса заполняют независимые компании. – режим доступа: www.cio-world.ru
38. Савостьянов Н.А., Лаптев В.В. О государственной политике России в сфере нефтегазового сервиса // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 14 – 19.

39. Уильямс Д. Семс. Представления подрядчиков нужно менять //Нефтегазовая вертикаль. - 2007. - № 13. - С.4-6.
40. Управление предприятием сегодня. Режим доступа: http://www.avacco.ru/page.asp?code=book_Glava1
41. Христенко В. Сегодня у нефтесервисной отрасли есть несколько сценариев развития. - Режим доступа: www.indpg.ru/nik/2009/06/25083.html
42. Шандин С. Генподряд? Интегрированное управление //Нефтегазовая вертикаль. - 2007. - № 4. - С.30-31.
43. Электронная газета «Конкурсные торги». – Режим доступа: www.gostorgi.ru/tender
44. Яхшибеков Ф.Р. Особенности внутреннего (корпоративного) сервиса в ОАО «Сургутнефтегаз» //Бурение&нефть. - 2007. - № 11. - С.47-51.
45. Monczka R.M. Purchasing and Materials Managements Conference Proceedings, 1994, p. 240.
46. Birou L.M. and Fawcett S.E. International Purchasing: Benefits, Requirements and Challenges //International Journal of Purchasing and Material Managment, Spring 1993, p. 34.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ДОГОВОР №

Подряд на производство работ по строительству разведочной скважины № _____ месторождения

«__» _____ 200__ г.

г. Ноябрьск

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Ноябрьск» (ООО «Газпром добыча Ноябрьск»), име-нуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице генерального директора _____, действующего на основа-нии Устава, с одной стороны, и _____, именуемое в даль-нейшем «Подрядчик» в лице _____, действующего на основании _____, с другой стороны, вместе именуемые «Сторонами», заключили настоящий Договор о нижеследующем:

Термины и определения, применяемые в тексте Договора

Применяемые в Договоре определения, если иное не определено в тексте, имеют следующие значения:

«Акт сдачи-приемки выполненных работ» – представляет собой доку-мент, составленный по форме (КС-2, КС-3грп), согласованной сторонами, и подтверждающий выполнение определенного этапа или части работ, подпи-санный уполномоченными представителями сторон.

«Договор» – настоящий договор, оформленный в надлежащем порядке, т.е. письменно датированное и подписанное Заказчиком и Подрядчиком согла-шение, которое определяет договоренности об объемах работ, обязанностях и финансировании, а также все изменения и дополнения к нему, которые заклю-чаются сторонами во исполнения настоящего Договора в период его действия и исполнения обязательств по нему.

«Дополнительное соглашение» – документ, определяющий изменения и до-полнения к действующему договору, согласованный и подписанный сторонами.

«План – График выполнения работ по строительству скважины» или **«График»** – обязательное приложение к договору, подписанное обеими сторо-нами и содержащее полный перечень объектов и видов работ, выполняемых по договору, и сроки выполнения работ.

«Разрешительная документация» – исходно-разрешительная документа-ция на все виды работ, лицензии, соглашения и утверждения, а также иные документы, которые необходимо получить от компетентных государственных органов, органов местного самоуправления или других организаций для вы-полнения работ на объекте.

«Проектная документация» – проектно-сметная и рабочая документация на весь объем работ, являющаяся собственностью Заказчика, технические условия и паспорта на материалы, оборудование, конструкции и комплектующие изделия, документация, получаемая от заводов-изготовителей, и другая документация, необходимая для выполнения работ и эксплуатации объекта, выполненная на русском языке.

«Исполнительная документация» – комплект рабочих документов на выполнение работ на объекте, подготовленный лицами, ответственными за выполнение производства работ, и согласований с Заказчиком; сертификаты, технические паспорта и другие документы, удостоверяющие качество материалов, конструкций и деталей, применяемых при производстве работ; акты об индивидуальных испытаниях смонтированного оборудования, журналы производства работ и другая подобная документация.

«План работ» – документация, содержащая полный перечень работ и порядок их проведения, разработанная Подрядчиком на основании технического проекта, выданного Заказчиком, и согласованная при необходимости в органах Госгортехнадзора и противодиффузионной безопасности.

«Нарушения, допущенные Подрядчиком» – любые виды отступления от плана работ, несоответствие качества выполненных работ или применяемых материалов требованиям, установленным нормами ТУ.

«Материалы» – все материально-технические средства и ресурсы, а также конструкции и оборудование, необходимые для выполнения работ, принадлежащие как Заказчику, так и Подрядчику.

«Представитель Заказчика» – супервайзер или другой представитель, назначенный Заказчиком, представляющий его интересы по осуществлению технадзора, управления и контроля качества выполняемых работ, сроков их выполнения, качества применяемых материалов, соблюдения Подрядчиком норм, правил охраны труда, окружающей среды, промышленной и пожарной безопасности, а также осуществляющий приемку выполненных работ.

«Работы» – выполняемые Подрядчиком в соответствии с условиями Договора работы, связанные со строительством скважины.

«Систематическое нарушение» – нарушения условий настоящего Договора, допущенные стороной Подрядчика более трех раз.

«Ежемесячный отчет» – об исполнении **«Графика выполнения работ по строительству скважин»** – документ по форме, согласованной сторонами, подтверждающий выполнение определенного этапа работ, подписанный уполномоченными представителями Заказчика и Подрядчика и являющийся основанием для выставления счета Подрядчиком и оплаты соответствующей работы.

«Соглашение о договорной цене» – согласованный Сторонами документ, определяющий первоначальную стоимость работ по строительству скважины в соответствии с Договором, с разбивкой по видам работ, являющейся приложением к настоящему Договору.

«Справка о состоянии расчетов» или «Акт сверки» – составленный Подрядчиком и согласованный с Заказчиком документ, являющийся основанием для составления Справки о стоимости выполненных работ по настоящему Договору.

Шкала штрафов и санкций за нарушение Рабочего проекта и сроков строительства разведочной скважины – обязательное приложение к договору, с расшифровкой наименования этапа работ и величиной штрафа и санкций, применяемых Заказчиком к Подрядчику.

1. Предмет договора

1.1. Заказчик поручает, а Подрядчик принимает на себя выполнение собственными силами работ по строительству разведочной скважины № _____ месторождения, по проекту «Геологоразведочные работы на месторождении».

2. Финансирование

2.1. Финансирование геологоразведочных работ осуществляется за счет средств Заказчика.

2.2. Стоимость выполненного объема работ по договору определяется на основании проведенных тендерных торгов и соглашения о договорной цене работ (Приложение №2).

2.3. В стоимость строительства скважины входят следующие работы и затраты:

- проезд по дорогам с твердым покрытием;
- строительство зимних дорог;
- содержание зимних дорог;
- мобилизация оборудования для монтажа;
- вышкостроение;
- бурение и крепление;
- колонная головка, обсадные трубы;
- работы по отбору изолированного керна;
- промыслово-геофизические работы и ГТИ;
- техническая рекультивация земельного участка после бурения скважины;
- строительство временных артезианских скважин с целью добычи подземных вод для производства ГРП и ликвидация или консервация артезианских скважин

после окончания производства ГРП:

- консервационные или ликвидационные работы;

Работы, не предусмотренные существующей проектно-сметной документацией, финансируются по согласованным Сторонами исполнительным сметным расчетам.

Необходимость проведения испытания последующих объектов дополнительно согласовывается Сторонами.

3. Приемка работ

3.1. Приемка работ по законченной строительством скважине осуществляется по согласованию с профильными службами Заказчика (УКС, геологический отдел, отдел ООС, бухгалтерия, ПЭО).

3.2. После выполнения полного комплекса работ по строительству разведочной скважины Подрядчиком оформляется дело по бурению, дело по испытанию, материалы на консервацию или ликвидацию, согласованные с Ростехнадзором; составляется акт приемки законченной строительством скважины по форме КС-11, согласованный с проектным институтом и органами надзора и контроля; передается дело по бурению артезианской скважины для нужд водоснабжения с заключением о ее ликвидации. Разведочная скважина считается переданной Заказчику после подписания Заказчиком акта приемки законченной строительством скважины по форме КС-11.

4. Сумма договора, порядок и условия расчетов и платежей

4.1. Заказчик ежемесячно принимает к оплате выполненные объемы работ на основании актов о приемке выполненных работ по форме КС-2 и актов сдачи приемки работ по форме КС-3гпр в 4-х экземплярах и счета-фактуры до 1 числа месяца следующего за отчетным, оформленных в соответствии с требованиями налогового законодательства. В случае ненадлежащего исполнения данного условия Подрядчик возмещает Заказчику прямой ущерб в сумме начисленного НДС, пеней и налоговых санкций за неуплату налога, допущенных по вине Подрядчика.

4.2. Оплата за выполненные работы производится в течение 60 календарных дней с момента получения Заказчиком счета-фактуры, выставленного Подрядчиком на основании подписанных Сторонами документов, указанных в п.4.1. настоящего Договора. Оплата производится на основании актов сверки взаи-морасчетов, составляемых Сторонами ежемесячно. По дополнительному соглашению Сторон оплата может производиться путем выделения векселями российских эмитентов.

4.3. Погашение предоплаты осуществляется на основании Акта-уведомления, предоставляемого ежемесячно Подрядчиком.

4.4. Стоимость работ по настоящему договору составляет _____ (_____) руб., в том числе НДС _____ (_____) руб.

5. Обязанности сторон

5.1 Подрядчик обязуется:

5.1.1. Осуществлять строительство разведочной скважины в строгом соответствии с проектом на строительство скважины и в сроки, определенные планом-графиком.

5.1.2. Осуществлять строительство разведочных скважин на нефть и газ, артезианских скважин на воду, временных зимних и летних дорог по проектной

документации, составленной с учетом требований инструкции по разработке ПСД, имеющей заключение экспертизы и представляемой Заказчиком.

5.1.3 Ежедневно по согласованной форме передавать Заказчику сводку по бурению скважин и ежемесячно до 5-го числа следующего месяца предоставлять отчет по форме Н-33 и баланс времени, ежегодно 1-ТЭК(бурение).

5.1.4. Немедленно извещать Заказчика об обнаруженных в ходе строительства скважины отклонениях от геологических и технологических требований, предусмотренных техническим проектом. Дальнейшие работы производятся после согласования с Заказчиком.

5.1.5. Персонально нести ответственность за соблюдение природоохранно-законодательства и осуществление производственного экологического контроля на данном объекте.

5.1.6. Предоставлять Заказчику один экземпляр согласованных расчетов плат за негативное воздействие на окружающую среду и копии платежных документов о перечислении этих плат к 20 числу месяца, следующего за отчетным кварталом.

5.1.7. Иметь лицензию на эксплуатацию нефтегазодобывающих производств; лицензию на хранение и применение взрывчатых и радиоактивных веществ; лицензию на деятельность по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению опасных отходов в т.ч. буровых шламов.

5.1.8. В 15-тидневный срок после окончания скважины строительством передать Заказчику всю полученную по скважине геологическую информацию в 4-х экземплярах, а также обеспечить передачу керна в лабораторию Заказчика после его отбора в 15-тидневный срок, дело по бурению скважины, дело по испытанию скважины и контрольный пакет ГИС.

5.1.9. Осуществить предусмотренную проектом зачистку, техническую и биологическую рекультивацию отведенных земельных участков под строительство скважины и дорог и передать участки Заказчику в первый летний период после окончания строительством скважины по акту установленной формы.

5.1.10. Осуществлять природопользование на основании и с выполнением условий разрешительной документации: лицензий, лесорубочных билетов, постановлений на землепользование, оформленных Заказчиком в установленном порядке и выданных Подрядчику.

5.1.11. Заключение договора по согласованию с Заказчиком:

- с ООО «Газобезопасность» по надзору за горнотехническими работами на сопровождение, ликвидацию и консервацию скважин;
- на геолого-геохимические и технологические исследования;
- на производство геофизических исследований в процессе строительства (бурение, испытание) скважины;
- на отбор изолированного керна;
- с ООО МНП «Геодата» на проведение газоконденсатных исследований и отбор проб пластовых флюидов;

– с ООО «РН-Пурнефтегаз» на проезд по дорогам с твердым и зимним покрытием;

5.1.12. Выполнить привязку к проекту на бурение водозаборных скважин.

5.1.13. Производить строительство и содержание временных зимних дорог и подъездных путей к скважинам в зимний период.

5.1.14. Подписать Положение о взаимоотношениях при строительстве скважины с ООО МНП «Геодата», с подрядчиками, выполняющими геофизические работы, ГТИ, отбор керна и предприятием, осуществляющим технадзор-контроль над качеством выполняемых работ.

5.1.15. Представить Заказчику в конце года отчет о выполнении требований лицензии на водопользование.

5.1.16. Обеспечить жильем на весь срок строительства скважин представителя Заказчика (супервайзера).

5.1.17. Предусмотреть на время производства работ по отбору керна вагондом для проживания персонала и вагондом для организации лаборатории. На время проведения газоконденсатных исследований обеспечить жильем специалистов ООО МНП «Геодата».

5.1.18. Привлечение субподрядных организаций согласовывать с Заказчиком до начала производства работ по строительству скважин с предоставлением полной технической, финансовой и юридической документации по субподрядной организации.

5.1.19. Приобретает и согласовывает с Заказчиком производителя, технические условия и требования по фонтанной арматуре, колонной головке, обсадным трубами и эксплуатационной подвеске НКТ.

5.2. Заказчик обязуется:

5.2.1. Гарантировать предоставление установленного Договором объема работ в сроки, определенные графиком строительства скважины.

5.2.2. Производить оплату выполненных за предыдущий месяц объемов работ в соответствии с п. 4.2 настоящего Договора.

5.2.3. Предоставить Подрядчику оформленные разрешительные документы на природопользование:

– постановления о земельных отводах;

– лицензию на водопользование;

– проект на бурение водных скважин.

5.2.4. Осуществлять возврат земельных участков, технически и биологически рекультивированных Подрядчиком, постоянному землепользователю в установленные сроки.

5.2.5. При передаче скважины Заказчик сверх стоимости выполненных работ по скважине по Договору поставки МТС и оборудования возмещает Подрядчику стоимость установленных при строительстве скважины фонтанной арматуры, колонной головки и эксплуатационной подвески НКТ.

5.2.6. Компенсировать затраты Подрядчика по оплате за негативное воз-

действие на окружающую среду, за выбросы, сбросы и размещение отходов в пределах установленных лимитов. Сверхнормативные выбросы, сбросы и сверхлимитное размещение отходов, а также штрафы за несоблюдение природоохранного законодательства Подрядчику не компенсируются.

5.3. Стороны договорились:

5.3.1. В течение срока действия Договора могут вноситься дополнения и изменения по согласованию Сторон, оформляемые дополнительными соглашениями.

5.3.2. Осложнения, возникшие по геологическим причинам, и простои, возникшие по причинам, не зависящим от исполнителя работ, оплачиваются Заказчиком по сметно-финансовому расчету на основании двухстороннего акта. Работы, выполненные Подрядчиком без письменного согласования с Заказчиком и с отклонениями от геологических и технологических требований, предусмотренных ГТН и проектом, приведшие к частичной или полной потере геологической информации Заказчик не оплачивает.

5.3.3. В случае сокращения объемов работ и расторжения договора по вине Заказчика, Заказчик оплачивает выполненные работы по договору и возмещает Подрядчику затраты, необходимые для консервации объектов работ.

5.3.4. Отпуск материально-технических ресурсов Подрядчику производится по отдельному договору.

5.3.5. В случае нарушения Подрядчиком плана – графика строительства скважин, он возмещает Заказчику прямые затраты, связанные с увеличением сроков строительства.

5.3.6. Технические проекты на строительство скважин на нефть, газ, воду и временных дорог должны быть разработаны с учетом современных технологий, современных технических и организационных достижений, и должны иметь индивидуальные или зональные (групповые) разделы «Охрана окружающей среды», разработанные в соответствии с требованиями природо-охранного законодательства, лесного, водного Кодексов РФ и имеющие положительные заключение Государственной экологической экспертизы ЯНАО.

5.3.7. Ответственность Подрядчика за нарушение пунктов рабочего проекта на строительство скважины, предусмотренных настоящим Договором, предусмотрена в соответствии со шкалой штрафов и санкций (Приложение № 3 к договору).

6. Права сторон на информацию и полученные материалы

6.1 Подрядчик и Заказчик обязуются не разглашать конфиденциальную информацию, полученную в ходе выполнения работ по Договору. Стороны обязуются не использовать вышеуказанную информацию при работе над каким бы то ни было проектом на другую компанию без предварительного согласия Сторон.

6.2. В целях обеспечения исполнения обязательств, предусмотренных настоящей статьёй, Стороны заключают Соглашение о конфиденциальности.

7. Срок действия договора

7.1 Договор вступает в силу с момента его подписания обеими Сторонами и распространяет действия на отношения, возникшие с ____ 200__ г. Договор действует до ____ 200__ г., а в части расчетов – до полного исполнения Сторонами своих обязательств.

8. Расторжение Договора

8.1. Договор может быть расторгнут по взаимному соглашению Сторон. При расторжении настоящего Договора по совместному решению Заказчика и Подрядчика незавершенное производство передается Заказчику, который оплачивает Подрядчику стоимость выполненных работ и стоимость передислокации, определяемых взаимосогласованными расчетами.

8.2. Стороны договорились, что переговоры о досрочном расторжении Договора могут быть начаты не менее чем за один месяц до даты расторжения договора.

8.3. Заказчик имеет право на одностороннее расторжение договора в случае:

- если Подрядчик по зависящим от него причинам не приступает в течение месяца к исполнению обязанностей по Договору и в случае превышения сроков выполнения работ более чем на месяц от план-графика работ;

- при систематическом нарушении Подрядчиком проекта строительства скважин и другой технической документации;

- при превышении более чем на 10% первоначальной договорной цены работ по скважине, вызванном невыполнением своих договорных обязанностей Подрядчиком.

9. Споры, изменения, дополнения и особые условия

9.1. Стороны договорились, что споры по Договору решаются в претензионном порядке; срок рассмотрения претензии 30 дней, при отсутствии согласия споры передаются в арбитражный суд Ямало-Ненецкого автономного округа.

9.2. Изменения и дополнения к Договору вносятся в письменном виде по взаимному соглашению Сторон и являются его неотъемлемой частью.

9.3. Настоящий Договор в оригинале составлен в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу.

10. Форс-мажор

10.1. Стороны освобождаются от ответственности за полное или частичное неисполнение в срок обязательств по Договору, если оно явилось следствием природных явлений, военных действий и прочих обстоятельств непреодоли-

мой силы, если эти обстоятельства повлияли на исполнение Договора.

10.2. Доказательством указанных выше обстоятельств и их продолжительность подтверждается государственными органами.

11. Реквизиты Сторон

ЗАКАЗЧИК	ПОДРЯДЧИК
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	

Перечень документов, прилагаемых к настоящему Договору:

Приложение № 1 – План-график строительства разведочной скважины № _____ месторождения.

Приложение № 2 – Соглашение о договорной цене работ по строительству разведочной скважины № _____ месторождения.

Приложение № 3 – Шкала штрафов и санкций за нарушение рабочего проекта.

Приложение № 4 – План-график финансирования работ по строительству разведочной скважины № _____ месторождения.

11. Подписи Сторон

ЗАКАЗЧИК

Генеральный директор
ООО «Газпром добыча
Ноябрьск »

ПОДРЯДЧИК

« ____ » _____ 200__ г.

« ____ » _____ 200__ г.

СОГЛАШЕНИЕ
о договорной цене по строительству разведочной
скважины № _____ месторождения

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Ноябрьск» (ООО «Газпром добыча Ноябрьск»), именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице генерального директора _____, действующего на основании Устава, с одной стороны, и _____ (_____), именуемое в дальнейшем «Подрядчик» в лице _____, действующего на основании _____, с другой стороны, вместе именуемые «Сторонами», пришли к соглашению о следующей стоимости работ по строительству разведочной скважины:

1. Стоимость работ по строительству разведочной скважины № _____ месторождения составляет _____ (_____) руб., в том числе НДС _____ (_____) руб.

В стоимость работ по строительству скважины входит:

№ п/п	Этапы строительства скважины	Объем работ в физ. изм.	Стоимость с НДС, руб.	в том числе НДС, руб.
1	2	3	4	5
1	Строительство зимника, км			
2	Содержание зимника, км/мес.			
3	Транспортировка БУ на скважину для монтажа			
4	Монтаж буровой установки			
5	Бурение и крепление водозаборной скважины			
6	Бурение и крепление скважины направлением			
7	Бурение и крепление скважины кондуктором			
8	Бурение и крепление скважины технической колонной			
9	Бурение и крепление скважины эксплуатационной колонной			
10	Демонтаж БУ			

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5
11	Транспортировка БУ после демонтажа			
12	Затраты по субподрядным работам при бурении в т.ч.:			
	– промыслово – геофизические работы			
	– геолого-технического контроля			
	– содержание военизированного отряда			
	– работы по отбору изолированного керна			
	– затраты проезда по дорогам с твердым покрытием			
	– авиационное обслуживание			
13	Испытание шести объектов в эксплуатационной колонне, в т.ч.:			
	– транспортировка и монтаж НГПО, А-60/80			
	– промыслово – геофизические работы			
	– содержание военизированного отряда			
	– исследования при испытании объектов			
	– затраты проезда по дорогам с твердым покрытием			
	– авиационное обслуживание			
	– транспортировка и демонтаж НГПО, А-60/80			
	– затраты на консервацию или ликвидацию скважины			
14	Затраты на ликвидацию водозаборной скважины			
15	Техническая рекультивация скважинной территории			
16	Биологическая рекультивация скважинной территории			
	ИТОГО по скважине:			

ЗАКАЗЧИК

Генеральный директор
ООО «Газпром добыча
Ноябрьск »

ПОДРЯДЧИК

« ___ » _____ 200__ г.

« ___ » _____ 200__ г.

Шкала штрафов и санкций за нарушение рабочего проекта и сроков строительства разведочной скважины № _____ месторождения

Наименование этапа работ	Величина штрафов и санкций применяемых Заказчиком к Подрядчику (в % от стоимости этапа, * – скважины)
Подготовительные, строительные-монтажные работы	3
Кроме того: строительство арт. скважины	5
Бурение	5
Кроме того: осложнения по вине Подрядчика	
– при бурении под техническую колонну	7
– при бурении под эксплуатационную колонну	10
Отбор керна	3*
Невыполнение комплекса ГИС в открытом стволе	6*
Крепление:	
– направлением	2*
– кондуктором	3*
– технической колонной	5*
– эксплуатационной колонной	10*
Оборудование устья скважины	2*
Заключительные работы	5 (с устранением нарушений)
Несоблюдение природоохранных мероприятий	1-2* (с обязательным устранением нарушений и компенсацией затрат Заказчика на погашение штрафных санкций природоохранных организаций)
Несоблюдение сроков строительства скважины, продолжительностью свыше 1,5 кратного нормативного времени этапа работ	5

ЗАКАЗЧИК

Генеральный директор
ООО «Газпром добыча
Ноябрьск »

ПОДРЯДЧИК

« ____ » _____ 200__ г.

« ____ » _____ 200__ г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ДОГОВОР ПОДРЯДА № _____ на разработку проектно-сметной документации

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Ноябрьск», именуемое в дальнейшем Заказчик, в лице Генерального директора _____, действующего на основании Устава предприятия, с одной стороны, и Общество с ограниченной ответственностью, именуемое в дальнейшем Проектировщик, в лице _____, действующего на основании Положения о филиале и доверенности № _____ с другой стороны, совместно именуемые Стороны, заключили настоящий договор о нижеследующем:

1. Предмет договора

1.1. Проектировщик по заданию Заказчика обязуется разработать и сдать законченную и согласованную с заинтересованными организациями техническую документацию по объекту: «Разработка группового рабочего проекта на строительство разведочных скважин НГКМ», а Заказчик принять и оплатить выполненные работы согласно условиям настоящего договора.

1.2. Со дня заключения соответствующего договора на капитальное строительство, реконструкцию или капитальный ремонт Проектировщик осуществляет ведение авторского надзора за строительством в соответствии с СП 11-110-99 по отдельно заключенному сторонами договору.

1.3. Технические, экономические и другие требования к технической документации, являющейся предметом настоящего договора, изложены в Техническом задании, утвержденном Заказчиком (Приложение № 1 к настоящему договору).

1.4. Начало и окончание выполнения работ, содержание и сроки выполнения основных этапов работ определяются Календарным планом (Приложение № 3 к настоящему договору).

1.5. Срок осуществления авторского надзора – со дня заключения соответствующего договора на капитальное строительство, реконструкцию или капитальный ремонт и до момента выдачи компетентным органом разрешения на ввод в эксплуатацию.

2. Стоимость работы и порядок расчетов

2.1. Общая сумма договора, согласно Протокола согласования договорной цены (Приложение № 2 к настоящему договору), составляет: _____ руб, в том числе НДС (18%) – _____ руб. В стоимость работ по договору включены следующие расходы:

- расходы на командировки (проезд, суточные, проживание);
- оплату субподрядных организаций;
- стоимость услуг экспертиз.

2.2. Затраты на осуществление авторского надзора за строительством в размере 0,2% от сметной стоимости строительства в настоящем контракте не учтены и будут включены в цену договора на ведение авторского надзора за строительством объекта.

2.3. Оплата выполненных работ по настоящему договору производится Заказчиком до 1 числа месяца, следующего за отчетным, поэтапно путем перечисления денежных средств на расчетный счет Проектировщика на основании подписанного сторонами Акта сдачи-приемки выполненной работы (этапов), на основании формы КС-2гпр (в количестве 2 экземпляров) и формы КС-3гпр (в количестве 4 экземпляров), подписанных обеими Сторонами, и счета фактуры, в течение 60 дней с момента подписания акта сдачи-приемки работ Заказчиком.

2.4. Счет-фактура выставляется Проектировщиком в течение 5 рабочих дней с момента подписания сторонами Акта сдачи-приемки очередного этапа выполненных работ в соответствии с налоговым законодательством РФ. В случае ненадлежащего исполнения данного условия Исполнитель возмещает Заказчику прямой ущерб в сумме доначисленного НДС, пеней и налоговых санкций за неуплату налога, допущенный по вине Исполнителя.

2.5. При наличии дополнительных требований Заказчика, не учтенных предметом настоящего договора, Стороны подписывают дополнительное соглашение к настоящему договору, в котором определяются объем требуемых дополнительных работ, сроки и условия их оплаты.

2.6. Основанием для выставления Проектировщиком счета-фактуры является подписанный Сторонами Акт сдачи-приемки выполненных работ.

3. Права и обязанности Проектировщика

Права Проектировщика:

3.1. Проектировщик оставляет за собой право осуществления авторского надзора за строительством в соответствии с СП 11-110-99 «Авторский надзор за строительством зданий и сооружений».

3.2. Привлекать при необходимости для исполнения договора третьих лиц, только после письменного согласования с Заказчиком. Ответственность за действия третьих лиц несет Проектировщик.

Обязанности Проектировщика:

3.3. Выполнить все работы в соответствии требованиями Госстандарта, строительными нормами и правилами, другими действующими в Российской Федерации нормативными актами в области проектирования и строительства, Геологотехническим заданием, выданным Заказчиком, исходными данными и техническими условиями – в объеме и сроки, предусмотренными настоящим договором.

3.4. Назначить в трехдневный срок со дня подписания настоящего договора представителей Проектировщика, ответственных за ход работ по настоящему

договору, известив об этом Заказчика в письменном виде с указанием представленных им полномочий.

3.5. Определить объем, перечень и провести совместно с Заказчиком сбор необходимых исходных данных, в ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

3.6. Информировать Заказчика в письменной форме по его письменному запросу о состоянии дел по исполнению настоящего договора.

3.7. Направить техническую документацию в экспертные, надзорные организации; вести работу по снятию замечаний в минимально возможные сроки. По итогам работы разработать и представить Заказчику материалы согласований.

3.8. Оплатить за свой счет расходы по повторной экспертизе в случае получения отрицательного заключения экспертных организаций по вине Проектировщика.

3.9. Обязан устранить за свой счет недостатки или ошибки, допущенные в процессе производства работ, выявленные при приемке технической документации.

3.10. Сдать Заказчику готовую техническую документацию в соответствии с условиями раздела 5 настоящего договора.

3.11. Не передавать техническую документацию третьим лицам без письменного согласия Заказчика

4. Права и обязанности Заказчика

Права Заказчика:

4.1. Заказчик имеет право осуществлять текущий контроль над деятельностью Проектировщика, в том числе путем направления письменного запроса с просьбой представить письменный отчет о состоянии дел по выполнению настоящего договора.

Обязанности Заказчика:

4.2. Выдать Проектировщику утвержденное задание на проектирование в течение 7 дней с момента подписания настоящего договора;

4.3. Предоставлять Проектировщику исходные данные, необходимые для разработки технической документации;

4.4. Назначить в трехдневный срок с момента подписания настоящего договора представителей Заказчика, ответственных за процесс выполнения работ по настоящему договору, известив об этом Проектировщика в письменном виде с указанием представленных им полномочий.

4.5. Оказывать содействие Проектировщику при осуществлении разработки технической документации в объеме и на условиях, предусмотренных в настоящем договоре.

4.6. Принять документацию у Проектировщика в соответствии с условиями раздела 5 настоящего договора.

4.7. Оплатить Проектировщику выполненные объемы работ в соответствии с условиями настоящего договора.

4.8. Привлечь Проектировщика к участию в деле по иску, предъявляемому

к Заказчику третьим лицом в связи с недостатками составленной технической документации.

4.9. Участвовать вместе с Проектировщиком в согласовании готовой технической документации или отдельных ее частей с соответствующими государственными органами и органами местного самоуправления.

4.10. Возместить Проектировщику дополнительные расходы, вызванные изменением исходных данных для выполнения проектных и изыскательских работ по причинам, не зависящим от Проектировщика.

5. Порядок сдачи и приемки работ

5.1. Проектировщик в срок не более 3-х дней с момента окончания работ письменно уведомляет Заказчика об окончании работ. Сдача работ производится в месте, согласованном Сторонами, с оформлением соответствующих сопроводительных документов.

5.2. Проектировщик по требованию Заказчика представляет комплекты технической документации на бумажном носителе и экземпляр технической документации в электронном виде в количестве, определенном в Геолого-техническом задании со следующими параметрами:

– утвержденная документация передается заказчику на бумажном носителе по накладной в 6 экземплярах;

– электронная копия передается на CD-R диске в 1 экземпляре. Содержание диска должно соответствовать утвержденной документации. Файлы должны открываться в режиме просмотра средствами операционной системы Windows 2000/XP.

5.3. Передача Заказчику разработанной технической документации производится с приложением акта сдачи – приемки составленного в 3-х (трех) экземплярах.

5.4. Заказчик после получения технической документации рассматривает ее в течение 10 (десяти) календарных дней по каждому этапу выполненных работ. При отсутствии недостатков, ошибок в технической документации Заказчик подписывает акт сдачи – приемки технической документации и возвращает Проектировщику один экземпляр акта.

5.5. При обнаружении недостатков, ошибок в разработанной документации Заказчик передает Проектировщику мотивированный отказ от подписания акта сдачи – приемки технической документации. В этом случае Сторонами составляется акт с перечнем необходимых доработок и сроков их выполнения.

5.6. Приемка и порядок оплаты работ производится поэтапно по результатам выполнения каждого этапа работ, с выставлением счета-фактуры.

6. Ответственность сторон

6.1. За нарушение сроков сдачи работ по вине Проектировщика, последний уплачивает Заказчику пени в размере 0,04 % от стоимости работ за каждый день просрочки, но не более чем за 30 дней.

6.2. Проектировщик несет ответственность и возмещает убытки в полном объеме за ненадлежащее составление технической документации, включая недостатки, обнаруженные впоследствии в ходе строительства.

6.3. Проектировщик несет ответственность за качественное и своевременное выполнение работ независимо от того, кем из привлеченных им третьих лиц выполнялись эти работы. В случае невыполнения обязательств убытки возмещаются в полном объеме.

6.4. Ответственность Сторон в иных случаях определяется в соответствии с законодательством Российской Федерации.

7. Порядок разрешения споров

7.1. Все споры, разногласия или требования, возникающие из настоящего договора или в связи с ним, в том числе касающиеся его исполнения, нарушения, прекращения или недействительности, подлежат рассмотрению в Третейском суде «Газпром» в соответствии с его Регламентом. Решение Третейского суда является окончательным. При этом претензионный порядок урегулирования споров обязателен, срок рассмотрения претензий 30 (тридцать) календарных дней с момента получения.

8. Расторжение договора

8.1. Расторжение договора возможно по соглашению Сторон или в судебном порядке по основаниям, указанным в ГК РФ.

8.2. Если в ходе выполнения работ Заказчик выявит нецелесообразность ее дальнейшего проведения, он обязан незамедлительно известить об этом Проектировщика. В этом случае Проектировщик обязан приостановить выполнение работ, а Заказчик в 30-дневный срок рассматривает вопрос о целесообразности дальнейшего продолжения либо прекращения работ. В случае принятия Заказчиком решения о прекращении работ и досрочном расторжении договора Стороны обязаны выполнить свои обязательства на момент расторжения договора и оформить соглашение о расторжении договора и прекращении работ. В этом случае Проектировщик передает и предъявляет Заказчику к оплате техническую документацию, выполненную на момент расторжения договора по акту сдачи-приемки технической документации и соответствующего счета-фактуры. Оплата производится Заказчиком в течение 60 (тридцати) банковских дней с момента подписания акта сдачи-приемки технической документации и выставления счета-фактуры.

8.3. Заказчик вправе отказаться от исполнения договора в случае неоднократного выявления брака в выполненной работе; при приеме этапов работ; в случае превышения Проектировщиком сроков выполнения работ более чем на 3 месяца, а также при аннулировании лицензии Проектировщика на осуществление проектно-исследовательских работ.

8.4. Расторжение договора не влечет прекращения обязательств Сторон в отношении полного урегулирования взаиморасчетов.

9. Обстоятельства непреодолимой силы

9.1. Стороны не будут нести ответственности за полное или частичное невыполнение своих обязательств по настоящему договору, если такое невыполнение обусловлено последствиями действия обстоятельств непреодолимой силы (форс-мажор), которые возникли в результате непредотвратимых при данных условиях событий чрезвычайного характера, имевших место после заключения настоящего договора, и которые стороны не имели возможности предусмотреть и предотвратить доступными мерами. К обстоятельствам непреодолимой силы относятся такие обстоятельства, которые стороны не могли предвидеть и на которые не могли повлиять разумными способами, и за возникновение которых они не несут ответственности, например, землетрясение, ливневые дожди, наводнение, оползни, пожар, а также военные(боевые) действия.

В случае возникновения обстоятельств непреодолимой силы сторона обязана в 15-дневный срок сообщить письменно другой стороне о таких обстоятельствах и приложить все усилия, чтобы как можно быстрее компенсировать невыполнение обязательств по настоящему договору.

Факты, изложенные в уведомлении, должны быть подтверждены в месячный срок соответствующими компетентными органами.

9.2. В случае наступления обстоятельств непреодолимой силы, срок исполнения сторонами своих обязательств по договору отодвигается соразмерно времени, в течение которого будут действовать такие обстоятельства.

10. Конфиденциальность

10.1. Условия настоящего договора, а также приложений, соглашений к нему (протоколов, приложений, и т.п.) – конфиденциальны и не подлежат разглашению.

10.2. Вся информация о деятельности каждой Стороны или деятельность любого связанного с ним лица, которая не является общедоступной, а также связанная с исполнением настоящего договора, является конфиденциальной.

10.3. Стороны принимают все необходимые меры для того, чтобы их сотрудники, агенты, правопреемники без согласия другой Стороны не информировали третьих лиц о деталях данного договора и приложений к нему, а также не использовали ее для каких либо целей, кроме целей, связанных с выполнением условий настоящего договора.

11. Заключительные положения

11.1. Проектировщик гарантирует, что техническая документация и результаты выполненных работ свободны от любых прав и притязаний, которые основаны на промышленной и интеллектуальной собственности, а также на авторском праве и любом ином вещном или обязательственном праве третьих лиц.

11.2. Все условия настоящего договора являются существенными.

11.3. Договор вступает в силу с момента подписания Сторонами и действует до завершения расчетов Сторон. В случае необходимости дополнительным

соглашением Сторон срок действия Договора может быть продлен на период устранения выявленных недостатков.

11.4. При изменении у любой из Сторон почтового адреса, банковских реквизитов и других данных, она обязана информировать другую сторону об этом в пятидневный срок с момента изменения вышеуказанных реквизитов.

11.5. Настоящий договор может быть изменен или дополнен по письменному согласию сторон, что оформляется дополнительным соглашением.

11.6. Во всем остальном, что не предусмотрено настоящим договором, стороны руководствуются действующим гражданским законодательством РФ.

11.7. Настоящий договор составлен в двух экземплярах, имеющих равную юридическую силу, по одному для каждой из сторон.

11.8. К настоящему договору прилагаются и являются его неотъемлемыми частями следующие приложения:

Приложение № 1 – Техническое задание.

Приложение № 2 – Протокол согласования договорной цены.

Приложение № 3 – Календарный план.

Приложение № 4 – Сводный сметный расчет.

12. Юридические адреса, банковские реквизиты и подписи сторон:

Заказчика: ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

Юридический адрес:

Проектировщика: ООО «___»

Юридический адрес:

ПРОЕКТИРОВЩИК:

М.П.

ЗАКАЗЧИК:

М.П.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ДОГОВОР №

Оказание инженерных услуг по контролю за строительством разведочной скважины № _____ месторождения

г. Ноябрьск

« _____ » _____ 200_г.

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Ноябрьск», именуемое в дальнейшем «ЗАКАЗЧИК», в лице генерального директора, действующего на основании Устава предприятия, с одной стороны и _____ именуемое в дальнейшем «ИСПОЛНИТЕЛЬ», в лице _____, с другой стороны, заключили между собой нижеследующий Договор.

1. Предмет договора

Исполнитель оказывает инженерные услуги по контролю за строительством разведочной скважины № _____ месторождения, включая периоды бурения, крепления, освоения, исследовательских работ и испытания.

2. Стоимость работ и порядок расчетов

2.1. Стоимость работ по настоящему Договору в соответствии с протоколом о договорной цене (Приложение 1) составляет _____ руб.

2.2. Оплата производится ежемесячно на основании Ф-КС-2грр и Ф-КС-3грр и счета-фактуры в течение 60 дней.

2.3. Исполнитель до 1 числа месяца следующего за отчетным предоставляет Заказчику Акт о приемке выполненного объема работ Ф-КС-2грр и справку о стоимости выполненных работ и затрат Ф-КС-3грр. Заказчик производит рассмотрение Актов в течение пяти дней и при отсутствии претензий к исполнителю производит оплату в размере 100 % стоимости месячных работ в течение 60 календарных дней.

2.4. Затраты по операционным расчетам каждая сторона несет самостоятельно по своему банку.

3. Обязанности ИСПОЛНИТЕЛЯ

3.1. Супервайзеры Исполнителя осуществляют круглосуточный контроль соблюдения геолого-технико-технологических и экологических решений, принятых в проектно-сметной документации на строительство разведочной скважины № _____ месторождения, включая периоды бурения, крепления, освоения, исследовательских работ и испытания.

3.2. При осуществлении супервайзерского контроля персонал Исполнителя руководствуется:

- регламентирующими и нормативными документами по всем вопросам ведения буровых работ, включая промышленную и экологическую безопасность и технику безопасности, которые действуют в настоящее время в отрасли, на предприятии Заказчика и Подрядчика буровых работ и заложены в проекте на строительство скважин;

- правилами внутреннего распорядка предприятия Заказчика и Подрядчика буровых работ;

- Трудовым кодексом РФ.

3.3. Исполнитель обязан приложить все усилия к недопущению нарушений вышеперечисленных документов и успешному строительству скважины.

3.4. Ежедневно в устной, письменной и электронной форме информирует куратора, назначенного Заказчиком, или отдел бурения Заказчика о ходе строительства скважины.

3.5. В случае несоблюдения фактически проводимых работ документам по пункту 3.2. и проектным решениям, которые могут привести к потере качества, осложнению или аварии немедленно приостанавливает работы с соответствующей записью нарушения в Буровом журнале и ставит в известность Заказчика.

3.6. При возникновении осложнений в ходе работ по строительству скважины (аварии при буровых работах, прихватах, поглощениях, газонефтеводопроявлениях), неоспоримо возникших непосредственно в результате письменного указания Исполнителя, последний несет материальную ответственность перед Заказчиком в размере своего вознаграждения за период ликвидации осложнения или аварии.

3.7. Исполнитель, в меру своей компетенции, максимально обеспечит защиту интересов Заказчика в случае ответственности за брак, допущенный при проведении работ на скважине третьей стороной с составлением трехстороннего акта.

3.8. По согласованию с Заказчиком осуществляет внедрение прогрессивных технологий и методов ведения буровых работ.

3.9. Представляет компьютер, принтер и необходимые канцелярские принадлежности для составления суточных рапортов в электронном виде и на твердом носителе.

3.10. Главный технолог Исполнителя на основании ежедневных сводок формирует отчет с выводами и рекомендациями о ходе строительства скважины и представляет его куратору Заказчика.

3.11. Результаты работы должны быть оформлены в понятной для Заказчика форме в соответствии с правилами, принятыми при оформлении такого рода документов, и должны передаваться Заказчику в письменной форме и на магнитных носителях.

3.12. Обеспечивает супервайзера устойчивой радио, телефонной или спутниковой связью и доступом к Интернету.

3.13. Предоставляет жилой вагон для проживания супервайзера на буровой.

3.14. До 20 числа каждого месяца предоставляет Заказчику отчет о нарушениях буровым подрядчиком требований документов, указанных в п. 3.2, и проектных решений.

3.15. До 20 числа каждого месяца предоставляет Заказчику двухсторонние акты о непроизводительном времени (простоях) бурового подрядчика.

3.16. До начала работ разработает, согласует и утвердит трехсторонний регламент по взаимодействию с буровым подрядчиком и Заказчиком.

3.17. Подрядчик производит доставку супервайзера до места производства работ за счет собственных средств, без привлечения Заказчика.

4. Обязанности Заказчика

4.1. Обеспечивает персонал Исполнителя геологотехнической информацией и проектной документацией по скважине и, при необходимости, по месторождению в целом.

4.2. Выдает Исполнителю доверенность на право руководства буровыми работами и визирования выполненных работ по строительству скважин.

5. Прочие условия

5.1. Датой вступления настоящего договора в силу будет считаться дата его подписания.

5.2. Любые изменения и дополнения к настоящему договору должны быть оформлены в письменном виде и подписаны обеими сторонами.

5.3. Ни одна из сторон не имеет права передавать свои права и обязательства по настоящему договору третьей стороне без получения письменного согласия другой стороны.

5.4. Стороны принимают на себя обязательства конфиденциальности при выполнении настоящего Договора и подписывают об этом соглашение.

5.5. Исполнитель, руководствуясь Постановлением Госгортехнадзора РФ от 05.06.2003г. № 56 «Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» обязуется для производства работ привлекать инженерно-технических работников, прошедших медицинское обследование, обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний, инструктаж по безопасности труда на рабочем месте; имеющих удостоверение, дающее право допуска к определенному виду работ; имеющих профессиональное образование по специальности. При производстве работ все работники Исполнителя обязаны иметь при себе документ, удостоверяющий личность с отметкой о регистрации по месту постоянного проживания или с приложением документа, подтверждающего регистрацию по месту пребывания.

5.6. Исполнитель обязуется обеспечить контроль своих сотрудников, осуществляющих работы по настоящему договору, в целях исключения завоза и

распития спиртных напитков на объекте Заказчика. При нарушении Исполнителем указанных выше обязательств Заказчик оставляет за собой право расторгнуть настоящий договор в одностороннем порядке.

6. Арбитраж

6.1. Споры и разногласия, которые могут возникнуть при исполнении настоящего Договора, будут решаться путем переговоров между сторонами.

6.2. В случае не достижения согласия споры, возникающие при исполнении настоящего Договора, разрешаются в Арбитражном Суде.

7. Срок действия договора

7.1. Договор вступает в действие с момента подписания и действует до 31 декабря 2009 года, а в части оплаты работ – до ее полного исполнения.

7.2. Договор может быть расторгнут или продлен каждой Стороной при условии письменного уведомления за 30 дней.

8. Юридические адреса сторон

Заказчик:

Исполнитель:

Неотъемлемой частью настоящего Договора являются:

Приложение 1. Протокол соглашения о договорной цене.

Приложение 2. Техническое задание.

Приложение 3. Календарный план работ.

Приложение 4. Шкала штрафов.

ЗАКАЗЧИК

Генеральный директор
ООО «Газпром добыча
Ноябрьск »

ПОДРЯДЧИК

« ____ » _____ 200__ г.

« ____ » _____ 200__ г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Развитие нефтегазового сервиса	5
1.1. Понятие сервисных услуг и их роль в нефтегазовом бизнесе	5
1.2. Нефтесервисные услуги за рубежом	9
1.3. Этапы развития сервисных услуг в нефтегазовом секторе России	11
2. Роль аутсорсинга в формировании рынка услуг нефтегазового сервиса	15
2.1. Понятие и преимущества аутсорсинга	15
2.2. Факторы формирования рынка аутсорсинговых услуг в нефтегазодобыче	26
3. Предприятия нефтяного сервиса	32
3.1. Классификация предприятий нефтяного сервиса	32
3.2. Проблемы функционирования предприятий нефтяного сервиса и пути их решения	39
4. Российский рынок услуг нефтегазового сервиса	46
4.1. Спрос и предложение на рынке сервисных услуг	46
4.2. Сценарии развития нефтесервисного рынка в условиях кризиса	49
4.3. Участие государства в формировании сервисного рынка	53
5. Взаимодействие нефтегазодобывающих и сервисных компаний	62
5.1. Подходы к организации нефтегазового сервиса	62
5.2. Использование внутреннего и внешнего сервиса российскими нефтегазодобывающими компаниями	69
5.3. Риски взаимодействия нефтегазодобывающих и сервисных компаний	78
6. Выбор и условия привлечения сервисной организации.	84
6.1. Выбор подрядной сервисной организации	84
6.2. Условия заключения договоров подряда	90
7. Организация строительства скважин	99
7.1. Формы организации строительства скважин	99
7.2. Супервайзинговый контроль качества строительства скважин	105
8. Управление буровым предприятием	112
8.1. Необходимость управления предприятием	112
8.2. Организационная структура бурового предприятия	115
9. Операционная система управления буровым производством	126
9.1. Понятие и составляющие операционной системы управления буровым производством	126
9.2. Оперативное управление буровым производством	135
Список использованной литературы	140
Приложение 1	143
Приложение 2	155
Приложение 3	162