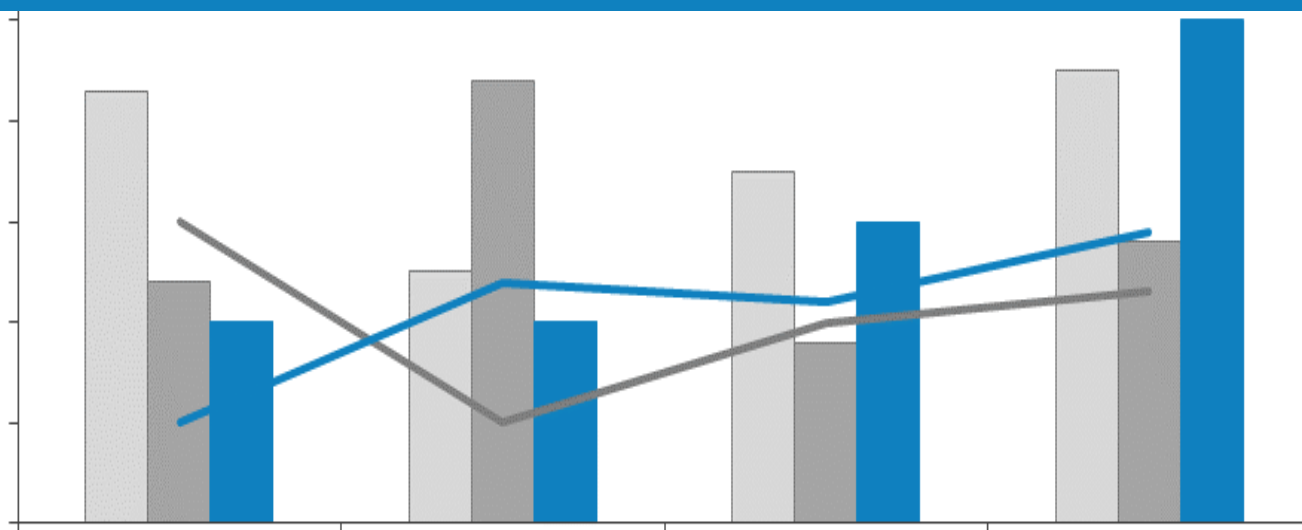




Аналитический отчет DISCOVERY RESEARCH GROUP

Исследование и анализ рынка услуг по реконструкции скважин в России



Агентство DISCOVERY Research Group было создано в 2005 г. За годы работы нашими клиентами стали тысячи компаний. Со списком клиентов можно ознакомиться тут: <http://www.drgroup.ru/clients.html>

Наши клиенты, в том числе - крупнейшие мировые корпорации, выражают благодарность агентству за проведенные исследования <http://www.drgroup.ru/reviews.html>

Почему маркетинговые исследования выгоднее покупать у нас?

1. Мы используем максимально полный набор источников,

который можно использовать в рамках кабинетного исследования, включая экспертные интервью с игроками рынка, результаты обработки баз данных ФТС РФ, данные ФСГС РФ (Росстата), профильных государственных органов и многие другие виды источников информации.

2. Мы обновляем исследование на момент его приобретения.

Таким образом, вы получаете обзор рынка по состоянию на самый последний момент. Наши отчеты всегда самые свежие на рынке!

3. Мы максимально визуализируем данные

путем формирования таблиц и построения диаграмм. Это позволяет клиентам тратить меньше времени на анализ данных, а также использовать подготовленные нами графики в собственных документах. Естественно, при этом очень много выводов дается в текстовом виде, ведь далеко не всю информацию можно представить в виде таблиц и диаграмм.

4. Все наши отчеты предоставляются клиентам в форматах Word и Excel,

что позволяет Вам в дальнейшем самостоятельно работать с отчетом, используя данные любым способом (изменять, копировать и вставлять в любой документ).

5. Мы осуществляем послепродажную поддержку

Любой клиент после приобретения отчета может связаться с нашим агентством, и мы в кратчайшие сроки предоставим консультацию по теме исследования.

Методология проведения исследований

Одним из направлений работы агентства DISCOVERY Research Group является подготовка *готовых исследований*. Также такие исследования называют *инициативными*, поскольку агентство самостоятельно инициирует их проведение, формулирует тему, цель, задачи, выбирает методологию проведения и после завершения проекта предлагает результаты всем заинтересованным лицам.

Мы проводим исследования рынков России, стран СНГ, Европы, США, некоторых стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Основным предназначением *готовых исследований* является ознакомление участников рынка – производителей, импортеров, дистрибьюторов, клиентов, всех заинтересованных лиц, – с текущей рыночной ситуацией, событиями прошлых периодов и прогнозами на будущее. *Хорошее готовое исследование должно быть логически выстроенным и внутренне непротиворечивым, емким без лишней малопригодной информации, точным и актуальным, давать возможность быстро получить нужные сведения.*

РЫНОЧНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Хорошее готовое исследование должно отражать данные обо всех ключевых рыночных показателях, а значит содержать в себе информацию:

- об объеме, темпе роста и динамике развития производства, импорта и экспорта, и самого рынка;
- о различных сценариях прогноза ключевых показателей рынка в натуральном и стоимостном выражении;
- о структуре потребления;
- об основных сегментах рынка и ключевых отраслях;
- о ключевых тенденциях и перспективах развития рынка в ближайшие несколько лет;
- о ключевых факторах, определяющих текущее состояние и развитие рынка;
- о потребительских свойствах различных товарных групп;
- о рыночных долях основных участников рынка;
- о конкурентной ситуации на рынке;
- о финансово-хозяйственной деятельности участников рынка;
- иногда проводится мониторинг цен и определяется уровень цен на рынке;
- и др.

ИСТОЧНИКИ ИНФОРМАЦИИ

Для того, чтобы клиент получил максимально детальное представление об анализируемом рынке мы используем все доступные источники информации:

1. Базы данных Федеральной Таможенной службы РФ, ФСГС РФ (Росстат).
2. Материалы DataMonitor, EuroMonitor, Eurostat.
3. Печатные и электронные деловые и специализированные издания, аналитические обзоры.
4. Ресурсы сети Интернет в России и мире.
5. Экспертные опросы.
6. Материалы участников отечественного и мирового рынков.
7. Результаты исследований маркетинговых и консалтинговых агентств.
8. Материалы отраслевых учреждений и базы данных.
9. Результаты ценовых мониторингов.
10. Материалы и базы данных статистики ООН (United Nations Statistics Division: Commodity Trade Statistics, Industrial Commodity Statistics, Food and Agriculture Organization и др.).
11. Материалы Международного Валютного Фонда (International Monetary Fund).
12. Материалы Всемирного банка (World Bank).
13. Материалы ВТО (World Trade Organization).
14. Материалы Организации экономического сотрудничества и развития (Organization for Economic Cooperation and Development).
15. Материалы International Trade Centre.
16. Материалы Index Mundi.
17. Результаты исследований DISCOVERY Research Group.

Очевидно, что использование большего числа источников позволяет исследователю, во-первых, собирать максимальный объем доступной информации, дополнять информацию из одних источников информацией из других источников, во-вторых, производить перекрестную проверку получаемых сведений.

Периодические печатные и цифровые СМИ подвержены влиянию участников рынка. При анализе необходимо внимательно сравнивать оценки разных показателей, предоставленных различными игроками. В базах, данных ФТС РФ декларанты (импортеры и экспортеры) зачастую занижают импортную и экспортную цены. Кроме этого, многие источники не имеют возможности объективно и полно собирать всю необходимую информацию о рынке. Например, ФСГС РФ (Росстат) ведет учет сведений об объемах выпуска продукции не по всем кодам, существующим в классификаторе кодов ОКПД (общероссийский классификатор продукции по видам экономической деятельности). Следовательно, часть информации приходится получать из дополнительных источников.

В силу вышеназванных причин очень важно использовать максимально широкий круг источников информации.

ОБРАБОТКА БАЗ ДАННЫХ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

При этом сбор информации – это лишь полдела. Важно *правильно обработать базы данных и рассчитать значения требующихся показателей*. Для этого нужны высокая квалификация и опыт работы в программах Access, Excel, SPSS. Наши специалисты обладают этими качествами.

Кроме того, за годы работы специалистами агентства DISCOVERY Research Group разработаны *собственное специальное программное обеспечение и алгоритмы обработки различных баз данных*, в т.ч. баз данных ФТС РФ. Это позволяет производить более точные расчеты за меньший период времени, экономя тем самым деньги Клиента. *При желании вы можете ознакомиться с ними.*

Наши Клиенты получают возможность оперировать более точными оценками всевозможных рыночных показателей, более обоснованно оценивать позиции своей компании, прогнозировать объемы собственных продаж и продаж конкурентов!!!

Этот отчет был подготовлен **DISCOVERY Research Group** исключительно в целях информации. **DISCOVERY Research Group** не гарантирует точности и полноты всех сведений, содержащихся в отчете, поскольку в некоторых источниках приведенные сведения могли быть случайно или намеренно искажены. Информация, представленная в этом отчете, не должна быть истолкована, прямо или косвенно, как информация, содержащая рекомендации по дальнейшим действиям по ведению бизнеса. Все мнение и оценки, содержащиеся в данном отчете, отражают мнение авторов на день публикации и могут быть изменены без предупреждения.

DISCOVERY Research Group не несет ответственности за какие-либо убытки или ущерб, возникшие в результате использования любой третьей стороной информации, содержащейся в данном отчете, включая опубликованные мнения или заключения, а также за последствия, вызванные неполнотой представленной информации. Информация, представленная в настоящем отчете, получена из открытых источников. Дополнительная информация может быть представлена по запросу.

Этот документ или любая его часть не может распространяться без письменного разрешения **DISCOVERY Research Group** либо тиражироваться любыми способами.

ВАЖНО!

Задачи, поставленные и решаемые в настоящем отчете являются общими и не могут рассматриваться как комплексное исследование рынка того или иного товара или услуги. Для решения специфических задач необходимо проведение Ad hoc исследования, которое в полной мере будет соответствовать потребностям бизнеса.

Основное направление деятельности **DISCOVERY Research Group** – проведение маркетинговых исследований полного цикла в Москве и регионах России, а также выполнение отдельных видов работ на разных этапах реализации исследовательского проекта.

Также **DISCOVERY Research Group** в интересах Заказчика разрабатывает и реализует PR-кампании, проводит конкурентную разведку с привлечением соответствующих ресурсов.

Специалисты агентства обладают обширными знаниями в маркетинге, методологии, методике и технике маркетинговых и социологических исследований, экономике, математической статистике и анализе данных.

Специалисты агентства являются экспертами и авторами статей в известных деловых и специализированных изданиях, среди которых Коммерсантъ, Ведомости, Эксперт Компания, Профиль, РБК-Daily, Секрет фирмы и ряд других.

Агентство **DISCOVERY Research Group** является партнером РИА «РосБизнесКонсалтинг» и многих других Интернет-площадок по продаже отчетов готовых исследований.

Содержание

Список таблиц и диаграмм	10
Таблицы:	10
Диаграммы:	10
Резюме	11
Глава 1. Технологические характеристики исследования.....	13
Цель исследования	13
Задачи исследования.....	13
Объект исследования	13
Метод сбора и анализа данных.....	13
Источники получения информации	14
Объем и структура выборки.....	14
Глава 2. Основные характеристики реконструкции скважин	15
Глушение скважин	15
<i>Технология глушения скважин</i>	<i>19</i>
Отключение пластов	19
Перевод скважин на другие горизонты и приобщение пластов	21
<i>Переход на верхний горизонт</i>	<i>21</i>
<i>Переход на нижний горизонт</i>	<i>22</i>
Перевод скважин на использование по другому назначению.....	22
Устранение негерметичности эксплуатационной колонны	23
<i>Изоляция сквозных дефектов обсадных колонн.....</i>	<i>24</i>
<i>Тампонирувание негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн</i>	<i>25</i>
<i>Перекрытие дефекта обсадной колонны трубами меньшего диаметра</i>	<i>25</i>
<i>Исправление смятых участков эксплуатационных колонн</i>	<i>27</i>
<i>Установка стальных пластырей</i>	<i>28</i>
Реконструкция скважин, связанная с бурением боковых стволов	30
<i>Подготовительные работы.....</i>	<i>31</i>
<i>Технология прорезания "окна" в обсадной колонне</i>	<i>32</i>
<i>Технические средства для вырезания щелевидного окна в обсадной колонне</i>	<i>33</i>
<i>Технология бурения бокового ствола</i>	<i>36</i>
<i>Технология крепления бокового ствола.</i>	<i>37</i>
Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или реконструкции скважин	39

Глава 3. Объем и темпы роста рынка нефтегазового сервиса в России.....	41
Структура рынка по виду услуг	41
Уровень конкуренции на рынке	42
Ключевые игроки рынка.....	43
Основные заказчики услуг	44
Структура нефтесервисного рынка по происхождению компаний	47
Налогообложение нефтесервисных компаний.....	47
Глава 4. Рынок услуг по реконструкции скважин в России	49
Путаница в определении основных услугах, предоставляемых рынком нефтегазового сервиса	49
<i>Несогласованность ведомственных нормативных документов</i>	<i>49</i>
<i>Ремонт, реконструкция и техническое перевооружение скважин.....</i>	<i>50</i>
<i>Финансовый аспект вопроса</i>	<i>51</i>
Рынок услуг по реконструкции скважин в России	52
Глава 5. Основные факторы, события, тенденции и перспективы развития рынка услуг по реконструкции скважин в России	62
"Круглый стол" на тему "Проблемы законодательного регулирования деятельности нефтегазового сервиса в России"	62
Китайские инвесторы заинтересовались восстановлением старых нефтескважин в Ингушетии.....	62
Выставка Нижневартовск. Нефть. Газ-2018.	63
Роснефть оптимизирует разработку крупных месторождений.....	63
X Международная научно-техническая конференция ПАО «ЛУКОЙЛ» по проблемам строительства скважин	64
В АО «Газпромнефть-ННГ» внедрили новую технологию капитального ремонта скважин	64
Второе дыхание старых скважин.....	64
Глава 6. Финансово-хозяйственная деятельность и планы развития ключевых игроков рынка услуг по реконструкции скважин в России	65
ООО «Буровая компания «Евразия»	65
АО «Самотлорнефтепромхим»	67
ООО "ТаграС-РемСервис"	70
Группа компаний «Интегра»	72
ООО «АРГОС».....	74
ЗАО «Сибирская сервисная компания» (ССК).....	78
ООО «Нефтьсервисхолдинг».....	78
ООО «Белоруснефть-Сибирь».....	78
ООО «СНК».....	78
ООО «РН-Сервис».....	78
Самарское АО «УПНП и КРС»	79
ЗАО «КапРемСервис».....	79
ООО "Пакер Сервис"	79

СУПНП и КРС ОАО "Сургутнефтегаз"	79
Schlumberger	79

Список таблиц и диаграмм

Отчет содержит 23 таблицы и 10 диаграмм.

Таблицы:

- Таблица 1. Выбор осевой нагрузки на справочное долото в зависимости от размеров обсадных и бурильных труб
- Таблица 2. Основные технические данные нормального ряда УВУ
- Таблица 3. Структура рынка по заказчикам в России, % в натуральном выражении.
- Таблица 4. Объем расходов на подземный ремонт скважин по нефтегазодобывающим компаниям в России, млрд. руб.
- Таблица 5. Объем расходов на капитальный ремонт скважин по нефтегазодобывающим компаниям в России, млрд. руб.
- Таблица 6. Объем расходов на подземный ремонт скважин по нефтегазоносным провинциям в России, %.
- Таблица 7. Объем расходов на капитальный ремонт скважин по нефтегазоносным провинциям в России, %.
- Таблица 8. Финансовые показатели ООО "Буровая компания "Евразия", тыс. руб.
- Таблица 9. Финансовые показатели АО "Самотлорнефтепромхим", тыс. руб.
- Таблица 10. Финансовые показатели ООО "ТаграС-РемСервис", тыс. руб.
- Таблица 11. Финансовые показатели ООО "АРГОС", тыс. руб.
- Таблица 12. Финансовые показатели ЗАО "ССК", тыс. руб.
- Таблица 13. Финансовые показатели ООО "Нефтьсервисхолдинг", тыс. руб.
- Таблица 14. Финансовые показатели ООО "Белоруснефть-Сибирь", тыс. руб.
- Таблица 15. Финансовые показатели ООО "СНК", тыс. руб.
- Таблица 16. Объем проведенных ремонтов и количество бригад ТКРС ООО "РН-Сервис", шт.
- Таблица 17. Финансовые показатели ООО "РН-Сервис", тыс. руб.
- Таблица 18. Объем операций забурирования второго ствола Самарской АО "УПНП и КРС", шт.
- Таблица 19. Финансовые показатели АО "УПНП и КРС", тыс. руб.
- Таблица 20. Финансовые показатели ЗАО "КапРемСервис", тыс. руб.
- Таблица 21. Финансовые показатели ООО "Пакер Сервис", тыс. руб.
- Таблица 22. Финансовые показатели ОАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ", тыс. руб.
- Таблица 23. Финансовые показатели ООО "ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ ШЛЮМБЕРЖЕ", тыс. руб.

Диаграммы:

- Диаграмма 1. Структура рынка сервиса в нефтегазовой отрасли в России по виду услуг, % от стоимостного объема
- Диаграмма 2. Структура рынка по заказчикам в России, % в натуральном выражении.
- Диаграмма 3. Объем и темп прироста расходов на подземный ремонт скважин в России, млрд. руб. и %.
- Диаграмма 4. Доли нефтегазодобывающих компаний в объеме расходов на подземный ремонт, % от стоимостного объема.
- Диаграмма 5. Объем расходов на подземный ремонт скважин по нефтегазодобывающим компаниям в России, млрд. руб.

Диаграмма 6. Объем и темп прироста расходов на капитальный ремонт скважин в России, млрд. руб. и %.

Диаграмма 7. Доли нефтегазодобывающих компаний в объеме расходов на капитальный ремонт, % от стоимостного объема.

Диаграмма 8. Объем расходов на капитальный ремонт скважин по нефтегазодобывающим компаниям в России, млрд. руб.

Диаграмма 9. Доли нефтегазоносных провинций в объеме расходов на подземный ремонт, %

Диаграмма 10. Доли нефтегазоносных провинций в объеме расходов на капитальный ремонт, %

Резюме

Маркетинговое агентство DISCOVERY Research Group завершило исследование российского рынка услуг по реконструкции скважин.

Реконструкция скважин представляет собой комплекс работ по восстановлению работоспособности скважины, связанный с существенными изменениями их конструкции.

Реконструкция скважин является частью нефтесервисного рынка.

Нефтесервисная отрасль до сих пор находится за рамками госрегулирования: отсутствует единый закон, определяющий границы отрасли и ее составные элементы, существует путаница в определении основных предоставляемых отраслью услугах. Противоречия в основных документах, регулирующих процедуры и условия ведения работ при проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации, консервации и ликвидации производственных объектов в нефтяной и газовой отрасли, привело к тому, что зачастую трудно провести грань между понятиями «капитальный ремонт скважин» и «реконструкция скважин».

Долю сегмента текущий и капитальный ремонт скважин рынка нефтесервисных услуг в 2017 г. составила 15,7% от стоимостного объема.

Объем расходов на подземный ремонт скважин в России в 2017 г. составил 42,8 млрд. руб.

Объем расходов на капитальный ремонт скважин в России в 2017 г. составил 138,6 млрд. руб.

Четыре крупнейшие российские компании («Роснефть», «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть») продолжают формировать большую часть спроса на подземный и капитальный ремонт скважин в России.

Наибольшую долю расходов на подземный и капитальный ремонт скважин среди нефтегазоносных провинций в стоимостном выражении в 2017 г. заняла Западно-Сибирская провинция. Стоит отметить, что на протяжении всего анализируемого периода Западно-Сибирская провинция является бесспорным лидером по расходам как на подземный, так и на капитальный ремонты.

Это связано с тем, что эта провинция является лидером по объему бурения и добычи. Доля Западно-Сибирской провинции в 2017 г. в общем объеме проходки в эксплуатационном бурении составила 81%, а в поисково-разведочном бурении была равна 50%.

Ключевыми игроками рынка услуг по реконструкции скважин в России являются: ООО «Буровая компания «Евразия», АО «Самотлорнефтепромхим», ООО "ТаграС-РемСервис", Группа компаний «Интегра», ООО «АРГОС», ЗАО «Сибирская сервисная компания» (ССК), ООО «Нефтьсервисхолдинг», ООО «Белоруснефть-Сибирь», СУПНП и КРС ОАО "Сургутнефтегаз", ООО «СНК», ООО «РН-Сервис», Самарское АО «УПНП и КРС», ЗАО «КапРемСервис», ООО "Пакер Сервис", Schlumberger.

Основными потребителями услуг по реконструкции скважин являются нефтегазовые компании, такие как ПАО «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Татнефть» и другие.

Глава 1. Технологические характеристики исследования

Цель исследования

Текущее состояние и перспективы развития рынка услуг по реконструкции скважин в России.

Задачи исследования

1. Объем и темпы роста рынка услуг по реконструкции скважин в России.
2. Объем и темпы роста рынка нефтегазового сервиса в России.
3. Методы и этапы реконструкции скважин.
4. Оборудование для проведения реконструкции скважин.
5. Основные факторы, события, тенденции и перспективы развития рынка услуг по реконструкции скважин в России
6. Финансово-хозяйственная деятельность участников рынка услуг по реконструкции скважин в России.

Объект исследования

Рынок услуг по реконструкции скважин в России.

Метод сбора и анализа данных

Основным методом сбора данных является мониторинг документов.

В качестве основных методов анализа данных выступают так называемые (1) Традиционный (качественный) контент-анализ интервью и документов и (2) Квантитативный (количественный) анализ с применением пакетов программ, к которым имеет доступ наше агентство.

Контент-анализ выполняется в рамках проведения Desk Research (кабинетное исследование). В общем виде целью кабинетного исследования является проанализировать ситуацию на рынке услуг по реконструкции скважин и получить (рассчитать) показатели, характеризующие его состояние в настоящее время и в будущем.

Источники получения информации

1. Базы данных Федеральной Таможенной службы РФ, ФСГС РФ (Росстат).
2. Материалы DataMonitor, EuroMonitor, Eurostat.
3. Печатные и электронные деловые и специализированные издания, аналитические обзоры.
4. Ресурсы сети Интернет в России и мире.
5. Экспертные опросы.
6. Материалы участников отечественного и мирового рынков.
7. Результаты исследований маркетинговых и консалтинговых агентств.
8. Материалы отраслевых учреждений и базы данных.
9. Результаты ценовых мониторингов.
10. Материалы и базы данных статистики ООН (United Nations Statistics Division: Commodity Trade Statistics, Industrial Commodity Statistics, Food and Agriculture Organization и др.).
11. Материалы Международного Валютного Фонда (International Monetary Fund).
12. Материалы Всемирного банка (World Bank).
13. Материалы ВТО (World Trade Organization).
14. Материалы Организации экономического сотрудничества и развития (Organization for Economic Cooperation and Development).
15. Материалы International Trade Centre.
16. Материалы Index Mundi.
17. Результаты исследований DISCOVERY Research Group.

Объем и структура выборки

Процедура контент-анализа документов не предполагает расчета объема выборочной совокупности. Обработке и анализу подлежат все доступные исследователю документы.

Глава 2. Основные характеристики реконструкции скважин

В настоящее время многие скважины нефтяных и газовых месторождений в России находятся в эксплуатации длительное время. В результате воздействия на них различных факторов технического, технологического и геологического характера они подвержены износу и требуют проведения работ по их реконструкции и восстановлению. Необходимость проведения таких работ возникает также после выработки отдельных залежей и пластов, проникновения по нефтенасыщенным продуктивным пластам воды, разгерметизации заколонного пространства, работами по воздействию на продуктивный пласт.

Кроме того, эксплуатация скважин, как правило, сопряжена с различными авариями скважинного оборудования. Поэтому важно знать методы и средства ликвидации аварий, а также используемые при этом инструмент, приспособления и оборудование.

Глушение скважин

Перед началом работ на скважине, в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности России, утв. приказом Ростехнадзора от 12.03.2013, № 101, она должна быть остановлена и заглушена, т.е. должны быть исключены условия излива или выброса скважинной жидкости или газа.

Глушению подлежат все скважины, у которых коэффициент аномальности пластового давления больше или равен 1, также скважины, с коэффициентом аномальности пластового давления меньше 1, но в которых возможно фонтанирование.

Задачей операции глушения скважин является обеспечение безопасных условий работы буровых и ремонтных бригад в стволе скважины путем предотвращения выброса нефти или газа из пласта.

Решение данной задачи возможно с помощью различных составов глушения пластов, создающих на забое скважин давление выше пластового.

Обычно для этих целей применяются водные составы с добавками загустителей или минеральных солей.

Возможно также применения специальных механических отсекателей пластов или противовыбросового оборудования.

При подготовке скважины к проведению вторичного вскрытия, обработке призабойной зоны или ремонтным работам весь ствол заполняется жидкостью глушения.

Технология работ по замене жидкости в стволе скважины заключается в проведении операции промывки ствола с допуском НКТ до забоя или последовательной замене скважинной жидкости на участке устье-насос на жидкость глушения с обеспечением заполнения всего ствола скважины.

Один из основных параметров жидкости глушения - это ее плотность.

Плотность жидкости глушения определяет величину давления на забое скважин.

Основные цели и задачи операций глушения продуктивных пластов:

- Жидкость глушения должна обеспечивать создание на забое давления, превышающего пластовое;
- жидкость глушения должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами и должна исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами. Содержание взвешенных частиц не должно превышать 30 мг/л;
- фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении pH пластовой воды;
-

При этом технологии приготовления жидкости глушения и их применения в скважинах должны обеспечивать простоту приготовления и регулирования свойствами жидкости глушения без создания в скважинах аварийных ситуаций и осложнений.

Технологии глушения скважин не должны затруднять последующее освоение и вывод скважин на запланированный режим работы.

Факторы, ухудшающие свойства ПЗС при проникновении в нее жидкостей глушения:

- набухание глинистых минералов, содержащихся в породе коллекторов;

- блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными и поверхностными явлениями, происходящими в поровом пространстве в результате взаимного вытеснения несмешивающихся жидкостей;
- образование в пласте стойких водонефтяных эмульсий;
- образование в поровом пространстве нерастворимых осадков в результате взаимодействия жидкости глушения и пластовых флюидов;
- закупоривание пор твердыми частицами, проникающими в пласт вместе в фильтратом (жидкой фазой).

Все жидкости глушения условно делят на 2 группы:

- на водной основе (в т.ч. пены, пресные и пластовые воды, растворы минеральных солей, глинистые растворы, гидрогели, прямые эмульсии).
- на углеводородной основе (в т.ч. товарная или загущенная нефть, обратные эмульсии с содержанием водной фазы до 70%).

В группе жидкостей глушения на водной основе ведущая роль принадлежит водным растворам минеральных солей или чистым рассолам, не содержащим твердой фазы.

Осложняющие факторы при глушении скважин минеральными солями:

- Взаимодействие воды и растворов солей с глинистыми минералами;
- образование малорастворимых солей;
- образование эмульсий;
- образование водной блокады.

Добавки к водным растворам глушения, позволяющие снизить негативное влияния водных растворов жидкостей глушения на ФЕС пласта. К ним относятся:

- ингибиторы солеотложений;
- ингибиторы коррозии;
- гидрофобизаторы и ингибиторы набухания глин;
- дезмульгаторы.

.....

Загущенные жидкости глушения на углеводородной основе.

Для максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе проведения ремонтных работ в скважинах в качестве жидкости глушения рекомендуются растворы на углеводородной основе.

Использование таких систем сохраняет естественную водонасыщенность пор.

Положительные последствия использования загущенных жидкостей:

- Исключаются набухание глинистых минералов пласта;
- блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными явлениями;
- образование нерастворимых осадков при контакте с минерализованными водами;
- коррозия оборудования, проявления сероводорода на устье скважин.

Недостатком жидкостей глушения на углеводородной основе является их пожароопасность.

Загущенные жидкости на углеводородной основе можно разделить на обратные эмульсии и загущенная нефть.

Вследствие широты диапазона регулируемых свойств и сравнительно низкой стоимости наибольшее распространение нашли обратные эмульсии.

Обратные эмульсии для глушения скважин

В настоящее время эмульсионные составы широко используются в различных процессах нефтедобычи: в процессах первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, при глушении скважин, при обработках призабойной зоны пласта и в процессах повышения нефтеотдачи. При этом в каждом конкретном случае используются определенные типы эмульсий и специально подобранные с учетом необходимых физико-химических свойств эмульсионные составы.

Загущенная нефть

Использование загущенной нефти позволяет снизить негативное влияние жидкости глушения на ПЗП и получать жидкости глушения плотность меньше 1 г/см³. Однако при данных преимуществах загущенная нефть имеет ряд существенных недостатков, в т.ч. высокая стоимость жидкости глушения; высокая пожароопасность; сложное регулирование реологических свойств.

Технология глушения скважин

Для определения технологии глушения необходимо принять ряд решений.

1. Состав основной жидкости глушения и добавки;
2. Необходимость применения блокирующей жидкости.
3. Количество циклов глушения.

Количество циклов глушения определяется глубиной спуска внутрискважинного оборудования.

По умолчанию, процесс закачки жидкости глушения должен производиться в трубное пространство скважины (прямой способ).

Когда сбить клапан насоса не удастся, глушение производят через затрубное пространство (обратный способ).

В случае высокого пластового давления, когда давление значительно превышает гидростатическое скорость закачки должна быть максимальной, превышающей производительность скважины при условии, что давление при этом не превышает предельно допустимого (по условиям давления опрессовки колонны или кабельного ввода).

В случае нормального и низкого пластового давления, давление примерно равно или ниже гидростатического с целью минимизации забойного давления, снижения объемов поглощения скважинной жидкости пластом, скорость закачки жидкости глушения не должна превышать 10 м³/час.

.....

Отключение пластов

Изоляционные работы проводят методом тампонирования под давлением без пакера через общий фильтр или с установкой пакера через фильтр отключаемого пласта. Работы проводят после глушения скважины в следующей последовательности:

- спускают НКТ с «пером» до искусственного забоя и выполняют промывку скважины;
- при использовании пакера предварительно производят шаблонирование эксплуатационной колонны до глубины установки + 10 м;
- при отключении верхних или промежуточных пластов выполняют операции по предохранению нижних продуктивных пластов (заполняют ствол скважины в интервале от искусственного забоя до отметки на 1,5-2,0 м ниже подошвы отключаемого пласта песком или вязкоупругим составом, устанавливают цементный мост или взрыв-пакер);
- проводят гидроиспытание НКТ или НКТ с пакером (установив клапан-заглушку в хвостовике);
- производят привязку места посадки пакера локатором муфт на гладкой безмуфтовой части эксплуатационной колонны;
- проверяют герметичность посадки пакера (при открытой задвижке на затрубье);
- определяют приемистость вскрытого интервала пласта. Если она окажется менее 0,6 м³/(ч•МПа), проводят работы по увеличению приемистости изолируемого интервала (например, раствором соляной кислоты);
- выбирают тип и определяют объем тампонажного состава;
- за 3-5 суток до осуществления работ проводят лабораторный анализ тампонажного состава в условиях ожидаемых температуры и давления и определяют механические характеристики и время начала загустевания тампонажного состава;
- производят расчет продолжительности технологического процесса. Время продолжительности технологического процесса не должно превышать 75 % от времени начала загустевания тампонажного состава, в противном случае делают корректировку рецептуры тампонажного состава;
-

При проведении работ по ограничению водопритоков и использовании тампонажных составов, селективно воздействующих на участки пласта с различными насыщающими жидкостями и селективно отверждающихся в них, закачку составов

осуществляют через существующий фильтр без предварительного отключения нефтенасыщенных интервалов; при необходимости используют пакер. Работы проводятся в соответствии с РД, регламентирующим применение конкретных изоляционных составов.

Для исключения перемешивания тампонажного состава со скважинной жидкостью, работы рекомендуется проводить с использованием разделительных пробок.

Ремонтные работы методом тампонирувания в скважинах, содержащих в продукции сероводород, выполняются с применением сероводородостойких тампонажных материалов на минеральной или полимерной основе.

Перевод скважин на другие горизонты и приобщение пластов

Перевод на другие горизонты и приобщение пластов осуществляют в соответствии с требованиями технологических схем и проектов разработки нефтяных месторождений. Перед переходом на другие горизонты и приобщение пластов проводят геофизические исследования для оценки нефте-водонасыщенности продуктивных горизонтов и оценки состояния цементного кольца между ними и соседними водоносными пластами. Ремонтные работы по переходу на другие горизонты включают работы по отключению нижнего перфорированного горизонта и вскрытию перфорацией верхнего продуктивного горизонта или наоборот.

Переход на верхний горизонт

Для перехода на верхний горизонт, находящийся на значительном удалении от нижнего (50—100 м и более), устанавливают цементный мост над нижним горизонтом. При этом может использоваться предварительная установка разбуриваемого пакера или цементный раствор с заполнителями.

Ремонтные работы по переходу на верхний горизонт, находящийся в непосредственной близости от нижнего, проводят по технологии отключения нижних пластов. Для отключения нижнего перфорированного горизонта применяют методы тампонирувания под давлением, установки цементного моста, засыпки песком, а также установки разбуриваемых пакеров самостоятельно или в сочетании с цементным мостом.

Метод тампонирования применяют как при герметичном цементном кольце, так и в случае негерметичности цементного кольца, но при планируемой депрессии на продуктивный горизонт после ремонта более 5 МПа. Метод установки цементного моста применяют при герметичном цементном кольце и высоком статическом уровне в скважине (при отсутствии поглощения). При отключении нижнего горизонта методом тампонирования под давлением используют легкофильтрующиеся в трещины в цементном кольце и поры пласта тампонажные материалы при приемистости пласта до 2 мЗ/(ч•МПа) и цементный раствор и его модификации — при приемистости более 2 мЗ/(ч•МПа).

.....

Переход на нижний горизонт

Ремонтные работы по переходу на нижний горизонт, находящийся в непосредственной близости от верхнего, проводят по технологии отключения верхних пластов.

Для отключения верхних пластов используют методы тампонирования под давлением, установки металлических пластырей и сочетание этих методов.

Методы тампонирования под давлением применяют при негерметичном цементном кольце между горизонтами и наличии признаков разрушения или отсутствия цементного кольца в интервале перфорации отключаемого горизонта.

.....

Перевод скважин на использование по другому назначению

Перевод скважин из одной категории в другую обусловливается необходимостью рациональной разработки нефтяного месторождения.

Работы по переводу скважин из одной категории в другую осуществляются при полном соблюдении мер, предусмотренных технологическими схемами и проектами разработки месторождений.

Работы по переводу скважин для использования по другому назначению производят по плану, составленному на основании «Заказа на производство капитального ремонта скважин» цехом КРС и утвержденному нефтегазодобывающим предприятием.

В план работ по переводу скважин для использования по другому назначению включают следующие оценочные работы:

- определение герметичности эксплуатационной колонны;
- определение высоты подъема и качества цемента за колонной;
- определение наличия заколонных перетоков;
- оценка опасности коррозионного разрушения внутренней и наружной поверхностей обсадных труб;
- снятие кривой восстановления давления и оценка коэффициента продуктивности скважины, а также характера распределения закачиваемой жидкости по толщине пласта с помощью РГД;
- оценка нефтенасыщенности пласта геофизическими методами;
- излив в коллектор жидкости глушения скважины в зависимости от текущей величины пластового давления или остановки ближайшей нагнетательной скважины;
- освоение скважины под отбор пластовой жидкости по находившемуся под нагнетанием пласту.

.....

Устранение негерметичности эксплуатационной колонны

Выбор метода, технологии и материалов для восстановления герметичности эксплуатационной колонны проводится на основании результатов обследования колонны печатями и комплекса геофизических и гидрогазодинамических исследований в зависимости от вида, местоположения и количества дефектов в эксплуатационной колонне.

Работы по устранению негерметичности обсадных колонн включают изоляцию сквозных дефектов обсадных труб и повторную герметизацию их соединительных узлов (резьбовые соединения, стыковочные устройства, муфты ступенчатого цементирования).

Для восстановления герметичности резьбовых соединений применяется метод тампонирования колонны под давлением с использованием специальных составов.

Для герметизации верхней части эксплуатационной колонны, резьбовые соединения которой были смазаны неполимеризующейся смазкой, при отсутствии цементного камня за колонной применяется метод довинчивания колонны.

При достоверно установленном месте дефекта эксплуатационной колонны применяется метод установки гофрированного пластыря.

Перекрытие дефекта обсадной колонны трубами меньшего диаметра производят в случаях, если:

- замена дефектной части обсадной колонны технически невозможна;
- метод тампонирования не обеспечивает необходимой герметичности обсадной колонны;
- обсадная колонна имеет несколько дефектов, устранение которых технически невозможно или экономически нецелесообразно;
- по условиям эксплуатации скважины допускается уменьшение проходного сечения колонны.

Изоляция сквозных дефектов обсадных колонн

С целью изоляции сквозных дефектов в обсадных колоннах осуществляют замену дефектной части колонны, производят цементирование под давлением или устанавливают трубы меньшего диаметра против дефекта.

Рассматриваемый метод применяется в случаях, когда замена дефектной колонны или перекрытие ее трубами меньшего диаметра невозможны. Интервал перфорации перекрывают песчаной пробкой или цементным мостом. Допускается установка взрывпакера. Скважину проверяют на заполнение прокачкой при максимальной подаче на рабочем режиме работы насосов не менее 1,5 объема колонны от статического уровня до устья скважины. В заполняющихся скважинах следует проверить приемистость дефекта колонны на воде при трех установившихся режимах прокачки, обследовать колонну печатью и при необходимости исправить дефектную часть оправочным инструментом. Затем определяют местоположение дефекта колонны: рекомендуется уточнить его путем поинтервальной опрессовки колонны с помощью пакера. Если зона нарушения колонны расположена более чем на 500 м выше интервала перфорации, целесообразно

установить дополнительный цементный мост мощностью не менее 5 м на расстоянии от 20 до 30 м ниже дефекта. Наличие моста сократит трудоемкость ловильных работ в случае падения инструмента в скважину, предотвратит гравитационное опускание цементного раствора при тампонировании или падение кусков тампонажного камня на забой при разбуливании цемента в зоне дефекта.

.....

Тампонирование негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн

В качестве тампонирующих материалов используют фильтрующие полимерные составы, образующие газонепроницаемый тампонажный камень или гель.

В случае если в скважине межколонных проявлений не наблюдалось, а негерметичность выявлена при гидроиспытании, башмак НКТ устанавливают на 5—10 м выше искусственного забоя или цементного моста, расположенного над интервалом перфорации. В качестве тампонирующего материала используют гелеобразующие составы.

.....

Перекрытие дефекта обсадной колонны трубами меньшего диаметра

Перекрытие дефекта обсадной колонны трубами меньшего диаметра производят в случаях, если:

- 1) замена дефектной части обсадной колонны технически невозможна;
- 2) метод тампонирования не обеспечивает необходимой герметичности обсадной колонны;
- 3) обсадная колонна имеет несколько дефектов, устранение которых технически невозможно или экономически нецелесообразно;
- 4) по условиям эксплуатации скважины допускается уменьшение проходного сечения колонны.

Оценка качества работы:

- при испытании отремонтированного интервала газом межколонные проявления должны отсутствовать;

- качество РИР без отключения перфорированной зоны оценивают по результатам изменения межколонного давления при освоении и эксплуатации скважины;
- при определении показателя долговечности (среднего срока службы изолирующего тампона) устанавливают ежемесячный контроль за эксплуатацией скважин.

Дополнительные колонны спускают внутрь дефектных эксплуатационных колонн, устанавливая башмак ее ниже дефекта, или выше эксплуатационного горизонта, или на забое.

В отдельных случаях с целью экономии обсадных труб спускают «летучку», которая перекрывает только интервал дефектов, при этом нижняя и верхняя части эксплуатационной колонны остаются прежними. Верхний конец «летучки», находящийся на некотором расстоянии от устья скважины, оборудуют специальной направляющей воронкой, а нижний — башмаком с фаской.

Дополнительные колонны спускают в скважину с последующим цементированием их или же с установкой пакера. При цементировании дополнительной колонны обеспечивается надежная изоляция притока посторонних вод к фильтру скважины. Длина «летучки» принимается из расчета создания цементного кольца в затрубном пространстве на 30—50 м выше верхнего дефекта в эксплуатационной скважине.

Перед спуском в скважину резьбу «летучки» тщательно протирают и смазывают. Нижний конец ее оборудуют башмаком, а в соответствующих местах устанавливают пружинные фонари. На верхнем конце «летучки» устанавливают воронку с левой резьбой.

«Летучку» соединяют с колонной бурильных труб посредством переводника — обратного клапана, который состоит из корпуса, муфты с левой резьбой. Внутри муфты установлены шариковый клапан с пружиной и тарельчатый клапан. Каналы соединяют полость бурильных труб через клапан с кольцевым пространством скважины.

После установки песчаной или глинопесчаной пробки выше фильтра и шаблонирования колонны на бурильных трубах спускают «летучку» и цементируют ее. Затем закачивают расчетный объем цементного раствора и продавочной жидкости и после этого способом обратной промывки вымывают излишний цементный раствор через

шариковый клапан переводника. Близкое расположение каналов к воронке обеспечивает удаление цементного раствора из пространства выше воронки, благодаря чему исключается прихват цементом переводника и бурильных труб.

После затвердения цемента отвинчивают колонну бурильных труб, извлекают ее из скважины, определяют высоту подъема цемента за «летучкой» и испытывают ее на герметичность. Затем разбуривают цементную пробку, промывают скважину для удаления пробки, перекрывающей отверстия фильтра. На этом ремонт заканчивается.

Дополнительные обсадные колонны можно спускать с пакерами различных конструкций. Наиболее целесообразно применять пакеры механического и гидравлического действия, предназначенные для разобщения пластов при отдельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной.

Дополнительную колонну с пакером «висячего» типа спускают следующим образом. В интервале существующего фильтра создают песчаную или глинопесчаную пробку, которая перекрывает отверстия фильтра. В скважину спускают шаблон и если последний беспрепятственно проходит по всему стволу, спускают дополнительную колонну с пакером до песчаной пробки. Воду в скважине заменяют глинистым раствором.

При использовании пакера механического действия уплотняют резиновые элементы весом дополнительной колонны. В случае применения пакера гидравлического действия, путем закачки жидкости в трубы освобождают чашеобразные резиновые манжеты пакера от предохранительных кожухов. Верхнюю часть колонны укрепляют на устье скважины. Испытывают пакер и дополнительную колонну на герметичность. Для этого в затрубное пространство закачивают глинистый раствор под давлением 40—80 кгс/см² (в зависимости от диаметра дефектной эксплуатационной колонны).

.....

Исправление смятых участков эксплуатационных колонн

Исправление смятого участка эксплуатационной колонны производят с помощью набора оправок, справочных долот или грушевидных фрезеров.

Диаметр первого спускаемого справочного инструмента должен быть на 5 мм меньше диаметра обсадной колонны на участке смятия. Диаметр последующего справочного инструмента должен быть увеличен не более чем на 3—5 мм.

Исправление смятого участка обсадной колонны с помощью оправочных долот производят при медленном проворачивании их не более чем на 30 градусов. Осевую нагрузку при этом выбирают в зависимости от диаметров обсадных и бурильных труб.

.....

Таблица 1. Выбор осевой нагрузки на справочное долото в зависимости от размеров обсадных и бурильных труб

Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурильных труб, мм	Осевая нагрузка, кН
114		
127-146		
168		
219		
245		

Контроль качества работ производят с помощью оправочного инструмента, диаметр которого обеспечивает свободное прохождение в колонне плоской свинцовой печати или специального шаблона.

Установка стальных пластырей

Пластырь из тонкостенной трубы ст10 с толщиной стенки 3 мм позволяет обеспечить герметичность эксплуатационной обсадной колонны при избыточном внутреннем давлении до 20 МПа и депрессии до 7-8 МПа. Стандартная длина пластыря 9 м. Может быть применен пластырь длиной до 15м, сваренный на производственной базе, а также секционный сварной пластырь большей длины, свариваемый над устьем скважины.

Предусматривается следующая последовательность операций:

1. После глушения скважины поднимают НКТ и другое скважинное оборудование.
2. Устанавливают в обсадной колонне на 50-100 м выше интервала перфорации цементный мост.
3. При необходимости доставляют на скважину комплект НКТ или бурильных труб грузоподъемностью на 250 кН выше усилия, создаваемого весом колонны труб, спущенных до ремонтируемого интервала.

4. Производят гидроиспытания труб на избыточное давление не менее 15 МПа с одновременным шаблонированием их шаром диаметром не менее 36 мм.
5. Определяют глубину, размеры и характер нарушения обсадной колонны:
 - геофизическими методами - интервал нарушения;
 - поинтервальным гидроиспытанием с применением пакера -- размеры нарушения с точностью ± 1 м;
 - боковой гидравлической печатью ПГ-2 (ТУ 39-1106-86) уточняют размеры и определяют характер нарушения.
6. Очищают внутреннюю поверхность обсадной колонны в интервале ремонта от загрязнений гидравлическим скребком типа СГМ
7. Производят шаблонирование обсадной колонны:
 - в колонне диаметром 146 мм используют шаблон диаметром 121 мм и длиной 400 мм;
 - в колонне диаметром 168 мм используют шаблон диаметром 140 мм и длиной 400 мм;
 - для шаблонирования участка колонны, расположенного ниже ранее установленного пластыря, муфты МСУ или другого сужения ствола скважины, может быть использован гидромеханический шаблон ШГ-1 соответствующего диаметра.
8. Замеряют внутренний периметр обсадных труб в интервале установки пластыря с помощью измерителей периметра ИП-1, опускаемых на НКТ или бурильных трубах.

Сборку и подготовку устройства для запрессовки пластыря (дорна) и продольно-гофрированных труб производят на базе производственного обслуживания.

Дорны и многолучевой продольно-гофрированный пластырь типа ПМ для ремонта эксплуатационных обсадных колонн должны соответствовать требованиям ТУ 39-01-08-466-79.

Транспортирование дорна производят в собранном виде. Запрещается сбрасывать дорны и пластыри при их разгрузке с автомашины.

Дорн должен быть оборудован клапанами для долива и слива жидкости.

При работе на загрязненных жидкостях целесообразно над дорном устанавливать пескосборник.

Длина пластыря выбирается исходя из размеров поврежденного участка обсадной колонны. Длина пластыря должна быть не менее чем на 3 м больше длины повреждения. В большинстве случаев используются пластыри стандартной длины (9 м), при необходимости - удлиненные сварные.

Наружный периметр продольно-гофрированных заготовок пластыря выбирают, исходя из результатов замеров внутреннего периметра обсадной колонны и толщины стенки ее в интервале ремонта.

На производственной базе и перед спуском в скважину на наружную поверхность продольно-гофрированных заготовок пластыря наносится слой герметика.

.....

Реконструкция скважин, связанная с бурением боковых стволов

Основные причины, приводящие к необходимости бурения боковых стволов:

- эксплуатация скважин длительное время механическим способом при помощи штанговых насосов приводит к протиранию стенок эксплуатационной колонны, и как следствие к ее не герметичности;
- аварии с глубинным оборудованием при механическом способе эксплуатации скважин. Падение в скважину погружного оборудования иногда заканчивается тем, что скважина пополняет простаивающий фонд;
- разрушение целостности цементного камня приводит к заколонным перетокам. Даже если колонна была хорошо зацементирована, то при перфорации камень разрушается;
- преждевременное обводнение скважин происходит из-за наличия на стенках скважины глинистой корки и последующего его размыва;
-

Для обеспечения надежности и успешного проведения строительства бокового ствола необходимо:

- детально изучить геолого-технические условия строительства и эксплуатации скважины и ее современное состояние;
- выбрать наземное оборудование;
- определить оптимальную глубину интервала забуривания ствола;
- установить способ вскрытия обсадной колонны и способ ориентирования отклоняющей компоновки;
-

На основании полученных данных разрабатывается проектно-сметная документация на комплекс работ по реконструкции скважин методом зарезки боковых стволов.

По данным геофизических исследований скважины выбирается место вскрытия «окна» и глубина интервала забуривания. При этом необходимо учитывать физико-механические свойства горных пород в интервале забуривания бокового ствола. Следует выбирать интервалы залегания пород средней твердости, не склонных к осыпанию, набуханию и обвалам; максимальная интенсивность искривления оси скважины должна быть не более двух-трех градусов на десять метров в случае вырезания «окна» с клина; место вырезания «окна» в колонне должно быть выше муфтового соединения не менее трех метров; при сплошном фрезеровании участка колонны наиболее предпочтительно вырезать «окно» в средней части трубы. Также необходимо учитывать возможность ГНВП и принимать меры по их предотвращению.

Подготовительные работы

Бурению боковых стволов обычно предшествует спуск гироскопического инклинометра и каротажных приборов для уточнения пространственного положения обсадной колонны и эксплуатационного объекта. На основе этой информации выбирается глубина фрезерования обсадной колонны и забуривания бокового ствола. В выбранном интервале проводится цементометрия, и если цементное кольцо за колонной плохого качества, то после фрезерования старый цемент

из открытого интервала удаляют раздвижным расширителем, который заодно увеличивает диаметр скважины.

Если при забурировании из вертикального ствола ориентирование отклонителя выполняется с помощью магнетометра, то освобождают от обсадной колонны интервал порядка 18 м. Длина фрезеруемого участка может быть уменьшена, если для ориентирования КНБК используется гироскопический компас. Участок открытого ствола скважины перекрывают прочным цементным мостом. Чтобы избежать магнитных помех, мост разбуривают до глубины на 6 м выше подошвы открытого интервала. Недостатком метода фрезерования обсадных труб по всему сечению являются повышенные требования к прочности цементного моста для забурирования и трудности поиска головы нижней секции обсадной колонны, если туда потребуется войти после бурения бокового ствола. Во многих случаях механическая скорость бурения ограничивается условиями выноса шлама из скважины, а для горизонтального участка проблема выноса шлама становится еще сложнее. Конструкция современных инструментов для фрезерования предусматривает образование мелкой, не формирующей клубков стружки, легко удаляемой из скважины. При фрезеровании предпочтительней промывать скважину полимерными, а не глинистыми буровыми растворами. Растворы на углеводородной основе вообще не рекомендуется применять для фрезерования.

Технология прорезания "окна" в обсадной колонне

В интервале зарезки второго ствола прорезается «окно» в эксплуатационной скважине. Предварительно необходимо обследовать эксплуатационную колонну ребристым шаблоном, чтобы установить возможности спуска отклонителя. С помощью локатора муфт определяют точное местоположение муфт эксплуатационной колонны.

Затем в колонне создают цементный стакан с таким расчетом, чтобы упираясь в него, отклонитель обеспечил прорезку окна, минуя муфты. Для нахождения места расположения муфты и создания цементного кольца для опоры отклонителя применяют механический фиксатор (I ФГМ - 219).

После создания цементного стакана на бурильных трубах спускают отклонитель для обеспечения необходимого отклонения райберов при вскрытии "окна" в колонне и придающей начальное направление буровому инструменту при бурении второго ствола.

Тип отклонителя выбирают с учетом диаметра колонны и её состояния. Перед спуском отклонителя в скважину необходимо проверить его размеры и все основные узлы. Затем болтами соединяют спускной клин с направляющим клином. Отклонитель в собранном виде на бурильных трубах при небольшой скорости спускают в скважину, наблюдая за показаниями индикатора веса. При достижении отклонителем забоя (цементный мост) телескопическое устройство срабатывает, шпильки срезаются, а отклонитель продолжил перемещаться вниз, закрепляется плашками в колонне. Затем резкой посадкой инструмента (8 - 10 тс) срезают болты, соединяющие отклонитель со спускным клином, и поднимают клин на поверхность.

Работы по вскрытию окна в колонне являются операцией, предшествующей бурению второго ствола, и, как правило, производятся с промывкой буровым раствором. Длина окна зависит от диаметра прорезаемой колонны, угла скоса отклонителя, диаметра и рабочей длины райбера.

«Окно» считается полностью вскрытым и обработанным, когда райбер без вращения инструмента свободно входит в него.

Технические средства для вырезания щелевидного окна в обсадной колонне

В обсаженной скважине дополнительный ствол забуривают через щелевидный вырез или в интервале сплошного вырезанного участка в обсадной колонне. В качестве режущего инструмента при создании щелевидного выреза в обсадной колонне используют фрезеры или райберы различных типов. Наиболее распространены райберы типа ФРС № 1, 2 и 3. Основным райбером - №1 прорезывают отверстие в колонне, затем райбером № 2 отверстие увеличивают на длину скошенной части отклонителя, а райбером № 3 вырез обрабатывают и калибруют. Ствол из обсаженной скважины забуривают по трем схемам:

- с использованием стационарного клинового отклонителя через щелевидное окно в обсадной колонне;

- с применением стационарного или съемного отклонителя в интервале вырезанного участка обсадной колонны;
- с помощью отклонителей на базе забойных двигателей в интервале вырезанного участка обсадной колонны.

Райбер с центрирующим направлением (РЦН), разработанный в АзНИПинефти, является универсальным, так как позволяет за один рейс получить полноразмерный вырез в обсадной колонне. Конструкция райбера РЦН состоит из двух рабочих элементов, соединенных между собой переводником. Нижний рабочий райбера, имеющий форму усеченного конуса, прорезает колонну, а верхний, имеющий цилиндрическую форму, калибрует вырез. Нормальный ряд райберов типа РЦН разработан для обсадных колонн диаметрами 141, 146 и 168 мм.

В местных условиях часто используются райберы оригинальной конструкции. Эти райберы технологичны в изготовлении и надежны в работе.

Режущие элементы райберов армируются пластинами твердого сплава марок ВК8, Т17К12, Т5К12В. Ввиду высокой стоимости твердого сплава Азинмаш рекомендует изготавливать райберы путем литья в металлический кокиль магниевого чугуна с отбеленной коркой до глубины, несколько превышающей высоту зуба, твердость которого HRC = 85-86. Сердцевину литого райбера упрочняют термообработкой. Применять для изготовления режущих кромок сталь марки Р18 Азинмаш не рекомендует, так как при окружной скорости более 45 м/мин кромка быстро затупляется. В райберах малого диаметра, когда окружная скорость невелика, могут быть использованы быстрорежущие стали.

За рубежом райберы выпускают многие фирмы, изготавливающие бурильный инструмент. Райберы, как правило, армируются осколками карбида вольфрама, что дает возможность после сработай повторно наплавлять рабочие поверхности инструмента. Ряд фирм выпускает для получения выреза в обсадной колонне алмазные фрезы, которые используют в сочетании с фрезой цилиндрической формы, расположенной выше. Применение таких фрез на глубине свыше 3000 м в колоннах из высокопрочной стали марки Р-110 позволяет сократить число спускоподъемных операции не менее чем на два рейса для получения одного полноразмерного выреза.

Таблица 2. Основные технические данные нормального ряда УВУ

Диаметр обсадной колонны (по направляющим), мм	Диаметр (по корпусу), мм	Длина, мм (с центраторами по раскрытым резцам)	Масса, кг (с центраторами)
168			
178			
194			
219			

Универсальное вырезающее устройство представляет собой фрезерующий инструмент, резцы которого выдвигаются под действием давления промывочной жидкости. Обсадная колонна фрезеруется при вращении бурильного инструмента.

В случае прекращения подачи бурового раствора при отрыве резцов от поверхности резания возвратная пружина перемещает поршень с толкателем в исходное положение и резцы возвращаются в пазы патрона.

Вырезающее устройство центрируется в обсадной колонне направляющими центраторами, размещенными выше и ниже резцов. Усилие центрирования регулируется подбором и установкой пружин с расчетными характеристиками. Место положения верхнего центратора выбирают из расчета, чтобы оно находилось в обсадной колонне выше выреза. Место расположения нижнего центратора не изменяется в процессе работы устройства.

Число режущих пластин выбирают исходя из необходимости своевременного удаления стружки с обрабатываемой поверхности. Для прорезания и торцевания колонны используют резцы различных типов. Форма прорезных пластин 0143А (ГОСТ 2209-82), материал - титаново-танталовый сплав марки ТТ17К12. Для отвода стружки металла перед передним режущим элементом имеется фаска, перед вторым -- канавка.

Для торцевания колонны в обычных условиях применяют резцы со ступенчатым расположением режущих элементов. Глубина резания обеспечивается тремя расположенными друг над другом пластинами из твердого сплава.

В каждом варианте исполнения вырезающего устройства резцы, направляющие и ограничители имеют различные размеры, соответствующие внутреннему и наружному

диаметрам обсадной колонны. Остальные детали по размерам одинаковы для обеспечения универсальности вырезающего устройства.

Испытания вырезающего устройства типа УВУ, проведенные в ряде НГДУ, показали, что в среднем на вырезание участка длиной 6-8 м затрачивается от 13 до 26 ч при четырех рейсах инструмента. Для нормальной работы вырезающего устройства подача бурового раствора должна составлять 10-14 л/с, частота вращения инструмента 40-50 об/мин, осевая нагрузка при прорезании 5-10 кН, при торцевании колонны 40 кН. Опыт показывает, что на прорезание колонны затрачивается 0,17-0,25 ч, средняя проходка на комплект прорезных резцов 0,95 м, торцовых 2,12 м, средняя механическая скорость вырезания участка колонны прорезными резцами 0,2 м/ч, торцовыми резцами 0,9 м/ч.

За рубежом участок обсадной колонны

Технология бурения бокового ствола

На скважинах с полностью зацементированной эксплуатационной колонной бурение второго ствола производится через щелевидное окно в колонне или через сплошной вырез колонны. Фрезерование «окна» в эксплуатационной колонне производится специальным рейбером-фрезером типа РФУ-146, РФУ-168. После фрезерования перед началом бурения бокового ствола необходимо очистить скважину от металлической стружки, для чего требуется прокачать через забой 5-6 м³ вязкого глинистого раствора. Сплошное вырезание колонны производится с помощью универсального вырезающего устройства (УВУ).

При частично зацементированной эксплуатационной колонне допускается отрезание колонны (в интервале предполагаемой глубины зарезки) с последующим подъемом ее верхней части.

При восстановлении скважины с открытым забоем бурение дополнительного ствола производится с цементного моста, установленного ниже башмака эксплуатационной колонны.

Забуривание и бурение интервала набора кривизны производится следующей компоновкой бурильного инструмента:

- долото трехшарошечное диаметром 123,8, 139,7, 142,9, 145 мм;
- двигатель-отклонитель с углом искривления переводника 1 градус 30 минут - 3 градуса, диаметром 85, 105, 106, 127 мм;
- легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) диаметром 73, 90, 103 мм длиной 9-12 метров;
- стальные бурильные трубы диаметром 73, 89, 114 мм.

Ориентирование инструмента производится с помощью инклинометра ИЭС-36/30, устройства «ОРБИ-36» или гироскопической телесистемой.

Интервалы стабилизации бокового ствола бурятся компоновкой:

- долото;
- полномерный калибратор лопастной по диаметру долота;
- забойный двигатель;
- легкосплавная бурильная труба;
- стальные бурильные трубы.

.....

Технология крепления бокового ствола.

Диаметр обсадных труб, используемых для спуска и цементирования хвостовика, зависит от диаметра первоначальной обсадной колонны. В случае, если это эксплуатационная колонна диаметром 168 мм, то лучше всего спускать хвостовик диаметром 114 мм, если же это колонна диаметром 146 мм, то нужно спускать хвостовик диаметром 102 мм с уменьшенной муфтой диаметром 110 мм.

Длина хвостовика зависит от длины бокового ствола, однако для обеспечения герметичности межколонного пространства между обсадной колонной и хвостовиком необходимо обеспечить перекрытие хвостовиком эксплуатационную колонну не менее чем на 100 м.

Оснастка хвостовика включает в себя башмак, обратный клапан, центрирующие фонари и разъединяющий узел. Хвостовик может крепиться как с опорой на забой (в этом случае в качестве разъединителя можно использовать обычный право-левый пе-

реводник), так и с подвеской в эксплуатационной колонне (в данном случае используют специальные клиновые комплекты). После сборки хвостовика, согласно утвержденной схеме по плану работ, и спуска его в скважину приступают к сборке и спуску установочного инструмента. Необходимо надеть элеватор на толстостенную переходную трубу установочного инструмента, затащить инструмент на установку. Затем пропустить через установочный инструмент шаблон диаметром 50 мм и длиной 200 мм, поднять установочный инструмент над ротором и установить на полированный шток через переходную муфту очистительную (большую) пробку от комплекта ТГС хвостовика. Удалить пакеры предохранительные и бандажные ленты с плашек клиновой подвески и резиновых элементов.

Запрещается посадка клиньев на адаптер, воронку адаптера и клиновую подвеску. Произвести наворот установочного инструмента на хвостовик с соблюдением мер предосторожности, пропустить установочный инструмент через превентор и приступить к спуску собранного оборудования в скважину на бурильных трубах. При спуске хвостовика заполнять бурильные трубы раствором через 3-5 свечей. Запрещается вращать бурильные трубы вправо или влево. При достижении башмаком хвостовика "окна" в обсадной колонне необходимо произвести промежуточную промывку ($P=4,0-5,0$ МПа), а после спуска хвостовика на забой скважины - круговую промывку. Хвостовик может быть подвешен на клиновой подвеске в обсадную колонну. В данном случае для подвешивания хвостовика необходимо повернуть бурильный инструмент влево на $1/4$ оборота и разгрузить колонну на вес хвостовика, после чего натяжкой инструмента и его разгрузкой на вес хвостовика проверить фиксацию хвостовика на клиновой подвеске.

.....

Необходимо отметить, что это один из самых сложных установочных комплектов, применяемых в России. Для работы с ним необходимо иметь определенные навыки и большой опыт, но зато он позволяет решить все проблемы, возникающие при креплении хвостовиков: спуск на бурильном инструменте подвески хвостовика, отсутствие излишнего цементного стакана, легкость разъединения, герметизацию верхним пакером межколонного пространства, что особо важно при наличии в залежи газовых пластов.

После крепления бокового ствола, его опрессовки и геофизических работ по определению качества крепи переходят к последнему этапу.

Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или реконструкции скважин

Составляют план ликвидации аварии.

В плане предусматривают меры, предупреждающие возникновение проявлений и открытых фонтанов, а также меры по охране недр и окружающей среды.

План ликвидации аварии с учетом возможности возникновения проявлений и открытых фонтанов согласуют с противофонтанной службой и утверждают главным инженером предприятия.

Работы по ликвидации аварии в соответствии с утвержденным планом производят под руководством мастера по сложным работам при участии мастера по ремонту скважин.

Доставляют на скважину, в зависимости от вида аварии, комплекты ловильных инструментов, печатей, специальных долот, фрезеров и т.п.

При спуске ловильного инструмента все соединения бурильных труб должны закрепляться машинными или автоматическими ключами.

При расхаживании прихваченных НКТ нагрузки на трубы и подъемное оборудование не должны превышать допустимый предел прочности. Работы производят по специальному плану.

Работы по освобождению прихваченного инструмента с применением взрывных устройств (торпеды, детонирующие шнуры и т.п.) проводят по специальному плану, согласованному с геофизическим предприятием.

При установке ванн (нефтяной, кислотной, щелочной, водяной) гидростатическое давление столба жидкости в скважине, включая жидкость ванны, не должно превышать пластовое давление. При вероятности снижения или снижении гидростатического давления ниже пластового работы по расхаживанию НКТ проводят с герметизированным затрубным пространством с соблюдением специальных мер безопасности.

Извлечение оборванных НКТ из скважины производят при последовательном выполнении следующих операций:

- спускают свинцовую печать и определяют состояние оборванного конца трубы;

- в зависимости от характера оборванного участка (разрыв, смятие, вогнутость краев и т.п.) спускают ловильный инструмент соответствующей конструкции для выправления конца трубы.

Извлечение прихваченных цементом труб производят в следующей последовательности.

1. Отворачивают и поднимают свободные от цемента трубы.
2. Обуривают зацементированные трубы трубным или кольцевым фрезером. Длина фрезера с направлением должна быть не менее 10 м.

Фрезерование и отворот труб производят с таким расчетом, чтобы конец остающейся в скважине трубы был отфрезерован. Фрезерование труб должно осуществляться при интенсивной промывке скважины и осевой нагрузке на фрезер не более 10-20 кН.

Вырезание бурильных труб и НКТ диаметром 73 мм производят при помощи наружных труборезов. НКТ диаметром 89 и 115 мм вырезают внутренними труборезами, а обсадные трубы - внутренними труборезами с выдвижными резцами гидравлического действия.

Извлечение из скважины отдельных предметов осуществляют после предварительного обследования свинцовыми печатями характера и места их нахождения. В качестве ловильного инструмента применяют

- труболовки;
-

Ловильные работы производят с промывкой. Извлекаемые предметы предварительно фрезеруют. В случае если предмет не удастся извлечь из скважины, его фрезеруют или дробят на мелкие куски, захватывают ловильными инструментами и поднимают из скважины.

Извлекают из скважины канат, кабель и проволоку при помощи:

- удочки;
-

Спускаемые в скважину ловильные инструменты должны иметь ограничители, диаметр которых не должен превышать диаметра шаблона для размера обсадной колонны.

Решение о прекращении работ по ликвидации аварии принимает техническая служба нефтегазодобывающего предприятия по согласованию с геологической службой и Госгортехнадзором России. В особо ответственных случаях это решение утверждает руководство предприятия.

Глава 3. Объем и темпы роста рынка нефтегазового сервиса в России

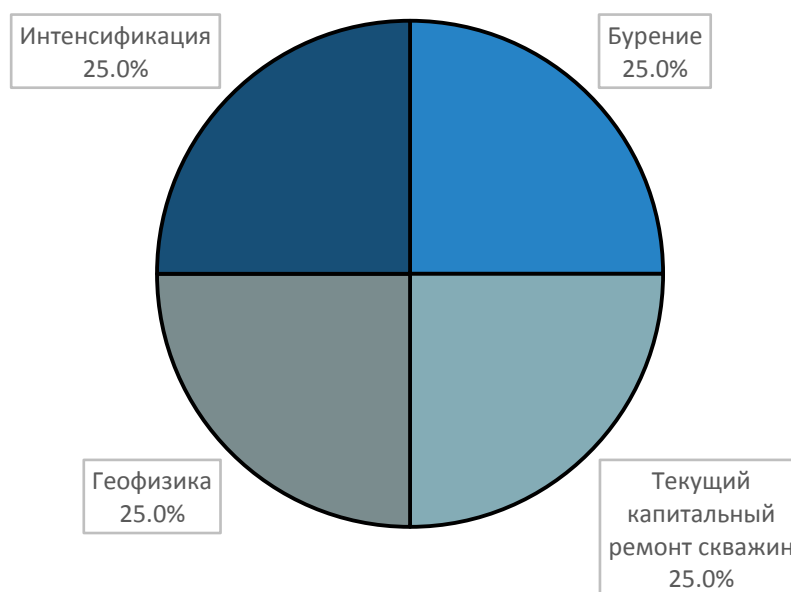
Реконструкция скважин входит в ТКРС и является частью нефтесервисного рынка. По этой причине в данном отчете будет также отражена специфика нефтесервисного рынка в России.

Структура рынка по виду услуг

Нефтегазосервисные услуги в соответствии с нормативно-правовыми актами, регламентирующими работы (услуги) на эксплуатационных скважинах подразделяются на три главных этапа (блока): подготовка нефтяного или газонефтяного месторождения к разработке (разведка, геологические исследования и иные работы), непосредственно строительство скважины, капитальный и текущий ремонт на скважинах эксплуатационного фонда.

В 2017 году основным сегментом рынка нефтегазосервисных услуг стало бурение – от объема рынка. Далее следует текущий капитальный ремонт скважин –% от объема рынка. На третьем месте геофизические работы –% от объема рынка в стоимостном выражении.

Диаграмма 1. Структура рынка сервиса в нефтегазовой отрасли в России по виду услуг в 2017 г., % от стоимостного объема



Источник: расчеты DISCOVERY Research Group

Уровень конкуренции на рынке

По данным экспертов рынка, на рынке нефтегазосервиса уровень конкуренции различается в зависимости от сегмента:

- **Низкий уровень конкуренции** присутствует на сегментах:
 - рынка капитального и текущего ремонта скважин,
 - рынка супервайзинга,
 -
- **Умеренный уровень конкуренции** наблюдается в сегментах:
 - рынка разведочного, поискового бурения,
 - рынка эксплуатационного бурения,
 -
- **Высокий уровень конкуренции** в соответствии с индексом и коэффициентом рыночной концентрации наблюдается в сегментах:
 - рынка цементирование скважин,
 - рынка сервиса буровых растворов,
 -

Ключевые игроки рынка

Лидерами российского рынка сервиса являются собственные подразделения компаний «Роснефть» и «Сургутнефтегаз». Их суммарная доля превышает% совокупного объёма оказанных услуг. Среди независимых подрядчиков крупнейшими игроками являются EDC (.....%), Schlumberger (.....%), Halliburton (.....%) и АРГОС (.....%).

На прочие средние и малые компании в совокупности приходится% объёма сервисных работ. Однако доля каждого участника не превышает%. Такие предприятия, как правило, оказывают услуги в области вспомогательного сервиса для геофизики, строительства и ремонта скважин.

Основные иностранные сервисные компании, представленные на российском рынке, являются лидерами мировой индустрии: Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes и Weatherford. Эти холдинги имеют более чем 50-летний опыт работы в США и в других странах. При этом они умеют действовать в совершенно различных геологических, климатических, экономических и политических условиях.

Эти гиганты пришли в Россию в 1990-е годы. Их экспансия заключалась в приобретении разрозненных региональных сервисных компаний, что позволило им лучше понять состояние конкретных направлений рынка и получить в распоряжении специалистов с опытом работы в местных климатических условиях. Однако за последние два года обороты мировых лидеров сократились в среднем в два раза. Так,выручки в 2016 г. в сравнении с 2015 г. составило для Schlumberger –% (..... млрд долларов), для Halliburton –% (..... млрд), для Baker Hughes –% (..... млрд) и для Weatherford –% (..... млрд).

Основное конкурентное преимущество зарубежных игроков, которое позволило им закрепиться на рынке, – новейшие технологии сервиса. Иностранные корпорации одними из первых в России начали выполнять сложные гидроразрывы, перенесли на новый уровень услуги цементирование, подготовки буровых растворов и другие операции сопровождения бурения, впервые применили технологию колтюбинга. Они также удерживают первенство в области программных средств.

В России также работают совместные предприятия, позиционирующие себя как представительства или отделения иностранных компаний: «Катконефть», «Катобьнефть» (оба – СП CAToil AG), «Рус Империял Груп» (Imperial Energy Corporation).

Основные заказчики услуг

Заказчиками на рынке предоставления нефтегазосервисных услуг являются нефтегазодобывающие компании.

К основному составу группы заказчиков относятся: ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Нефтяная компания «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «АНК «Башнефть», ПАО «Татнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», АО «ННК», ПАО «Газпром», ООО «Иркутская нефтяная компания», АО «НК «Русснефть», ОАО «НГК «Славнефть», ОАО «Томскнефть».

Следует отметить, что некоторые нефтяные компании имеют собственные производственные силы для выполнения нефтегазосервисных услуг для возможности сокращения издержек и полного контроля за процессом строительства нефтяных и газонефтяных скважин. На данном принципе строится работа таких компаний, как ОАО «Сургутнефтегаз», которое обеспечивает себя нефтегазосервисными услугами, в частности бурением, ПАО «НК «Роснефть» - в части бурения услуги выполняет ООО «РН-Бурение» и ее дочерние предприятия, в части сервиса ООО «РН-Сервис» и ее дочерние структуры. Вместе с тем дочерние структуры компании ПАО «НК «Роснефть» также оказывают услуги сторонним компаниям-заказчикам.

Наблюдается тенденция сотрудничества нефтяных компаний и определенных подрядчиков. По такому принципу строится работа у ПАО «Башнефть» (группа лиц компании «Таргин»), ПАО «Татнефть» (группа лиц компании «ТАГРАС-Холдинг») и иные компании.

Около 200 хозяйствующих субъектов осуществляют нефтегазосервисные услуги вне зависимости от сегмента нефтегазосервисных услуг.

Крупные заказчики доминируют на рынке. На долю четырех крупнейших заказчиков в 2015 г. приходилось –% объемов бурения. На долю четырех крупнейших

заказчиков в 2017 г. пришлось –% объемов бурения (доля трех крупнейших достигла%).

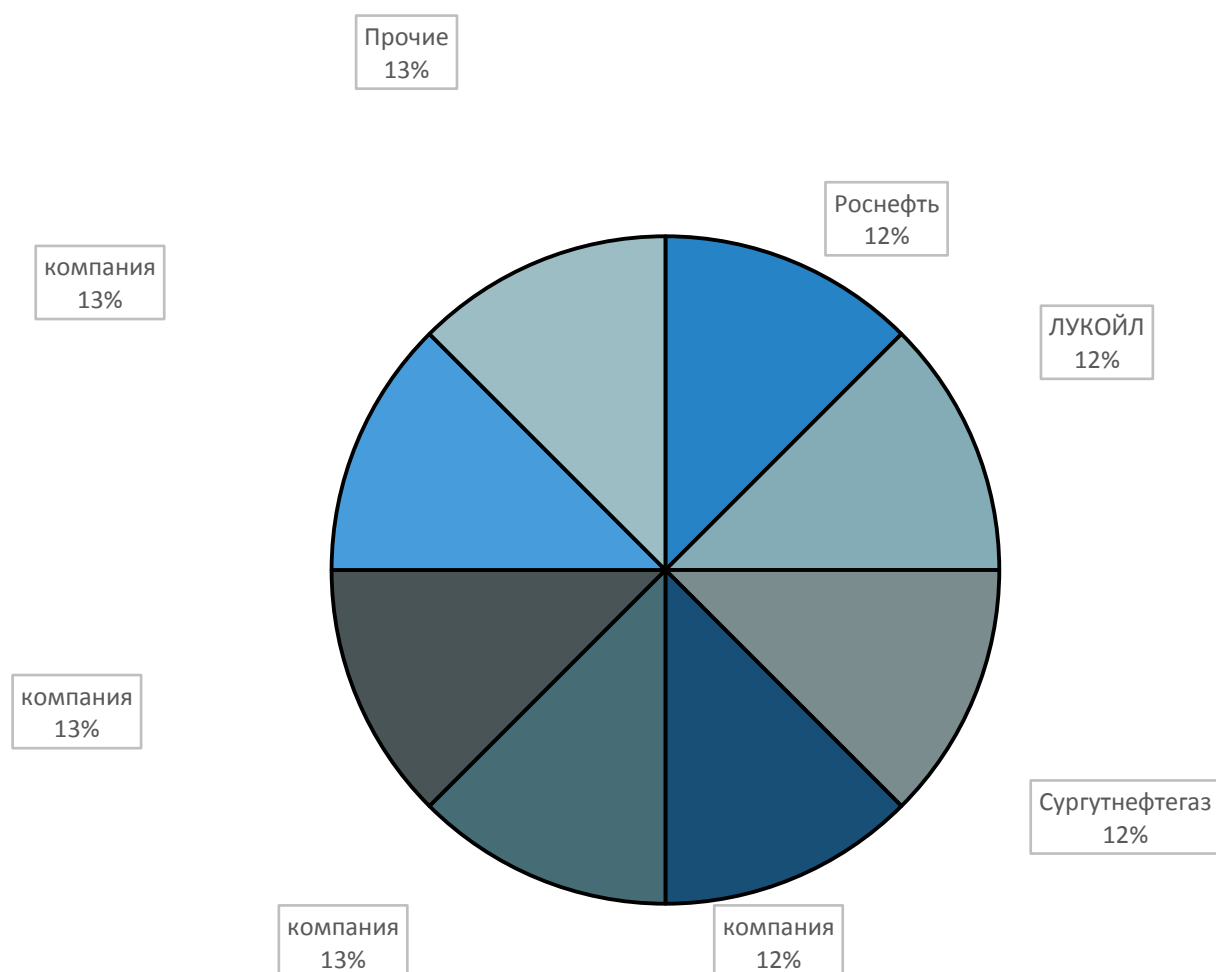
Объем проходки в 2015 г. составил млн. метров проходки. В 2016 году этот показатель на млн. метров и составил млн. метров проходки, а в 2017 году объем составил млн. метров проходки, что соответствует приросту в%.

Таблица 3. Структура рынка по заказчикам в России в 2015-2017 г., % в натуральном выражении.

Компания	2015	2016	2017
ПАО "Роснефть"			
ПАО "ЛУКОЙЛ"			
ПАО "Сургутнефтегаз"			
ПАО "Газпром нефть"			
ПАО "Татнефть"			
ПАО "Башнефть"			
ПАО "ИНК"			
ПАО "РуссНефть"			
Прочие			

Источник: ЦДУ ТЭК

Диаграмма 2. Структура рынка по заказчикам в России в 2017 г., % в натуральном выражении.



Структура нефтесервисного рынка по происхождению компаний

Все нефтесервисные компании, которые в настоящее время представлены на российском рынке, условно можно разделить на три группы.

В первую входят **сервисные подразделения в составе ВИНК**: «НК «Роснефть», сервисные подразделения «Сургутнефтегаза», «Башнефти», «Славнефти» и др. При этом необходимо отметить, что если в 2009-2013 гг. сервисные подразделения активно выводились из состава ВИНК, то тенденцией в 2016-2017 гг., напротив, стало развитие нефтегазовыми компаниями собственного или аффилированного сервиса.

Вторая группа — **иностраннные сервисные компании**: Schlumberger, Weatherford (в августе 2014 года российские и венесуэльские нефтесервисные активы куплены «Роснефтью»), Baker Hughes, а также ряд компаний «второго эшелона» (КСА Deutag, Nabors Drilling, Eriell и другие).

Третью группу составляют **крупные независимые российские компании**, оборот которых превышает 100 млн долларов. Они возникли в результате приобретения нефтесервисных подразделений нефтедобывающих компаний или в результате слияния более мелких сервисных компаний. В их число входят «БК «Евразия», «Сибирская сервисная компания», «Газпром бурение» (продана в 2011 году структурам А. Ротенберга).

Налогообложение нефтесервисных компаний

Для нефтесервисных компаний применяется общая система налогообложения, каких-либо значительных специальных налогов не предусмотрено. Отчасти это связано с тем, что данная отрасль до сих пор находится за рамками госрегулирования: отсутствует единый закон, определяющий границы отрасли и ее составные элементы, существует путаница в определении основных предоставляемых отраслью услуг. Также важно учитывать, что состояние нефтесервисной отрасли во многом зависит от процессов, происходящих в нефтяном секторе. Изменения в налоговом регулировании, касающихся нефтяных компаний, обязательно отразятся на деятельности нефтесервисных компаний. При этом стоит отметить, что российские предприятия, в отличие от своих зарубежных конкурентов, работают без господдержки. Основная часть налоговой нагрузки на

нефтяные компании в настоящий момент приходит со стороны уплаты НДС и экспортных пошлин.

Российский рынок нефтесервисных услуг-достаточно молодой; он возник в конце 90-х годов в результате вывода непрофильных активов из состава нефтегазодобывающих компаний. При этом его развитие было осложнено финансово-экономическим кризисом 2008-2009 годов, когда нефтяные компании резко сократили объем выполняемых работ, вследствие чего резко упали цены на продукцию и услуги нефтесервисных компаний. Дальнейшее развитие отрасли было заторможено введение секторальных секций странами Запада, которые ограничили доступ к иностранным технологиям. Таким образом развитию нефтесервисных компаний в России на текущий момент препятствуют как экономические, так и правовые факторы.

Следующим важным событием для нефтегазовой отрасли станет введение налога на добавленный доход (НДД), который должен вступить в силу с 1 января 2019 года. НДД будет распространяться на четыре группы месторождений. Первая группа – месторождения в Восточной Сибири с выработанностью менее 5%; вторая – месторождения, пользующиеся льготой по экспортной пошлине; третья- действующие месторождения в Западной Сибири с выработанностью от% до% (квота – не более млн тонн в год по фактическим заявкам компаний); четвертая – новые месторождения в Западной Сибири с выработанностью менее% с совокупными запасами не более 50 млн тонн в год. Ставка НДД –%. В отличии от налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), он будет взиматься не с объемов добываемого сырья, а с доходов с его продажи за вычетом экспортной пошлины, сниженного НДС, расходов на добычу и транспортировку. Если в результате введения НДД компании станут меньше инвестировать в разработку перспективных месторождений, то последствия для нефтесервисных компаний могут быть крайне негативными.

Сегодня рентабельность в сервисном сегменте в России роняется%, а в сфере ремонта скважин –%. По оценке экспертов, тарифы на нефтесервисные услуги в России в раз Чем за рубежом. Заниженные расценки вынуждают профессиональные отечественные компании покидать рынок, приводя взамен подрядчиков с малоквалифицированным персоналом и, как правило, еще и уклоняющихся от уплаты налогов.

Глава 4. Рынок услуг по реконструкции скважин в России

Путаница в определении основных услугах, предоставляемых рынком нефтегазового сервиса

Несогласованность ведомственных нормативных документов

Основным документом, устанавливающим требования, процедуры и условия ведения работ при проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации, консервации и ликвидации производственных объектов в нефтяной и газовой промышленности являются Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03). Согласно этому документу выделяют (п.п. 4.1.1, 4.1.2):

- *работы по капитальному ремонту скважин*, включая забуривание новых ответвлений (стволов), в том числе с горизонтальным проложением;
- *реконструкцию скважин*, связанную с необходимостью проводки нового ствола с последующим изменением конструкции скважины и ее назначения;
- *восстановление скважин*, в том числе ранее ликвидированных по техническим или иным причинам, с целью вскрытия новым стволом участков с неизвлеченными запасами углеводородного сырья.

Таким образом, понятие «работы по капитальному ремонту скважин» в правилах ПБ 08-624-03 рассматривается как родовое по отношению к понятиям «реконструкция скважин» и «восстановление скважин», поскольку включает общий терминообразующий признак — операцию забуривания нового ствола скважины. Если результатом этой операции является изменение конструкции и назначения скважины, то это реконструкция, а если забуривание нового ствола скважины (в том числе ранее ликвидированной по техническим или иным причинам) осуществлено с целью вскрытия участков с неизвлеченными запасами углеводородного сырья — то это восстановление скважины.

В Правилах охраны недр (ПБ-07-601-03) к капитальному ремонту скважин отнесены работы, связанные с изменением эксплуатационного объекта, креплением рыхлых

коллекторов, восстановлением герметичности цементного камня, обсадной колонны и устранением ее деформаций, резкой второго ствола, ограничением притоков пластовых, закачиваемых вод и вод из пластов обводнителей, с ловильными и другими сложными работами в стволе скважины. Таким образом, в этом документе резка нового ствола скважины квалифицируется как капитальный ремонт скважины независимо от того, с какой целью она осуществляется. Подчеркнем, что различное толкование содержания работ, к которым устанавливаются требования безопасности, допущено в документах, разработанных одним и тем же ведомством — Госгортехнадзором России. Эта ситуация еще более усугубилась в 2007 году в связи с утверждением Ростехнадзором Методических указаний о порядке обследования организаций, производящих работы по текущему, капитальному ремонту и реконструкции нефтяных и газовых скважин (РД-13-07-2007). В соответствии с этим документом к капитальному ремонту относится комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин и повышению нефтеотдачи пластов, промышленной, экологической безопасности и охраны недр, в том числе:

- воздействие на продуктивный пласт физическими, химическими, биохимическими и другими методами (гидроразрыв пласта, гидropескоструйная перфорация, гидромеханическая щелевая перфорация, солянокислотная обработка пласта и др.);
- резка боковых стволов и проводка горизонтальных участков в продуктивном пласте (без полной замены обсадной колонны);
- исследование скважин;
- ликвидация скважин.

.....

Ремонт, реконструкция и техническое перевооружение скважин

Отношения по строительству объектов капитального строительства, их реконструкции, а также по капитальному ремонту, при проведении которого затрагиваются конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности таких объектов, регулирует законодательство о градостроительной деятельности, в частности, Градостроительный кодекс РФ. Согласно этому законодательному акту реконструкция — это изменение параметров объектов капитального строительства, их частей (высоты, количества этажей), площади, показателей производственной мощности, объема и

качества инженерно-технического обеспечения. Ремонт, при проведении которого затрагиваются конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности таких объектов, является капитальным. В Налоговом кодексе РФ к реконструкции отнесено переустройство существующих объектов основных средств, связанное с совершенствованием производства и повышением его технико-экономических показателей и осуществляемое по проекту реконструкции основных средств в целях увеличения производственных мощностей, улучшения качества и изменения номенклатуры продукции. Согласно Налоговому кодексу РФ техническое перевооружение — это комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств или их отдельных частей на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным. Если с этих позиций проанализировать ведомственные нормативные документы, то становится очевидным, что бурение дополнительного ствола из уже завершённой строительством скважины — это реконструкция. Действительно, фактическая конструкция скважины, построенной по конкретному рабочему проекту, фиксируется документально при приемке ее нефтегазодобывающим предприятием от бурового подрядчика. Именно скважине с этой конструкцией присваивается идентификационный номер, и она ставится на учет как основное средство недропользователя.

.....

Прискважинная зона продуктивного пласта, с точки зрения материального права, как уже указывалось, не является объектом капитального строительства и основным средством предприятия. Соответственно, называть воздействие на продуктивный пласт, например, путем его гидроразрыва или солянокислотной обработки капитальным ремонтом недопустимо. Вряд ли вообще термин «капитальный ремонт» с точки зрения русского языка применим к недрам.

Финансовый аспект вопроса

Рассматриваемая проблема имеет важное экономическое содержание, поскольку, например, отнесение работ по бурению и оборудованию бокового ствола в эксплуатационной скважине к капитальному ремонту снижает налогооблагаемую базу

предприятия недропользователя. Налоговые органы, реализуя требования федеральных законов, не соглашаются с недропользователями и относят эти работы к реконструкции скважин. В результате возникает конфликтная ситуация, которую стороны пытаются разрешить в судебном порядке.

Рынок услуг по реконструкции скважин в России

Объем расходов на подземный ремонт скважин в России в 2017 г. составил млрд. руб., что на%, чем в 2016 г. В 2016 г. он был равен млрд. руб. В 2015 г. этот показатель составил млрд. руб.

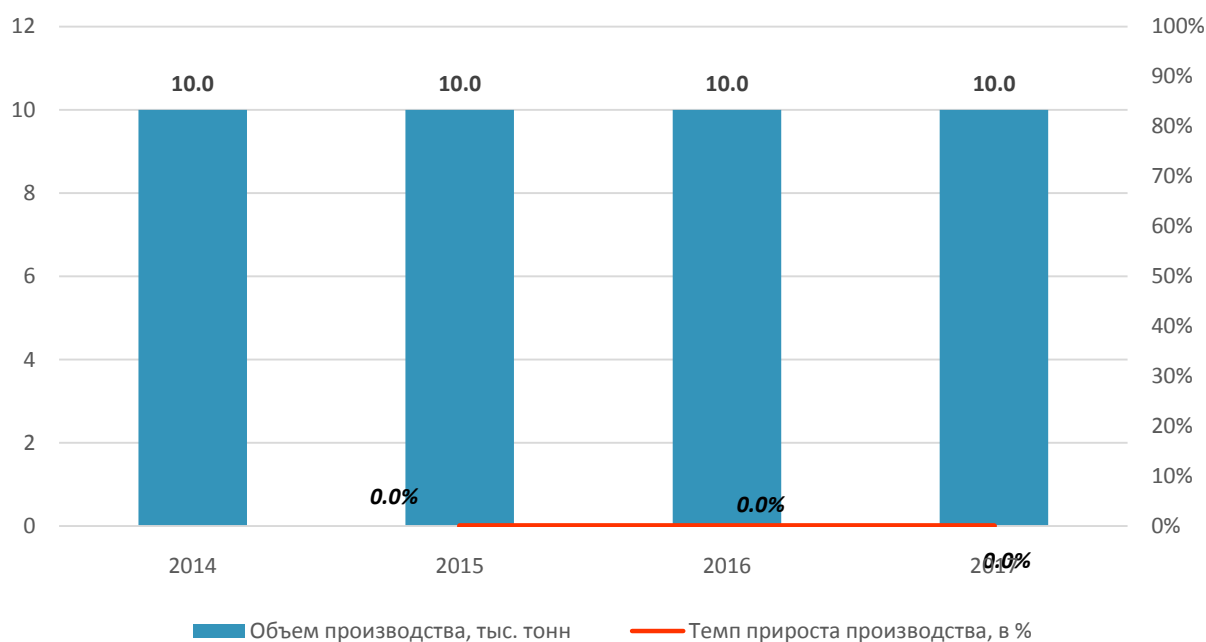
Четыре крупнейшие российские компании («Роснефть», «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть») продолжают формировать большую часть спроса на подземный ремонт скважин –%.

Таблица 4. Объем расходов на подземный ремонт скважин по нефтегазодобывающим компаниям в России в 2014-2017 гг., млрд. руб.

Компания	2014	2015	2016	2017
ПАО "Роснефть"				
ПАО "Сургутнефтегаз"				
ПАО "ЛУКОЙЛ"				
ПАО "Газпром нефть"				
Прочие				
Итого:				

Источник ИНП РАН, данные компаний.

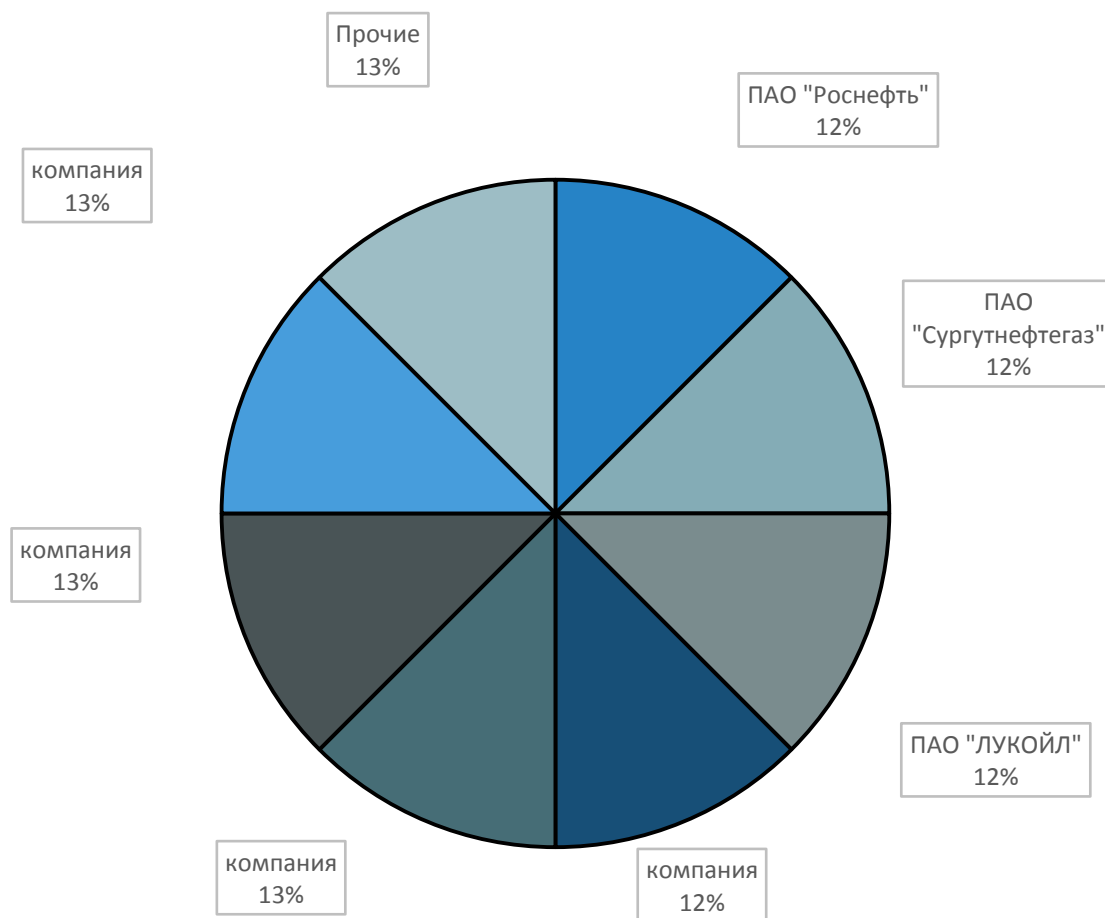
Диаграмма 3. Объем и темп прироста расходов на подземный ремонт скважин в России в 2014-2017 гг., млрд. руб. и %.



Источник ИНП РАН, данные компаний.

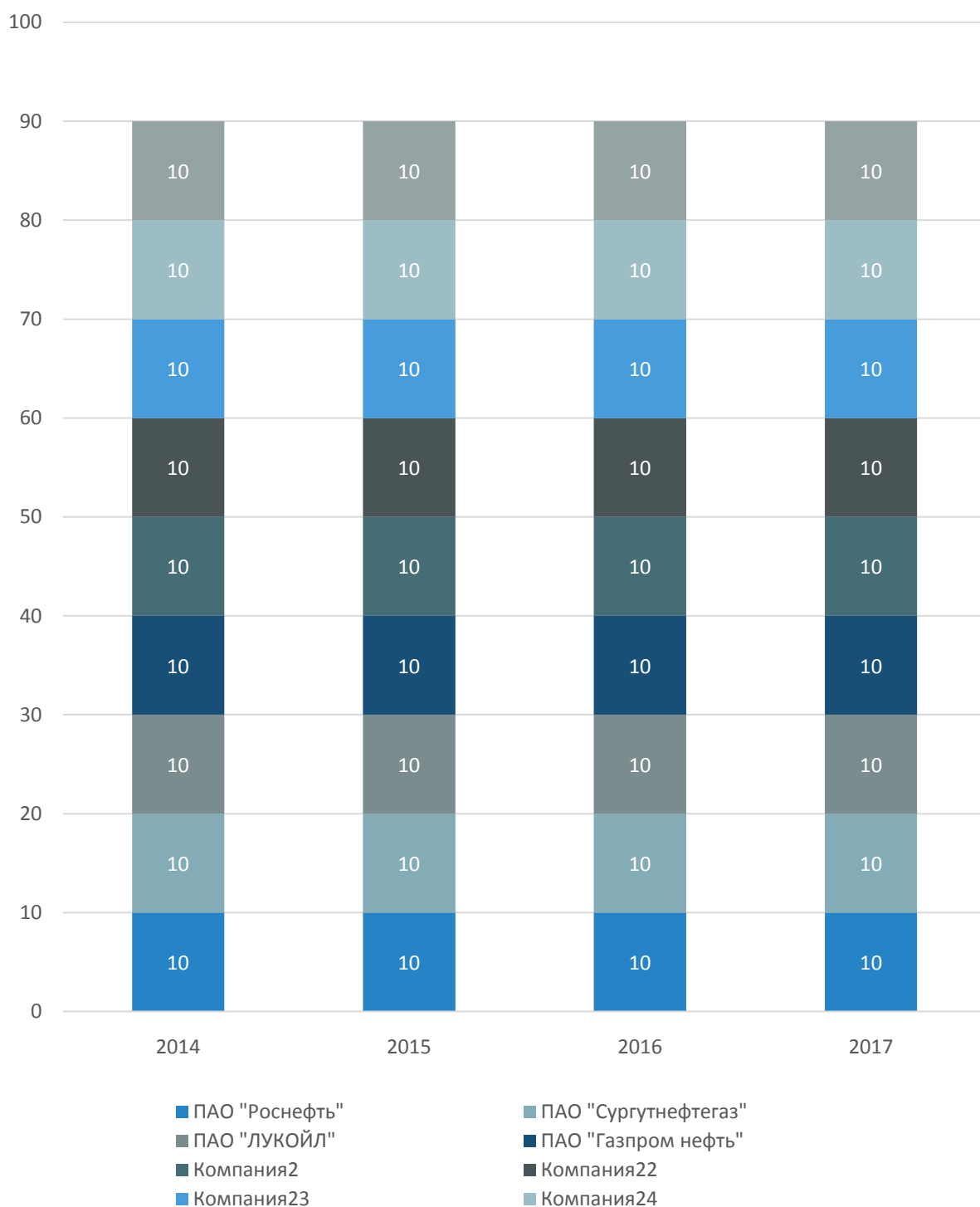
Наибольшую долю расходов на подземный ремонт скважин среди нефтегазодобывающих компаний в стоимостном выражении в 2017 г. заняла Ее доля составила% от стоимостного объема. На втором месте с%.

Диаграмма 4. Доли нефтегазодобывающих компаний в объеме расходов на подземный ремонт в 2017 г., % от стоимостного объема.



Источник ИНП РАН, данные компаний.

Диаграмма 5. Объём расходов на подземный ремонт скважин по нефтегазодобывающим компаниям в России в 2014-2017 гг., млрд. руб.



Источник ИНП РАН, данные компаний

Объем расходов на капитальный ремонт скважин в России в 2017 г. составил млрд. руб., что на%, чем в 2016 г. В 2016 г. он был равен млрд. руб. В 2015 г. этот показатель был равен млрд. руб.

..... затрат на% связано с тем, что в 2016 г.% от общих затрат пришлось на капитальный ремонт «Газпром нефти» на Ямале.

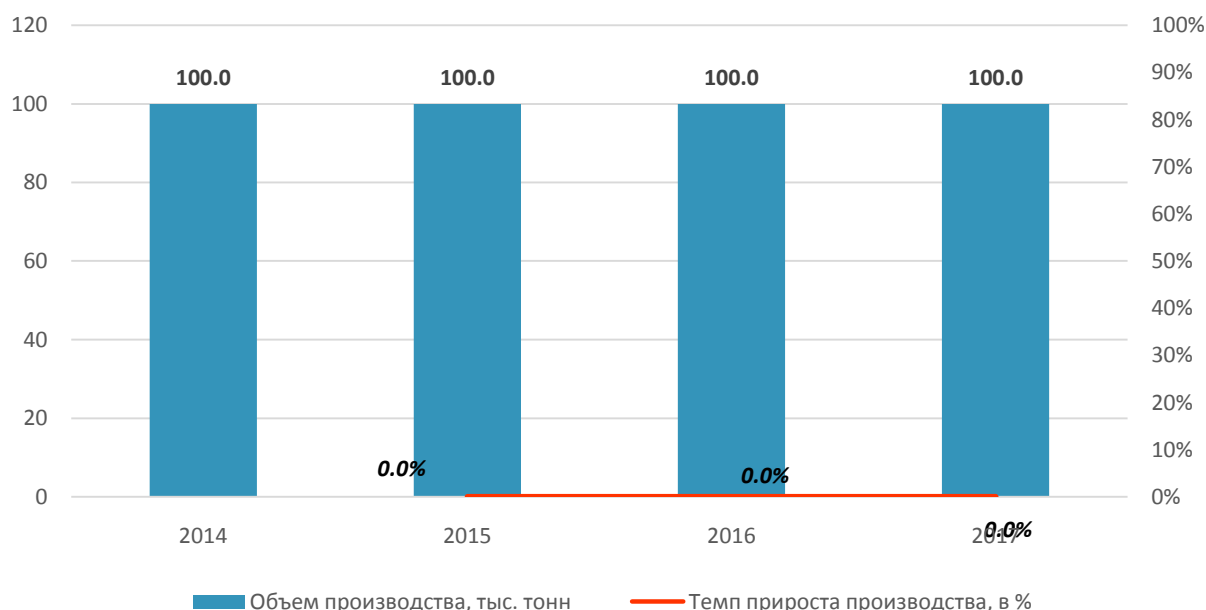
Четыре крупнейшие российские компании («Роснефть», «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть») продолжают формировать большую часть спроса на капитальный ремонт скважин –%.

Таблица 5. Объем расходов на капитальный ремонт скважин по нефтегазодобывающим компаниям в России в 2014-2017 гг., млрд. руб.

Компания	2014	2015	2016	2017
ПАО "Роснефть"				
ПАО "Сургутнефтегаз"				
ПАО "ЛУКОЙЛ"				
ПАО "Газпром нефть"				
Прочие				
Итого:				

Источник ИНП РАН, данные компаний

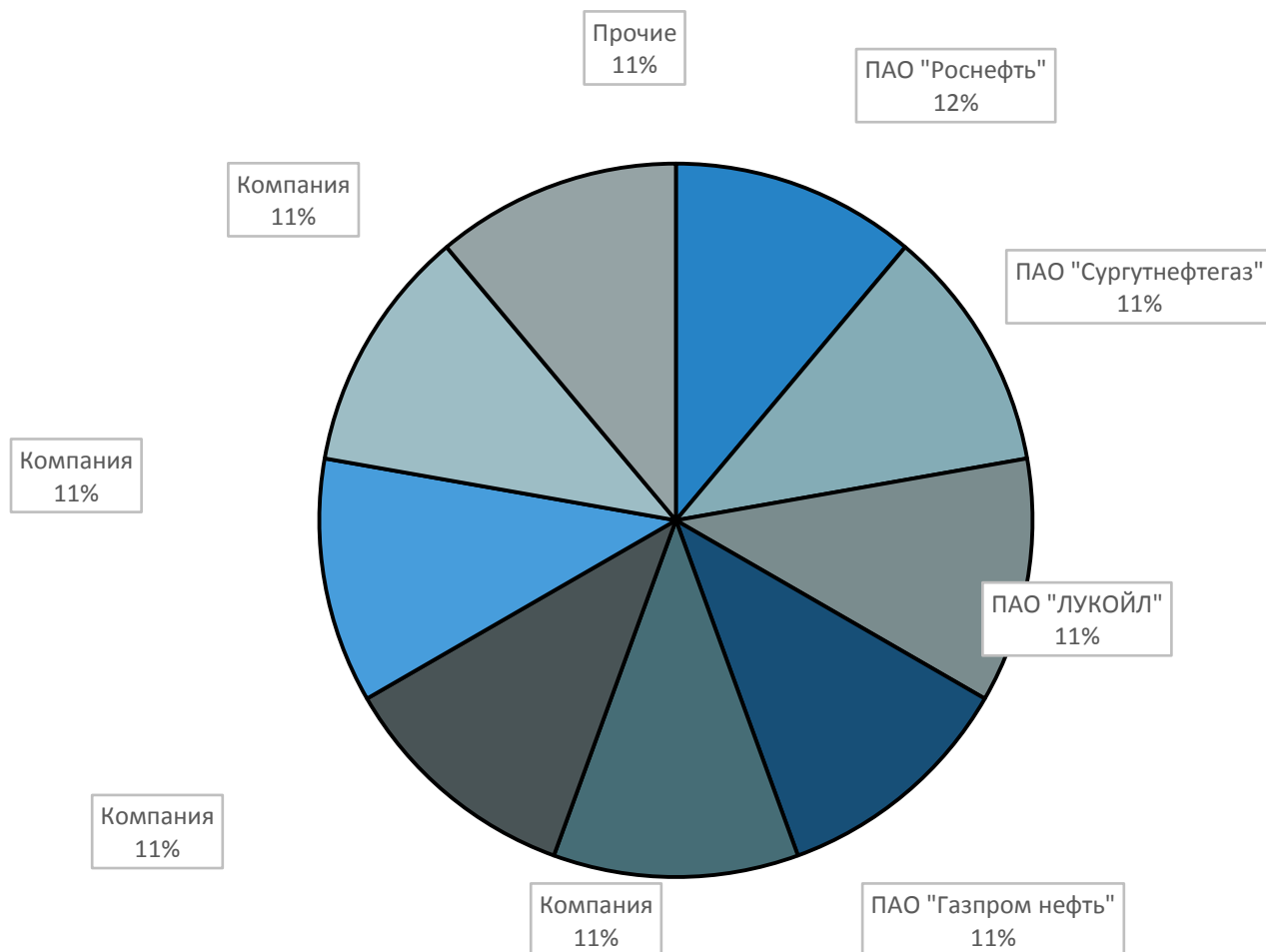
Диаграмма 6. Объем и темп прироста расходов на капитальный ремонт скважин в России в 2014-2017 гг., млрд. руб. и %.



Источник ИНП РАН, данные компаний.

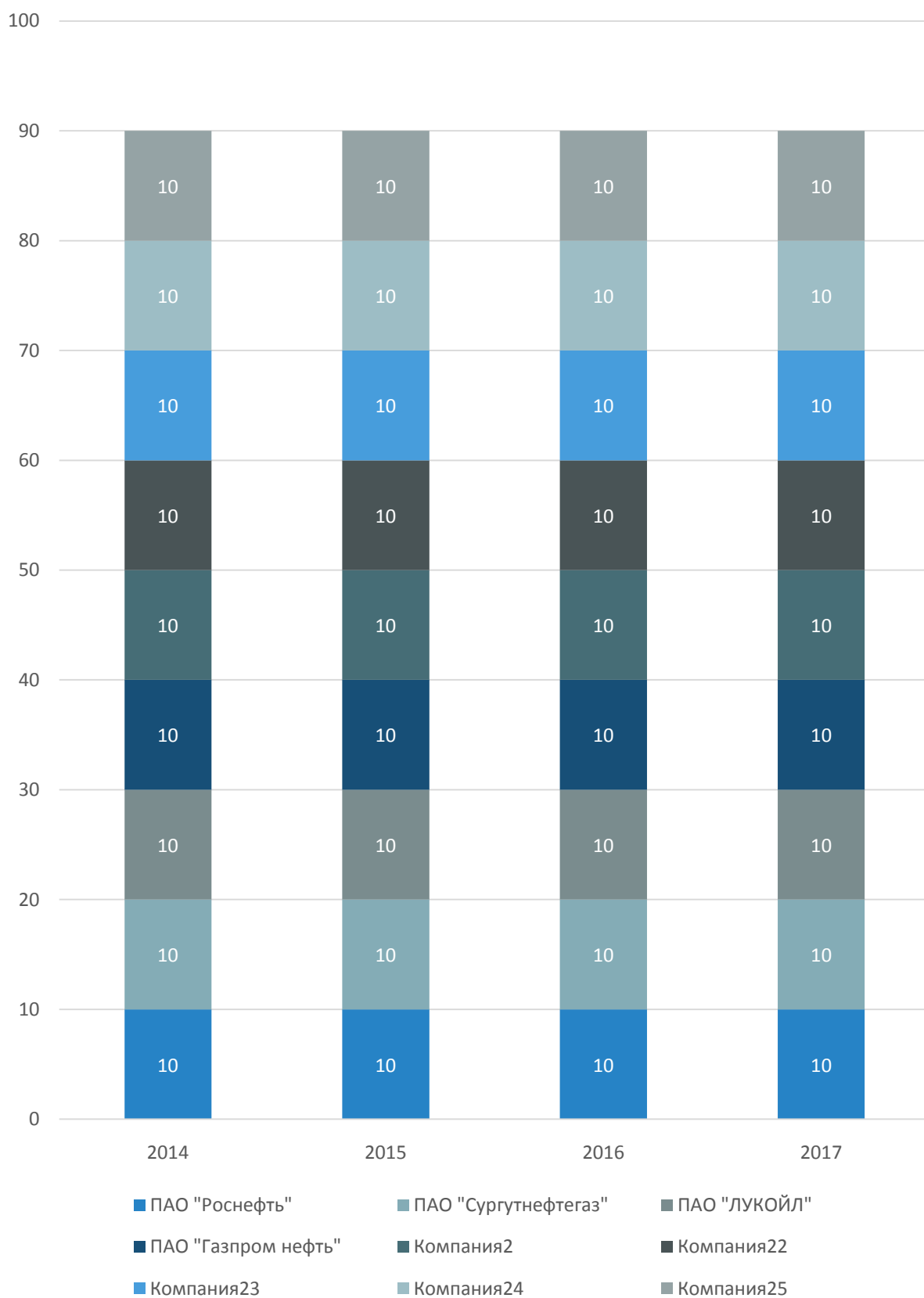
Наибольшую долю расходов на капитальный ремонт скважин среди нефтегазодобывающих компаний в стоимостном выражении в 2017 г. заняла Ее доля составила% от стоимостного объема. На втором месте с%.

Диаграмма 7. Доли нефтегазодобывающих компаний в объеме расходов на капитальный ремонт в 2017 г., % от стоимостного объема.



Источник ИНП РАН, данные компаний.

Диаграмма 8. Объём расходов на капитальный ремонт скважин по нефтегазодобывающим компаниям в России в 2014-2017 гг., млрд. руб.



Источник ИНП РАН, данные компаний.

Наибольшую долю расходов на подземный ремонт скважин среди нефтегазоносных провинций в стоимостном выражении в 2017 г. заняла провинция. Ее доля составила% от стоимостного объема. Второе место разделили и провинции. Доля каждой составила% от стоимостного объема расходов.

Стоит отметить, что на протяжении всего анализируемого периода провинция является бесменным лидером по расходам как на подземный, так и на капитальный ремонты.

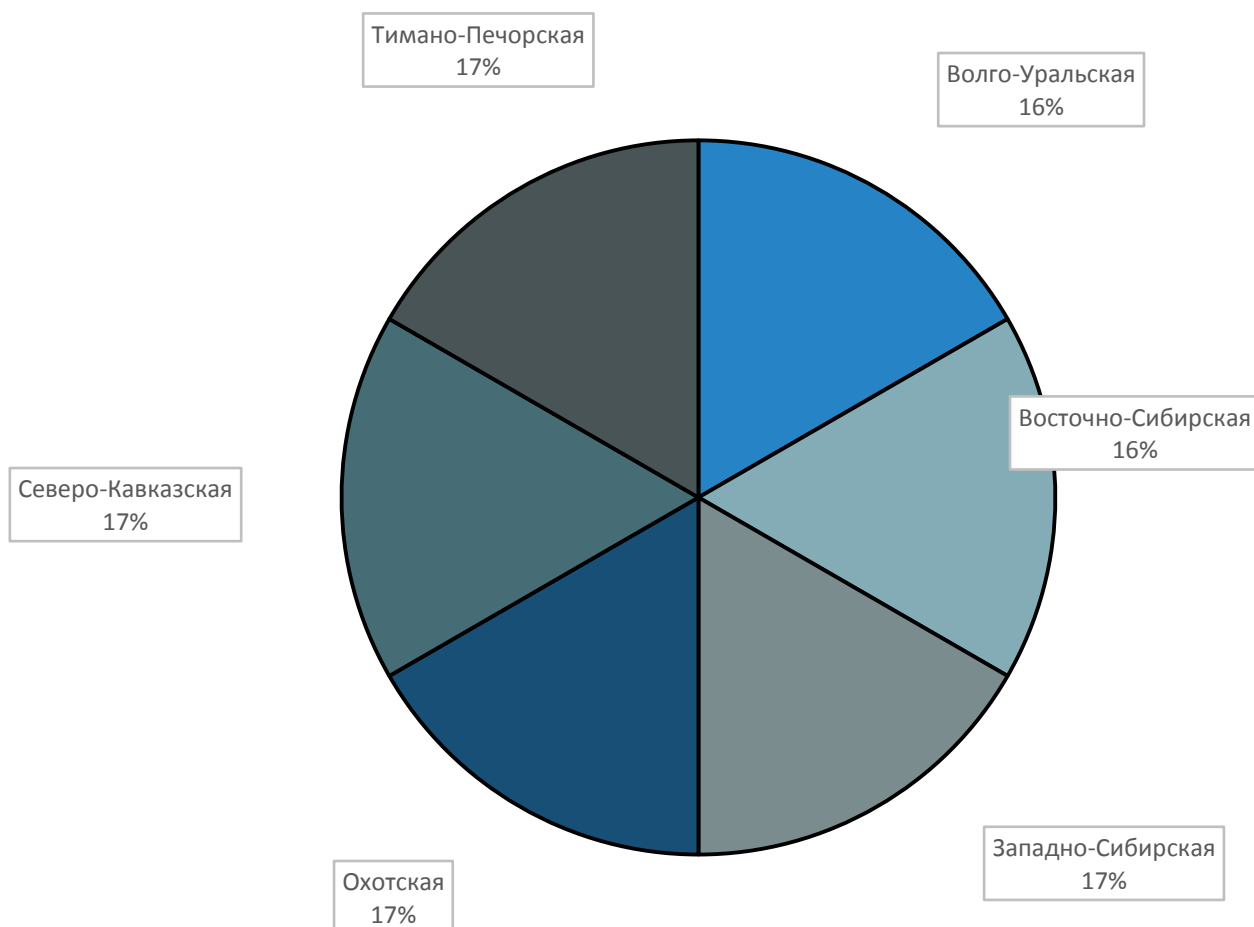
Это связано с тем, что эта провинция является лидером по объему бурения и добычи. Доля провинции в 2017 г. в общем объеме проходки в эксплуатационном бурении составила%, а в поисково-разведочном бурении была равна%.

Таблица 6. Объём расходов на подземный ремонт скважин по нефтегазоносным провинциям в России в 2014-2017 гг., %.

Нефтегазоносная провинция	2014	2015	2016	2017
Волго-Уральская				
Восточно-Сибирская				
Западно-Сибирская				
Охотская				
Северо-Кавказская				
Тимано-Печорская				

Источник ИНП РАН, данные компаний

Диаграмма 9. Доли нефтегазоносных провинций в объеме расходов на подземный ремонт в 2017 г., %



Источник ИНП РАН, данные компаний.

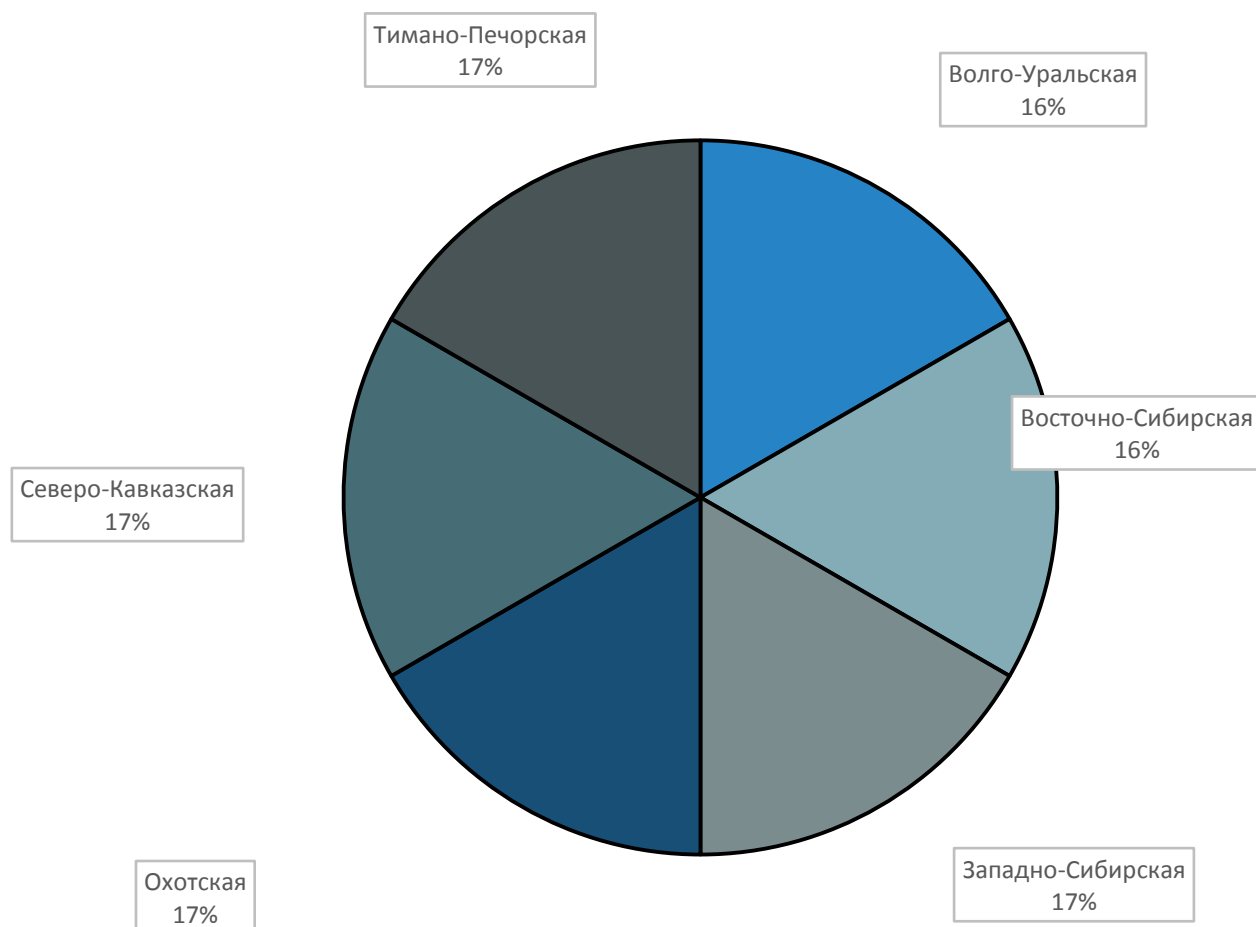
Наибольшую долю расходов на капитальный ремонт скважин среди нефтегазоносных провинций в стоимостном выражении в 2017 г. заняла провинция. Ее доля составила% от стоимостного объема. На втором месте провинция с долей в%.

Таблица 7. Объём расходов на капитальный ремонт скважин по нефтегазоносным провинциям в России в 2014-2017 гг., %.

Нефтегазоносная провинция	2014	2015	2016	2017
Волго-Уральская				
Восточно-Сибирская				
Западно-Сибирская				
Охотская				
Северо-Кавказская				
Тимано-Печорская				

Источник ИНП РАН, данные компаний

Диаграмма 10. Доли нефтегазоносных провинций в объеме расходов на капитальный ремонт в 2017 г., %



Источник ИНП РАН, данные компаний.

Глава 5. Основные факторы, события, тенденции и перспективы развития рынка услуг по реконструкции скважин в России

"Круглый стол" на тему "Проблемы законодательного регулирования деятельности нефтегазового сервиса в России"

В апреле 2018 года Комитет Государственной Думы по энергетике провел «круглый стол» на тему "Проблемы законодательного регулирования деятельности нефтегазового сервиса в России"

В мероприятии приняли участие представители Минэнерго и Минпромторга РФ, ведущих аналитических центров, специализирующихся на проблемах ТЭК, нефтегазосервисных компаний, отраслевых общественных организаций.

Открывая дискуссию, председатель комитета Государственной Думы по энергетике Павел Завальный отметил, что рынок нефтегазосервиса в России переживает весьма противоречивый период. С одной стороны, наблюдается рост объема нефтесервисных работ, с другой – снижение инвестиционной привлекательности сектора, его трансформация от конкурентного к монопольному, в том числе, экспансия и доминирование иностранных игроков. Соглашение о сокращении добычи нефти «ОПЕК плюс» в целом не оказало негативного влияния на объем бурения, ремонтов и других нефтесервисных услуг в России. Санкции пока также не оказали сильного влияния на рынок, разве что в части сейсморазведки.

.....

Китайские инвесторы заинтересовались восстановлением старых нефтескважин в Ингушетии

Проект по ремонту заброшенных нефтескважин в Ингушетии и возобновлению добычи вызвал интерес у китайских инвесторов, сообщил ТАСС начальник отдела топливно-энергетического комплекса Компромсвязи республики Адам Гудантов.

У группы инвесторов из Китая вызвал интерес проект по восстановлению заброшенных, выработавших свой ресурс нефтяных скважин на территории региона. По его словам, имеющиеся у китайцев технологии, опробованные в Южной Корее,

Казахстане и других странах, позволяют после проведенной реконструкции и ремонта заброшенных скважин увеличить добычу нефти и сделать их рентабельными. По данным Компромсвязи, таких скважин в нефтяной отрасли региона насчитывается более 300.

Выставка Нижневартовск. Нефть. Газ-2018.

В ноябре 2018 года в Нижневартовске в МБУ «Дворец Искусств» состоялась межрегиональная специализированная выставка «Нижневартовск. Нефть. Газ», на которой участники представили новейшее оборудование и технологии для нефтегазовой отрасли.

Организаторами выставки выступили Администрация г. Нижневартовск, Нижневартовская торгово-промышленная палата и ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис» г. Новосибирск, при поддержке Правительства ХМАО-Югра.

В рамках выставки «Нижневартовск. Нефть. Газ» впервые прошел Нижневартовский нефтегазовый форум инноваций и инвестиций.

.....

Роснефть оптимизирует разработку крупных месторождений.

СамараНИПИнефть, входящая в состав Корпоративного научно-проектного комплекса Роснефти, разработала новый метод оптимизации разработки крупных месторождений. Об этом Роснефть сообщила 8 ноября 2018 г.

Новая разработка заключается в новом подходе к прогнозированию уровня добычи нефти с использованием метода увеличения нефтеотдачи (МУН) на крупных и неоднородных по геолого-физическим условиям месторождениях.

Технология предполагает адресный выбор объектов разработки и их объединении в связанные кластеры.

Прогнозирование добычи ведется на основании оптимизации гидродинамических моделей отдельных кластеров, а не на полномасштабной модели всего месторождения.

.....

X Международная научно-техническая конференция ПАО «ЛУКОЙЛ» по проблемам строительства скважин

В октябре 2018 г. состоялась X Международная научно-техническая конференция ПАО «ЛУКОЙЛ» по проблемам строительства скважин на тему: «Перспективные направления развития техники и технологии строительства и реконструкции скважин» для руководителей и специалистов дочерних нефтегазодобывающих обществ, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и его филиалов, и сервисных компаний - подрядчиков.

Основные тематики Конференции: новые разработки и решения в области проектирования и технологии строительства и реконструкции скважин, труб нефтяного сортамента, буровых растворов и промывочных жидкостей, породоразрушающего инструмента, заканчивания скважин.

.....

В АО «Газпромнефть-ННГ» внедрили новую технологию капитального ремонта скважин

Замена традиционного цементного раствора на современный активный состав позволяет не только упростить процесс изоляции пластов, поглощающих скважинную жидкость, но и в случае необходимости восстановления работоспособности горизонта обеспечивает гарантированное разрушение блокирующей пачки специальными реагентами на водной основе. Данная технология существенно

Второе дыхание старых скважин

Строительство нефтяных и газовых скважин, а также их дальнейшее обслуживание являются наиболее капиталоемкой составляющей в нефтегазовом секторе. При современных условиях — низкой цене на нефть, нестабильной геополитической ситуации, ограниченном доступе к зарубежным технологиям, сокращении добычи в соответствии с соглашением ОПЕК, жестких экологических требованиях и развитии сланцевой добычи — оптимизация затрат становится приоритетом.

Ее можно достичь за счет поэтапной цифровизации месторождений. При этом все более важную роль играет интеграция различных технологических решений.....

Глава 6. Финансово-хозяйственная деятельность и планы развития ключевых игроков рынка услуг по реконструкции скважин в России

ООО «Буровая компания «Евразия»

ООО «Буровая компания «Евразия» – одна из крупнейших независимых буровых компаний России по количеству пробуренных метров, занимающаяся бурением, строительством, ремонтом и реконструкцией нефтяных и газовых скважин всех назначений на лицензионных участках ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО АНК «Башнефть», АО НК «РуссНефть» и других нефтегазовых компаний. ООО «БКЕ» входит в группу компаний Eurasia Drilling Company Limited (EDC).

Производственные мощности БКЕ сосредоточены в Западно-Сибирском, Волго-Уральском и Тимано-Печорском регионах.

Численность сотрудников компании на 31.12.2018 г. составляет около 6,5 тысяч человек.

В 2005 году системы менеджмента промышленной и экологической безопасности БКЕ успешно прошли сертификацию на соответствие международным стандартам ISO14001:2004 «охрана окружающей среды» и OHSAS 18001:1999 «промышленная безопасность и охрана труда». В 2008г., в 2014г. и с 2012-2015гг. в результате ежегодных Ресертификационных аудитов независимого сертификационного органа "Бюро Веритас Сертификейшн» ООО «БКЕ» была признана компанией, соответствующей требованиям международных стандартов ISO14001 и OHSAS 18001.

В 2017г. Интегрированная система менеджмента ООО «БКЕ» была проверена Ассоциацией по сертификации «Русский Регистр» и, в отношении предоставления услуг по строительству нефтяных и газовых скважин, признана соответствующей требованиям 3-х международных стандартов, что подтверждено сертификатами ISO 9001:2015, ISO 14001:2015, OHSAS 18001:2007, IQNet.

ООО «Буровая компания «Евразия» – член Международной Ассоциации Буровых Подрядчиков (IADC).

Наряду с буровыми установками российских производителей (ОАО «Уралмаш», Волгоградский завод буровой техники, ООО «Кливер», ЗАО Промышленная группа

«Генерация») в парке БКЕ имеются установки зарубежного производства (LeTourneau Ellis Williams Company Inc., Bentec Drilling & Oilfield Systems, National Oilwell Varco, Igdrill-Honghua, China Petrochemical InternationalCo.).

По состоянию на конец 2018 года парк БКЕ насчитывает 176 современных буровых установок грузоподъемностью до 450 тонн, которые позволяют бурить скважины глубиной более 6000 метров. Более 64% буровых установок находятся в эксплуатации в течение менее десяти лет.

В период с 2005г. по 2018г. БКЕ пробурила 53 170 623 метров горных пород. В том числе 3 348 523 метра за 2018 год.

Приобретая новое буровое оборудование и модернизируя свой мощный технический парк, компания и в дальнейшем намерена сохранять свои позиции на рынке буровых услуг России и осваивать новые регионы деятельности.

ООО «Буровая компания «Евразия» обладает мощной корпоративной производственной базой, высоким потенциалом производственных мощностей, позволяющими предприятию с успехом решать задачи по бурению и строительству нефтяных и газовых скважин.

Бурение скважин – дорогостоящий и трудоемкий процесс. От того, насколько качественно пробурена скважина, зависит срок ее дальнейшей эксплуатации. Бурение скважин - коллективный труд.

Услуги:

- Строительство поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин;
- бурение горизонтальных, наклонно-направленных и пологих скважин;
- бурение многоствольных и разветвленно-горизонтальных скважин;
- бурение нефтяных скважин на равновесии и депрессии;
- освоение и испытание эксплуатационных и разведочных скважин;
- бурение вторых стволов из ранее пробуренных и обсаженных скважин;
- внедрение новых технологий и инженерное сопровождение бурения скважин;
- Исполнение функций интегратора при выполнении работ по интегрированному подряду.

Таблица 8. Финансовые показатели ООО «Буровая компания «Евразия» в 2012-2017 гг., тыс. руб.

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Выручка						
Себестоимость продаж						
Валовая прибыль (убыток)						
Управленческие расходы						
Прибыль (убыток) от продаж						
Доходы от участия в других организациях						
Проценты к получению						
Проценты к уплате						
Прочие доходы						
Прочие расходы						
Прибыль (убыток) до налогообложения						
Текущий налог на прибыль						
в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)						
Изменение отложенных налоговых обязательств						
Изменение отложенных налоговых активов						
Прочее						
Чистая прибыль (убыток)						

Источник: www.audit-it.ru

АО «Самотлорнефтепромхим»

АО «СНПХ» — одно из крупнейших независимых сервисных предприятий нефтяной отрасли России, осуществляющее все виды работ любой сложности по ремонту нефтяных скважин.

Компания обладает штатом высококвалифицированных сотрудников (более 11000 тысяч человек), собственными производственными базами, собственным парком спец. техники и оборудования, что позволяет самостоятельно производить полный набор сервисных услуг, охватывающий весь цикл жизнедеятельности скважин, от ввода ее в эксплуатацию до ее ликвидации.

Компания оказывает широкий спектр услуг:

- Бурение эшелонное;

- бурение мобильное;
- забуривание боковых стволов;
- текущий и капитальный ремонт скважин;
- химизация технологических процессов.

За более чем 10 летний период развития и укрупнения своих позиций в нефтяной отрасли Российской Федерации АО «СНПХ» заработало достойную репутацию среди своих заказчиков — ведущих нефтегазодобывающих компаний России, таких как, ПАО "НК "Роснефть", ПАО «Газпром нефть» и другими, что подтверждается ежегодно обновляемым портфелем заказов и растущим объемом выполняемых работ.

Акционерное общество «Самотлорнефтепромхим» организовано и зарегистрировано в г. Нижневартовске 12 октября 2004 года, специализируется на бурении эксплуатационных скважин с установок эшелонного типа и мобильных буровых установок, зарезке и бурении боковых стволов, текущем и капитальном ремонте скважин, глушении и обработке призабойной зоны пласта.

В настоящее время компания насчитывает 10 экспедиций по ТКРС и ЗБС с географией ведения работ от Ставропольского края до Сахалинской области. В штатном расписании компании задействованы более 220 бригад ТКРС, более 70 бригад бурения и ЗБС по всем экспедициям в целом.

На сегодняшний день одним из приоритетных направлений деятельности компании является кустовое (эшелонное) бурение, бурение эксплуатационных скважин с мобильных буровых установок, зарезка и бурение боковых стволов в основной доле с горизонтальным окончанием.

Данные виды бурения на сегодняшний день очень актуальны, так как позволяют бурить полноразмерные скважины любого типа сложности и назначения без дополнительного отвода земель по уплотнению сетки разработки месторождений.

Географическое расположение базы при Самотлорском проекте имеет преимущество, наличие на территории собственных железнодорожных тупиков, стеллажи и емкостной парк необходимый для хранения оборудования и материалов, поступающих железнодорожным путем.

Наличие производственной базы на Юганском проекте - способствует повышению производительных показателей по строительству скважин путем Эшелонного бурения и ЗБС.

На территории базы Ставропольской и Сахалинской экспедиций у АО «СНПХ» имеется в наличии собственный растворный узел, что позволяет самостоятельно осуществлять сервисное сопровождение на скважинах.

Параллельно с наращиванием производственных мощностей компания приобретала спецтехнику для обслуживания бригад бурения, освоения, КРС и ПРС, а также в целях сокращения затрат. Одним из структурных подразделений АО «СНПХ» является Лаборатория неразрушающего контроля.

На сегодняшний день в АО «СНПХ» работают более 11000 человек. Высококвалифицированный аттестованный штат ИТР и рабочих способных работать в команде, позволяет быстро реагировать на различные нештатные ситуации и добиваться положительных результатов. Комплексный характер деятельности работников, гибкая организация труда, малая степень бюрократичности в работе способствует сокращению дистанции между персоналом ИТР и рабочих тем самым улучшается управляемость коллективом.

Основными Партнерами являются такие крупнейшие нефтедобывающие компании как ПАО «НК Роснефть», ПАО «Газпромнефть», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ОАО «Томскнефть-ВНК», ПАО «ЛУКОЙЛ».

Зарезка боковых стволов

Зарезка боковых стволов – это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами.

Зарезкой боковых стволов наша компания занимается с 2008г. и за все время развития данного направления приобрела богатый опыт, что исчисляется не одним десятком тысяч пробуренных метров. Уникальная комбинация отраслевых знаний и мастерства, а также обширного портфолио оборудования позволило нам продуктивно провести работы на более чем 1000 скважинах.

На сегодняшний день в компании имеются 43 бригад ЗБС, работающих на месторождениях таких заказчиков, как: ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»; ООО «РН-Ставропольнефтегаз»; ООО «РН-Юганскнефтегаз»; ПАО «Варьеганнефтегаз»; ОАО «Самотлорнефтегаз»; ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»; ОАО «Томскнефть ВНК», ПАО «Верхнечонскнефтегаз», ООО «Газпромнефть-Хантос».

Таблица 9. Финансовые показатели АО «Самотлорнефтепромхим» в 2012-2017 гг., тыс. руб.

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Выручка						
Себестоимость продаж						
Валовая прибыль (убыток)						
Управленческие расходы						
Прибыль (убыток) от продаж						
Проценты к получению						
Проценты к уплате						
Прочие доходы						
Прочие расходы						
Прибыль (убыток) до налогообложения						
Текущий налог на прибыль						
в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)						
Изменение отложенных налоговых обязательств						
Изменение отложенных налоговых активов						
Чистая прибыль (убыток)						

Источник: www.audit-it.ru

ООО «ТаграС-РемСервис»

ТаграС-РемСервис (ранее Татнефть-РемСервис) является дивизионом Холдинга «ТаграС», российской компании, предоставляющая полный комплекс нефтесервисных услуг по геологоразведке, обустройству и развитию инфраструктуры нефтяной и газовой промышленности. Предприятие оказывает услуги по:

- текущему и капитальному ремонту скважин;
- строительству водозаборных и оценочных скважин на верхние пласты;
- производство, хранение, перевалка и закачивание химической продукции;
- технологическому сопровождению внедрения оборудования раздельной эксплуатации и закачки.

Реализуются комплексные решения по повышению нефтеотдачи пластов, с применением собственных технологий и оборудования. Имеется большой опыт в подборе скважин, моделированию ГРП, и непосредственному проведению гидроразрыва пласта собственными флотами, высококвалифицированным персоналом.

С 2006 года успешно освоено строительство скважин малого диаметра, обсаженных эксплуатационной колонной 114мм, глубиной до 2300 метров.

Партнерами компании являются: ОАО «Татнефть», ООО «ТаграС-Холдинг», ОАО НК «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО АНК «Башнефть», ООО «МОЛ-Русс», ЗАО «Оренбургнефтеотдача», Малые нефтяные компании республики Татарстан, УК «Шешмаойл», ООО «ТНГ-Групп», ЗАО «Химеко-ГАНГ», КГТУ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ОАО «НИИНЕФТЕПРОМХИМ», ООО «НПФ «Гектор», ООО «Химинвестплюс», ООО «НПК «Химтехно», ООО «НПК «ХимТех», ЗАО «Компания Налко», ОАО «Напор», ОАО «ГРИЦ».

Таблица 10. Финансовые показатели ООО "ТаграС-РемСервис" в 2012-2017 гг., тыс. руб.

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Выручка						
Себестоимость продаж						
Валовая прибыль (убыток)						
Коммерческие расходы						
Управленческие расходы						
Прибыль (убыток) от продаж						
Доходы от участия в других организациях						
Проценты к получению						
Проценты к уплате						
Прочие доходы						
Прочие расходы						
Прибыль (убыток) до налогообложения						
Текущий налог на прибыль						
в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)						
Изменение отложенных налоговых обязательств						
Изменение отложенных налоговых активов						
Прочее						
Чистая прибыль (убыток)						

Источник: www.audit-it.ru

Группа компаний «Интегра»

Основанная в марте 2004 г. с целью формирования высокотехнологичной нефтесервисной группы, «Интегра» в настоящее время занимает одну из ведущих позиций в России в сфере услуг нефтесервиса.

С момента образования «Интегра» консолидировала 18 приобретенных стратегических активов - нефтесервисных компаний и предприятий по производству оборудования для нефтегазового сектора в России и СНГ.

Группа компаний «Интегра» предоставляет комплекс продуктов, услуг и решений для всех этапов жизненного цикла месторождения - от подготовки и утверждения проекта разработки месторождения до проектирования, строительства и заканчивания скважин, повышения нефтеотдачи пласта (ПНП) и ликвидации скважин.

«Интегра» обладает всеми необходимыми ресурсами и ноу-хау для того, чтобы предлагать решения, удовлетворяющие всем потребностям заказчиков. Являясь лидирующей компанией в России в предоставлении услуг по интегрированному управлению проектами (ИУП) и владея парком буровых установок, «Интегра» способна обеспечить выполнение сложных проектов, связанных с разработкой месторождений, что наряду с входящими в её структуру Технологическими сервисами, обеспечивает надёжную платформу для предоставления заказчикам комплексных услуг и решений. Важным дополнением к уникальному комплексному портфелю услуг является производство бурового инструмента и оборудования.

Головной офис расположен в Москве, подразделения компании действуют во всех основных нефтегазодобывающих регионах России. В Группе работает около 8000 человек. Кроме того, у компании есть опыт проведения работ на Ближнем Востоке, в Африке и Южной Америке.

Среди клиентов компании крупнейшие российские и международные нефтегазодобывающие компании.

Своими основными целями компания видит укрепление долгосрочных отношений с заказчиками, непрерывное повышение качества услуг и процессов, модернизацию и увеличение производственных мощностей. «Интегра» нацелена на органический рост и

расширение своего присутствия на российском рынке, в первую очередь, за счет освоения новых перспективных регионов – Ямала и Восточной Сибири.

Ключевыми элементами стратегии развития Группы являются:

- рост быстрее нефтесервисного рынка России за счет расширения существующих мощностей, фокусировки на быстрорастущих перспективных сегментах рынка и географической экспансии;
- акцент на предложении заказчику комплексных решений за счет увеличения пакетных продаж (кросс-продаж) собственных услуг и оборудования, и обеспечения доступа к конкретным технологиям;
- повышение качества оказываемых услуг через инвестиции в модернизацию парка оборудования, развитие и мотивацию персонала, эффективное планирование и управление производственными процессами;
- рост эффективности производства путем существенного увеличения выработки на единицу оборудования, совершенствования систем материально-технического обеспечения и улучшения управления ликвидностью.

Спектр услуг, предоставляемых компанией:

- Аренда и сервис нефтегазового оборудования;
- бурение нефтяных и газовых скважин различных конструкций, назначений и категорий сложности;
- долотный сервис;
- интегрированное управление проектами;
- исследования скважин;
- ловильно-аварийные работы;
- наклонно-направленное бурение;
- отбор керна;
- проектирование, мониторинг и оптимизация разработки месторождений;
- проектирование строительства скважин на суше и на море;
- ремонт и модернизация буровых установок;

- текущий и капитальный ремонт скважин;
- услуги с использованием ГНКТ;
- цементирование скважин.

Продукция:

- Гидравлические забойные двигатели;
- насосные установки;
- оборудование для заканчивания скважин;
- оборудование для исследования скважин;
- скважинный инструмент.

ООО «АРГОС»

«АРГОС» - один из крупнейших Российских подрядчиков на рынке сервисных услуг в нефтегазовой отрасли.

Основные виды деятельности:

- Бурение нефтяных и газовых скважин;
- возрождение старого фонда малодебитных скважин (бурение боковых и горизонтальных стволов);
- капитальный и текущий ремонт скважин;
- оказание всех видов тампонажных услуг при цементировании обсадных колонн, ремонте и эксплуатации нефтяных и газовых скважин;
- услуги по технологическому сопровождению при бурении и реконструкции нефтяных и газовых скважин;
- автотранспортные услуги, в том числе спецтехникой;
- строительство отсыпных оснований под объекты нефтегазодобычи;
- подведение инфраструктуры к объектам нефтегазодобычи;
- капитальное строительство и реконструкция промысловых трубопроводов;
- внутреннее антикоррозийное покрытие нефтепромысловых труб для строительства трубопроводов.

ООО «АРГОС» - это 6 Филиалов и 3 Дочерних общества, более 9 тысяч сотрудников, 20 бригад по бурению, 120 бригад ремонта скважин, 1392 единиц спецтехники.

Системы менеджмента «АРГОС» успешно прошли сертификацию на соответствие Российским стандартам ГОСТ Р ИСО 14001 - 2007 (ISO 14001:2004) «Система экологического менеджмента», ГОСТ Р 54934-2012 / OHSAS 18001:2007 «Система менеджмента безопасности труда и охраны здоровья», ГОСТ ISO 9001 - 2015 (ISO 9001:2015) «Система менеджмента качества».

Стратегия ООО «АРГОС» направлена на эффективное выполнение полного комплекса сервисных услуг при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Работы производятся на лицензионных участках ПАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть», ПАО АНК «Башнефть» и других нефтегазовых компаний.

Стратегия ООО «АРГОС»:

- постоянно повышаем качество оказываемых услуг за счет использования современного оборудования и повышения квалификации сотрудников;
- расширяем географию деятельности и диверсифицируем производство за счет накопленного регионального опыта и усиления производственных мощностей;
- стремимся к достижению долгосрочных партнерских отношений за счет высокого уровня производственной культуры, надежности и профессионализма;
- повышаем эффективность за счет централизованного планирования производственной деятельности и оптимального использования материальных и трудовых ресурсов;
- повышаем социальную ответственность за счет обеспечения социальных гарантий сотрудникам Компании и социально ответственного участия компании в жизни общества.

В 2014г. ООО «АРГОС» приняло участие в реализации одного из самых масштабных проектов нефтегазовой отрасли России – запуске Имилорского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Компания «АРГОС» была создана в сентябре 2005г. для оказания расширенного комплекса услуг при строительстве нефтяных и газовых скважин путем объединения под своей эгидой производственных и трудовых ресурсов сервисных предприятий - ООО «ПРОМЕТЕЙ», ООО «КЕДР», ООО «СУМР», ООО «ЧУРС», образованных в результате выделения непрофильных активов из состава буровой компании «ЛУКОЙЛ-Бурение». Таким образом, история компании уходит значительно глубже - к истокам создания сервисных предприятий в 1970-1980гг.

В октябре 2005 года ООО «АРГОС» приступило к деятельности в качестве Управляющей компании сервисными предприятиями - ООО «ПРОМЕТЕЙ», ООО «КЕДР», ООО «СУМР», ООО «ЧУРС».

В дальнейшем, в целях укрепления позиции на рынке сервисных услуг, увеличения спектра оказываемых услуг, расширения географии деятельности и формирования вертикально-интегрированной системы управления было принято решение о консолидации сервисных предприятий ООО «КЕДР», ООО «СУМР», ООО «ЧУРС», ООО «ПРОМЕТЕЙ» на базе ООО «АРГОС». В результате чего, в июле 2007 года указанные сервисные предприятия вошли в состав компании на правах филиалов:

Филиал ООО «АРГОС» -КЕДР

Правопреемник ООО «КЕДР» (бывшее Когалымское специализированное строительное управление – ССУ, основанное в сентябре 1979 года трестом «Нижневартовскспецстрой» для ведения подготовительных работ к бурению скважин).

Филиал ООО «АРГОС» -СУМР

Правопреемник ООО «СУМР» (бывшее Сервисное управление механизированных работ, производственная деятельность которого началась в 1980 году с выполнения тампонажных работ в составе Повховского управления буровых работ ПО «Нижневартовскнефтегаз»).

Филиал ООО «АРГОС» -ЧУРС

Правопреемник ООО «ЧУРС» (бывшее Чернушинское управление ремонта скважин, образованное в ноябре 1978 года для выполнения ремонта скважин на месторождениях Пермской области).

Филиал ООО «АРГОС» -ПРОМЕТЕЙ

Правопреемник ООО «ПРОМЕТЕЙ» (бывшие специализированные участки Бирского (Башкирия), Повховского и Мирненского (Западная Сибирь) управлений буровых работ, начавшие свою деятельность по обустройству пробуренных скважин в 1970-е годы).

В 2007-2011 гг. компания наращивала активы и в состав ООО «АРГОС» вошли три Дочерних общества: ООО «Буровой Инженерный Сервис», ООО «Лангепасско-Покачёвское управление ремонта скважин», ООО «ЛАНКОР»:

ООО «Буровой Инженерный Сервис» (ООО «БИС»)

Создано в марте 2007г. с целью обеспечения инженерного сопровождения и управления проектами при бурении скважин.

ООО «Лангепасско-Покачёвское управление ремонта скважин» (ООО «Л-П УРС»)

Образовано в 1996 году и изначально занималось подземным ремонтом скважин в составе бригад добычи Заказчика. В декабре 2009г. вошло в состав ООО «АРГОС».

ООО «ЛАНКОР»

Образовано в 1995 году, начало свою деятельность как цех «Лангепасско-Покачёвское нефтепромысловое оборудование – Сервис» по антикоррозионному покрытию нефтепромысловых труб и фитингов, используемых для строительства трубопроводов с защитным покрытием. В 2011 г. вошло в состав ООО «АРГОС».

В период 2015-2017 гг., продолжая реализацию долгосрочной стратегии развития, Компания создает два филиала:

Филиал ООО «АРГОС» -СТПС

В январе 2015 года было принято решение о выделении направления по строительству и реконструкции промысловых трубопроводов в отдельную структуру для совершенствования технологии и качества работ. В феврале сформировано новое структурное подразделение Компании - Филиал ООО «АРГОС» - СпецТрубоПроводСтрой (СТПС).

Филиал ООО «АРГОС» -БУРЕНИЕ

Основан в октябре 2017 года. С целью повышения качества предоставляемых услуг, путем реструктуризации Дочерних обществ ООО «Л-П УРС», ООО «БИС» и выделения буровых активов, в состав нового Филиала вошли технические и технологические службы, занимающиеся реконструкцией скважин методом бурения боковых стволов, а также бурением эксплуатационных, поисковых и разведочных скважин.

Таблица 11. Финансовые показатели ООО «АРГОС» в 2012-2017 гг., тыс. руб.

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Выручка						
Себестоимость продаж						
Валовая прибыль (убыток)						
Прибыль (убыток) от продаж						
Доходы от участия в других организациях						
Проценты к получению						
Проценты к уплате						
Прочие доходы						
Прочие расходы						
Прибыль (убыток) до налогообложения						
Текущий налог на прибыль						
в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)						
Изменение отложенных налоговых обязательств						
Изменение отложенных налоговых активов						
Прочее						
Чистая прибыль (убыток)						

Источник: www.audit-it.ru

ЗАО «Сибирская сервисная компания» (ССК)

ООО «Нефтьсервисхолдинг»

ООО «Белоруснефть-Сибирь»

ООО «СНК»

ООО «РН-Сервис»

Самарское АО «УПНП и КРС»

ЗАО «КапРемСервис»

ООО "Пакер Сервис"

СУПНП и КРС ОАО "Сургутнефтегаз"

Schlumberger

Агентство маркетинговых исследований

DISCOVERY RESEARCH GROUP

125438, Москва, ул. Михалковская 63Б, стр. 4, этаж 4

БЦ «Головинские пруды»

Тел. +7 (499) 394-53-60, (495) 968-13-14

e-mail: research@drgroup.ru

www.drgroup.ru

Схема проезда

