

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно – Уральский государственный университет
(Национальный исследовательский университет)»
Институт открытого и дистанционного образования
Кафедра «Современные образовательные технологии»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

/А.В. Прохоров/

28 мая 2019 г.

Оценка текущей деятельности АО «Томскнефть» ВНК

и коммерческой эффективности технического мероприятия

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 38.03.01.2019.721.ВКР

Консультанты, (должность)

Руководитель работы
д.э.н, профессор

/Н.В. Зяблицкая/

24 мая 2019 г.

Консультанты,(должность)

Автор работы
обучающийся группы ДО-509

/И.Е. Бацкова/

23 мая 2019 г.

Консультанты,(должность)

Нормоконтролер

/Н.В.Назарова/

24 мая 2019 г.

АННОТАЦИЯ

Бацкова И.Е. Оценка текущей деятельности АО «Томскнефть» ВНК и коммерческой эффективности технического мероприятия. – Челябинск: ЮУрГУ, ДО-509, 127 с., 19 ил., 35 таб., библиогр. список – 22 наим., 14 прил., 13 л. слайдов

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью разработки стратегических направлений развития для АО «Томскнефть» ВНК.

В выпускной квалификационной работе проанализирована организационная структура предприятия, выявлены сильные и слабые стороны АО «Томскнефть» ВНК, а также возможные угрозы и дополнительный потенциал предприятия. Изучены отраслевые особенности функционирования организации.

В работе произведен анализ финансово – хозяйственной деятельности предприятия, анализ финансовой устойчивости, анализ ликвидности и платежеспособности.

Разработан анализ оценки текущей деятельности АО «Томскнефть» ВНК и коммерческой эффективности технического мероприятия

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «Томскнефть» ВНК И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ.....	10
1.1 История создания и развития организации АО «Томскнефть» ВНК.....	10
1.2 Цель и виды деятельности.....	20
1.3 Организационно – правовой статус.....	23
1.4 Структура предприятия.....	24
1.5 Отраслевые особенности функционирования.....	30
1.6 Особенности технологии производства.....	31
1.7 Специфика развития региона.....	34
1.8 Свот-анализ.....	39
2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО – ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «Томскнефть» ВНК.....	42
2.1 Анализ производственно-хозяйственной деятельности.....	42
2.2 Анализ финансового состояния предприятия.....	45
2.3 Анализ финансовой устойчивости предприятия.....	48
2.4 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия.....	53
2.5 Оценка деловой активности.....	61
2.6 Оценка рентабельности.....	65
2.7 Анализ затратности функционирования.....	70
3 ОЦЕНКА ТЕКУЩЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК И КОММЕРЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНИЧЕСКОГО МЕРОПРИЯТИЯ.....	76
3.1 Анализ причин отказов УЭЦН.....	76
3.2 Комплексный подход к проблеме борьбы с коррозией УЭЦН.....	79
3.3 Производственный процесс.....	83

3.4 Результаты испытаний НКТ с защитным покрытием ТС-3000F.....	86
3.5 Методические основы оценки эффективности инвестиционного проекта.....	92
3.6 Оценка коммерческой эффективности проекта.....	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	109
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	111
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	113
ПРИЛОЖЕНИЕ А Организационная структура АО «Томскнефть» ВНК.....	113
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Бухгалтерский баланс АО "Томснефть" ВНК на 31 декабря 2015-2017 гг.....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ В Состав и структура актива баланса.....	116
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Состав и структура внеоборотных активов.....	117
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Состав и структура оборотных активов.....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Состав и структура пассива баланса.....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Состав и структура собственного капитала.....	120
ПРИЛОЖЕНИЕ З Состав и структура заемных средств.....	121
ПРИЛОЖЕНИЕ И Состав и структура краткосрочных обязательств.....	122
ПРИЛОЖЕНИЕ К Анализ ликвидности баланса.....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ Л Отчет о финансовых результатах АО «Томскнефть» ВНК на 31 декабря 2015-2017 гг.....	124
ПРИЛОЖЕНИЕ М Структура пробуренного фонда скважин АО «Томскнефть» ВНК в 2015-2017гг.....	125
ПРИЛОЖЕНИЕ Н Классификация затрат по экономическим элементам АО «Томскнефть» ВНК в 2015-2017гг.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ О Ставка дисконтирования и чистый дисконтированный доход.....	127

ВВЕДЕНИЕ

Современные тенденции развития нефтегазового комплекса характеризуются нарастающим усложнением геологических и технологических условий эксплуатации месторождений и сопутствующим повышением агрессивности лифтируемого продукта. В последние годы активно идёт дискуссия касательно коррозионных процессов, проходящих в скважинах, и этот вопрос достаточно актуален. Следствиями коррозии, влекущими отказ и аварии подземного оборудования, являются нарушение изоляции кабеля и ПЭД, износ рабочих органов насоса, негерметичность НКТ, полёты оборудования на забой скважины. Именно поэтому и задача повышения межремонтного периода (МРП) скважин является весьма актуальной.

Актуальность прогнозирования коррозии обусловлена тем, что мониторинг и прогноз коррозии позволяет заранее (перед запуском насосного оборудования) определиться с тем, насколько целесообразно, и, если целесообразно, то каким образом следует защищать скважину и насос от проявления коррозии, чтобы затем оптимизировать затраты на защитные технологии. Повышение эффективности мероприятий на осложненном фонде скважин позволит продлить жизненный цикл погружных установок, поднять добычу нефти (в том числе за счет сокращения времени ремонта и простоя скважины), существенно сократить операционные издержки.

Объектом исследования выступает предприятие АО «Томскнефть» ВНК.

Предметом исследования является обоснование и оценка инвестиционных вложений в укрепление производственной базы АО «Томскнефть» ВНК.

Цель дипломного проекта состоит в оценке финансово-хозяйственной деятельности АО «Томскнефть» ВНК и внедрение новых технологий инновационных типов оборудования для защиты УЭЦН от коррозии.

Основными задачами дипломного проекта является:

-изучение общей характеристики предприятия;

-анализ основных показателей производственно-экономической деятельности предприятия;

-анализ финансового состояния предприятия, а именно анализ ликвидности, платежеспособности, финансовой устойчивости, деловой активности и рентабельности предприятия;

-оценка эффективности финансовых вложений при внедрении трубы НКТ с антикоррозийным покрытием ТС-3000F.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК И ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

1.1 История создания и развития организации АО «Томскнефть» ВНК

Юридический адрес АО «Томскнефть» ВНК: 636780, Томская область, г.Стрежевой, ул. Буровиков, 23.

13 января 1966 года был подписан приказ №39 начальника «Главтюменьнефтегаза» В.И.Муравленко об организации нефтепромыслового управления «Томскнефть» - официальная дата рождения предприятия томских нефтяников. Главным инженером и одновременно и.о. начальника НПУ был назначен Н.Ф. Мержа. Была начата промышленная эксплуатация Советского месторождения. 13 июня 1966 года была отгружена первая товарная продукция. В июле был основан будущий город Стрежевой. Годовая добыча нефти за год составила 49 800 тонн.

В 1967 году Советское месторождение привлекает все большее внимание руководства страны. 23 августа в Стрежевой прибыли заместитель председателя Совмина СССР, министр нефтедобывающей промышленности и другие высокие чины. Построена нефтеперекачивающая станция с резервуарным парком на 20 тысяч тонн. Страна получила 231 000 тонн нефти.

В 1968 году были открыты Ключевское и Стрежевское месторождения. Добыто 452 000 тонн нефти за год.

Пуск нефтепровода Стрежевой - Нижневартовск в июне 1969 года вывел НПУ «Томскнефть» на качественно новый виток развития производства - непрерывный цикл добычи нефти. Теперь каждые 10 дней добывалось столько же нефти, сколько за весь 1966 год. 22 мая была отмечена миллионная тонна нефти, полученная из томских недр с начала их разработки. Открыли Первомайское месторождение.

В 1970 году произошел целый ряд событий, которые ознаменовали начало новой эпохи в истории предприятия: началась разработка Стрежевского месторождения, с вводом в эксплуатацию трех ГТЭС на Советском месторождении пошел процесс механизации нефтедобычи, был сдан в эксплуатацию нефтепровод Александровское - Нижневартовск - Усть-Балык. И, как следствие всех вышеназванных событий, НПУ «Томскнефть» преобразовано в НГДУ (нефтегазодобывающее управление) «Томскнефть». Новая структура позволила более эффективно управлять молодым, динамичным предприятием. Годовая добыча составила 3 369 000 тонн.

Внедрение телемеханики на объектах «Томскнефти» началось в 1971 году. Автоматизация началась с блочно-кустовых насосных станций. Мастером Е.Ф.Федюшкиным была пробурена первая наклонно направленная скважина. Проходка эксплуатационных скважин составила 135 000 погонных метров. Добыто 4 735 000 тонн нефти.

В 1972 году был введен в действие магистральный нефтепровод Александровское - Томск - Анжеро-Судженск, открывший доступ томской нефти в магистральные сети страны. Указом Президиума Верховного Совета РСФСР от 14 декабря 1972 года НГДУ «Томскнефть» присвоено почетное наименование: имени 50-летия СССР.

В 1973 году в Стрежевом уже проживало 16 000 жителей. Было начато строительство первой девятиэтажки. Годовая добыча нефти превысила 6 000 000 тонн.

Уровень добычи по Советскому месторождению достиг 5 000 000 тонн нефти в 1974 году. В апреле была добыта 25 000 000 тонна Томской нефти.

В 1975 году с пуском установки подготовки нефти резко улучшилось ее качество. За год добыто 6 640 000 тонн нефти. Буровому мастеру В.Г.Калиничуку присвоено звание Героя Социалистического Труда. Это первая и единственная Золотая Звезда, доставшаяся томским нефтяникам.

В 1976 году география деятельности «Томскнефти» расширилась. Начались работы по освоению Вахского месторождения. 20 августа бюро Томского обкома КПСС приняло постановление «Об освоении новых нефтяных месторождений вахтовым методом». Именно на месторождениях «Томскнефти» впервые в стране апробировался и внедрялся данный метод. Он позволил «Томскнефти» за довольно короткое время разрабатывать одно месторождение за другим.

8 июля 1977 года приказом Миннефтепрома СССР № 357 было образовано производственное объединение «Томскнефть», генеральный директор - Н.Ф. Мержа. Открыто Игольское и Северо-Останинское месторождения. Введено в эксплуатацию Нижневартовское месторождение.

В 1978 году началась разработка углеводородных богатств второго промыслового района Томской области. Васюган - одна из важнейших строек области, был признан всесоюзной стройкой. Первостепенными задачами были нефтепровод Васюган - Раскино, сооруженный к августу 1978 года. Автодорога Катильга - Олень, была построена к октябрю. Все было закончено в намеченный срок. Построен вахтовый поселок Пионерный - один из лучших в Западной Сибири. 5 апреля 1978 года Стрежевой, на протяжении двенадцати лет носивший статус рабочего поселка, стал городом областного подчинения.

В 1979 году численность работников «Томскнефти» достигла 10 000. Был создан прокатно-ремонтный цех электропогружных установок. Функционирует цех подготовки и перекачки нефти. Открыто Западно-Катильгинское месторождение. Объединение вышло на рубеж 9 000 000 тонн нефти в год.

В июне 1980 года был назначен новый генеральный директор - Л.И. Филимонов. Было создано управление повышения нефтеотдачи пластов. На промыслы приходит автоматика и телемеханика. Вахское месторождение дало 1 500 000 тонн нефти за год.

В 1981 году было введено в эксплуатацию Первомайское месторождение. Годовая добыча нефти составила 10 438 000 тонн нефти. Из них почти 3 500 000 тонн нефти с Вахского промысла.

Большие силы переброшены на освоение Первомайского месторождения в 1982 году. Также началась разработка третьего нефтяного района - Пудинского, на юго-западе области. 14 июля была забита первая свая будущего города Кедрового.

В 1983 году в разработке нефтяных месторождений начали участвовать буровики из Белоруссии, дорожники из Казахстана, 5 вахтовых коллективов из многих традиционных нефтяных регионов Российской Федерации. Было введено Катильгинское месторождение. 17 января 1983 года была добыта 100 000 000 тонна томской нефти.

В 1984 году введено в эксплуатацию Северное месторождение. Общая численность сотрудников ПО «Томскнефть» достигла 18 500 человек. Добыто 12 500 000 тонн нефти. Были открыты Крапивинское и Западно-Карайское месторождения.

В январе 1985 года генеральным директором был назначен А.Л. Шкуров. Было введено Малореченское месторождение. Положено начало освоению Пудинской группы месторождений, расположенных на Северо-Западе Томской области. Численность коллектива «Томскнефти» достигла 20 000 человек. В июле у нефтяников работала экспертная комиссия, в результате чего была принята обширная программа до 1990 года «Нефть и газ», включающая 80 заданий для совершенствования геологии, геофизики, бурения, нефтеотдачи, транспорта нефти, комплексной автоматизации, подготовки кадров. К этим работам привлекли 16 крупных научных коллективов Томска. Разработки внедрялись в производство.

С сентября 1986 года генеральным директором «Томскнефти» назначен Ф.Г. Гарипов. Малореченское, Северное, Оленье, Первомайское, Западно-

Катыльгийское, Озерное, Ломовое месторождения были поставлены на стадию освоения.

В 1987 году руководство объединения наметило направления работы по совершенствованию вахтового метода и постепенной ликвидации вахтово-экспедиционного метода. Обустраиваются вахтовые поселки. В п.Пионерном уже высятся 5 пятиэтажных кирпичных общежитий. В них для вахтовика созданы практически все необходимые условия. Двух- или четырехместные комнаты с душевыми, столовые, спортивный и киноконцертный зал, центры общественной работы и библиотеки. Почта, служба быта, медсанчасть.

В 1988 году в Верхнекетском районе на Вездеходной площади было завершено бурение сверглубокой пятикилометровой разведочной скважины. Специалисты изучают материалы исследований геологов с целью определить перспективы региона по запасам углеводородного сырья. За год было добыто 14 576 000 тонн нефти.

В 1989 году начался экономический кризис в стране, общий спад промышленного производства не обошел стороной Томских нефтяников. Предприятие испытывает финансовые трудности, но, несмотря на это достигнут пик нефтедобычи 14 800 000 тонн нефти. Этот показатель удалось превзойти только в начале 21 века.

В 1990 году министр нефтяной и газовой промышленности СССР Л.И. Филимонов сделал доклад на Совете Безопасности страны о состоянии нефтяной отрасли. Он предложил объединить разрозненные предприятия советского нефтяного хозяйства в технологически замкнутые цепочки - нефтяные компании. Свести всех вместе: геологов, нефтепереработчиков, нефтехимиков. Чтобы все - от геологоразведки до автозаправочных станций - работали сообща. Аппарат управления «Томскнефти» был переведен из Томска в Стрежевой.

В декабре 1991 года Л.И. Филимонов был назначен генеральным директором. Темпы добычи нефти набирает Игольско-Таловое месторождение. В

промышленную разработку вводятся Северо-Оленье и Лонтынь-Яхское месторождения.

В 1992 году эксплуатационный фонд стал превышать 4 000 скважин. На его балансе около 3 000 единиц транспортных средств, свой речной флот. «Томскнефть» содержит 4 вахтовых поселка: Пионерный, Вах, Лугинецк, Игол.

Новый этап в истории предприятия наступил в 1993 году. Прошла приватизация «Томскнефти» и ее акционирование.

В мае 1994 года была образована «Восточная нефтяная компания», стержнем которой стала «Томскнефть», президентом «ВНК» был назначен генеральный директор «Томскнефти» Л.И.Филимонов. Заключен контракт с международной фирмой «Бейтман» на строительство газокompрессорной станции на Лугинецком месторождении. Состоялось первое собрание акционеров. Даже при сложном финансовом положении акции предприятия пользовались к этому моменту устойчивым спросом на рынке ценных бумаг. Удалось остановить падение объемов добычи «черного золота» и наметить программу действий по выходу из кризиса.

В 1995 году сделав ставку на внутренние резервы, интенсивные методы производства, Томские нефтяники взяли на вооружение передовые технологии бурения и добычи: горизонтальное бурение, гидроразрыв пластов, газлифт.

В 1996 году геологи при разведочном бурении получили приток нефти, подтвердивший большие перспективы Двуреченского месторождения на западе области. На Пионерном месторождении был введен в эксплуатацию нефтеперерабатывающий завод мощностью 100 000 тонн нефти в год.

В декабре 1997 года по результатам инвестиционного конкурса предприятие вошло в состав нефтяной компании «ЮКОС».

В августе 1998 года генеральным директором был назначен Н.Н. Логачев. Началась эксплуатация Крапивинского месторождения, самого дальнего от Стрежевого и самого перспективного. Велась реструктуризация акционерного

общества: сервисные предприятия (буровые, ремонтные, транспортные) выделены в ранг самостоятельных подразделений.

В июне 1999 года было официально объявлено НК «ЮКОС»: кризис «Томскнефти» преодолен. В сентябре был запущен Стрежевской нефтеперерабатывающий завод (СНПЗ). Технические возможности предприятия достигли до 200 000 тонн нефти в год.

В июне 2000 года должность директора ОАО «Томскнефть» ВНК занял С.В. Шимкевич. «Томскнефть» развивается устойчиво, демонстрируя прирост в добыче нефти и динамику в решении социальных проблем. Введены второй пусковой комплекс СНПЗ и ряд объектов по надежному обеспечению котельных города газом. Возобновлены работы на Лугинечкой ГКС.

В 2001 году предприятие отметило свое 35-летие. ОАО «Томскнефть» ВНК разрабатывает более 20 месторождений. Были введены в разработку новые месторождения: Двуреченское, Западно-Моисеевское, Лесмуровское и Приграничное. Активно ведутся работы на Крапивинском месторождении. В ближайшие 5 лет именно эти месторождения дадут основной прирост добычи нефти.

В 2002 году была запущена Лугинецкая газокompрессорная станция. Долгожданный и стоивший огромных усилий запуск станции позволил стабилизировать добычу в Пудинском районе на уровне 1 000 000 тонн нефти и 15 000 000 000 тонн газа в год, а также значительно улучшить экологическую обстановку в регионе.

НГДУ как производственные подразделения были ликвидированы в 2003 году. Была введена система процессного управления. В ее рамках были созданы 4 основные структурные единицы (управления): поддержания пластового давления; добычи; подготовки нефти и газа; эксплуатации трубопроводов.

Новое значение в деятельности «Томскнефти» приобретает экологическая составляющая в 2004 году. Развивается сотрудничество с государственными органами, занимающимися проблемами охраны окружающей среды и

рационального природопользования, внедряются международные стандарты экологического менеджмента, безопасные технологии и оборудование. Нефтяники строят природоохранные объекты и восстанавливают земли, создают эффективную систему контроля за состоянием окружающей среды на месторождениях, повышают надежность и безопасность эксплуатации трубопроводов. на Игольском месторождении запущена газотурбинная электростанция. Вырабатываемая ею энергия образуется за счет утилизации попутного газа. Годовая нефтедобыча составила 18 856 000 тонн. Это абсолютный рекорд коллектива «Томскнефти» за все годы существования предприятия.

В 2005 году «Томскнефть» добыла 13 500 000 тонн нефти.

На пост генерального директора в 2006 году был назначен В.А. Пальцев. Год прошел под знаком 40-летия Томской нефти и города Стрежевого. За четыре десятилетия было добыто более 400 000 000 тонн нефти, пробурено около 18 000 000 метров горных пород, построены тысячи километров трубопровода, линий высоковольтных передач, дорог с твердым покрытием.

По итогам аукциона в 2007 году ОАО «Томскнефть» ВНК вошло в состав нефтяной компании «Роснефть», а в конце года 50% акций предприятия у «Роснефти» приобрела государственная компания - «Газпром нефть». Для управления «Томскнефтью» был сформирован совет директоров, в состав которого вошли по 4 представителя от каждой компании-собственника. Томские нефтяники ввели в эксплуатацию 2 новых месторождения: Карайское и Тагайское на Васюгане.

2008 год прошел под эгидой консолидации с компаниями «Роснефть» и «Газпромнефть», которые стали владельцами акционерного общества. В январе Стрежевой посетила совместная делегация «Роснефти» (во главе с первым вице-президентом Сергеем Кудряшовым) и «Газпром нефти» (во главе с заместителем генерального директора по экономике и финансам Вадимом Яковлевым).

С марта 2009 года начал работать официальный сайт ОАО «Томскнефть» ВНК. В августе на Катильгинском месторождении был запущен

асфальтобетонный завод производительностью 40 000 тонн продукта в год. «Томскнефть» приступила к освоению Нижнепервомайского нефтяного месторождения. В конце февраля там заработала первая скважина с дебитом свыше 30 тонн в сутки. На Южно-Черемшанском месторождении введена в действие 345-я скважина - самая высокодебитная в «Томскнефти» в этом году. Первое время скважина давала 470 тонн нефти в сутки.

В 2010 году на месторождениях общества было введено более 100 новых скважин. Ожидаемая добыча по году - 10 000 000 тонн нефти, финансирование капитальных вложений - более 12 000 000 000 рублей. Модернизация производства проходит активно, реализуется газовая программа. «Томскнефть» ведет строительство подстанции «Григорьевская», второй в очереди Игольской ГТЭС. Расширяет УПН на Северном месторождении. С вводом котельной на Ломовом ОАО «Томскнефть» ВНК закончило процесс перехода своих котельных с нефти на попутный газ.

Объём добычи нефти ОАО «Томскнефть» ВНК за 2011 год составил 10 000 000 тонн. Освоено свыше 14 000 000 000 рублей инвестиций. Основная их часть направлена на бурение скважин и капитальное строительство. За год было пробурено 489 400 метров проходки, введено в эксплуатацию 174 новых скважины. Бурение велось на Крапивинском, Игольско-Таловом, Вахском, Первомайском, Чкаловском и Советском месторождениях. Начато освоение Карасёвского месторождения, запущена новая газотурбинная электростанция на Игольско-Таловом месторождении, были возведены новые подстанции на Советском и Крапивинском месторождениях, построена блочная кустовая насосная станция на крапивинском месторождении, введен в эксплуатацию газопровод «Мохтиковское нефтяное месторождение - ГТЭС Западно-Полуденного месторождения».

В 2012 году объём добычи нефти ОАО «Томскнефть» ВНК составил 10 000 000 тонн, газа – 1 967 000 кубометров. За 12 месяцев было пробурено 494 000

метров проходки, введено в эксплуатацию 142 новых скважины. Эксплуатационное бурение велось на 13 месторождениях.

Объем добычи нефти ОАО «Томскнефть» ВНК в 2013 году составил около 10 000 000 тонн, газа - почти 2 000 000 000 кубометров. Эксплуатационное бурение велось на 15 месторождениях. Крупнейшим введенным объектом стала газотурбинная электростанция (ГТЭС) на Двуреченском месторождении. Был введен спортивный комплекс на Игольско-Таловом месторождении.

Объем добычи нефти в 2014 году составил около 10 000 000 тонн, газа - около 2 000 000 000 кубометров. Скважины строились на 19 месторождениях в Томской области и ХМАО, в том числе на Крапивинском, Вахском, Первомайском, Западно-Останинском, Южном-Черемшанском, Советском. Было пробурено более 470 000 метров проходки, введено в эксплуатацию 149 новых скважин.

В 2015 году коллектив предприятия добыл порядка 10 000 000 тонн черного золота. В июне резервуары пополнила юбилейная 500 000 000 тонна Томской нефти. Были введены 154 новые скважины. Введено в эксплуатацию Калиновое месторождение - лицензионный участок НК "Роснефть". Успешно реализуется газовая программа. 95% барьер утилизации «попутки» достигнут на 11 промыслах «Томскнефти». Компрессорные станции возводятся на Двуреченском, Ломовом, Советском и Крапивинском месторождениях.

В 2016 году объем добычи нефти составил 10 000 000 тонн, более 2 000 000 000 кубометров газа. Строительство скважин ведется на 20 месторождениях. Было пробурено свыше 500 000 метров проходки, введено 158 новых скважин. В том числе и на Даненберговском месторождении, разработку которого коллективу Томских нефтяников доверила компания «Роснефть». ОАО «Томскнефть» ВНК отметило полувековой юбилей.

В 2017 году «Томскнефть» впервые принимает на своей площадке представителей российских нефтяных компаний для обмена опытом в сфере применения энергоэффективных технологий. Ознакомительную практику на

предприятия прошли магистранты из Венесуэллы. На баланс предприятия поставлено новое месторождение - Мелимовское. На Советском промысле впервые в истории «Томскнефти» был выполнен десятистадийный гидроразрыв пласта. На одной из скважин Первомайского месторождения после выполнения МГРП был получен рекордный дебит - свыше 300 тонн нефти в сутки. Более 9 000 000 тонн черного золота и свыше 2 000 000 000 кубометров попутного газа добыла «Томскнефть» в этом году. В эксплуатацию введены полторы сотни новых скважин на 13 месторождениях предприятия.

В 2018 году Открытое Акционерное Общество «Томскнефть» Восточной Нефтяной Компании было переименовано в Акционерное Общество «Томскнефть» Восточной Нефтяной Компании. Предприятие планирует сохранить набранные темпы и продолжить активное эксплуатационное бурение во всех регионах своего присутствия.

В настоящее время в эксплуатации Общества находится более 40 месторождений [22].

1.2 Цель и виды деятельности

Основной целью АО «Томскнефть» ВНК является извлечение прибыли.

Общество имеет гражданские права и несет гражданские обязанности, необходимые для осуществления любых видов деятельности, не запрещенных федеральными законами.

Общество осуществляет следующие виды деятельности:

- Добыча сырой нефти;
- добыча нефтяного (попутного) газа;
- добыча природного газа и газового конденсата;
- разведка, обустройство и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и иных полезных ископаемых;

- реализация нефти, газа и продуктов их переработки;
- подготовка и утверждение запасов углеводородного сырья, выбор объектов для промышленного освоения углеводородных ресурсов, а также рациональных методов эксплуатации недр с учетом соблюдения условий охраны недр и окружающей среды;
- переработка нефти и газа с поступающим получением товарных нефтепродуктов и сопутствующей конкурентному технологическому процессу продукции (в том числе транспортировка нефти, газа, производство товаров народного потребления);
- разработка гравийных и песчаных карьеров, добыча глины и каолина;
- предоставление прочих услуг в области добычи нефти и природного газа;
- строительство жилых и нежилых зданий;
- строительство автомобильных дорог и автомагистралей;
- строительство мостов и тоннелей;
- строительство инженерных коммуникаций для водоснабжения и водоотведения, газоснабжения;
- строительство междугородних линий электропередачи и связи;
- строительство электростанций;
- разработка и снос зданий;
- производство земляных работ;
- производство электромонтажных работ;
- производство санитарно-технических работ, монтаж отопительных систем и систем кондиционирования воздуха;
- производство прочих строительно-монтажных работ;
- производство штукатурных работ;
- работы столярные и плотнические;
- работы по устройству покрытия полов и облицовке стен;
- производство малярных и стекольных работ;
- производство прочих отделочных и завершающих работ;

- производство кровельных работ;
- прочие специализированные строительные работы;
- работы гидроизоляционные;
- работы по сборке и монтажу конструкций;
- торговля оптовая твердым, жидким и газообразным топливом и подобными продуктами;
- деятельность по обработке данных, созданию и использованию баз данных и информационных ресурсов;
- покупка и продажа собственного жилого недвижимого имущества;
- покупка и продажа собственных нежилых зданий и помещений;
- покупка и продажа земельных участков;
- аренда и управление собственным или арендованным жилым недвижимым имуществом;
- аренда и управление собственным или арендованным нежилым недвижимым имуществом;
- маркшейдерская, геодезическая и картографическая деятельность;
- топографо-геодезическая деятельность;
- инженерные изыскания в строительстве;
- аренда и лизинг легковых автомобилей и легких автотранспортных средств;
- аренда и лизинг офисных машин и оборудования;
- аренда и лизинг вычислительных машин и оборудования;
- аренда и лизинг прочих сухопутных транспортных средств и оборудования;
- деятельность по обеспечению общественного порядка и безопасности;
- подготовка кадров высшей квалификации;
- прочее дополнительное образование детей и взрослых;
- дополнительное профессиональное образование;
- деятельность школ подготовки водителей автотранспортных средств;
- прочая деятельность по дополнительному профессиональному образованию;
- физкультурно-оздоровительная деятельность;

-иные виды деятельности, не запрещенные законодательством РФ.

Общество осуществляет работы, связанные с использованием сведений, составляющих государственную тайну, а также осуществляет мероприятия и (или) оказывает услуги по защите государственной тайны на основании специального решения (лицензии), если иные требования не предусмотрены законодательством РФ.

Общество осуществляет организацию и проведение мероприятий в области мобилизационной подготовки.

Общество осуществляет организацию и проведение мероприятий в области гражданской обороны, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и технического характера.

В случаях, предусмотренных законодательством РФ, Общество может заниматься отдельными видами деятельности только на основании специального разрешения (лицензии), членства в саморегулируемой организации или выданного саморегулируемой организацией свидетельства о допуске к определенному виду работ [22].

1.3 Организационно – правовой статус

Акционерное общество АО «Томскнефть» ВНК учреждено в соответствии приказом №39 от 13 января 1966 года.

Общество является юридическим лицом и имеет в собственности обособленное имущество, учитываемое на ее самостоятельном балансе, может приобретать от своего имени и осуществлять имущественные и неимущественные права, нести обязанности, быть истцом и ответчиком в суде.

Общество считается созданным как юридическое лицо с момента его государственной регистрации в установленном федеральными законами порядке. Общество создается без ограничения срока деятельности.

Общество вправе в установленном порядке открывать банковские счета на территории Российской Федерации и за ее пределами.

Общество имеет круглую печать со своим полным фирменным наименованием на русском языке и указанием места ее нахождения.

Общество вправе иметь штампы и бланки со своим наименованием, собственную эмблему, а также зарегистрированный в установленном порядке товарный знак и другие средства визуальной идентификации.

Общество имеет право на добровольной основе вступать в объединения с другими предприятиями и организациями любой формы собственности в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации. Общество имеет право создавать в установленном порядке предприятия, международные объединения и организации на территории России и за рубежом, а также входить в состав созданных совместных предприятий, международных объединений и организаций на территории России и за рубежом.

Общество руководствуется в своей деятельности действующим законодательством Российской Федерации, а также Уставом.

Общество несет ответственность за сохранность документов (управленческих, финансово-хозяйственных, по личному составу и др.), обеспечивает передачу на государственное хранение документов, имеющих научно-историческое значение в архивы [12].

1.4 Структура предприятия

Организационная структура предприятия - это инструмент менеджмента, используемый для управления ресурсами в процессе выполнения задач.

Организационная структура управления - одно из ключевых понятий менеджмента, тесно связанное с целями, функциями, процессом управления, работой менеджеров и распределением между ними полномочий.

В рамках этой структуры протекает весь управленческий процесс (движение потоков информации и принятие управленческих решений), в котором участвуют менеджеры всех уровней, категорий и профессиональной специализации.

Центральная инженерно-техническая служба (ЦИТС).

Главной задачей ЦИТС является обеспечение выполнения производственных планов добычи нефти и газа в соответствии с заданной технологией.

На ЦИТС возложены следующие функции:

- обеспечение ритмичной работы основного производства и оперативный контроль за производственными заданиями по добыче нефти, подготовке и реализации нефти и газа, закачке рабочих реагентов в продуктивные пласты;

- осуществление регулярного оперативного контроля за ходом основного производства, принятием мер по предупреждению нарушения хода производственных процессов в добыче нефти и газа;

- руководство работой районных инженерно-технических служб;

- осуществление совместно с функциональными отделами и службами Общества оперативного корректирования установленных технологических режимов работы производственных объектов, а также производственных заданий и планов;

- осуществление контроля за состоянием и использование фонда нефтяных и газовых скважин, организация разработки и осуществление мероприятий по совместному вводу скважин в эксплуатацию из простоя;

- оперативное планирование, организация выполнения работ, связанных с осуществлением планов организационно-технических мероприятий, эксплуатацией и ремонтом объектов основного производства;

- организация работ по вводу в эксплуатацию скважин, законченных бурением и освоением, и контроль за их выполнением;

-оперативный контроль и координация деятельности всех подразделений Общества при выполнении работ на объектах основного производства;

-осуществление контроля за обеспеченностью объектов основного производства необходимыми материальными изделиями, оборудованием, а также транспортом и спецодеждой;

-участие в разработке и внедрении мероприятий по научной организации производства, труда и управления, совершенствованию производственного планирования и внедрения средств механизации труда работников инженерно-технической службы;

-разработка и предоставление в соответствующие отделы и службы Общества предложений по повышению эффективности основного производства для включения их в план организационно-технических мероприятий;

-сбор и анализ поступающей в производственные объекты информации, необходимой для оперативного контроля и регулирования хода основного производства, своевременное предоставление руководству ежедневных сведений о результатах выполнения производственных заданий по добыче, подготовке и реализации нефти и газа;

-осуществление контроля и принятия необходимых мер по обеспечению безопасного ведения работ на объектах основного производства;

-организация работ по ликвидации аварий и пожаров, информация руководства о принятых мерах в расследовании аварий и осложнений, произошедших на объектах основного производства.

Цех добычи нефти и газа (ЦДНГ).

Структуру и штаты добычи нефти и газа утверждает генеральный директор Общества. Цех подразделяется на бригады, создаваемые по признаку однородности технологического процесса.

Обязанности между бригадами цеха и работниками инженерно-технических служб распределяются на основании соответствующих положений, должностных инструкций и единого тарифно-квалификационного справочника.

Все распоряжения по цеху отдают по подчиненности, соответственно мастеру - старшим мастером, рабочему - мастером или бригадиром и т.д.

Функциями ЦДНГ являются:

-участие в разработке и согласовании расчетов производственных мощностей, технологических процессов, подборе и комплектации оборудования цеха, организационно-технических мероприятий и модернизации оборудования;

-обеспечение эффективной эксплуатации и сохранности оборудования, инструментов, технологической оснастки, энергетического хозяйства, зданий и сооружений цеха;

-выполнение всех видов работ в строгом соответствии с техническими условиями, технологическими процессами;

-внедрение прогрессивной технологии производства и прогрессивных форм материальных и духовных затрат, контроль за соблюдением технологической дисциплины;

-обеспечение сохранности и эффективного использования оборотных средств, выделенных цеху.

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН).

Главной задачей и основными функциями ЦППН являются сбор и подготовка нефти до товарной кондиции с последующей откачкой ее потребителю в суточных объемах, месячных и годовых планов и дополнительных заданий; подготовка сточных вод для закачки их в нагнетательные или поглощающие скважины, а также для дальнейшей очистки в соответствии с установленными требованиями.

На цех возложены следующие функции:

-круглосуточный и бесперибойный прием нефти и нефтяной эмульсии из нефтяных скважин;

-организация и осуществление обезвоживания и обессоливания нефти до установленных параметров;

-обеспечение ритмичной работы резервуаров и установок по подготовке нефти и ее перекачки в нефтесборных парках;

-организация и разработка мероприятий по сокращению потерь нефти и газа, повышению качества подготовки нефти и ее сдачи, рациональному использованию сточных вод;

-определение путей повышения эффективности объектов подготовки и перекачки нефти, сокращения норм расхода реагентов, материалов, топлива, электроэнергии и прочего на подготовку нефти;

-осуществление мероприятий по повышению технического и теоретического уровня работников цеха;

-контроль за выполнением декадных, месячных планов откачки нефти.

Цех капитального и подземного ремонта скважин (ЦКПРС).

Главной задачей цеха является своевременный и качественный ремонт скважин, проведение мероприятий по интенсификации добычи нефти и повышению приемистости нагнетательных скважин, испытание новых образцов глубинного оборудования в скважинах.

Прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования (ПРЦЭО).

Прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования является производственным подразделением базы производственного обслуживания. Цех осуществляет ремонт нефтепромыслового оборудования. Основной его функцией является обеспечение надежной работы оборудования, проведение своевременного и качественного ремонта оборудования, изготовление изделий, запчастей и узлов оборудования.

Производственно-технический отдел (ПТО).

Главной задачей производственно-технического отдела является разработка оперативных планов производства, организационно-технических мероприятий, своевременное доведение плановых заданий до всех подразделений, осуществление контроля и анализа их выполнения, а также определение техники и технологии добычи нефти и газа, совершенствование их, внедрение новой

техники и передовой технологии, достижение науки и техники передовых технологических процессов.

Геологический отдел.

Задача геологического отдела - изучение нефтяных и газовых месторождений в период разбуривания и эксплуатации, учет движения запасов нефти и газа по месторождениям, находящимся на балансе Общества, доразведка отдельных площадей, участков и блоков по разрабатываемым и подготовленным к разработке месторождениям.

Планово-экономический отдел (ПЭО).

Задачей планово-экономического отдела является обеспечение надежной и бесперебойной работы оборудования, сооружений и коммуникаций основного и вспомогательного производств, осуществление контроля за соблюдением технических правил его эксплуатации, проведение своевременного и качественного ремонта оборудования Общества, изготовление запчастей, узлов и изделий к оборудованию.

Цех поддержания пластового давления (ЦППД).

Главной задачей цеха поддержания пластового давления является обеспечение объектов закачкой воды в нефтяные пласты согласно режимов работы нефтяных месторождений.

Прокатно-ремонтный цех энергетического оборудования и электроснабжения (ПРЦЭиЭ).

Задачей ПРЦЭиЭ является снабжение производственных объектов электроэнергией, техническое обслуживание и проведение своевременного и качественного ремонта электрооборудования, сетей и подстанций во всех подразделениях.

Цех пароводоснабжения (ЦПВС).

Задачей цеха пароводоснабжения является снабжение объектов основного и вспомогательного производства паром на производственные нужды, горячей

водой на теплоснабжение и питьевой водой базы производственного обслуживания.

Цех автоматизации производства (ЦАП).

Задачей цеха автоматизации производства является монтаж, наладка, техническое обслуживание и обеспечение надежной работой КИП и средств автоматизации и телемеханизации производственных процессов, обеспечение единства и требуемой точности измерений, повышение уровня метрологического обеспечения производства [22].

В приложении А приведена схема организационной структуры АО «Томскнефть» ВНК.

1.5 Отраслевые особенности функционирования

Нефтегазовая промышленность остается одной из наиболее важных составных частей экономики России, так как гарантирует энергетическую безопасность страны, обеспечивает поступление самых больших доходов, дает возможность финансировать социальную сферу и оборонный сектор, накапливать валютные резервы, поддерживать удовлетворительный уровень внешней задолженности.

Отрасль поставляет продукцию, без которой невозможно существование современной экономики даже в течение короткого времени, в этом заключается ее отличие от многих других товаров. На нефтегазовые ресурсы приходится более 80% всего производимого в России топлива, кроме того, они являются основой электроэнергетики.

Нефтяной сектор экономики страны в отличие от многих других видов деятельности прошел кризис 2008 - 2009 гг. без каких-либо спадов производства, объемы добычи и переработки жидкого топлива оставались стабильными.

Добыча нефти в настоящее время осуществляется на территории всех федеральных округов, за исключением Центрального, а общее количество

производящих жидкое топливо субъектов Федерации составляет около 35. Однако в большинстве регионов масштабы производства незначительны, основная часть нефти извлекается на территории 11 регионов, каждый из которых поставяет более 10 млн. тонн нефти в год. Ведущим производителем уже длительное время остается Тюменская область, второе место занимает Татарстан, крупными поставщиками являются Оренбургская область и Пермский край.

В соотношении объемов производства по компаниям существенных изменений пока не происходит. Несколько увеличила свою долю в общероссийской добыче компания «Роснефть», снизили - «Сургутнефтегаз», «Газпромнефть», «Русснефть».

Давая оценку в целом, можно сказать, что нефтегазовая промышленность России находится в стадии стабилизации, когда какое-либо существенное увеличение объемов производства невозможно, а падение спроса на ее продукцию маловероятно. В то же время в данной сфере экономической деятельности будут происходить эволюционные структурные изменения состава и качества продуктов, распределения производства по компаниям и территориям страны, предполагается повышение степени утилизации различных попутных компонентов. Одновременно с этим очевидно: неизбежно значительное увеличение удельных затрат на единицу продукции в связи с повышением средней выработанности старых месторождений, освоением новых ресурсов на отдаленных территориях, удлинением протяженности трубопроводной системы, ростом требований качества продукции. Сдерживание удорожания углеводородных ресурсов для потребителей может быть достигнуто за счет снижения среднего уровня налогообложения нефтегазового сектора экономики.

1.6 Особенности технологии производства

Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не предоставляет собой чистые нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода,

нефтяной газ, твердые частицы механических примесей. Для получения товарной нефти ее необходимо подвергнуть специальной обработке, газ перед поступлением к потребителю проходит сепарацию и осушку. Сепарация газа - процесс разделения твердой, жидкой и газовой фаз потока с последующим извлечением из него твердой и жидкой фаз. Спарация газа предназначена для предохранения от попадания влаги и твердых частиц в промышленные газосборные сети и технологическое оборудование газовых и газоконденсатных месторождений. Осушка газа - это операция удаления влаги из газов и газовых смесей, которая обычно предшествует транспортировке природного газа по трубопроводам или низкотемпературному разделению газовых смесей на компоненты.

Пластовая вода и различные механические примеси вызывают износ трубопроводов и оборудования, нефть отделяют от воды, газа и механических примесей еще до подачи в магистральный трубопровод.

Система сбора и подготовки нефти включает комплекс промышленных технических установок и средств, соединенных трубопроводами. На месторождениях применяется напорная герметизированная система сбора и подготовки продукции скважин, которые почти полностью исключают потери углеводородов.

Нефть, газ и вода со скважин поступает на замерные установки, где производится учёт количества нефти и газа с каждой скважины. С автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) жидкость поступает на дожимные насосные станции или установки предварительного сброса воды. На дожимной насосной станции (ДНС) осуществляется первая ступень сепарации.

Газ отводится по отдельному коллектору потребителю или на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Дегазированная жидкость частично подается центробежными насосами на установку предварительного сброса воды (УПСВ) или на установку подготовки нефти (УПН).

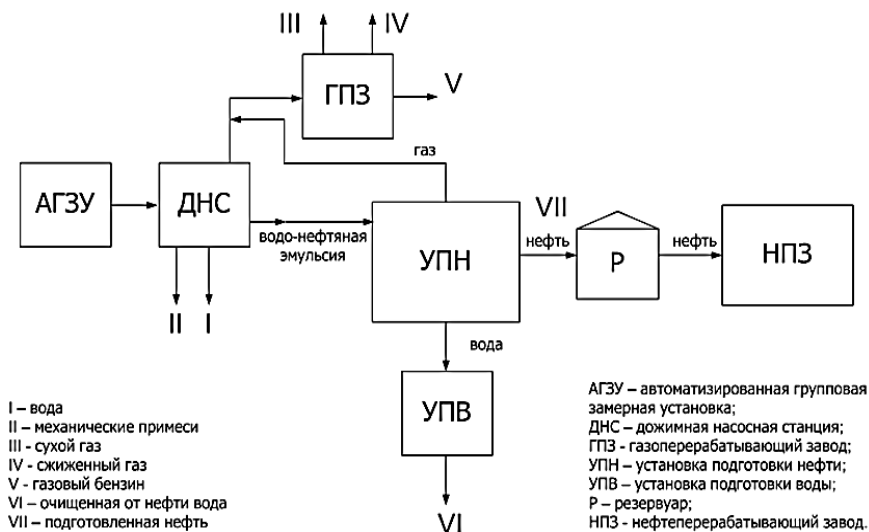


Рисунок 1.1 - Система сбора и подготовки нефти

На установке предварительного сброса воды (УПСВ) жидкость предварительно проходит две ступени сепарации. Перед первой ступенью в жидкость подается реагент - деэмульгатор. Деэмульгатор - специализированный реагент, необходимый для устойчивого разрушения эмульсий, сформированные водой и нефтью. Газ с обеих ступеней подается на узел осушки газа, затем потребителю на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Жидкость со второй ступени сепарации поступает в резервуарный парк, где происходит частичное отделение механических примесей и предварительный сброс воды с подачей ее на блочную кустовую насосную станцию для закачки в пласт. На блочную кустовую насосную станцию (БКНС) производится подготовка, учёт и закачка воды по направлениям на водораспределительные блоки (ВРБ). С водораспределительных блоков (ВРБ) вода подается на нагнетательные скважины.

После дожимной насосной станции (ДНС) или установки предварительного сброса воды (УПСВ) нефть поступает на подготовку. Технологические процессы подготовки нефти проводятся на установки подготовки нефти (УПН).

На установки подготовки нефти (УПН) жидкость поступает на узел сепарации. После сепарации жидкость направляется в печи для подогрева

эмульсии с реагентом до 50 градусов, затем поступает в отстойники, где происходит разделение эмульсии на нефть и воду. Вода сбрасывается в очистные резервуары, где происходит гравитационный отстой остаточных нефтепродуктов, содержащихся в воде, и далее направляется на блочную кустовую насосную станцию. Нефть из отстойников направляется в технологические резервуары, где происходит дальнейшее отделение нефти от воды.

Нефть с установки подготовки нефти (УПН) следует в товарные резервуары (РВС - резервуар вертикальный стальной). Товарная нефть проходит проверку качества с помощью лабораторных методов и подается центробежными насосами (ЦНС) через узел учета нефти на нефтеперекачивающую станцию (НПС). С нефтеперекачивающей станции (НПС) нефть подается в магистральный нефтепровод, затем для окончательной переработки на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) [22, 20].

1.7 Специфика развития региона

Специфика развития региона определяет миссию и приоритеты социально-экономического развития Томской области, цели и задачи социально-экономического развития Томской области, приоритетные направления социально-экономического развития Томской области.

Согласно специфике развития региона миссия социально-экономического развития Томской области определяет обеспечение в Томской области лучшее качество жизни в Сибири за счет реализации модели интенсивного развития.

Приоритеты социально-экономического развития Томской области вытекают из миссии с учетом преимуществ региона, которые могут быть реализованы для достижения результатов в экономике и социальной сфере, и ограничений, которые необходимо преодолеть:

-новые технологии;

-человеческий капитал;

- условия для инвестиций и развития предпринимательства;
- эффективная территориальная политика;
- эффективное управление.

Целями социально-экономического развития Томской области, исходя из приоритетов, являются:

- реализация модели интенсивного развития, включая развитие высокотехнологичных производств на основе потенциала научно-образовательного комплекса, создание условий для инвестиций, развитие предпринимательства;
- рациональное использование природного капитала Томской области, устойчивое развитие агропромышленного комплекса;
- повышение уровня и качества жизни населения на всей территории Томской области, накопление человеческого капитала;
- сбалансированное территориальное развитие за счет развития инфраструктуры в Томской области;
- эффективное управление регионом.

Миссия, приоритеты и система целей задают следующие приоритетные направления социально-экономического развития Томской области:

- создание инновационного территориального центра «ИНО Томск»;
- повышение качества жизни и развитие социальной сферы;
- сбалансированное территориальное развитие Томской области;
- улучшение инвестиционного климата и активное привлечение инвестиций;
- совершенствование государственного и муниципального управления.

В результате реализации стратегии конкурентоспособной основой экономики Томской области станут развитые высокотехнологичные кластеры концентрации промышленности высоких пределов, добывающей и перерабатывающей промышленности, сельского хозяйства, привлекающие качественные человеческие ресурсы и инвестиции.

Качественное образование, медицинское обслуживание, доступные культурные блага, благоустроенное жилье, высокий уровень безопасности, чистая окружающая среда будут формировать благоприятные условия для дальнейшего привлечения и удержания в регионе высококвалифицированных специалистов.

Сбалансированное территориальное развитие и реализация проектов укрепления территориальной связности обеспечат реализацию указанных мероприятий для всех жителей области.

В результате реализации стратегии в 2030 году по отношению к 2016 году Томская область достигнет следующих показателей:

- прирост валового регионального продукта в сопоставимых ценах составит 47,8%;
- реальные располагаемые денежные доходы населения возрастут на 32,8%;
- численность населения Томской области увеличится на 9,3%.

Концепция инвестиционного развития Томской области до 2025 года (с прогнозом до 2030 года). Концепция разработана в 2014 году во исполнение перечня поручений Президента Российской Федерации по итогам заседания Госсовета Российской Федерации от 31.01.2013 № Пр-144Гс, устанавливающего необходимость внедрения в субъектах Российской Федерации Стандарта деятельности органов исполнительной власти субъекта Российской Федерации по обеспечению благоприятного инвестиционного климата в регионе. В разработке концепции приняли участие органы исполнительной власти Томской области, представители бизнеса, научного сообщества, общественных и иных организаций.

Концепция определяет цель инвестиционного развития Томской области, задачи инвестиционного развития и основные направления их реализации, конкурентные преимущества региона, отраслевые приоритеты инвестиционного развития, а также их территориальный аспект.

В соответствии с концепцией целью инвестиционного развития Томской области является создание благоприятного инвестиционного климата и активное привлечение инвестиций, в том числе создание условий для привлечения и

работы инвесторов, привлечения средств российских и зарубежных инвесторов для реализации инвестиционных проектов на территории Томской области.

Достижение цели возможно при решении следующих задач, направленных на поддержание и использование конкурентных преимуществ инвестиционной привлекательности региона, а также нейтрализацию негативных тенденций развития и слабых сторон:

- улучшение инвестиционного климата и качества деловой среды;
- привлечение инвестиций для создания и развития инфраструктуры (социальной, транспортной, инженерной и коммуникационной).

В концепции с учетом конкурентных преимуществ Томской области, анализа состояния и перспектив развития отраслей для привлечения инвестиций выделены следующие отраслевые приоритеты инвестиционного развития:

- химическое производство, производство резины и пластмасс;
- производство нефтепродуктов и ядерных материалов;
- обработка древесины и производство изделий из дерева;
- производство машин и оборудования, электрооборудования, электронного и оптического оборудования;
- добыча полезных ископаемых;
- производство пищевых продуктов, включая напитки;
- сельское, лесное и рыбное хозяйства;
- информационные технологии;
- фармацевтическое производство, производство медицинской техники и высокотехнологичная медицина;

Территориально отраслевые приоритеты распределены по трем поясам социально-экономического развития: Центральному, Южному (включая Томскую агломерацию) и Северному.

Томская агломерация (Томск, Северск, Томский район) станет основным местом привлечения инвестиций в обрабатывающие производства (химическая, атомная промышленность, машиностроение и производство пищевых продуктов)

и новые отрасли, которые будут развиваться на современных промышленных площадках, на территориях ОЭЗ ТВТ и промышленных (индустриальных) парков.

В муниципальных районах Южного пояса, связанных с Томской агломерацией (Кожевниковский, Шегарский, Асиновский, Зырянский, Первомайский и Тегульдетский районы), инвестиционная активность сосредоточится в агропромышленном и лесопромышленном комплексах.

В Северном поясе города Кедровый и Стрежевой, а также Александровский, Кургасокский и Парабельский районах, основными направлениями инвестирования сохранятся поддержание добычи нефти и газа, освоение новых месторождений.

В Центральном поясе Бакчарском, Верхнекетском, Колпашевском, Кривошеинском, Молчановском и Чаинском районах, сферами преимущественного привлечения инвестиций станут: сельское хозяйство, заготовка и переработка дикорастущего сырья.

В результате реализации концепции инвестиционная активность сместится в сторону высокотехнологичных производств и перерабатывающей промышленности, промышленности высоких переделов. В добывающем комплексе инвестиции будут направляться в освоение новых месторождений с использованием современных технологий, позволяя сохранять достигнутый уровень добычи.

Привлечение инвестиций в экономику Томской области позволит увеличить количество современных высокопроизводительных рабочих мест в существующих и новых для региона видах экономической деятельности.

Создание и развитие инфраструктуры позволит преодолеть существующие ограничения, расширить рамки сбыта продукции, улучшить внутреннюю связанность территории региона, повысив тем самым привлекательность Томской области для инвесторов и способствуя сбалансированному территориальному развитию.

Создание и развитие объектов социальной сферы повысит качество и доступность образования, медицинского обслуживания, доступность объектов в сфере культуры и спорта, обеспечив высокий уровень безопасности, повышение качества жизни и создание условий для закрепления в регионе высококвалифицированных специалистов.

Благоприятные условия ведения бизнеса сделают Томскую область привлекательной для внешних и внутренних инвесторов [21].

1.8 SWOT -анализ

Рыночная структура - это сложное понятие, имеющее множество аспектов. Рыночная структура может определяться характером объектов рыночных сделок.

Конкурентность рынка определяется теми пределами, в рамках которых отдельные фирмы способны воздействовать на рынок, т.е. оказывать влияние на условия реализации своей продукции, прежде всего на цены. Чем меньше отдельные фирмы оказывают влияние на рынок, где они реализуют свою продукцию, тем более конкурентным считается рынок.

Наивысшая степень конкурентности рынка достигается тогда, когда отдельная фирма не оказывает никакого подобного влияния.

В современных условиях конкуренция между предприятиями развертывается главным образом на поле качества выпускаемой продукции. В условиях рынка удовлетворенность конкретного потребителя совокупностью предлагаемых ему свойств в товаре находит выражение в акте купли-продажи. Такое совпадение свойств, характеристик товара и требований потребителя, при котором соблюдаются интересы производителя и потребителя, означающее полное соответствие товара условиям рынка, называется его конкурентоспособностью.

База стратегических данных о «сильных» и «слабых» сторонах организации - это беспристрастная и краткая характеристика организации.

Оценку сильных и слабых сторон организации, ее внешних возможностей и угроз обычно называют SWOT - анализом. На основе этого анализа можно быстро оценить стратегическое положение организации, построить матрицу «SWOT». При выборе стратегии развития организации необходимо обеспечить соответствие внутренних возможностей, т.е. сильных и слабых сторон организации условиям внешней окружающей среде. Стратегия должна быть направлена на максимально эффективное использование имеющихся у организации конкурентных преимуществ, использование рыночных возможностей и избежание угроз.

Изучение внутренней среды направлено на уяснение того, какими сильными и слабыми сторонами обладает предприятие. Сильные стороны служат базой, на которую организация опирается в конкурентной борьбе и которую она должна стремиться расширять и укреплять. Слабые стороны - это предмет пристального внимания со стороны руководства, которое должно делать все возможное, чтобы избавиться от них. После выявления внутренних сильных и слабых сторон организации, ее внешних возможностей и угроз разрабатывается матрица «SWOT», призванная выявить связи между четырьмя частями списка.

Матрица «SWOT» состоит из четырех полей:

1. Сильные стороны - преимущества организации;
2. Слабые стороны - недостатки организации;
3. Возможности - факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества организации на рынке;
4. Угрозы - факторы, которые могут потенциально ухудшить положение организации на рынке.

SWOT – анализ АО «Томскнефть» ВНК представлен в таблице 1.1

Таблица 1.1 - SWOT – анализ АО «Томскнефть» ВНК.

Сильные стороны	Слабые стороны
Большой объем производства; Стабильное финансовое положение; Высокое качество продукции;	Высокая степень износа основных фондов.

Продолжение таблицы 1.1

Сильные стороны	Слабые стороны
Хорошая репутация на рынке; Высококвалифицированный состав персонала.	
Возможности	Угрозы
Рост спроса на внутреннем и внешних рынках; Приобретение нового оборудования и использование новейших технологий; Выход на новые рынки услуг.	Повышение налоговых ставок; Снижение объема добычи нефти по округу; Изменение общественно-политической ситуации.

Исходя из выше перечисленных исследований можно сделать вывод о том, что наиболее приемлемой стратегией для АО «Томскнефть» ВНК является «Укрепление производственного потенциала компании» [18, 22].

2 АНАЛИЗ ФИНАНСОВО – ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

АО «Томскнефть» ВНК

2.1 Анализ производственно-хозяйственной деятельности

Основным направлением АО «Томскнефть» ВНК является добыча нефти и газа.

Производственная деятельность предприятия по добыче нефти и газа осуществляется на Игольском, Крапивинском, Советском, Двуреченском, Первомайском, Чкаловском, Западно-Полуденном месторождениях и других.

Наряду с основной деятельностью большое внимание также уделяется экологической работе, внедрению и развитию новых технологий.

Рассмотрим результаты работы Общества по основным направлениям развития.

Основной производственной деятельностью АО «Томскнефть» ВНК является добыча нефти. В таблице 2.1 показан спад объемов добычи нефти. В 2016 году объемы уменьшились на 340,821 тысяч тонн, а в 2017 году на 394,549 тысяч тонн. Снижение добычи нефти происходит за счет скважин по переходящему фонду на 399,212 тысяч тонн, но в связи с вводом новых скважин в эксплуатацию происходит увеличение на 4,663 тысяч тонн.

Объемы добычи газа имеют стабильные темпы роста (таблица 2.2). В 2016 году объемы увеличились на 38,148 млн.куб.м, а в 2017 году на 54,153 млн.куб.м.

В объемах добычи жидкости также наблюдается значительный рост (таблица 2.3). В 2016 году объемы увеличились на 1 294,223 тысяч тонн, а в 2017 году на 2 242,373 тысяч тонн за счет скважин по переходящему фонду.

Данные таблицы (Приложение М) и рисунка 2.1 свидетельствуют об изменении общего количества скважин Общества за анализируемый период: +166 в 2016 году, +138 в 2017 году. На конец анализируемого периода общий фонд скважин стал равен 9 547 скважин. Наибольший удельный вес приходится на эксплуатационный фонд: 33,89% в 2015 году, 32,18 в 2016 году, 32% в 2017 году.

Фонд скважин в консервации в 2016 году увеличился на 6, а в 2017 году уменьшился на 75 скважин за счет вывода скважин из консервации в эксплуатацию.

На конец отчетного периода количество контрольных скважин увеличилось на 973. Количество нагнетательных скважин уменьшилось на 562, поглощающих на 3, водозаборных на 7.

Таким образом, можно сделать вывод о снижении объемных показателей добычи предприятия в результате истощения запасов добываемого сырья.

Таблица 2.1 – Объемы добычи нефти АО «Томскнефть» ВНК
в 2015- 2017гг.

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	Изменение (+,-)	
						2016/2015	2017/2016
1	Валовая добыча	тыс. тонн	9 898,365	9 557,544	9 162,995	-340,821	-394,549
1.1	По переходящему фонду	тыс. тонн	9 156,294	9 016,361	8 617,149	-139,933	-399,212
1.2	По новым скважинам	тыс. тонн	742,071	541,183	545,846	-200,888	4,663
2	Добыча нефти по способам эксплуатации	тыс. тонн	9 898,365	9 557,544	9 162,995	-340,821	-394,549
2.1	фонтан	тыс. тонн	259,307	263,703	204,671	4,396	-59,032
2.2	ЭЦН	тыс. тонн	9 483,363	9 185,643	8 850,384	-297,720	-335,259
2.3	ШГН	тыс. тонн	138,941	98,688	47,095	-40,253	-51,593
2.4	Прочие способы	тыс. тонн	16,754	9,510	60,845	-7,244	51,335
3	Средний дебит	тонн/сутки	11,223	10,463	9,908	-0,760	-0,555
3.1	По переходящему фонду	тонн/сутки	10,607	10,071	9,499	-0,536	-0,572
3.2	По новым скважинам	тонн/сутки	39,559	29,787	30,925	-9,772	1,138

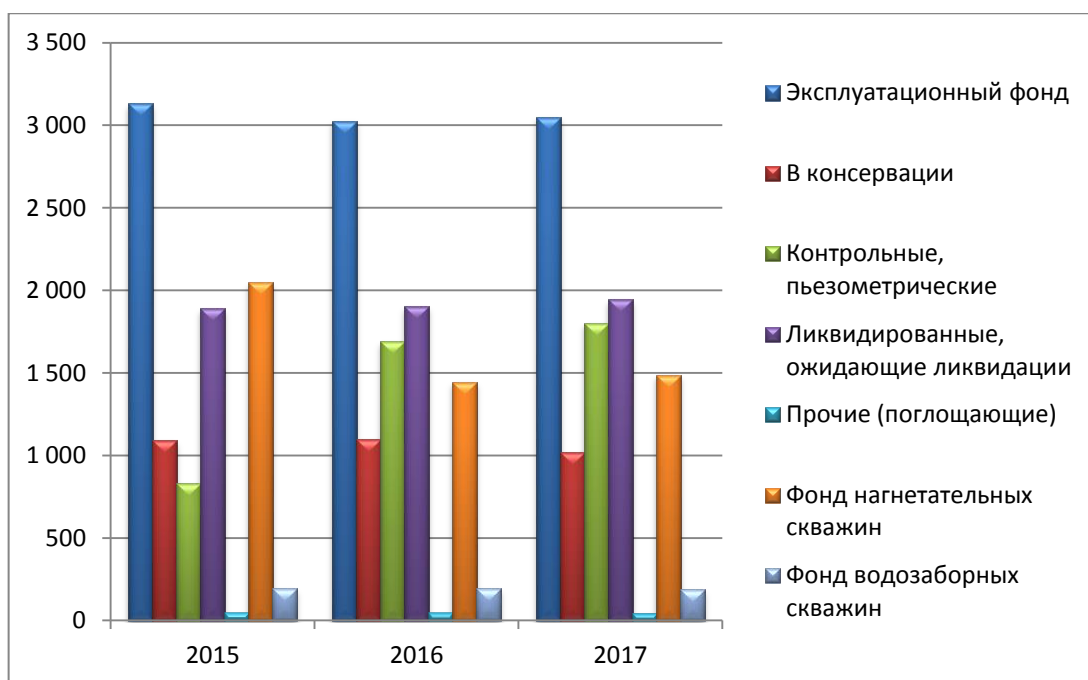


Рисунок 2.1 – Динамика изменения фонда скважин АО «Томскнефть» ВНК

Таблица 2.2 – Объемы добычи газа АО «Томскнефть» ВНК в 2015-2017гг.

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	Изменение (+,-)	
						2016/2015	2017/2016
1	Объем добычи	млн.куб.м	2 056,464	2 094,612	2 148,765	38,148	54,153
1.1	Газ природный	млн.куб.м	0,700	1,424	0,830	0,724	-0,594
1.2	Газ попутный	млн.куб.м	2 055,764	2 093,188	2 147,935	37,424	54,747
2	Средний дебит	тыс. куб. м/сут	2,332	2,293	2,323	-0,039	0,030
2.1	Газ природный	тыс. куб. м/сут	153,173	82,551	22,353	-70,622	-60,198
2.2	Газ попутный	тыс. куб. м/сут	2,331	2,292	2,322	-0,039	0,030

Таблица 2.3 - Объемы добычи жидкости АО «Томскнефть» ВНК в 2015-2017гг.

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	Изменение (+,-)	
						2016/2015	2016/2015
1	Добыча жидкости	тыс.тонн	76 597,113	77 891,336	80 133,709	1 294,223	2 242,373

Продолжение таблицы 2.3

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2015	2016	2017	Изменение (+,-)	
						2016/2015	2016/2015
1.1	По переходящему фонду	тыс.тонн	75 406,315	76 807,368	79 095,037	1 401,053	2 287,669
1.2	По новым скважинам	тыс.тонн	1 190,798	1 083,968	1 038,672	-106,83	-45,296
2	Средний дебит	тыс. куб. м/сут	86,847	85,271	86,648	-1,576	1,377
3	Процент обводненности	%	87,077	87,730	88,565	0,653	0,835
4	Закачка воды	тыс. куб. м	78 537,918	80 572,698	82 405,27	2 034,78	1 832,572

2.2 Анализ финансового состояния предприятия

Анализ финансового состояния АО «Томскнефть» ВНК следует начинать с общей характеристики состава и структуры актива (имущества) и пассива (обязательств) баланса.

С целью оценки финансового состояния все активы группируют по степени ликвидности, а обязательства - по срочности их погашения. Степень ликвидности активов зависит от скорости превращения их в денежные средства. Чем быстрее активы превращаются в деньги, тем выше степень их ликвидности.

Активы предприятия по степени их ликвидности группируют в следующие четыре группы:

1.A1. Наиболее ликвидные активы: денежные средства и краткосрочные финансовые вложения.

2.A2. Быстро реализуемые активы: краткосрочная дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты.

3.А3. Медленно реализуемые активы: запасы, НДС, долгосрочная дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты, прочие оборотные активы.

4.А4. Трудно реализуемые активы: внеоборотные активы.

Пассивы баланса группируют по степени срочности их оплаты:

1.П1. Наиболее срочные обязательства: кредиторская задолженность.

2.П2. Краткосрочные пассивы: краткосрочные займы и кредиты, задолженность участникам по выплате доходов.

3.П3. Долгосрочные пассивы: долгосрочные обязательства, доходы будущих периодов, резервы предстоящих расходов.

4.П4. Постоянные (устойчивые пассивы): капитал и резервы.

Проведем анализ ликвидности баланса сопоставив активы и пассивы. Баланс считается абсолютно ликвидным, если выполняется следующее соотношение:

$$-A1 \geq П1$$

$$-A2 \geq П2$$

$$-A3 \geq П3$$

$$-A4 \leq П4$$

Если одно или несколько неравенств не выполняются, то ликвидность баланса не является абсолютной [1].

Результаты анализа представлены в таблице (Приложение Л).

Результаты расчетов показали, что баланс не является абсолютно ликвидным ни в одном из периодов. Если в 2015г. и 2016г. в группе быстро реализуемых активов (А2) был платежный излишек в размере 13 679 778 тыс.руб. и 10 790 942 тыс.руб., то в 2017г. он снизился до 5 757 271 тыс. руб.

В группе медленно реализуемых активов (А3) платежный недостаток уменьшился в 2016г. на 365 089 тыс. руб., в 2017г. на 1 157 306 тыс. руб.

В группе трудно реализуемых активов (А4) платежный недостаток увеличился на 3 455 461 тыс. руб. в 2016г., на 16 261 910 тыс. руб. в 2017г.

Ликвидность баланса проиллюстрируем с помощью диаграмм (рисунки 2.2, 2.3, 2.4).

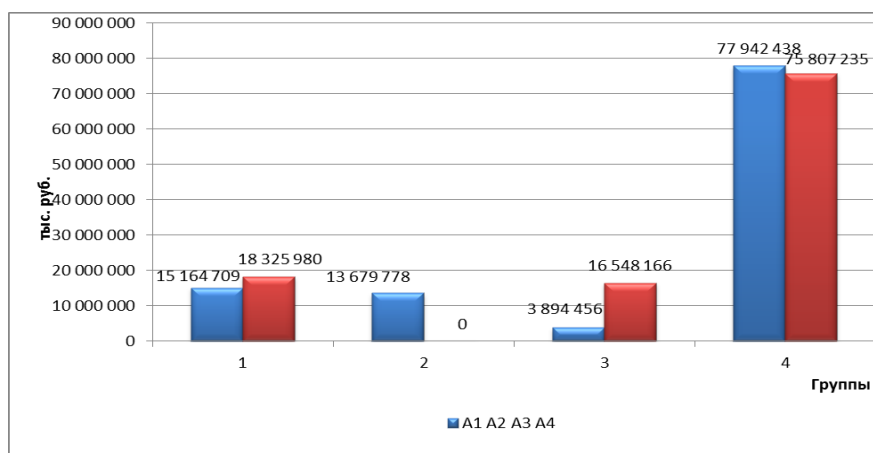


Рисунок 2.2 - Ликвидность баланса за 2015 год

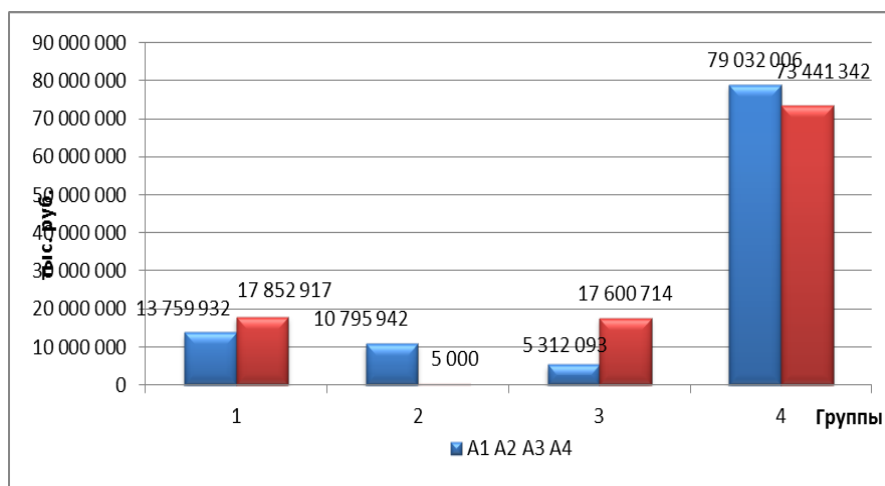


Рисунок 2.3 - Ликвидность баланса за 2016 год

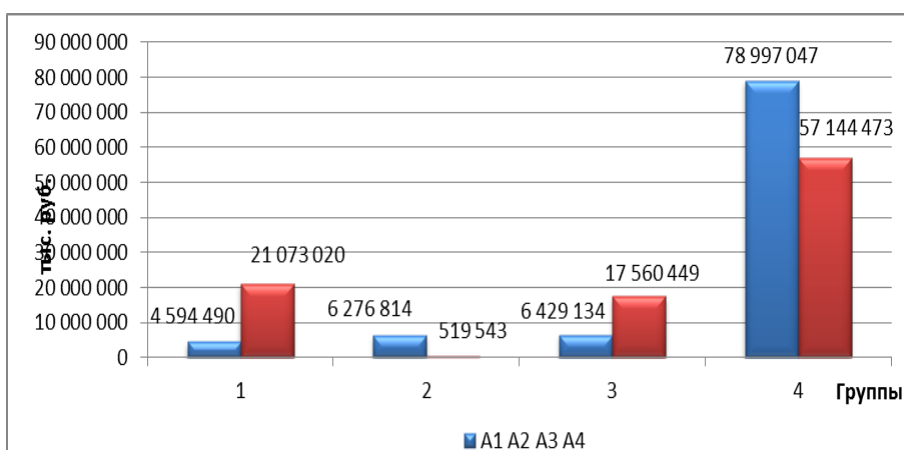


Рисунок 2.4 - Ликвидность баланса за 2017 год

2.3 Анализ финансовой устойчивости предприятия

Финансовая устойчивость предприятия характеризует зависимость предприятия от внешних источников финансирования и оценивается следующими показателями:

1. Коэффициент автономии.
2. Коэффициент соотношения заемных и собственных средств.
3. Наличие собственного оборотного капитала.
4. Коэффициент обеспеченности оборотного капитала собственными средствами.
5. Коэффициент маневренности собственных средств предприятия.
6. Коэффициент финансовой устойчивости.

Коэффициент автономии (K_a) показывает, сколько собственного капитала (СК) приходится на один рубль всех источников средств предприятия (ИС).

Рассчитывается по формуле:

$$K_a = \frac{СК}{ИС} \quad (1)$$

$$K_{a2015} = \frac{75\,807\,235}{110\,681\,381} = 0,68$$

$$K_{a2016} = \frac{73\,441\,342}{108\,899\,973} = 0,67$$

$$Ka_{2017} = \frac{57\,144\,473}{96\,297\,485} = 0,59$$

Рекомендуемое значение $Ka \geq 0,5$. В нашем случае на один рубль всех источников средств приходится 0,68 – 0,59 рублей собственных, т.е. только 68% - 59% активов предприятия сформированы за счет собственного капитала. Снижение коэффициента свидетельствует о снижении собственного капитала и всех источников средств предприятия.

Коэффициент соотношения заемных и собственных средств (Кз/с.) - показывает, сколько заемных средств (ЗС) предприятие привлекает на один рубль собственного капитала (СК).

Рекомендуемое значение: $Kз/с. \leq 1$. Это означает, что на один рубль собственного капитала предприятие должно привлекать не более одного рубля заемных средств.

Рассчитывается по формуле [10, с.50]:

$$K_{\frac{з}{с}} = \frac{ЗК}{СК} \quad (2)$$

$$Kз/с.2015 = \frac{15\,251\,801 + 19\,622\,345}{75\,807\,235} = 0,46$$

$$Kз/с.2016 = \frac{16\,015\,125 + 19\,443\,506}{73\,441\,342} = 0,48$$

$$Kз/с.2017 = \frac{16\,205\,872 + 22\,947\,140}{57\,144\,473} = 0,69$$

В нашем случае величина коэффициента не превышает рекомендуемое значение, на рубль собственного капитала предприятие привлекает 0,46 – 0,69 рублей заемного капитала.

Собственный оборотный капитал (СОК) показывает, какая сумма собственного капитала используется в обороте.

Сумму собственного оборотного капитала (чистые оборотные активы) рассчитываем таким образом: из общей суммы оборотных активов (раздел II баланса) вычтем сумму краткосрочных финансовых обязательств (раздел V пассива за вычетом доходов будущих периодов и резерва предстоящих расходов и платежей (оценочные обязательства)).

$$\text{СОК} = \text{ОА} - \text{КО} \quad (3)$$

$$\text{СОК}_{2015} = 32\,738\,943 - 18\,325\,980 = 14\,412\,963 \text{ тыс.р.}$$

$$\text{СОК}_{2016} = 29\,867\,967 - 17\,857\,917 = 12\,010\,050 \text{ тыс.р.}$$

$$\text{СОК}_{2017} = 17\,300\,438 - 21\,592\,563 = -4\,292\,125 \text{ тыс.р.}$$

Коэффициент обеспеченности оборотного капитала собственными средствами ($K_{\text{СОК}}$), показывает, какая часть оборотного капитала формируется за счет собственного капитала.

Рассчитывается по формуле [10, с.50]:

$$K_{\text{СОК}} = \frac{\text{СОК}}{\text{ОА}} \quad (4)$$

$$K_{\text{СОК}_{2015}} = \frac{14\,412\,963}{32\,738\,943} = 0,44$$

$$K_{\text{СОК}_{2016}} = \frac{12\,010\,050}{29\,867\,967} = 0,40$$

$$K_{\text{сок}}_{2017} = \frac{-4\,292\,125}{17\,300\,438} = -0,25$$

Рекомендуемое значение $K_{\text{сок}} \geq 0,1$. Это означает, что минимум 10% оборотных активов должно быть сформировано за счет собственного капитала.

Необходимое условие выполняется только в 2015г. и в 2016г. В 2017г. структура баланса предприятия является неудовлетворительной.

Коэффициент маневренности собственных средств предприятия (K_m) показывает, какая часть собственного капитала находится в обороте, т.е. используется для финансирования текущей деятельности (оборотных активов).

Рассчитывается по формуле [10, с.51]:

$$K_m = \frac{\text{СОК}}{\text{СК}} \quad (5)$$

$$K_{m.2015.} = \frac{14\,412\,963}{75\,807\,235} = 0,19$$

$$K_{m.2016.} = \frac{12\,010\,050}{73\,441\,342} = 0,16$$

$$K_{m.2017.} = \frac{-4\,292\,125}{57\,144\,473} = -0,08$$

Рекомендуемое значение $K_m \geq 0,2-0,5$. Это означает, что 20%-50% собственного капитала должно быть направлено на финансирование текущей деятельности (оборотных активов).

Коэффициент финансовой устойчивости ($K_{\text{ф.у}}$) показывает, какая часть активов финансируется за счет собственного капитала и долгосрочных обязательств, т.е. устойчивых пассивов.

Рассчитывается по формуле [10, с.52]:

$$K_{ф.у.} = \frac{СК + ДО}{ВА + ОА}$$

$$K_{ф.у.2015.} = \frac{75\,807\,235 + 19\,622\,345}{110\,681\,381} = 0,86$$

$$K_{ф.у.2016.} = \frac{73\,441\,342 + 19\,443\,506}{108\,899\,973} = 0,85$$

$$K_{ф.у.2017.} = \frac{57\,144\,473 + 22\,947\,140}{96\,297\,485} = 0,83$$

Чем больше значение данного показателя, тем устойчивее финансовое состояние предприятия. Рекомендуемое значение 0,75 - 0,9. От 75% до 90% активов должно формироваться за счет собственного капитала и долгосрочных обязательств, чтобы обеспечить предприятию устойчивое финансирование хозяйственной деятельности.

Результаты расчетов коэффициентов финансовой независимости сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 - Показатели финансовой независимости

Показатели	2015г	2016г	2017г	Отклонение	Темп роста 2016, %	Темп роста 2017,%	Рекомендуемое значение
Коэффициент автономии	0,68	0,67	0,59	-0,09	98,53	88,06	$\geq 0,5$
Коэффициент соотношения заемных и собственных средств	0,46	0,48	0,69	0,23	104,35	143,75	≤ 1
Коэффициент обеспеченности оборотного капитала собственными средствами	0,44	0,40	-0,25	-0,69	90,91	-62,50	$\geq 0,1$

Продолжение таблицы 2.4

Показатели	2015г	2016г	2017г	Отклонение	Темп роста 2016, %	Темп роста 2017,%	Рекомендуемое значение
Коэффициент маневренности собственных средств предприятия	0,19	0,16	-0,08	-0,27	84,21	-50,00	$\geq 0,2-0,5$
Коэффициент финансовой устойчивости	0,86	0,85	0,83	-0,03	98,84	97,65	0,75-0,9

Вывод: несмотря на то, что коэффициент автономии снизился к концу 2017 года, он соответствует рекомендуемому значению.

Коэффициент соотношения заемных и собственных средств повысился к концу 2017 года на 43,75%, соответствует рекомендуемому значению.

Коэффициенты обеспеченности оборотного капитала собственными средствами и коэффициент маневренности собственных средств предприятия снизились и не соответствуют рекомендуемым значениям.

Коэффициент финансовой устойчивости остался неизменным на конец анализируемого периода.

2.4 Анализ ликвидности и платежеспособности предприятия

Платежеспособность характеризует способность предприятия погашать свои платежные обязательства за счет активов. Различают текущую и общую платежеспособность. Текущая платежеспособность - это способность предприятия погашать свои платежные обязательства за счет оборотных активов, а общая - за счет оборотных и внеоборотных активов.

Ликвидность предприятия характеризуется наличием оборотных активов в размере, достаточном для погашения краткосрочных обязательств. Основным признаком ликвидности предприятия является:

Оборотные активы > Краткосрочные обязательства

Для оценки платежеспособности предприятие использует показатели:

1. Коэффициент абсолютной ликвидности.
2. Коэффициент быстрой ликвидности.
3. Коэффициент текущей ликвидности.
4. Коэффициент ликвидности товарно-материальных ценностей.
5. Коэффициент общей платежеспособности.

Коэффициент абсолютной ликвидности - показывает, какая часть краткосрочных обязательств (КО) может быть погашена ликвидными оборотными активами т.е. денежными средствами (ДС) и краткосрочными финансовыми вложениями (КФВ). Рассчитывается по формуле [3, с.60]:

$$K_{a.l} = \frac{ДС+КФВ}{КО} \quad (7)$$

$$K_{a.l. 2015} = \frac{1\,282 + 15\,163\,427}{0 + 18\,325\,980} = 0,83$$

$$K_{a.l. 2016} = \frac{1\,244 + 13\,758\,688}{5\,000 + 17\,852\,917} = 0,77$$

$$K_{a.l. 2017} = \frac{1\,564 + 4\,592\,926}{519\,543 + 21\,073\,020} = 0,21$$

Рекомендуемое значение $K_{a.l} \geq 0,2-0,5$. Это означает, что 20-50% краткосрочных обязательств должно покрываться за счет денежных средств и краткосрочных финансовых вложений.

Коэффициент быстрой ликвидности - показывает, какую часть краткосрочных обязательств предприятие может покрыть за счет денежных

средств, краткосрочных финансовых вложений и при условии полного погашения краткосрочной дебиторской задолженности (КДЗ).

Рассчитывается по формуле [3, с.61]:

$$K_{б.л} = \frac{ДС+КФВ+КДЗ}{КО} \quad (8)$$

$$K_{б.л. 2015} = \frac{1\,282 + 15\,163\,427 + 13\,679\,778}{0 + 18\,325\,980} = 1,57$$

$$K_{б.л. 2016} = \frac{788 + 13\,758\,688 + 10\,795\,942}{5\,000 + 17\,852\,917} = 1,38$$

$$K_{б.л. 2017} = \frac{1\,564 + 4\,592\,926 + 6\,276\,814}{519\,543 + 21\,073\,020} = 0,50$$

Рекомендуемое значение $K_{б.л} \geq 0,7-1,0$. Это означает, что 70-100% краткосрочных обязательств должно покрываться за счет денежных средств, краткосрочных финансовых вложений и при условии полного погашения краткосрочной дебиторской задолженности.

Коэффициент текущей ликвидности - показывает, в какой степени предприятие может покрыть краткосрочные обязательства за счет всех оборотных активов (ОА).

Рассчитывается по формуле [3, с.63]:

$$K_{т.л} = \frac{ОА}{КО} \quad (9)$$

$$K_{т.л.2015} = \frac{32\,738\,943}{0 + 18\,325\,980} = 1,79$$

$$K_{т.л.2016} = \frac{29\,867\,967}{5\,000 + 17\,852\,917} = 1,67$$

$$K_{т.л.2017} = \frac{17\,300\,438}{519\,543 + 21\,073\,020} = 0,80$$

Рекомендуемое значение $K_{т.л} \geq 2$. Это означает, что оборотные активы должны в 2 раза превышать краткосрочные обязательства предприятия.

Коэффициент ликвидности товарно-материальных ценностей - показывает, какую часть краткосрочных обязательств предприятие может погасить за счет реализации запасов. При расчете данного коэффициента учитываются запасы, за исключением расходов будущих периодов.

Рассчитывается по формуле [3, с.64]:

(10)

$$K_{л.т.м.ц} = \frac{З - РБП}{КО}$$

$$K_{л.т.м.ц\ 2015} = \frac{3\,854\,053}{0 + 18\,325\,980} = 0,21$$

$$\text{Кл.т.м.ц 2016} = \frac{5\,202\,592}{5\,000 + 17\,852\,917} = 0,29$$

$$\text{Кл.т.м.ц 2017} = \frac{6\,314\,732}{519\,543 + 21\,073\,020} = 0,29$$

Рекомендуемое значение 0,5 – 0,7.

Коэффициент общей платежеспособности - характеризует способность предприятия покрыть все свои обязательства, как краткосрочные (КО), так и долгосрочные (ДО), за счет всех активов (ИА).

Рассчитывается по формуле [3, с.65]:

$$K_{o.п} = \frac{ИА}{КО+ДО} \quad (11)$$

$$K_{o.п. 2015} = \frac{110\,681\,381}{15\,251\,801 + 19\,622\,345} = 3,17$$

$$K_{o.п. 2016} = \frac{108\,899\,973}{16\,015\,125 + 19\,443\,506} = 3,07$$

$$K_{o.п. 2017} = \frac{96\,297\,485}{16\,205\,872 + 22\,947\,140} = 2,46$$

Рекомендуемое значение коэффициента общей платежеспособности $K_{o.п} \geq 2$. Это означает, что актив баланса должен в два и более раза превышать все обязательства предприятия.

как показал расчет коэффициентов (таблица 2.5), платежеспособность предприятия снизилась практически по всем показателям.

Таблица 2.5 - Анализ показателей платежеспособности

Показатели	2015	2016	2017	Отклонение	Темп роста 2016г., %	Темп роста 2017г., %	Рекомендуемое значение
1. Коэффициент абсолютной ликвидности	0,83	0,77	0,21	-0,62	92,77	27,27	$\geq 0,2$
2. Коэффициент быстрой ликвидности	1,57	1,38	0,50	-1,07	87,89	36,23	0,7-1,0
3. Коэффициент текущей ликвидности	1,79	1,67	0,80	-0,99	93,30	47,90	≥ 2
4. Коэффициент ликвидности товарно-материальных ценностей	0,21	0,29	0,29	0,08	138,09	100,00	0,5-0,7
5. Коэффициент общей платежеспособности	3,17	3,07	2,46	-0,71	96,85	80,13	≥ 2

Коэффициент абсолютной ликвидности снизился, но его значение превышает рекомендуемое.

Так же идет снижение коэффициентов быстрой ликвидности и текущей ликвидности.

Снижение платежеспособности предприятия связано с снижением оборотных активов и снижением собственного капитала. Коэффициент общей платежеспособности превышает рекомендуемое значение (≥ 2).

В целом предприятие можно признать платежеспособным, но не абсолютно.

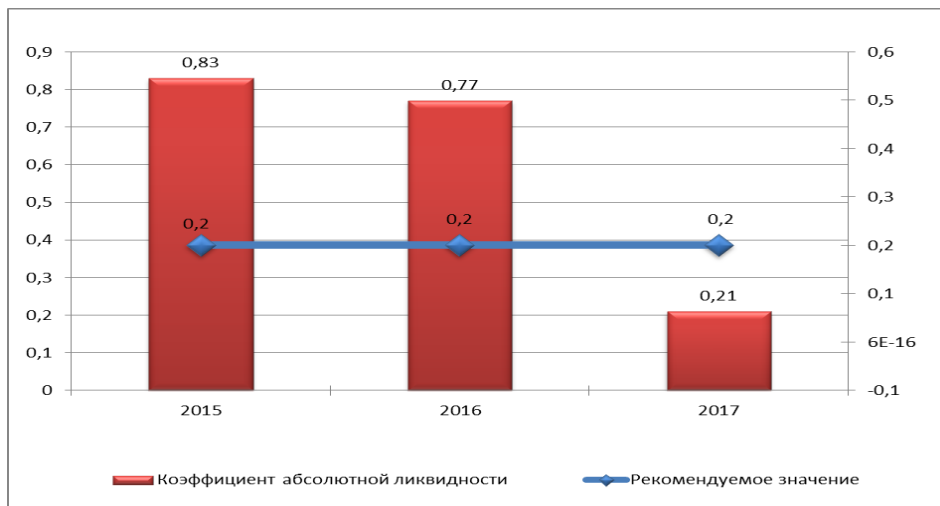


Рисунок 2.5 - Динамика коэффициента абсолютной ликвидности



Рисунок 2.6 - Динамика коэффициента быстрой ликвидности

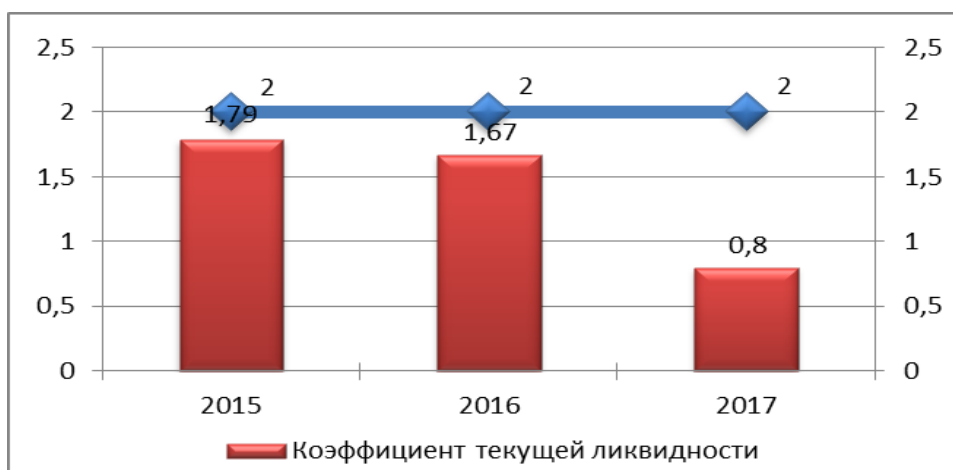


Рисунок 2.7 - Динамика коэффициента текущей ликвидности

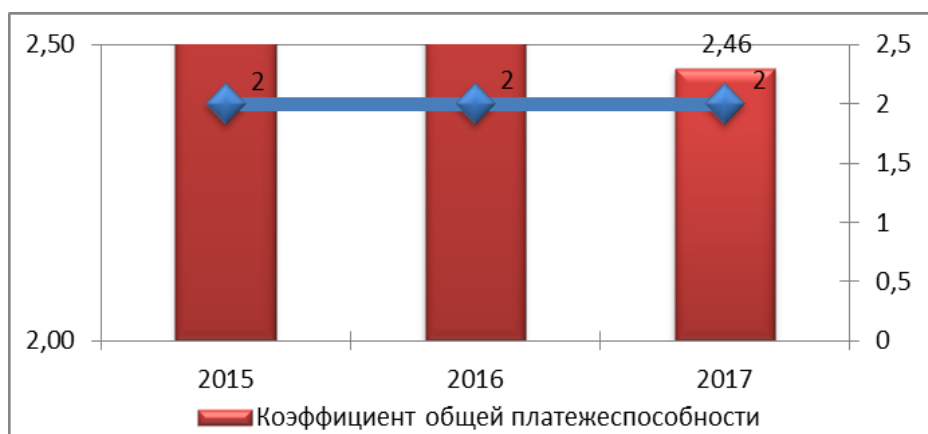


Рисунок 2.8 – Динамика коэффициента ликвидности товарно-материальных ценностей.

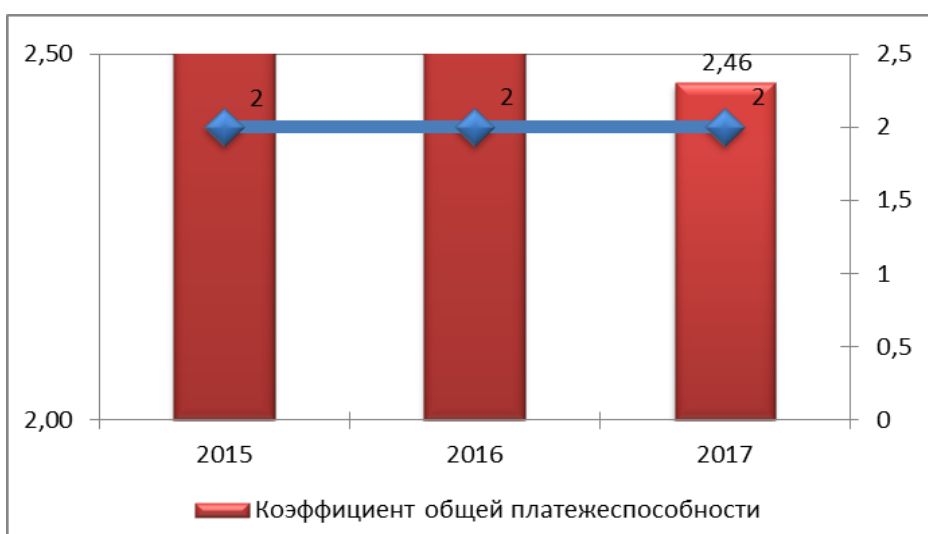


Рисунок 2.9 - Динамика коэффициента общей платежеспособности

Согласно методическим положениям по оценке неудовлетворительной оценки структуры баланса, если коэффициент текущей ликвидности менее 2, то рассчитывается коэффициент восстановления платёжеспособности [3, с.70]:

$$K_{В.П} = \frac{K_{К.Г.Т.Л} + \frac{6}{12} (K_{К.Г.Т.Л} - K_{Н.Г.Т.Л})}{2} \quad (12)$$

Если данный коэффициент $\geq 1;0$, то предприятие в ближайшие 6 месяцев восстановит свою платежеспособность.

$$K_{В.П} = \frac{1,67 + \frac{6}{12} * (1,67 - 0,8)}{2} = 1,05$$

Коэффициент восстановления платежеспособности > 1, следовательно, у предприятия в течение 6 месяцев есть возможность восстановить платежеспособность.

2.5 Оценка деловой активности предприятия

Анализ основных показателей деятельности предприятия отражается в деловой активности предприятия. Деловая активность предприятия в экономическом аспекте проявляется, прежде всего, в скорости оборота его средств.

Анализ деловой активности позволяет обнаружить, как эффективно предприятие использует собственные средства. Как уже было сказано, к признакам, описывающим деловую активность, мы относим коэффициенты оборачиваемости и рентабельности.

Коэффициент оборачиваемости - это денежный коэффициент показывающий интенсивность применения (скорость оборота) конкретных активов либо обязательств. Коэффициенты оборачиваемости выступают признаками деловой активности компании.

Чем больше коэффициент оборачиваемости активов, тем интенсивней употребляют активы в деятельности организации, тем больше деловая активность.

1. Оборачиваемость совокупного капитала

Коэффициент оборачиваемости совокупного капитала (Коск) отражает скорость оборота всего капитала предприятия (количество оборотов за период) [3, с.50]:

$$\text{Коск} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая величина активов} \quad (13)$$

где нг - данные на начало отчетного года;

кг - данные на конец отчетного периода.

$$\text{Коск 2016} = 121902265 / 0,5 * (110681381+108899973) = 1,11$$

$$\text{Коск 2017} = 143043629 / 0,5 * (108899973+96297485) = 1,40$$

2.Оборачиваемость текущих активов (оборачиваемость оборотных активов)

Коэффициент оборачиваемости оборотных активов (Коа) характеризует скорость оборота всех мобильных средств предприятия [3, с.51]:

$$\text{Коа} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая стоимость оборотных активов} \quad (14)$$

где нг - данные на начало отчетного года;

кг - данные на конец отчетного периода.

$$\text{Коа 2016} = 121902265 / 0,5 * (3854053+5202592) = 26,92$$

$$\text{Коа 2017} = 120914229 / 0,5 * (5202592+6314732) = 20,99$$

3.Оборачиваемость собственного капитала

Коэффициент оборачиваемости собственного капитала (Коск) показывает скорость оборота собственного капитала или активность средств, которыми рискуют акционеры [3, с.52]:

$$\text{Коск} = \text{Выручка} / \text{Средняя величина собственного капитала} \quad (15)$$

где нг - данные на начало отчетного года;

кг - данные на конец отчетного периода.

$$\text{Коск 2016} = 121902265 / 0,5 * (75807235+73441342) = 1,63$$

$$\text{Коск 2017} = 143043629 / 0,5 * (73441342+57144473) = 2,19$$

4.Оборачиваемость материальных запасов (запасов и затрат)

Коэффициент оборачиваемости запасов и затрат (Комз) отражает число оборотов запасов предприятия за анализируемый период [3, с.53]:

$$\text{Комз} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая стоимость запасов} \quad (16)$$

где нг - данные на начало отчетного года;

кг - данные на конец отчетного периода.

Средний срок оборота материальных оборотных средств (в днях):

$$\text{Помз} = 365 / \text{Комз} \quad (17)$$

$$\text{Комз 2016} = 121902265 / 0,5 * (3854053+743) + (5202592+8) = 26,92$$

$$\text{Комз 2017} = 143043629 / 0,5 * (5202592+8) + (6314732+6630) = 24,83$$

$$\text{Помз 2015} = 365 / 26,92 = 13,56$$

$$\text{Помз 2016} = 365 / 24,83 = 14,7$$

5. Оборачиваемость дебиторской задолженности

Коэффициент (Кодз) показывает скорость оборота дебиторской задолженности, измеряет скорость погашения дебиторской задолженности организации, насколько быстро организация получает оплату за проданные товары (работы, услуги) от своих покупателей [3, с.54]:

$$\text{Кодз} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая величина дебиторской задолженности} \quad (18)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

Период оборота дебиторской задолженности (оборачиваемость дебиторской задолженности в днях) характеризует средний срок погашения дебиторской задолженности и рассчитывается как:

$$\text{Пдз} = 365 / \text{Кодз} \quad (19)$$

$$\text{Кодз 2016} = 121902265 / 0,5 * (13679778+10795942) = 9,9$$

$$\text{Кодз 2017} = 143043629 / 0,5 * (10795942+6276814) = 16,76$$

$$\text{Пдз 2016} = 365 / 9,9 = 36,87$$

$$\text{Пдз 2017} = 365 / 16,76 = 21,78$$

6. Оборачиваемость кредиторской задолженности

Это показатель скорости погашения предприятием своей задолженности перед поставщиками и подрядчиками. Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности (Кокз) показывает, сколько раз (обычно, за год)

предприятие оплачивает среднюю величину своей кредиторской задолженности, иными словами коэффициент показывает расширение или снижение коммерческого кредита, предоставляемого предприятию [3, с.55]:

$$\text{Кокз} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая величина кредиторской задолженности} \quad (20)$$

где нг – данные на начало отчетного года;

кг – данные на конец отчетного периода.

Период оборота кредиторской задолженности (оборачиваемость кредиторской задолженности в днях). Данный показатель отражает средний срок возврата долгов предприятия (за исключением обязательств перед банками и по прочим займам):

$$\text{Пкз} = 365 / \text{Кокз} \quad (21)$$

$$\text{Кокз}_{2016} = 121902265 / 0,5 * (18325980+17852917) = 6,74$$

$$\text{Кокз}_{2017} = 143043629 / 0,5 * (17852917+21073020) = 7,35$$

$$\text{Пкз}_{2016} = 365 / 6,74 = 54,15$$

$$\text{Пкз}_{2017} = 365 / 7,35 = 49,66$$

7. Оборачиваемость денежных средств

Коэффициент оборачиваемости денежных средств (Кодс) указывает на характер использования денежных средств на предприятии [3, с.56]:

$$\text{Кодс} = \text{Выручка} / \text{Средняя сумма денежных средств} \quad (22)$$

где нг - данные на начало отчетного года;

кг - данные на конец отчетного периода.

$$\text{Кодс}_{2016} = 121902265 / 0,5 * (1282+1244) = 96518,02$$

$$\text{Кодс}_{2017} = 143043629 / 0,5 * (1244+1564) = 101882,93$$

8. Фондоотдача основных средств

Фондоотдача отражает эффективность использования основных средств предприятия и рассчитывается по формуле [3, с.57]:

$$\text{Фондоотдача} = \text{Выручка} / \text{Среднегодовая стоимость основных средств} \quad (23)$$

где нг - данные на начало отчетного года;

кг - данные на конец отчетного периода.

$$\Phi_{o2016} = 121902265 / 0,5 * (61199799+65272196) = 1,93$$

$$\Phi_{o2017} = 143043629 / 0,5 * (65272196+66198101) = 2,18$$

2.6 Оценка рентабельности предприятия

Рентабельность предприятия характеризует уровень прибыльности деятельности предприятия. Рентабельность рассчитывается на основе показателей прибыли.

Для анализа рентабельности рассчитываются показатели:

- 1.Рентабельность продукции
- 2.Рентабельность продаж
- 3.Рентабельность капитала
- 4.Рентабельность оборотного капитала
- 5.Рентабельность собственного капитала
- 6.Рентабельность ресурсов

Рентабельность продукции (Рп) - это отношение прибыли от продаж к затратам на производство и реализацию продукции.

Рассчитывается по формуле [8, с.40]:

(24)

$$Рп = \frac{Ппр}{Сп + КР + УР} * 100\%,$$

где Сп - себестоимость продаж;

КР – коммерческие расходы;

УР - управленческие расходы.

$$Рп_{2015} = \frac{25\ 553\ 358}{103\ 832\ 039+6\ 358+3\ 253\ 830} * 100\% = 23,86$$

$$R_{\text{П}2016} = \frac{20\,627\,944}{97\,950\,979 + 55\,620 + 3\,267\,722} * 100\% = 20,37$$

$$R_{\text{П}2017} = \frac{18\,467\,143}{122\,221\,413 + 90\,521 + 2\,264\,552} * 100\% = 14,82$$

Рентабельность продукции показывает, сколько прибыли от продаж приходится на один рубль затрат на производство и реализацию продукции.

Рентабельность продаж ($R_{\text{ПР}}$) - это отношение прибыли от продаж к выручке.

Рассчитывается по формуле [8, с.42]:

(25)

$$R_{\text{ПР}} = \frac{\text{П}_{\text{ПР}}}{\text{В}} * 100\%$$

$$R_{\text{ПР}2015} = \frac{25\,553\,358}{132\,645\,585} * 100\% = 19,26$$

$$R_{\text{ПР}2016} = \frac{20\,627\,944}{121\,902\,265} * 100\% = 16,92$$

$$R_{\text{ПР}2017} = \frac{18\,467\,143}{143\,043\,629} * 100\% = 12,91$$

Рентабельность продаж показывает, сколько прибыли от продаж приходится на один рубль выручки.

Рентабельность капитала ($R_{\text{К}}$) - это отношение прибыли до налогообложения (или чистой прибыли) к среднегодовой стоимости имущества предприятия (актива баланса).

Рассчитывается по формуле [8, с.45]:

(26)

$$P_K = \frac{\text{П}_{\text{д.н.о.}} (\text{Пч})}{K} * 100\%$$

$$P_{K 2016} = \frac{19\,467\,536}{108\,899\,973} * 100\% = 17,88$$

$$P_{K 2015} = \frac{48\,523\,604}{110\,681\,381} * 100\% = 43,84$$

$$P_{K 2017} = \frac{15\,446\,322}{96\,297\,485} * 100\% = 16,04$$

Рентабельность капитала показывает, сколько прибыли до налогообложения (или чистой прибыли) приходится на один рубль капитала или имущества предприятия.

Рентабельность оборотного капитала (P_{OK}) - это отношение прибыли до налогообложения (или чистой прибыли) к среднегодовой стоимости оборотного капитала предприятия.

Рассчитывается по формуле [8, с.46]:

(27)

$$P_{OK} = \frac{\text{П}_{\text{д.н.о.}} (\text{Пч})}{OA} * 100\%$$

$$P_{OK2015} = \frac{48\,523\,604}{32\,738\,943} * 100\% = 148,21$$

$$P_{\text{ОК}2016} = \frac{19\,467\,536}{29\,867\,967} * 100\% = 65,18$$

$$P_{\text{ОК}2017} = \frac{15\,446\,322}{17\,300\,438} * 100\% = 89,28$$

Рентабельность оборотного капитала показывает, сколько прибыли до налогообложения (или чистой прибыли) приходится на один рубль капитала, вложенного в оборотные активы (или в текущую деятельность).

Рентабельность собственного капитала ($P_{\text{СК}}$) - это отношение прибыли до налогообложения (или чистой прибыли) к среднегодовой стоимости собственного капитала предприятия.

Рассчитывается по формуле [8, с.50]:

(28)

$$P_{\text{СК}} = \frac{\Pi_{\text{д.н.о.}} (\Pi_{\text{ч}})}{\text{СК}} * 100\%$$

$$P_{\text{СК}2015} = \frac{48\,523\,604}{75\,807\,235} * 100\% = 64,01$$

$$P_{\text{СК}2016} = \frac{19\,467\,536}{73\,441\,342} * 100\% = 26,51$$

$$P_{\text{СК}2017} = \frac{15\,446\,322}{57\,144\,473} * 100\% = 27,03$$

Рентабельность собственного капитала показывает, сколько прибыли до налогообложения (или чистой прибыли) предприятие получает на один рубль собственного капитала.

Рентабельность ресурсов (R_p) – это отношение прибыли до налогообложения (или чистой прибыли, прибыли от продаж) к среднегодовой стоимости основных производственных фондов (ОПФ) и материальных оборотных средств (МОС).

Рассчитывается по формуле [8, с.51]:

(29)

$$R_p = \frac{\text{П}_{\text{д.н.о.}} (\text{П}_ч, \text{П}_{\text{пр}})}{\text{ОПФ} + \text{МОС}} * 100\%$$

$$R_{p\ 2015} = \frac{59\ 278\ 682}{61\ 199\ 799 + 3\ 854\ 053} * 100\% = 91,12$$

$$R_{p\ 2016} = \frac{24\ 708\ 104}{65\ 272\ 196 + 5\ 202\ 592} * 100\% = 35,06$$

$$R_{p\ 2017} = \frac{19\ 060\ 075}{66\ 198\ 101 + 6\ 314\ 732} * 100\% = 26,29$$

Рентабельность ресурсов показывает, сколько прибыли до налогообложения (или чистой прибыли, прибыли от продаж) предприятие получает на один рубль ресурсов, занятых в производстве.

По данным таблицы 2.6 видно, что в 2016 году произошло снижение всех показателей рентабельности, а в 2017 году произошло увеличение рентабельности оборотного капитала и рентабельности собственного капитала.

Таблица 2.6 - Показатели рентабельности

В %

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год
Рентабельность продукции	23,86	20,37	14,82
Рентабельность продаж	19,26	16,92	12,91
Рентабельность капитала, %	43,84	17,88	16,04
Рентабельность оборотного капитала, %	148,21	65,18	89,28
Рентабельность собственного капитала, %	64,01	26,51	27,03
Рентабельность ресурсов, %	91,12	35,06	26,29

Основным фактором снижения рентабельности является снижение прибыли, которая в свою очередь зависит от объемов производства и реализации продукции и снижения затрат.

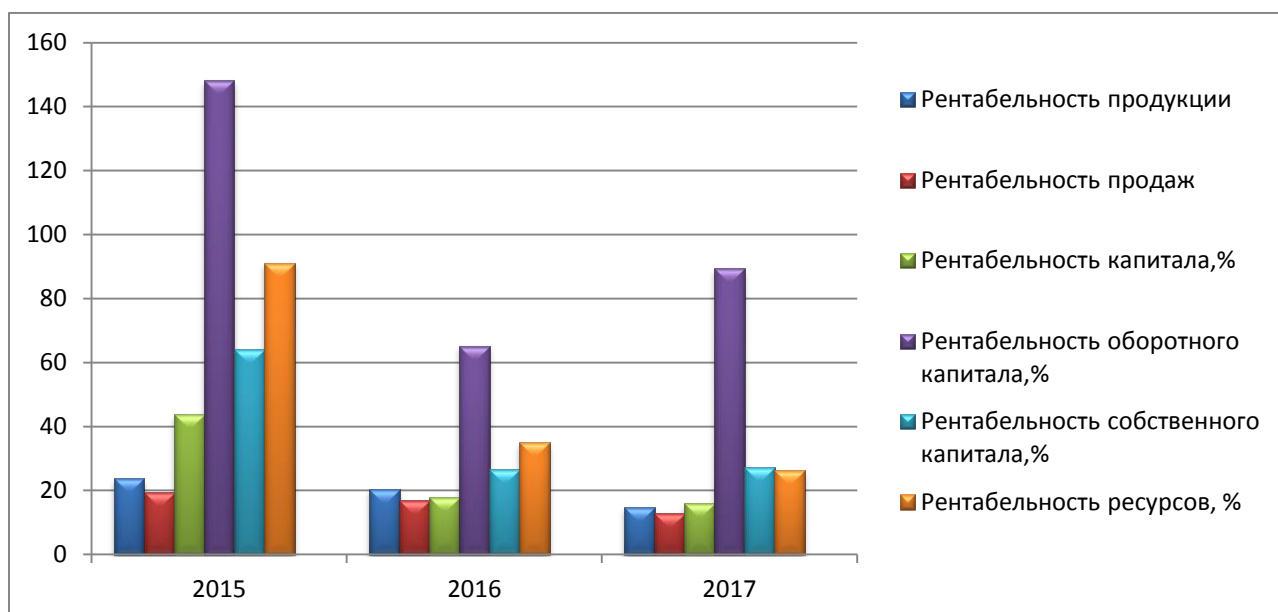


Рисунок 2.10 - Показатели рентабельности

2.7 Анализ затратности функционирования предприятия

Затраты производственных факторов, используемых для производственной и реализационной деятельности, называются издержками.

Издержки - это денежное выражение затрат производственных факторов, необходимых для осуществления предприятием (фирмой) своей

производственной и реализационной деятельности. Денежная оценка факторов производства необходима для получения общего критерия для характеристики различных факторов производства, поскольку каждое предприятие должно проводить анализ затрат в динамике и сравнивать их уровень с уровнем цен на продукт.

На практике, при определении затрат на производство продукции, широко применяется такая экономическая категория как себестоимость продукции.

Себестоимость продукции - один из важнейших экономических показателей, выражающий в денежной форме текущие затраты, связанные с производством и реализацией продукции.

В себестоимость продукции включается стоимость потребляемых в процессе производства средств и предметов труда (амортизация, стоимость сырья, материалов, топлива, энергии на производственные нужды и т.п.), оплата труда, стоимость покупных изделий и полуфабрикатов, затраты на производственные услуги сторонних организаций.

При этом в себестоимость продукции включаются не все издержки предприятия (например, расходы непромышленных хозяйств).

В процессе производства и реализации продукции необходимо осуществлять множество различных основных, вспомогательных и обслуживающих функций. Выполнение их требует определенного количества различных видов затрат.

В укреплённом виде затраты группируются для обеспечения следующих основных функций:

-затраты, непосредственно связанные с производством продукции (работ, услуг), включая материальные и трудовые затраты работников, занятые производством продукции, выполнением работ и оказанием услуг, контролем качества и послепродажным гарантийным обслуживанием;

-затраты, связанные с использованием природных ресурсов, рекультивацией земель, платой за древесину, отпускаемую на корню, за использование водными ресурсами;

-затраты на освоение и подготовку производства. По этому разделу не включаются в себестоимость продукции затраты в том случае, если они фиксируются из других источников или необходимость их возникла из-за недостатков (дефектов) в работе сторонних организаций, нарушивших условия поставок и выполнения работ;

-затраты на совершенствование техники и технологии, улучшение качества продукции. Однако затраты на выполнение той же функции, но связанные с выполнением научно-исследовательских работ, созданием новых видов продукции, переоснащением производства, в себестоимость продукции не включаются, а вот с реализации и изобретательством – включаются;

-затраты по обслуживанию производственного процесса;

-затраты по обеспечению нормальных условий труда и техники безопасности;

-затраты, связанные с содержанием и эксплуатации природоохранных объектов, причем платежи за предельно допустимые выбросы осуществляются за счет себестоимости продукции, а выбросы сверх нормативов – за счет прибыли;

-затраты, связанные с управлением производством. Однако часть из них – затраты на содержания служебного автотранспорта, компенсация за использование личных легковых автомобилей для служебных поездок, затраты на командировки, представительские расходы - принимаются в пределах, установленных законодательством;

-затраты, связанные с подготовкой и переподготовкой кадров. Вместе с тем, расходы, связанные с содержанием учебных заведений и оказанием им бесплатных услуг, в себестоимость продукции не включаются;

-страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и Фонд занятости населения в процентах от расходов на оплату труда;

-затраты, связанные со сбытом продукции: упаковка, хранение, транспортировка до пункта, обусловленного договором, участие в выставках, затраты на рекламу в пределах норм, утвержденных в установленном порядке;

-амортизационные отчисления на полное восстановление основных производственных фондов по нормам, утвержденным в установленном порядке;

-плата за аренду отдельных объектов основных производственных фондов, а также лизинговые платежи;

-другие виды затрат, включаемые в себестоимость продукции в соответствии с установленным законодательством порядком [4].

Для всех промышленных предприятий (независимо от их отраслевой принадлежности) установлена единая группировка затрат по экономическим элементам:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления;
- прочие затраты.

Классификация затрат по экономическим элементам АО «Томскнефть» ВНК приведена в таблице (Приложение Н).

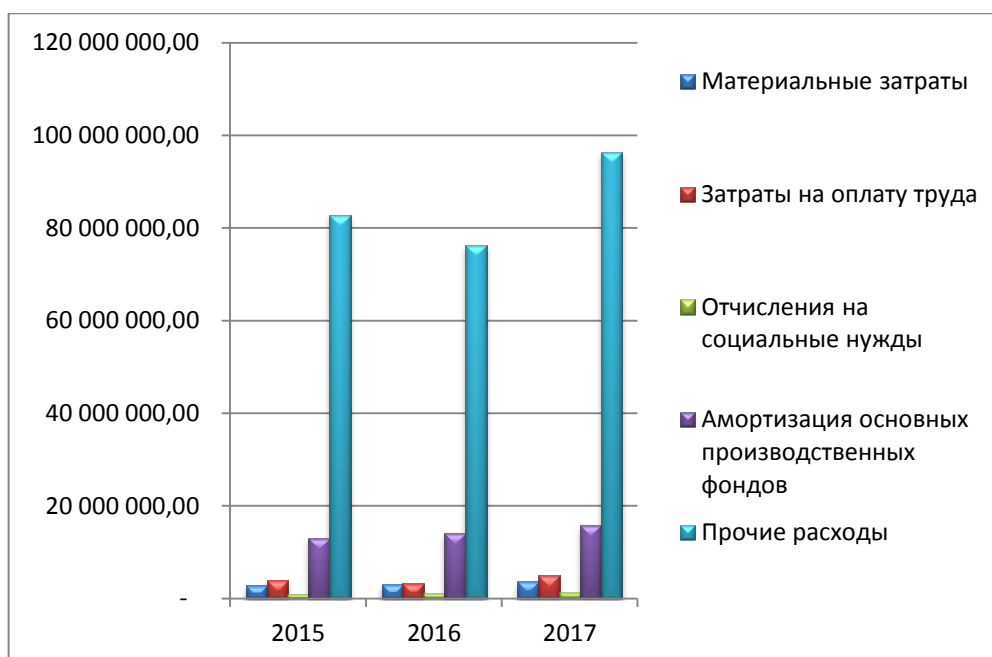


Рисунок 2.11 - Динамика изменения производственных затрат АО «Томскнефть» ВНК за 2015-2017 гг.

Данные таблицы (Приложение Н) и рисунка 2.11 позволяют сделать вывод о преобладающей доле прочих расходов (в среднем за анализируемый период удельный вес равен 78,94%). Данный факт объясняется тем, что платежи по НДС и другим налогам относятся к данной статье расходов. Что касается других элементов затрат, их удельный вес в среднем составил: амортизация (12,94 %), материальные затраты (3,06%), расходы на оплату труда (4,03 %), отчисления на социальные нужды (1,04 %).

Для анализа затратности функционирования предприятия также целесообразно рассчитать показатель – затраты на 1 рубль реализованной продукции. Данный показатель является относительным, то есть не зависящим от объема производства продукции. Это показатель эффективности, цель анализа данного показателя – изучение затратности работы предприятия в динамике.

Данный показатель - затраты на 1 рубль реализованной продукции (Z_p) – рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_p = C_p / B_p, \quad (30)$$

где $Сп$ - полная себестоимость продукции;

$Вр$ - выручка (нетто) от реализации продукции.

За 2015 год данный показатель составлял 0,78. За 2016 год показатель составил 0,80, то есть произошло незначительное увеличение на 0,02. Данное изменение является положительной тенденцией в развитии предприятия.

За 2017 год данный показатель составил 0,85, то есть произошло увеличение на 0,05. Тенденция развития предприятия изменилась. За данный отчетный период наблюдалось увеличение себестоимости и одновременный рост выручки.

3 ОЦЕНКА ТЕКУЩЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК И КОММЕРЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНИЧЕСКОГО МЕРОПРИЯТИЯ

3.1 Анализ причин отказов УЭЦН

Нефтегазовая отрасль занимает одно из первых мест в промышленности по затратам, связанным с коррозией металла. Ускоренный коррозионный износ насоснокомпрессорных труб (НКТ) приводит к необходимости останавливать скважинное оборудование, производить его подъем, замену и обратный спуск. Это можно объяснить увеличивающейся агрессивностью транспортируемых сред и невысоким качеством труб. На сегодняшний день существует ряд способов борьбы с коррозией НКТ, связанных с нанесением высокоэффективных металлических, керамических и полимерных коррозионностойких покрытий, позволяющих значительно увеличить эксплуатационную надежность и срок службы трубы, снизить потери металла от коррозии.

Одним из основных показателей, характеризующих эффективность использования глубинно-насосного оборудования при механизированном способе добычи нефти, является средняя наработка скважин на отказ (СНО).

Установлено, что на месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки, частота остановок скважин резко увеличивается, причём почти в половине случаев это связано с коррозионным износом глубинно-насосного оборудования (ГНО) и не зависит от его технических показателей.

Коррозия является одним из самых существенных факторов, оказывающих негативное влияние на техническое состояние нефтепромыслового оборудования, она становится причиной возникновения до 80 % всех дефектов, приводящих к его износу и поломке. Например, сварные нефтепромысловые трубы имеют более низкую себестоимость, более высокую размерную стабильность, по сравнению с цельнотянутыми трубами, но обладают пониженной стойкостью к коррозионному воздействию, вследствие значительной структурной и химической

неоднородности. Повышение коррозионной стойкости элементов, подвергающихся коррозионному воздействию, является неотъемлемой частью работы по обеспечению безопасности и бесперебойного функционирования промысла.

В настоящее время наибольшее распространение имеет насосный способ добычи, основанный на выкачивании нефти из скважины с помощью насосов, расположенных на поверхности или непосредственно в скважине. При этом наиболее сильно коррозионному воздействию подвергаются обсадные колонны и насосно-компрессорные трубы. Основные виды воздействия, которым они подвергаются – подземная, газовая и жидкостная коррозии, а также коррозионная эрозия.

Наиболее действенным методом борьбы с коррозионным воздействием является применение некорродирующих материалов: различных пластмасс, стеклопластика и др. Это полностью снимает проблему коррозионного разрушения, но ставит новые ограничения на условия эксплуатации оборудования. Минусами применения подобных материалов является сложность и неразъемность соединений и меньшая прочность по сравнению со стальными трубами. По этим причинам неметаллические материалы не применяются при изготовлении обсадных колонн, а их доля среди НКТ не превышает 10 %. В условиях, когда необходимо применение

Приведём статистику отказов за несколько лет по всем месторождениям АО «Гомскнефть» ВНК в целом и рассмотрим их более детально.

Доля отказов по причине «коррозия» за период 2017 года занимает весомое место в ряде других причин отказов, это 7% (рисунок 3.1).

Причины отказов по «коррозии» в динамике за прошедшие два года.

Как видно из рисунка 3.1 отмечается рост отказов по причине «коррозия». При этом немаловажным будет отметить снижение средней наработки на отказ по этим скважинам.

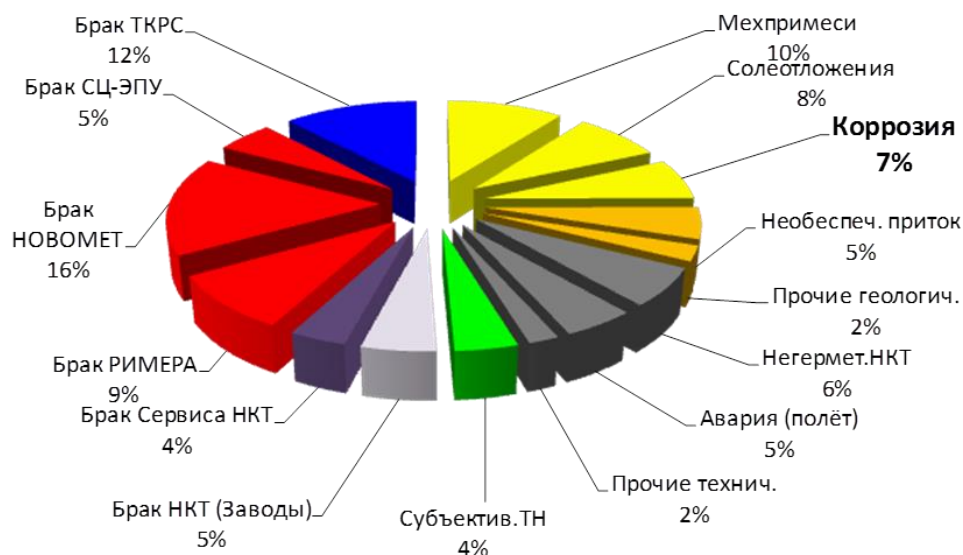


Рисунок 3.1 - Структура причин преждевременных отказов УЭЦН в 2017 году

Разложив подробнее причины отказов, можно увидеть рост отказов по НКТ (рисунок 3.2), также с одновременным снижением средней наработки на отказ. Можно отметить, что количество «полётов» в сравнении за два прошлых года – также имеет тенденцию роста.

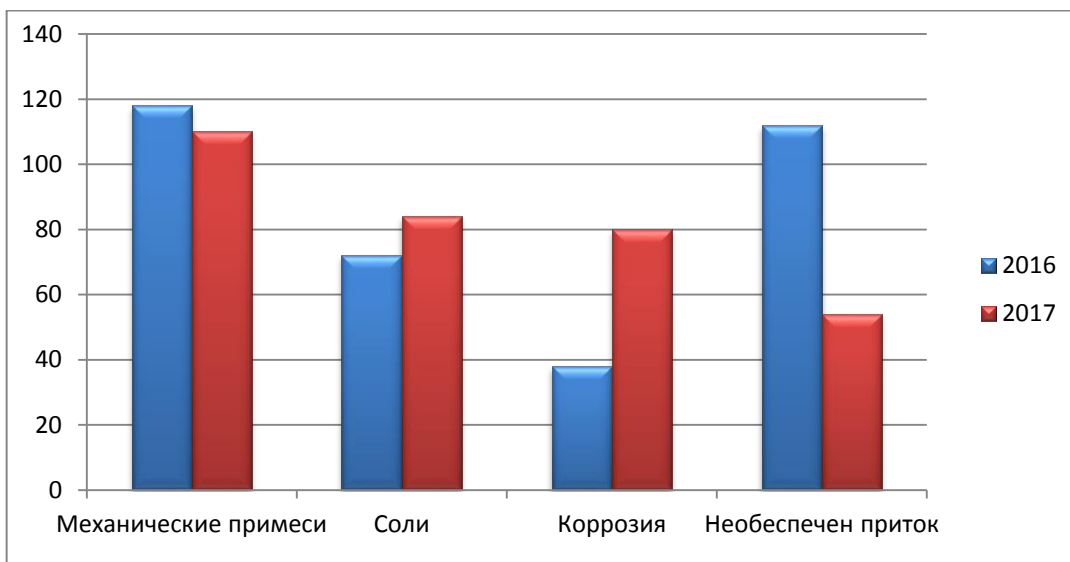


Рисунок 3.2 - Распределение причин преждевременных отказов УЭЦН в 2016 и 2017 гг

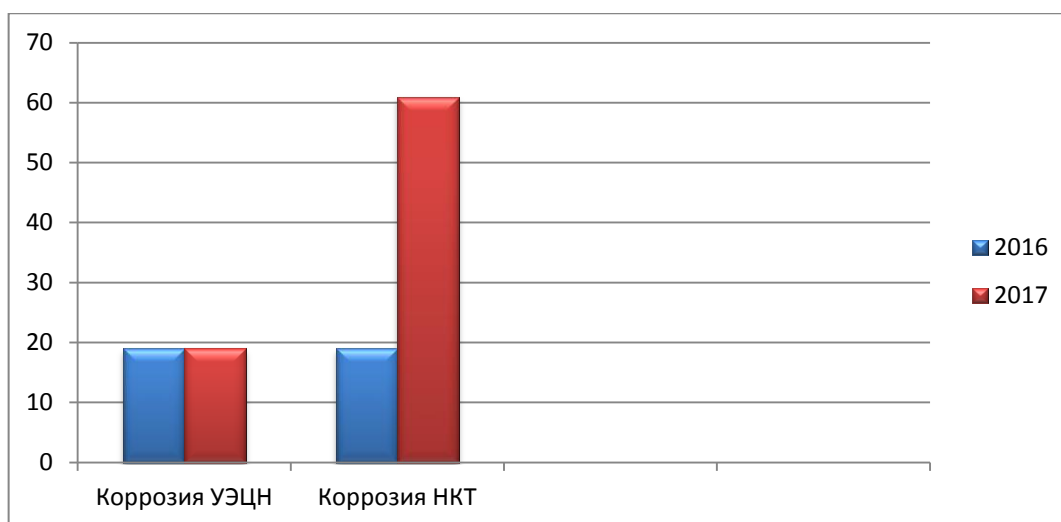


Рисунок 3.3 - Структура отказов УЭЦН по коррозии за 2016 и 2017 гг

Основной вид коррозионных повреждений скважинного оборудования – это язвенная коррозия внутренней поверхности НКТ и наружной поверхности ПЭД и гидрозащиты (ГЗ) УЭЦН, хотя нередки и случаи коррозии внешней поверхности НКТ, рабочих органов ЭЦН, металлической оболочки кабеля.

3.2 Комплексный подход к проблеме борьбы с коррозией УЭЦН

Комплексное решение проблемы коррозионной активности в АО «Томскнефть» ВНК возникло не в одночасье. По мере появления отказов УЭЦН, связанных с коррозионными повреждениями УЭЦН, характер борьбы с данным явлением, носил в Обществе бессистемный, даже хаотичный характер. Тем не менее, динамика развития проблемы привела специалистов Общества к масштабному видению и упорядочению технологий борьбы с явлением.

В соответствии с утверждённой Программой опытно-промышленных испытаний (ОПИ) «Насосно-компрессорных труб из коррозионно-хладостойкой стали марки 15X5МФБ» (содержание 5% хрома) с III квартала 2017 года в скважины АО «Томскнефть» ВНК были спущены 5 подвесок насосно-компрессорных труб, общей длиной 7829,01 метров. Реализация промышленных

испытаний проводилась в нефтяных скважинах с коррозионной активностью в ЦДНГ-3 и ЦДНГ-4.

Основной целью промысловых испытаний являлась проверка надёжности оборудования, и определение срока службы насосно-компрессорных труб изготовленных из коррозионно-хладостойкой марки стали 15Х5МФБ в действующих нефтяных скважинах АО «Томскнефть» ВНК, осложнённых коррозионной активностью.

Технической целью испытаний НКТ марки стали 15Х5МФБ является снижение отказов по причине «Коррозия НКТ». Критериями эффективности являлись:

- срок безаварийной работы НКТ не менее 750 суток;
- отсутствие явно выраженных локальных коррозионных повреждений на внутренней поверхности опытных НКТ;
- уменьшение толщины стенки опытных НКТ через 750 суток эксплуатации, не должно превышать значение в 30% от первоначальной толщины стенки.

Покрытие серии ТС-3000F широко известно во всем мире и уже более 10 лет с успехом применяется в разных странах с различными условиями добычи. Внутренние покрытия серии ТС занимают одни из лидирующих позиций на мировом рынке покрытий труб нефтяного сортамента (рис. 2). Среди компаний — потребителей такие мировые гиганты, как Shell, ExxonMobil, BP, Petronas, Eni, CNPC. С 2008 года данный тип покрытий стал применяться и в России.

Применение внутреннего покрытия серии ТС-3000F обеспечивает надёжную защиту НКТ (добывающих и нагнетательных скважин), обсадных труб и межпромысловых трубопроводов от коррозии и воздействия CO₂, H₂S, СВБ, позволяет снизить скорость выпадения АСПО и солей, сократить гидравлические потери до 25% и защитить НКТ при проведении солянокислотных обработок.

К основным преимуществам внутренних полимерных покрытий серии ТС3000 относятся отсутствие строгих ограничений по применению (температура,

давление и т.д.), гладкость поверхности и сравнительно невысокая цена. Покрытия ТС-3000F выдерживают механические нагрузки во всем диапазоне эксплуатационных нагрузок на НКТ, то есть сохраняются механические свойства НКТ. Также покрытие отличает стойкость к высоким температурам, твердость, износостойкость, эластичность и кислотоустойчивость. Покрытие обладает исключительными гладкостными характеристиками. В процессе испытаний на сцепляемость с АСПО и отложениями минеральных солей выяснилось, что покрытие серии ТС-3000F обладает такими свойствами, что было проблематично вычислить удельное напряжение сдвига твердых отложений смолопарафинов и минеральных солей (таблица 3.1).

Таблица 3.1 - Гладкостные свойства ТС-3000F

Свойство	Показатель	Норма	Фактическое
Шероховатость поверхности	Средняя высота микронеровностей Rz, мкм, не более	200 при скорости потока до 10 м/с, кинематической вязкости жидкости не менее 0,0000052 м ² /с и диаметре трубы не менее 89 мм	1,9
Сцепляемость с АСПО и отложениями минеральных солей	Уменьшение удельного усилия сдвига твердых отложений АСПО и минеральных солей по сравнению с поверхностью НКТ без покрытия при 20(±5)°С, %, не менее	50	98,9 (отложение минеральных солей) 85,0 (отложения АСПО)

С точки зрения физико-химических характеристик ТС-3000F представляет собой жидкое или порошковое полимерное покрытие на основе модифицированной эпоксидной смолы-новолак. Общая толщина покрытия составляет 150-250 мкм, толщина первого слоя (праймера) - 75-150 мкм, второго

слоя - 75-100 мкм. В таблице 3.2 приведены подробные технические характеристики покрытия ТС-3000F.

Таблица 3.2 - Технические характеристики покрытия ТС-3000F

Параметр	Значение
Тип	Жидкая модифицированная эпоксидная смола «Новолак»
Цвет	Зеленый
рН скважинных жидкостей	2-13
Стойкость к абразивному испытанию	>2л песка/ мкм, ASTM D 968
Прочность сцепления (адгезия), балл	Прибор Табера <47 мг/ (1000 об/мин, нагрузка 1000г, CS17)
Твердость, Н	2 и выше (ISO 2409)
Эластичность	>4 (ISO 15184)
Ударная прочность покрытия, Дж	Класс 1 (ISO 6860)
Кислотоустойчивость (12% HCl + 9% HF, при 25°C)	>5 (ISO 6271-1)
Стойкость к различным химическим реагентам, сутки	90 – выдержка в нормальной температуре в среде 10% HCl, 10% H ₂ SO ₄ , 10% NaCl, 10% NaOH; 90 – выдержка при 180°C в нефтяных стоках и сырой нефти; 90 - выдержка при 180°C в 5% растворе NaCl; 90 - выдержка при нормальной температуре в бензине, дизельном топливе и керосине. Все испытания покрытие прошло успешно.
Температура применения покрытия, °C	<180
Нагрузки, ограничивающие применение покрытия	Нагрузки в колонне НКТ, соответствующие наступлению предела текучести металла трубы
Толщина покрытия, мкм	150-250
Основные области применения	Все водозаборные скважины, скважины сточных вод, НКТ системы ППД, НКТ добывающих скважин, обсадные трубы, магистральные трубы, насосы и оборудование устья скважин
Основные условия применения	Вода, сточные воды, нефть, пластовая жидкость, коррозия пресной водой, наличие CO ₂

Покрытия серии ТС обладают высокой эластичностью. При проведении испытаний на изгиб, оказалось, что при закручивании образца на 360° покрытие сохранило свою целостность. Износостойкость покрытия также подтверждена испытаниями на истирание, во время которых покрытие выдержало воздействие струи падающего под углом 45° кварцевого песка (таблица 3.3).

Таблица 3.3 - Сравнительный тест на износостойкость методом струи падающего песка по ASTM D968

Тип покрытия	Абразивный износ, литр песка/мкм
ТС-3000	2,18
Покрытие 1	1,88
Покрытие 2	1,76

Кроме этого, покрытие ТС-3000 успешно прошло лабораторные и стендовые испытания в ведущих российских исследовательских институтах, таких как ООО «Самарский ИТЦ», Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ПермьНИПИнефть, ЗАО «НПЦ «Самара», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

3.3 Производственный процесс

Нанесение внутреннего покрытия производится по ТУ 1390-001-62031850-2012 «НКТ с внутренним защитным покрытием ТС-3000F».

Процесс нанесения внутреннего покрытия соответствует существующим мировым стандартам (стандарт NACE SP 0191) в данной отрасли.

Все трубы, поступающие на завод, проходят обязательный входной контроль и подготовку внутренней поверхности трубы (термическое обезжиривание, пескоструйная обработка Al₂O₃). Затем на трубу наносится первый слой покрытия (праймер), производится его полимеризация в печи; следом наносится второй (основной) слой покрытия с последующей полимеризацией. После этого трубы проходят визуальный контроль, контроль толщины и шероховатости покрытия.

100% труб проходит проверку на диэлектрическую сплошность, при которой не допускается ни одного пробоя (в отличие от международного стандарта NACE SP0191, допускающего до 5 пробоев).

Технологический процесс нанесения покрытия ТС3000 состоит из нескольких основных этапов:

- входной контроль;
- подготовка внутренней поверхности трубы посредством термического обезжиривания (при температуре 400°C) и пескоструйной обработки;
- нанесение и полимеризация первого слоя покрытия (праймер);
- нанесение и полимеризация второго слоя (основной слой) покрытия (каждый этап нанесения покрытия сопровождается контрольными операциями);
- маркировка и упаковка труб.

Покрытия серии ТС делятся на жидкие и порошковые, при этом толщина жидких покрытий варьирует в интервале от 150 до 250 мкм, а порошковых – от 175 до 500 мкм (в зависимости от типа и назначения покрытия).

Надо отметить, что минимальная толщина покрытия обусловлена следующими параметрами:

- при толщине сухой пленки от 150 мкм внешний вид покрытия сохраняется в хорошем состоянии;
- повышается ударная стойкость покрытия;
- увеличиваются износостойкость и ее продолжительность;
- повышается продолжительность устойчивости к водяному пару;
- от толщины покрытия зависят его гидрофобные свойства: при толщине пленки 25~100 мкм водопроницаемость составляет $90\sim 1150 \text{ г}/(\text{см}^2\cdot\text{Д})\cdot 10^{-5}$; 70~150 мкм – $33\sim 653 \text{ г}/(\text{см}^2\cdot\text{Д})\cdot 10^{-6}$; 150~250 мкм – $27\sim 340 \text{ г}/(\text{см}^2\cdot\text{Д})\cdot 10^{-7}$.
- усиливается стойкость к агрессивным средам.

На рынке труб с покрытиями присутствуют компании, которые наносят покрытия с толщиной сухой пленки менее 150 мкм, что приводит к снижению стоимости конечной продукции (за счет уменьшения расхода покрытия), но надо

отметить, что это также влияет на защитные свойства покрытия, в том числе в отношении времени сохранения заявленных характеристик. Именно поэтому минимальная толщина покрытий серии ТС составляет 150 мкм.

Ключевое преимущество технологии нанесения состоит в том, что нанесение покрытий осуществляется не только на внутреннюю поверхность НКТ, но и на торцы труб, первые заходные витки резьбы ниппеля НКТ, а также на межниппельное пространство муфты, благодаря чему достигается 100% покрытие внутренней поверхности трубы. Данная технология нанесения покрытия является общепризнанной и ее эффективность подтверждена многолетней практикой применения во всем Мирове (Россия, Китай, США, Канада, страны ОПЕК и др.).

Для защиты резьбового соединения от задиров в процессе операций свинчивания-развинчивания, снижения рисков нарушения профиля резьбы в процессе сборки труб на скважине и, как следствие, увеличения максимального числа спускоподъемных операций (СПО) завод ООО «Техномаш» использует муфты с термодиффузионным покрытием (ТДЦ) взамен стандартно-применяемого фосфатирования. Гарантия на СПО в зависимости от изготовителя ТДЦ может достигать до 20 операций, а реальные промышленные результаты доказывают, что при соблюдении руководства по эксплуатации НКТ с муфтами ТДЦ число СПО может достигать 50-70 (для сравнения гарантия на СПО с муфтами с фосфатным покрытием составляет до 6 СПО).

Для защиты наружной поверхности на время транспортировки и хранения, в обязательном порядке (если заказом не предусмотрено иное) наносится наружное консервационное покрытие.

В случае выявления малейших дефектов покрытия, труба отправляется в начало производственной цепочки для повторного прохождения всех обозначенных этапов по нанесению покрытия. Готовая продукция маркируется и отгружается заказчику.

Важно отметить, что технология нанесения покрытия обеспечивает комплексную защиту НКТ, то есть не только внутренней поверхности трубы, но

также торцов и двух первых витков резьбы. Кроме того, покрытие защищает межниппельное пространство муфты НКТ.

Для защиты резьбового соединения поставляем НКТ с нанесенным покрытием в комплекте с муфтами ТДЦ). Проведенные промысловые испытания подтвердили, что НКТ с муфтами ТДЦ выдерживают от 30 до 50 СПО без ремонта резьбовых концов труб и замены муфт. Некоторые муфты прошли без замены 180 СПО в составе технологических комплектов НКТ. В сотрудничестве с «Темерсо-инжиниринг» крупнейшие трубные заводы России уже выпустили более 80 тыс. тонн НКТ с муфтами ТДЦ различных диаметров и групп прочности [21].

3.4 Результаты испытаний НКТ с защитным покрытием ТС-3000F

Трубы с внутренними защитными покрытиями используются во всем мире уже более 60 лет. Применение полимерных покрытий на внутренней поверхности труб позволяет защитить ее как от общей коррозии, так и от воздействия CO₂, H₂S и сульфатвосстанавливающих бактерий. При этом снижается скорость образования АСПО, солеотложений, и истирания внутренней поверхности труб штангами и их центраторами, а также улучшаются гидравлические характеристики потока.

Трубы с покрытием ТС-3000 успешно эксплуатируются в самых разных регионах России. Во всех случаях внедрение представленного покрытия позволяет увеличить наработку труб в разы (рисунок 3.4).

Наилучшим образом НКТ с покрытием ТС-3000F показали себя на месторождениях АО «Томскнефть» ВНК (139 скважин), где было зафиксировано двадцатикратное увеличение наработки на отдельных скважинах (скважины категории К3 и К4 по классификатору АО «Томскнефть» ВНК). По результатам эксплуатации принято решение о тиражировании НКТ с внутренним покрытием ТС3000F.



Рисунок 3.4 - ТС-3000F против коррозии

Среднее время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии, колеблется в пределах 150-200 суток, а минимально-зафиксированное время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных коррозионных отверстий 60 суток.

Благодаря применению покрытия ТС-3000F АО «Томскнефть» ВНК избавилась от необходимости замены труб каждые 150 суток на 7 скважинах, а текущая наработка по НКТ с покрытием ТС-3000F составляет более 5 лет, что в 10 раз больше чем в среднем у НКТ без покрытия.

Таблица 3.4 - Нарботка труб в скважинах Урманского месторождения

Нарботка	НКТ без покрытия, сутки	НКТ с покрытием ТС3000F, сутки
Минимальная	60	Эксплуатация продолжается
Средняя	175	700
Максимальная	248	1800

Испытания показали, что:

-внутреннее антикоррозионное покрытие серии ТС после эксплуатации в течение 1800 суток полностью справилось с задачей защиты металла НКТ

(внутреннее антикоррозионное покрытие обладает высокими барьерными свойствами и препятствует проникновению коррозионно-активных компонентов среды к металлу трубы);

-внутреннее антикоррозионное покрытие серии ТС может быть рекомендовано к дальнейшей эксплуатации.

В результате применения труб с покрытием ТС-3000 в нагнетательных скважинах АО «Томскнефть» ВНК максимальная (текущая) наработка составила 1303 суток, а средняя (текущая) наработка увеличилась в 3,1 раза. Отмечен значительный рост наработки НКТ.

Результаты ОПИ, проводимых на водозаборном фонде одного из месторождений с целью решения проблем коррозии, признаны успешными. Средняя (текущая) наработка увеличилась в 4,9 раз.

Экономический эффект для осложненных скважин при применении защитных покрытий серии ТС-3000F достигается за счет увеличения наработки НКТ, отсутствия затрат на закуп новых НКТ, сокращения числа ремонтов скважин и потерь нефти из-за простоев, что в конечном счете приводит к снижению себестоимости добычи нефти.

Основной целью проведения опытно-промысловых испытаний АО «Томскнефть» ВНК являлась проверка надёжности работы НКТ с внутренним покрытием ТС-3000F на действующих нефтяных добывающих скважинах АО «Томскнефть» ВНК, оценка эффективности использования на основании анализа полученных результатов. Техническая цель испытаний – определение срока службы новых насосно-компрессорных труб с покрытием ТС-3000F и муфтами с ТДЦ («НКТ с покрытием ТС-3000F»). Установленный период испытаний: 365 суток с начала эксплуатации.

Внутреннее покрытие НКТ препятствует распространению коррозии на поверхности трубы, что ведет к увеличению срока службы труб.

Гладкостное покрытие снижает гидравлическое сопротивление при перекачке нефти, что уменьшает мощность насосов и увеличивает добычу.

Покрытие препятствует образованию на внутренней поверхности труб парафиновых и асфальтеновых отложений.

Покрытие снижает износ труб под действием эрозии и механических повреждений.

Благодаря увеличению срока службы труб увеличивается межремонтный период их эксплуатации, что приводит к снижению затрат на ремонтные операции и на остановку эксплуатации скважин на время ремонта.

На ОПИ поставлены насосно-компрессорные трубы производства АО «ПНТЗ» с внутренним защитным покрытием технологии ООО «Хайлонг-Темерсо» с расчётом на 10 подвесок (10 скважин).

С начала 2018 года было внедрено 26 136 метров НКТ с покрытием ТС-3000F на Первомайском и Западно-Полуденном месторождениях, отнесённых к фонду высокой коррозионной активности.

До внедрения НКТ с покрытием ТС-3000F скважины не были охвачены никаким способом защиты от коррозии. Для подвесок использовались НКТ групп прочности E, N-80 из обычной углеродистой стали, а также ремонтная труба.

Характеристика эксплуатирующихся НКТ до «ТС-3000F» следующая:

-среднее время эксплуатации НКТ в скважинах до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, составляло 184 суток (среднее по 10 подконтрольным скважинам);

-минимальное зафиксированное время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозной коррозии – 59 суток;

-максимальное зафиксированное время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений – 593 суток.

Высокое содержание в добываемой продукции коррозионно-агрессивного CO₂, высокая обводнённость добываемой продукции, высокая минерализация пластовых вод и большое содержание в них хлорид-ионов, как видно, является благоприятной средой для развития коррозионных явлений.

Наиболее показательные коррозионные повреждения до внедрения НКТ «ТС3000», приведены на рисунке 3.5.



Рисунок 3.5 - Коррозионные повреждения до внедрения НКТ «ТС-3000F»

На основании вышеизложенных фактов, руководством Управления добычи нефти и газа (ДНиГ) было принято решение о проведении ОПИ НКТ с внутренним покрытием ТС 3000F и муфтами ТДЦ на добывающих скважинах, относящиеся к коррозионному фонду.

Средняя наработка НКТ до внедрения составляла 184 суток, после внедрения «ТС-3000F» составляет 370 суток. Коэффициент увеличения наработки $k=2,01$.

Согласно требований Программы ОПИ, результаты испытаний признаются положительными при выполнении следующих условий:

-отсутствие следов коррозионного и механического (в результате изменения прочностных свойств металла) повреждения резьбы на рабочей ниппельной части трубы.

- отсутствие абразивного износа покрытия;
- целостность покрытия, отсутствие трещин и сколов;
- низкая скорость коррозии муфт;
- отсутствие коррозионных повреждений внутренней поверхности труб;
- отсутствие наружных повреждений НКТ (за исключением случаев электрохимической коррозии под кабелем);

-отбраковка труб при подъёме не должна превышать 1%.



Рисунок 3.6 - Результат работы НКТ с покрытием ТС-3000F после внедрения

Как видно на рисунке 3.6 внутреннее покрытие трубы - зелёного цвета, полностью сохранилось, не утратило блеск и гладкость. Коррозионные повреждения отсутствуют. Результат работы НКТ с покрытием ТС-3000F в данных скважинах – положительный.

Выводы по итогам опытно-промысловых испытаний НКТ с ТС-3000F:

1. Испытания НКТ с внутренним покрытием ТС-3000F проведены в 14 скважинах коррозионного фонда месторождений АО «Томскнефть» ВНК. Завершение ОПИ и подведение итогов связано с достижением срока подконтрольной эксплуатации (по проекту в целом), 365 суток.

2. За рассмотренный период произошло 6 отказов по скважинам, из них в трёх случаях подвески были спущены повторно. Общая отбраковка НКТ (по причинам, не связанным с качеством внутреннего покрытия), составила 9 штук.

3. Внутренне покрытие ТС-3000F после подъёма не имеет вздутий, растрескивания. Коррозионные повреждения резьб отсутствуют. Свинчивание-развинчивание НКТ производилось без затяжек и срывов.

4. Коррозия внешней поверхности труб - отсутствует.

5.Результат испытания НКТ с покрытием ТС-3000F свидетельствует об исключении коррозионного воздействия, увеличение текущей наработки подвески на срок более 1 года.

6.Данных и выводов, полученных за время опытно-промысловых испытаний достаточно для принятия решения о тиражировании НКТ с внутренним покрытием ТС-3000F на месторождениях АО «Томскнефть» ВНК.

3.5 Методические основы оценки эффективности инвестиционного проекта

Эффективность инвестиционного проекта характеризуется системой показателей, которые отражают соотношение затрат и результатов от инвестиционного проекта.

Выделяют следующие показатели эффективности инвестиционного проекта относительно интересов его участников:

-показатели коммерческой (финансовой) эффективности, учитывающие финансовые последствия реализации проекта для его непосредственных участников;

-показатели бюджетной эффективности, отражающие финансовые последствия проекта для федерального, регионального или местного бюджетов;

-показатели экономической эффективности, учитывающие затраты и результаты, связанные с реализацией проекта, выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников инвестиционного проекта и допускающие стоимостное измерение.

При определении эффективности инвестиционного проекта оценка предстоящих затрат и результатов осуществляется в пределах периода планирования, который измеряется количеством шагов расчёта. Шагом расчёта в пределах планирования могут быть: месяц, квартал, полугодие или год.

Для соизмерения показателей по различным шагам периода планирования при оценке эффективности инвестиционного проекта используется приведение их к ценности в начальном шаге (дисконтирование).

Технически приведение к начальному шагу затрат, результатов и эффектов, которые имеют место на t - ом шаге расчёта реализации проекта, производится путём их умножения на коэффициент дисконтирования α_t , который определяется по формуле:

$$\alpha_t = 1 / (1+E)^t \quad (31)$$

где t - номер шага расчёта ($t = 0, 1, \dots, T$);

T - период планирования;

E - норма дисконтирования, равная приемлемой для инвестора норме доходности на капитал.

Для сравнения вариантов инвестиционного проекта, а также для сравнения различных инвестиционных проектов используется ряд общепринятых показателей. К ним относятся: чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности (ИД), внутренняя норма доходности (ВНД), срок окупаемости.

Чистый дисконтированный доход - это сумма текущих эффектов (разницы результатов и затрат) за весь период планирования, приведённая к начальному шагу. ЧДД рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum (R_t - Z_t) \times \alpha_t - K, \quad (32)$$

где R_t - результаты, достигаемые на t - ом шаге расчёта;

Z_t - затраты, осуществляемые на t - ом шаге расчёта, при условии, что в них входят капиталовложения;

α_t - коэффициент дисконтирования;

K - сумма дисконтированных капиталовложений.

Сумма дисконтированных капиталовложений вычисляется по формуле:

$$K = \sum K_t \times \alpha_t \quad (33)$$

где K_t - капиталовложения на t -ом шаге;

α_t - коэффициент дисконтирования.

В случае если ЧДЦ положителен, проект эффективен, если отрицателен - неэффективен. Чем больше ЧДЦ, тем эффективнее проект.

Индекс доходности - это отношение приведённого эффекта к приведённым капиталовложениям.

Индекс доходности рассчитывается по формуле:

$$\text{ИД} = 1/K \times \sum (R_t - 3t^*) \cdot \alpha^t \quad (34)$$

где K - сумма дисконтированных капиталовложений;

R_t - результаты, достигаемые на t -ом шаге расчёта;

$3t$ - затраты, осуществляемые на t - ом шаге расчёта;

α - коэффициент дисконтирования.

Если ИД больше единицы, проект эффективен, если ИД меньше единицы - неэффективен.

Внутренняя норма доходности - это норма дисконта ($E_{вн}$), при которой величина приведённых эффектов равна приведённым капиталовложениям, то есть $E_{вн}$ находится из уравнения:

$$\sum (R_t - 3t) / (1 + E_{вн})^t = \sum K_t / (1 + E_{вн})^t \quad (35)$$

где R_t - результаты, достигаемые на t -ом шаге расчёта;

$3t$ - затраты, осуществляемые на t - ом шаге расчёта, при условии, что в них входят капиталовложения;

K_t - капиталовложения на t -ом шаге;

$E_{вн}$ - норма дисконта.

Найденное значение $E_{вн}$ (ВИД) сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. В случае, когда ВИД равна или больше требуемой инвестором нормы дохода на капитал, капиталовложения в данный инвестиционный проект оправданы, и может рассматриваться вопрос о его принятии. В противном случае капиталовложения в данный проект нецелесообразны.

Срок окупаемости - это минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого ЧДД становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

При осуществлении проекта выделяется три вида деятельности: инвестиционная, операционная и финансовая.

В рамках каждого вида деятельности происходит приток и отток денежных средств.

Сальдо денежных потоков - это разность между притоком и оттоком денежных средств от всех трёх видов деятельности.

Положительное сальдо денежных потоков на t -ом шаге определяет излишние денежные средства на t -ом шаге. Отрицательное - определяет недостающие денежные средства на t -ом шаге.

Необходимым критерием осуществимости инвестиционного проекта является положительность сальдо накопленных денежных потоков в любом временном интервале, в котором осуществляют затраты и получают доходы.

Отрицательная величина сальдо накопленных денежных потоков свидетельствует о необходимости привлечения дополнительных собственных или заёмных средств и отражения этих средств в расчётах эффективности.

3.6 Оценка коммерческой эффективности проекта

Опыт показывает, что эксплуатация труб с покрытием серии ТС-3000F позволяет увеличить МРП минимум в четыре раза. Благодаря безостановочной работе скважин нет снижения объемов добычи нефти. При этом значительно сокращаются затраты на текущий ремонт скважин, очистку от АСПО, ремонт НКТ и закупку новых труб.

Кроме того, повышение надежности НКТ способствует уменьшению потерь в добыче, вызванных простоем скважин для осуществления ремонтных работ.

Гладкое полимерное покрытие трубы способствует переходу потока жидкости из турбулентного в ламинарный режим, что ведет к снижению гидравлического сопротивления, сокращению энергозатрат на добычу нефти и увеличению дебита. Применение труб с покрытием серии ТС-3000F также позволяет сократить расходы на закупку ингибиторов коррозии и парафиноотложений, а также снизить логистические и трудовые затраты.

Повышение эффективности добычи при применении покрытий серии ТС-3000F достигается за счет:

- многократного увеличения срока службы НКТ в условиях CO₂- и H₂S-коррозии,
- исключения затрат на депарафинизацию скважин,
- отсутствия необходимости закупки новых НКТ,
- сокращения расходов на ремонт и обслуживание скважины и скважинного оборудования,
- также за счет улучшения гидравлических характеристик потока.
- уменьшение потерь в добыче, вызванных простоем скважин для осуществления ремонтных работ.

Пример расчета экономической эффективности внедрения оборудования с покрытием представлен в таблицах 3.5, 3.6.

Таблица 3.5 - Исходные данные

Показатель	Пояснения	Значение
Исходные данные		
Глубина спуска оборудования, м	Длина подвески НКТ	2 500
Среднесуточный дебит скважины по нефти, т/сут	Ожидаемый дебит нефти	12
Среднесуточный дебит скважины по жидкости, м ³ /сут	Ожидаемый дебит жидкости	80
Фактическая средняя наработка обычной НКТ в скважине, сут	За предшествующие три ремонта	135

Продолжение таблицы 3.5

Показатель	Пояснения	Значение
Исходные данные		
Фактическая продолжительность ВНР в регионе, сут	Справочно ВНР	5
Планируемая продолжительность ТРС, бригадо-час	Справочно ТРС	95
Стоимость 1 бригадо-часа, руб.	Справочно ТРС	5 500
Стоимость ремонта 1 НКТ, руб.	Справочно НКТ	798
Количество НКТ на скважину	При замене НКТ	
Стоимость суток обслуживания добывающего оборудования, руб.	Справочно ЭПО	4 120
Условно-переменные расходы, всего, руб./т, в том числе:	Справочно переменные затраты	75
Условно-переменные затраты на подготовку тонны нефти, руб.	Справочно переменные затраты	14
Условно-переменные затраты на добычу и перекачку тонны жидкости, руб.	Справочно переменные затраты	41
Затраты на закачку тонны воды в систему ППД, руб.	Справочно переменные затраты	20
НДПИ, руб./т	Данные к расчету эффективности ГТМ	4 141
Цена реализации нефти без НДС (NetBack), руб./т	Данные к расчету эффективности ГТМ	8 467

Таблица 3.6 - Расчет экономической эффективности

Показатель	Пояснения	ТС-3000F
Масса одной подвески, тонн	9,52 кг/м	23,8
Средняя наработка на отказ с покрытием, сутки	Опытным путем	950
Средняя выбраковка НКТ за 1 ТРС, %	Опытным путем	2

Продолжение таблицы 3.6

Показатель	Пояснения	ТС-3000F
Средняя выбраковка НКТ на выкид 1 ТРС, %	Опытным путем	1
Затраты на покрытие 1 подвески, тыс. руб. ТС3000		
Количество ремонтов скважин в год		0,4
Закупочная цена обычной НКТ, тыс. руб/т		61,5
Затраты на изменение логистики (если требуется), тыс. руб		0
Затраты на закупку НКТ + затраты на покрытие НКТ всех подвесок, тыс. руб		15
Расчетная стоимость одной тонны НКТ (для сравнения), тыс. руб		
Экономия от сокращения количества ТРС, тыс. руб		1173
Затраты на ремонт отбракованной при ТРС НКТ, тыс. руб		2
Возмещение выбраковки закупом, тыс. руб		9
Экономия за счет увеличения наработки на отказ, сокращения		350
Дополнительная добыча за счет сокращения числа ТРС, тонн		137
Экономия за счет уменьшения потерь нефти из-за простоев		591
Экономия общая от монтажа НКТ с защитой на одну подвеску		941

Экономия общая от монтажа НКТ с защитой на одну подвеску составляет 941 тыс. руб.

Проведем оценку коммерческой эффективности монтажа НКТ с покрытием серии ТС-3000F:

-Капитальные вложения покрытия ТС-3000F на 1 подвеску составляет 2400 тыс. руб.

-Дополнительная выручка от реализации , руб.

-Дополнительных эксплуатационных расходов не требуется.

За период планирования, жизненный цикл (7 лет), инвестиционный проект потребует 2 400 тыс. руб. капитальных вложений (таблица 3.7).

Таблица 3.7 – Смета капитальных вложений

Наименование	Сумма, тыс. руб.
1. Оборудование	
1.1 Покрытие ТС3000 на 1 подвеску	2 400,0
Всего	2 400,0

Экономическое обоснование внедрения трубы с покрытием ТС-3000F актуально, поскольку позволяет избежать больших затрат на обслуживание оборудования, что в свою очередь положительно влияет на снижение себестоимости добычи нефти.

Внедрение трубы с покрытием ТС-3000F направлено на снижение затрат на обслуживание оборудования и относится к локальным инвестиционным проектам, так как его реализация не оказывает существенного влияния на экономическую, социальную и экологическую ситуацию в регионе и не изменяет уровень и структуру цен на товарных рынках. Однако на финансовые результаты предприятия он окажет положительное влияние.

В таблице 3.8 показана величина амортизационных отчислений основных фондов.

Таблица 3.8 - Амортизационные отчисления основных фондов

Наименование	Сумма
Стоимость основных фондов, тыс.руб.	2 400,0
Амортизация	480,0

Основных затрат при внедрении трубы с покрытием ТС-3000F не выявлено.

Таблица 3.9 – Текущие издержки производства

Наименование	Всего текущих затрат, руб.
1. Материальные затраты	
2. Затраты на оплату труда	
3. Социальные выплаты	
4. Амортизация основных фондов	480,0
5. Прочие затраты	
Итого затрат:	480,0
Текущие издержки без амортизации	0,0

Финансирование инвестиционного проекта предполагается осуществить за счет собственных средств предприятия.

В основу расчетов по оценке коммерческой эффективности проекта положены следующие предположения:

- продолжительность периода планирования принята 7 лет (7 шагов);
- в качестве шага планирования принят один год;
- норма дисконта принята на уровне 12% в год.

Инвестиционный проект и его реализация сопровождается оттоками и притоками денег.

Особенностью инвестиционного проекта является то, что сначала идут оттоки денежных средств – инвестиции, а лишь потом притоки – доходы. Инвестиционный проект нельзя реализовать, если не будут найдены источники финансирования оттоков.

Элементы трех видов деятельности: инвестиционной, операционной и финансовой – определяются подсчетом потребностей оборудования, покупке нематериальных активов, изменений потребности в оборотных средствах, расчете объемов производимой продукции, цен на нее, издержек производства, прибыли.

Коммерческая эффективность проекта определяется соотношением финансовых затрат и результатов, обеспечивающих требуемую норму доходности. В качестве эффекта выступает поток реальных денег. Разность между притоком и оттоком от инвестиционной, операционной и финансовой

деятельности в каждом периоде осуществления проекта называется - потоком реальных денег. Сальдо денежных потоков – разность между притоком и оттоком денежных средств от всех видов деятельности, на каждом шаге расчета.

Расчет эффективности инвестиционного проекта мы начали с экономического описания инвестиционной (таблица 3.10), операционной (таблица 3.11), финансовой (таблица 3.12), инвестиционной и операционной деятельности (таблица 3.13).

При расчете сальдо денежных потоков (таблица 3.14) нами были использованы данные таблиц (3.10, 3.11, 3.12, 3.13).

Таблица 3.10 – Поток денежных средств от инвестиционной деятельности

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024	7 2025	
1. Расходы на приобретение активов, всего	2 400								2 400
в том числе:									
за счет собственных средств	2 400								
за счет заемных средств.	0								0
2. Поток реальных средств									
2.1. По шагам	-2 400								-2 400
2.2. Нарастающим итогом	-2 400	-2 400	-2 400	-2 400	-2 400	-2 400	-2 400	-2 400	
3. Поток дисконтированных средств									
3.1. По шагам	-2 400								-2 400
3.2. Нарастающим итогом	-2 400	-2 400	-2 400	-2 400	-2 400	-2 400	-2 400	-2 400	

Таблица 3.11 - Поток денежных средств от операционной деятельности

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2019	2020	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1. Выручка от реализации (экономический эффект)	941,0	941,0	941,0	941,0	941,0	941,0	941,0	941,0	7 528,0
2. Текущие издержки	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3. Амортизация основных средств	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	3 840,0
4. Валовый доход	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	3 688,0
5. Налог на прибыль (20%)	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	737,6
6. Чистая прибыль	368,8	368,8	368,8	368,8	368,8	368,8	368,8	368,8	2 950,4
7. Поток реальных средств									
7.1. По шагам	848,8	848,8	848,8	848,8	848,8	848,8	848,8	848,8	6 790,4
7.2. Нарастающим итогом	848,8	1 697,6	2 546,4	3 395,2	4 244,0	5 092,8	5 941,6	6 790,4	
8. Поток дисконтированных средств									
8.1. По шагам	848,8	757,9	676,7	604,2	539,4	481,6	430,0	384,0	4 722,5
8.2. Нарастающим итогом	848,8	1 606,7	2 283,3	2 887,5	3 426,9	3 908,5	4 338,6	4 722,5	

Таблица 3.12 - Поток денежных средств от финансовой деятельности

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0	1	2	3	4	5	6	7	
	2019	2020	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1. Собственный капитал.	2 400								2 400
2. Целевые кредиты.	0								0
3. Погашение задолженности по кредитам.	0	0	0	0	0				0
4. Выплата дивидендов.									0
2. Поток реальных средств									
2.1. По шагам	2 400	0	0	0	0	0	0	0	2 400
2.2. Нарастающим итогом.	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	

Таблица 3.13 - Поток денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0 2019	1 2020	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024	7 2025	
1. Поток реальных средств (ЧРД)									
1.1. По шагам	-1 551,2	848,8	848,8	848,8	848,8	848,8	848,8	848,8	4 390,4
1.2. Нарастающим итогом.	-1 551,2	-702,4	146,4	995,2	1 844,0	2 692,8	3 541,6	4 390,4	
2. Поток дисконтированных средств (ЧДД)									
2.1. По шагам	-1 551,2	757,9	676,7	604,2	539,4	481,6	430,0	384,0	2 322,5
2.2. Нарастающим итогом.	-1 551,2	-793,3	-116,7	487,5	1 026,9	1 508,5	1 938,6	2 322,5	

Таблица 3.14 – Сальдо денежных потоков

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0 2018	1 2019	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024	7 2025	
1. Поток реальных средств									
1.1. По шагам	848,8	848,8	848,8	848,8	848,8	848,8	848,8	848,8	6 790,4
1.2. Нарастающим итогом	848,8	1 697,6	2 546,4	3 395,2	4 244,0	5 092,8	5 941,6	6 790,4	

По результатам таблицы 3.14 видно, что инвестиционный проект осуществим, но пока не известно насколько он эффективен, так как использованы реальные деньги не учитывающие их временную стоимость.

Для соизмерения показателей по шагам периода планирования при оценке эффективности инвестиционного проекта используется приведение их к ценности в начальном шаге.

Расчет эффективности инвестиционного проекта и определение чистого дисконтированного дохода приведены в таблице (Приложение О).

Оценку эффективности проекта рекомендуется производить с использованием различных показателей, к которым относятся: чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности (ИД), внутренняя норма доходности (ВНД), срок окупаемости.

Любая инвестиционная деятельность, требует привлечения финансовых ресурсов, за которые нужно расплачиваться с кредиторами - процентами, с

собственниками (акционерами) - дивидендами. Поскольку разные финансовые ресурсы характеризуются разным уровнем риска, то и плата за них разная. Средний размер этой платы называется средневзвешенной стоимостью капитала (ССК - WACC).

Показатель (ССК) служит нормативом для внутренней нормы доходности (ВНД), которая по определению является средней за срок действия инвестиционного проекта отдачей в виде чистого дохода (прибыль плюс амортизация на единицу инвестиций).

Средневзвешенная стоимость капитала является барьером, который ВНД должна преодолеть, в противном случае инвестированный капитал, добавленный к действующему, снизит новое значение ССК и инвесторы, собственники и кредиторы станут получать меньше на единицу инвестиций, чем раньше.

ВНД находится из уравнения:

$$\text{ЧДД (E= ВНД)} = 0 \quad (36)$$

Таким образом, ВНД равна такому значению коэффициента дисконтирования, при котором текущая стоимость доходов и текущая стоимость расходов равны и, следовательно, проект не выгоден. То есть, если инвестиционный проект финансируется полностью за счёт ссудного капитала, то ВНД есть такая высокая ставка ссудного процента, которая делает инвестиции не выгодными (ЧДД = 0), а если процентная ставка банка по кредитам превосходит ВНД то проект становится убыточным (ЧДД < 0).

Для расчета ВНД использованы данные таблицы 3.14.

Значение ВНД приведено на рисунке 3.7

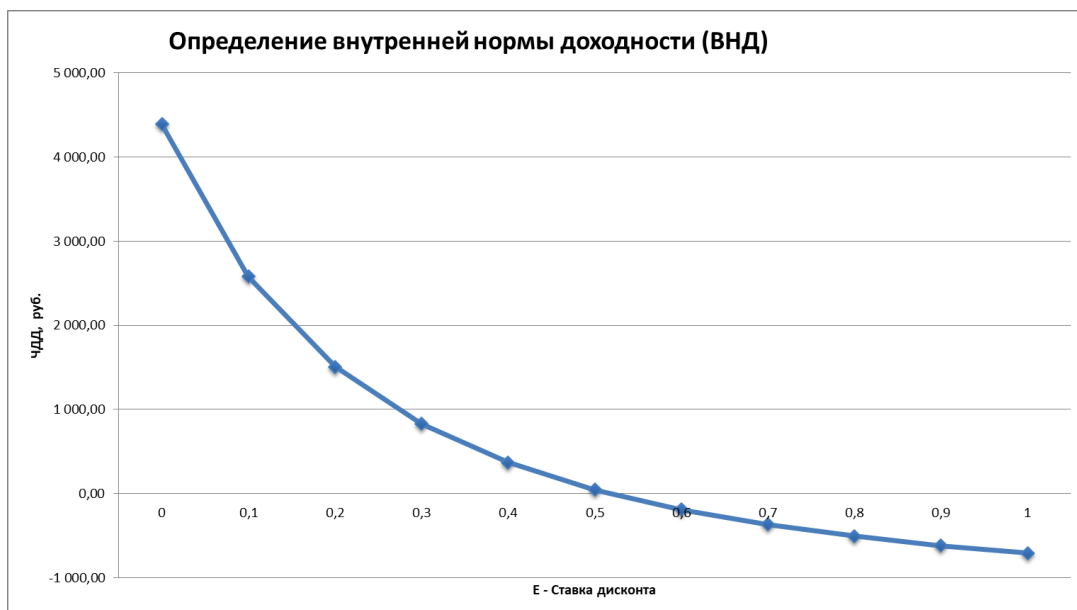


Рисунок 3.7 – Определение внутренней нормы доходности (ВНД)

Таким образом, положительный чистый дисконтированный доход и индекс доходности, превосходящий единицу, позволяют охарактеризовать проект как эффективный.

Положительное сальдо денежных потоков свидетельствует об осуществимости проекта.

Согласно рисункам 3.7 и 3.8 осуществление этого и подобных ему мероприятий позволит существенно повысить эффективность деятельности и выйти на новый качественный уровень своего развития.

Проекты в нефтегазовом производстве имеют определённую степень риска, связанную с природными и рыночными факторами. Необходимо провести анализ чувствительности проекта к риску.

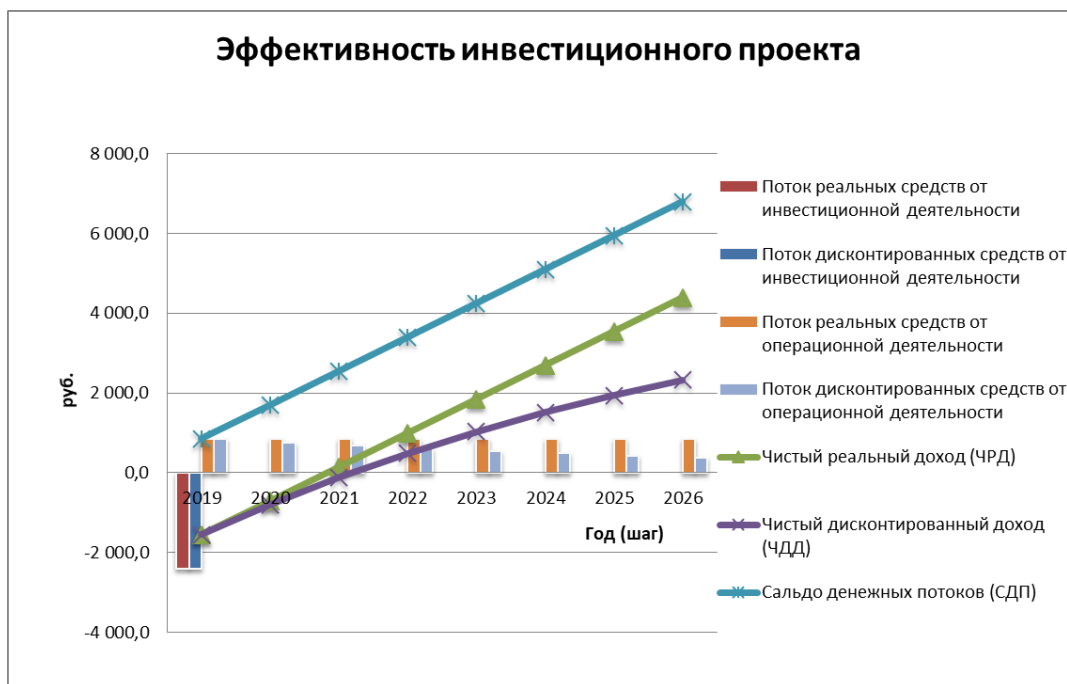


Рисунок 3.8 – Эффективность инвестиционного проекта

Анализ и оценка рисков занимают важное место в системе анализа долгосрочных инвестиций. Модели оценки капитальных активов предполагают, что инвесторы не склонны рисковать, поэтому из двух активов, приносящих равный доход, выберут тот, риск которого меньше. Под риском понимается вероятность получения меньших доходов или прироста стоимости актива. Анализ инвестиций производится в условиях риска.

Принятие решения об инвестировании проекта базируется на расчете ЧДД. Инвестиционный проект принимается, если $ЧДД > 0$; инвестиционный проект отвергается, если $ЧДД < 0$; если $ЧДД = 0$, то следует для принятия решения рассмотреть обстоятельства, выходящие за рамки критерий: экологических и социальных или учесть открывающиеся новые технические, рыночные или иные перспективы.

Для определения степени чувствительности проекта к риску строится «диаграмма паук». Для построения диаграммы «Паук» вычисляем вариации значений NPV при изменении данных параметров.

Необходимо провести анализ чувствительности каждого варианта проекта. Для этого выбирается интервал наиболее вероятного диапазона изменения каждого фактора:

- Выручка (-30%; +30%);
- Текущие издержки (-20%; +20%);
- Налоги (-10%; +10%).

Для каждого фактора определяется зависимость: ЧДД (выручки), ЧДД (текущих издержек) и ЧДД (налогов).

Полученные зависимости чистой текущей стоимости от факторов изобразим графически.

Если изменения ЧДД при заданной вариации параметров будут находиться в положительной области, то проект не имеет риска. Если значения ЧДД попадают в отрицательную область, то решение об оптимальном варианте, выбранном на основе критериев, следует пересмотреть с учётом анализа чувствительности проекта.

Произведем расчёт прироста чистого дисконтированного дохода при определённых вариациях факторов и внесем результаты расчёта в таблицу 3.15.

Таблица 3.15 - Значение ЧДД при варьируемых показателях

	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%
Экономический эффект	1 694,26	1 903,68	2 113,10	2 322,52	2 531,94	2 741,36	2 950,78
Инвестиции	2 602,40	2 509,10	2 415,81	2 322,52	2 229,22	2 135,93	2 042,63

Рассчитав изменение NPV при вариации факторов по диаграмме «Паук», нам явно видно, что мероприятие не имеет риска - так как график находится в положительной области построения, что говорит об экономической целесообразности проведения мероприятия.

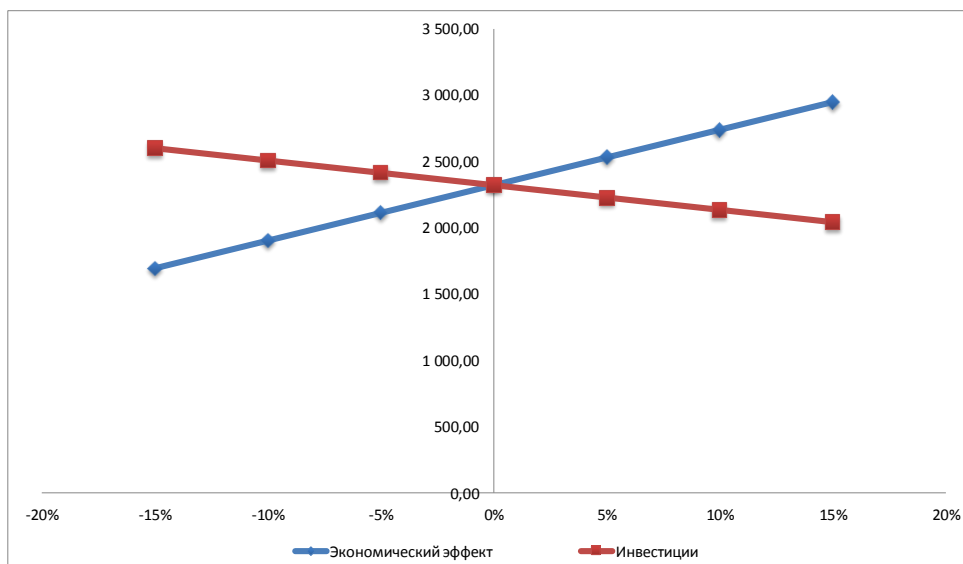


Рисунок 3.9 - Диаграмма «Паук»

Диаграмма расположена высоко от линии нулевой эффективности, что говорит о том, что, даже при ещё более отрицательных факторах, приобретение оборудования за счет собственных средств на данном предприятии будет экономически эффективно и целесообразно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте была изучена история создания и развития АО «Томскнефть» ВНК. Данное предприятие является крупнейшим дочерним Обществом ПАО «НК «Роснефть». На сегодняшний день предприятие уверенно наращивает уровень полезного использования нефтяного попутного газа и выработки собственной электроэнергии, развивает и расширяет свои производственные мощности. В Томской области предприятие остаётся лидером не только в области добычи углеводородов, но и в сфере социальных инвестиций.

На предприятии АО «Томскнефть» ВНК действует линейно-функциональная структура управления. Анализ действующей структуры показал ряд преимуществ:

- быстрое осуществление действий по распоряжениям и указаниям, отдающимся вышестоящими руководителями нижестоящим;

- стабильность полномочий и ответственности за персоналом;

- личная ответственность каждого руководителя за результаты деятельности;

- профессиональное решение задач специалистами функциональных служб.

В дипломном проекте был представлен SWOT-анализ, исходя из которого, наиболее приемлемой стратегией для АО «Томскнефть» ВНК является «Укрепление производственного потенциала компании».

Проведен анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия АО «Томскнефть» ВНК. Основными видами деятельности предприятия являются добыча нефти и газа; хранение нефти и газа; реализация нефти и газа; транспортировка нефти и газа; строительство объектов и т.д.

Выручка от продаж услуг по транспортировке нефти, газа возросла. Исходя из этого, можно сделать вывод об увеличении наращивания объемов продаж.

Основной целью проведения опытно-промысловых испытаний АО «Томскнефть» ВНК являлась проверка надёжности работы НКТ с внутренним покрытием ТС-3000F на действующих нефтяных добывающих скважинах АО «Томскнефть» ВНК, оценка эффективности использования на основании анализа полученных результатов.

Экономический эффект для осложненных скважин при применении защитных покрытий серии ТС-3000F достигается за счет увеличения наработки НКТ, отсутствия затрат на закуп новых НКТ, сокращения числа ремонтов скважин и потерь нефти из-за простоев, что в конечном счете приводит к снижению себестоимости добычи нефти.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Адаменко, Ю.А. Оценка финансового состояния предприятия на основе анализа финансовых коэффициентов / Ю.А. Адаменко // Современные тенденции в экономике и управлении: новый взгляд. – 2015. – Вып. 23. – С.142-144.
- 2 Анализ хозяйственной деятельности предприятия: учебник / В. В. Ковалев, О. Н. Волкова. - Москва: Проспект: Велби, 2014. - 420 с.
- 3 Барышникова, Н.А. Экономика предприятия: учебное пособие / Н.А. Барышникова, Т.А. Матеуш, М.Г. Миронов. – М.: Юрайт, 2015. – 192 с.
- 4 Баскакова, О.В. Экономика предприятия (организации): учебник / О.В. Баскакова, Л.Ф. Сейко. – М.: Дашков и Ко, 2014. – 372 с.
- 5 Елисеева, Т. П. Экономический анализ хозяйственной деятельности: учебное пособие / Т. П. Елисеева. - Минск: Современная школа, 2014. - 941 с.
- 6 Кириченко, Т.В. Финансовый менеджмент: учебник / Т.В Кириченко. – М.: Дашков и Ко, 2014. – 484 с.
- 7 Ковалев, В.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия / В.В. Ковалев, О.Н. Волкова: Учебник. - М.: ООО «ТК Велби», 2014. - 424 с.
- 8 Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности: Учебник / М. В. Косолапова, В. А. Свободин. — М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и Ко», 2016. — 248 с.
- 9 Оськина, Ю.Н. Обзор методик анализа финансовых результатов / Ю.Н. Оськина, Е.А. Баева // Социально-экономические явления и процессы. – 2015. – Вып. 4. – С. 127.
- 10 Савицкая, Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятий АПК: Учебник / Г.В. Савицкая. - М.: ИНФРА-М, 2015. - 654 с.
- 11 Управление организацией: учебник / под ред. А.Г. Поршнева, З.П. Румянцевой, Н.А. Саломатина. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Инфра-М, 2016. – 736 с.
- 12 Устав АО «Томскнефть» ВНК/ О.В.Балицкий/ новая редакция – 2018. – 41с.

13 Финансовый менеджмент на предприятии: учебник / под ред. С.А. Сироткина, Н.Р. Кельчевской. – М.: Инфра-М, 2016. – 296 с.

14 Финансовый менеджмент: учебник / под. ред. А.М. Ковалевой, перераб. и доп. – М.: Инфра-М, 2015. – 288 с.

15 Чуев, И.Н. Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности: учебник / И.Н. Чуев, Л.Н. Чуева. – М.: Дашко и Ко, 2014. – 384 с.

16 Экономический анализ предприятия: Учебник для бакалавров / Л. В. Прыкина. — М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и Ко», 2016. — 256 с.

17 Администрация Томской области [Электронный ресурс]: официальный сайт / Официальный интернет портал Администрации Томской области. – Электрон.дан. – Режим доступа: <http://www.tomsk.gov.ru>

18 Газпром [Электронный ресурс]: официальный сайт / ПАО «Газпром». - Электрон.дан. – Режим доступа: <http://www.gazprom-neft.ru>

19 Журнал «Современные научные исследования и разработки» [Электронный ресурс]: официальный сайт - Режим доступа: / olimpiks.ru

20 Роснефть [Электронный ресурс]: официальный сайт / ПАО «НК «Роснефть». – Электрон.дан. – Режим доступа: <http://www.rosneft.ru>

21 Семин А. В. Покрытие НКТ серии ТС 3000 – ключ к повышению эффективности нефтегазодобычи. – Режим доступа: <https://glavteh.ru/покрытие-нкт-серии-тс-3000-техномаш-hilong>

22 Томскнефть [Электронный ресурс]: официальный сайт / АО «Томскнефть» ВНК. - Электрон.дан. – Режим доступа: <http://www.tomskneft.ru>

ПРИЛОЖЕНИЯ
ПРИЛОЖЕНИЕ А

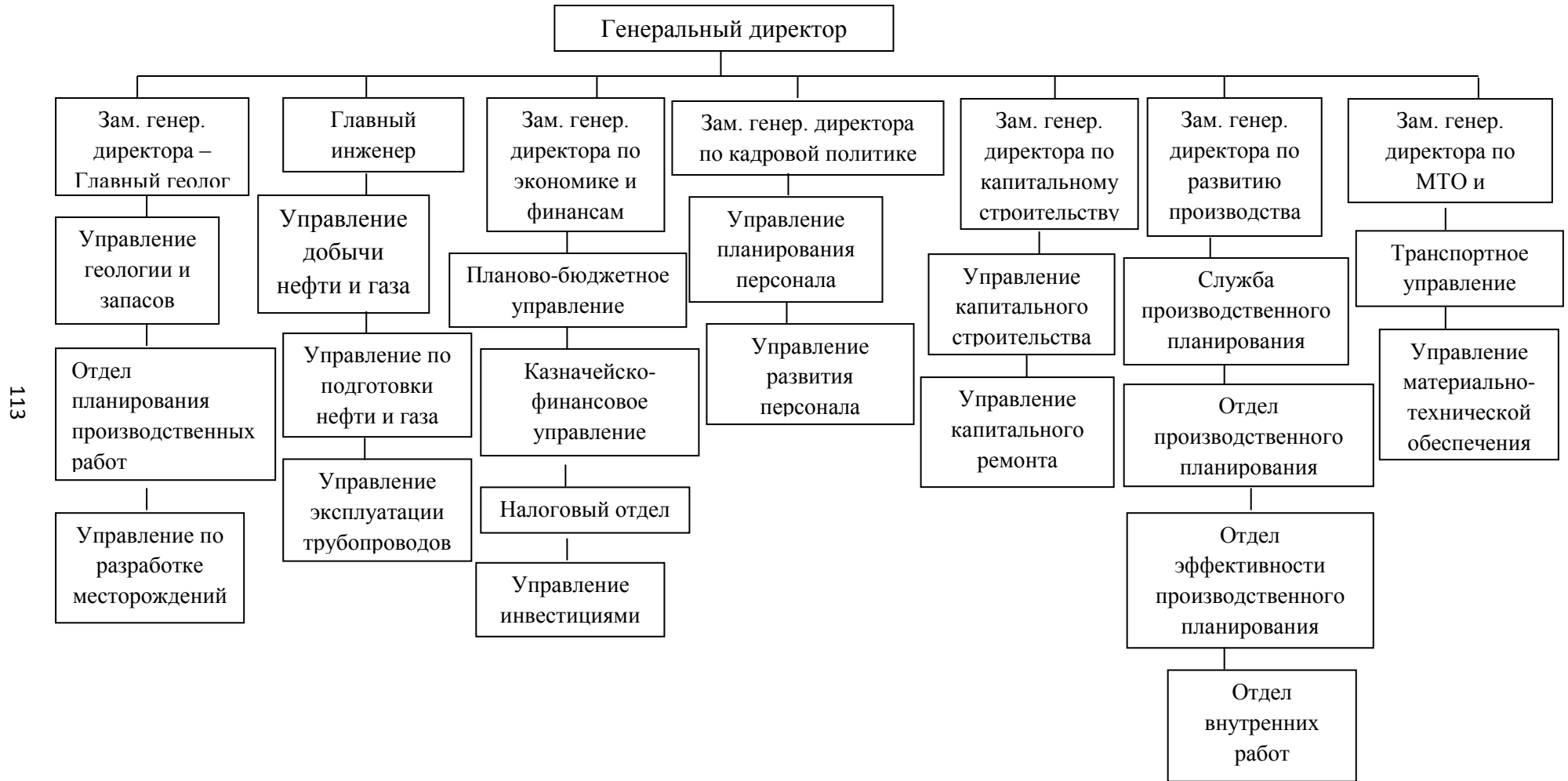


Рисунок А1- Организационная структура АО «Томскнефть» ВНК

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б1 - Бухгалтерский баланс АО "Томснефть" ВНК

на 31 декабря 2015-2017 гг.

Наименование показателя	Код	2015год	2016год	2017год
АКТИВ				
I. Внеоборотные активы				
Нематериальные активы	1110	8 306	589 670	779 368
Основные средства	1150	61 199 799	65 272 196	66 198 101
Доходные вложения в материальные ценности	1160	272 215	206 349	140 450
Финансовые вложения	1170	10 658 723	9 367 519	8 015 807
Отложенные налоговые активы	1180	2 380 504	2 342 419	2 672 834
Прочие внеоборотные активы	1190	3 422 891	1 253 853	1 190 487
Итого по разделу I	1100	77 942 438	79 032 006	78 997 047
II. Оборотные активы				
Запасы	1210	3 854 053	5 202 592	6 314 732
Готовая продукция и товары для перепродажи	1213	2 886 367	4 049 214	5 227 193
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	743	8	6 630
Дебиторская задолженность	1230	13 679 778	10 795 942	6 276 814
Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	15 163 427	13 758 688	4 592 926
Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	1 282	1 244	1 564
Прочие оборотные активы	1260	39 660	109 493	107 772
Итого по разделу II	1200	32 738 943	29 867 967	17 300 438
БАЛАНС	1600	110 681 381	108 899 973	96 297 485
ПАССИВ				
III. Капитал и резервы				
Уставной капитал	1310	5 154	5 154	5 154
Переоценка внеоборотных активов	1340	9 885 958	9 678 486	9 517 011

Продолжение таблицы Б1

Наименование показателя	Код	2015год	2016год	2017год
Резервный капитал	1360	1 289	1 289	1 289
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	65 914 834	63 756 413	47 621 019
Итого по разделу III	1300	75 807 235	73 441 342	57 144 473
IV. Долгосрочные обязательства				
Векселя к уплате	1410	4 278 041	4 935 793	3 467 840
Отложенные налоговые обязательства	1420	5 797 150	5 896 098	5 871 409
Оценочные обязательства	1430	5 176 610	5 183 234	6 866 623
Итого по разделу IV	1400	15 251 801	16 015 125	160 205 872
V. Краткосрочные обязательства				
Заемные средства	1510	0	5000	519 543
Кредиторская задолженность	1520	18 325 980	17 852 917	21 073 020
Доходы будущих периодов	1530	41 327	38 705	37 155
Оценочные обязательства	1540	1 255 038	1 546 884	1 317 422
Итого по разделу V	1500	19 622 345	119 443 506	22 947 140
БАЛАНС	1700	110 681 381	108 889 973	96 297 485

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В2 - Состав и структура актива баланса

Актив	2015 год		2016 год		Отклонение		Темп роста	2017 год		Отклонение		Темп роста
	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%
Внеоборотные активы	77 942 438	70,42	79 032 006	72,57	1 089 568	2,15	101,4	78 997 047	82,03	-34 959	9,46	99,96
Оборотные активы	32 738 943	29,58	29 867 967	27,43	-2 870 976	-2,15	91,23	17 300 438	17,97	-12 567 529	-9,46	57,92
БАЛАНС	110 681 381	100	108 899 973	100	-1 781 408	0	98,39	96 297 485	100	-12 602 488	0	88,43

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г3 - Состав и структура внеоборотных активов

Актив	2015 год		2016 год		Отклонение		Темп роста	2017 год		Отклонение		Темп роста
	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%
Нематериальные активы	8 306	0,01	589 670	0,75	581 364	0,74	7 099,33	779 368	0,99	189 698	0,24	132,17
Основные средства	61 199 799	78,52	65 272 196	82,59	4 072 397	4,07	106,65	66 198 101	83,8	925 905	1,21	101,42
Доходные вложения в материальные ценности	272 215	0,35	206 349	0,26	-65 866	-0,09	75,80	140 450	0,18	-65 899	-0,08	68,06
Финансовые вложения	10 658 723	13,68	9 367 519	11,85	-1 291 204	-1,82	87,89	8 015 807	10,15	-1 351 712	-1,71	85,57
Отложенные налоговые активы	2 380 504	3,05	2 342 419	2,96	-38 085	-0,09	98,40	2 672 834	3,38	330 415	0,42	114,11
Прочие внеоборотные активы	3 422 891	4,39	1 253 853	1,59	-2 169 038	-2,81	36,63	1 190 487	1,51	-63 366	-0,08	94,95
Всего внеоборотных активов	77 942 438	100	79 032 006	100	1 089 568	0	101,40	78 997 047	100	-34 959	0	99,96

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д4 - Состав и структура оборотных активов

Актив	2015 год		2016 год		Отклонение		Темп роста	2017 год		Отклонение		Темп роста
	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%
Запасы	3 854 053	11,77	5 202 592	17,42	1 348 539	5,65	134,99	6 314 732	36,50	1 112 140	19,08	121,38
Налог на добавленную стоимость	743	0,00	8	0,00	-735	0,00	1,08	6 630	0,04	6 622	0,04	82 875,00
Дебиторская задолженность	13 679 778	41,78	10 795 942	36,15	-2 883 836	-5,64	78,92	6 276 814	36,28	-4 519 128	0,14	58,14
Финансовые вложения	15 163 427	46,32	13 758 688	46,07	-1 404 739	-0,25	90,74	4 592 926	26,55	-9 165 762	-19,52	33,38
Денежные средства	1 282	0,00	1 244	0,00	-38	0,00	97,04	1 564	0,01	320	0,00	125,72
Прочие оборотные активы	39 660	0,12	109 493	0,37	69 833	0,25	276,08	107 772	0,62	-1 721	0,26	98,43
Всего оборотных активов	32 738 943	100	29 867 967	100	-2 870 976	0,00	91,23	17 300 438	100	-12 567 529	0,00	57,92

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица Е5 - Состав и структура пассива баланса

Пассив	2015 год		2016 год		Отклонение		Темп роста	2017 год		Отклонение		Темп роста
	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%
Собственный капитал (капитал и резервы)	75 807 235	68,49	73 441 342	67,44	-2 365 893	-1,05	96,88	57 144 473	59,34	-16 296 869	-8,10	77,81
Заемный капитал	34 874 146	31,51	35 458 631	32,56	584 485	1,05	101,68	39 153 012	40,66	3 694 381	8,10	110,42
БАЛАНС	110 681 381	100	108 899 973	100	-1 781 408	0,00	98,39	96 297 485	100	-12 602 488	0	88,43

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Таблица Ж6 - Состав и структура собственного капитала

Пассив	2015 год		2016 год		Отклонение		Темп роста	2017 год		Отклонение		Темп роста
	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%
Уставной капитал	5 154	0,01	5 154	0,01	0	0,00	100,00	5 154	0,01	0	0,00	100,00
Переоценка внеоборотных активов	9 885 958	13,04	9 678 486	13,18	-207 472	0,14	97,90	9 517 011	16,65	-161 475	3,48	98,33
Резервный капитал	1 289	0,00	1 289	0,00	0	0,00	100,00	1 289	0,00	0	0,00	100,00
Нераспределенная прибыль	65 914 834	86,95	63 756 413	86,81	-2 158 421	-0,14	96,73	47 621 019	83,33	-16 135 394	-3,48	74,69
Собственный капитал, всего	75 807 235	100	73 441 342	100	-2 365 893	0,00	96,88	57 144 473	100	-16 296 869	0,00	77,81

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Таблица 37 - Состав и структура заемных средств

Пассив	2015 год		2016 год		Отклонение		Темп роста	2017 год		Отклонение		Темп роста
	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%
Долгосрочные обязательства	15 251 801	43,73	16 015 125	45,17	763 324	1,43	105,00	16 205 872	41,39	190 474	-3,77	101,19
Краткосрочные обязательства	19 622 345	56,27	19 443 506	54,83	-178 839	-1,43	99,09	22 947 140	58,61	3 503 634	3,77	118,02
Заемный капитал, всего	34 874 146	100	35 458 631	100	584 485	0,00	101,68	39 153 012	100	3 694 381	0,00	110,42

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Таблица И8 - Состав и структура краткосрочных обязательств

Пассив	2015 год		2016 год		Отклонение		Темп роста	2017 год		Отклонение		Темп роста
	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%
Краткосрочные обязательства, всего	19 622 345	100	19 443 506	100	-178 839	0	99,09	22 947 140	100	3 503 634	0,00	118,02
Заемные средства		0,00	5 000	0,03	5 000	0,03		519 543		514 543	-0,03	10 390,86
Кредиторская задолженность	18 325 980	93,39	17 852 917	91,82	-473 063	-1,57	97,42	21 073 020	91,83	3 220 103	0,01	118,04
Доходы будущих периодов	41 327	0,21	38 705	0,20	-2 622	-0,01	93,66	37 155	0,16	-1 550	-0,04	96,00
Оценочные обязательства	1 255 038	6,40	1 546 884	7,96	291 846	1,56	123,25	1 317 422	5,74	-229 462	-2,21	85,17

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Таблица К9 - Анализ ликвидности баланса

Актив, тыс. руб.			Пассив, тыс. руб.				Разность, (+ излишек, - недостаток) тыс. руб.			
	2015 год	2016 год	2017 год		2015 год	2016 год	2017 год	2015 год	2016 год	2017 год
A1	15 164 709	13 759 932	4 594 490	П1	18 325 980	17 852 917	21 073 020	-3 161 271	-4 092 985	-16 478 530
A2	13 679 778	10 795 942	6 276 814	П2	0	5 000	519 543	13 679 778	10 790 942	5 757 271
A3	3 894 456	5 312 093	6 429 134	П3	16 548 166	17 600 714	17 560 449	-12 653 710	-12 288 621	-11 131 315
A4	77 942 438	79 032 006	78 997 047	П4	75 807 235	73 441 342	57 144 473	-2 135 203	-5 590 664	-21 852 574
Баланс	110 681 381	108 899 973	96 297 485	Баланс	110 681 381	108 899 973	96 297 485			

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Таблица Л10 - Отчет о финансовых результатах АО «Томскнефть» ВНК
на 31 декабря 2015-2017 г.г.

Наименование показателя	Код	2015 год	2016 год	2017 год
Выручка	2110	132 645 585	121 902 265	143 043 629
Себестоимость продаж	2120	103 832 039	97 950 979	122 221 413
Валовая прибыль (убыток)	2100	28 813 546	23 951 286	20 822 216
Коммерческие расходы	2210	6 358	55 620	90 521
Управленческие расходы	2220	3 253 830	3 267 722	2 264 552
Прибыль (убыток) от продаж	2200	25 553 358	20 627 944	18 467 143
Доходы от участия в других организациях	2310	997 014	461 921	1 587 607
Проценты к получению	2320	3 544 851	2 352 083	1 608 192
Проценты к уплате	2330	899 981	859 888	761 834
Прочие доходы	2340	33 985 691	5 731 471	2 293 842
Прочие расходы	2350	3 902 251	3 605 427	4 134 875
Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	59 278 682	24 708 104	19 060 075
Текущий налог на прибыль	2410	11 125 360	4 873 828	3 972 714
в том числе: постоянные налоговые обязательства(активы)	2421	1 100 860	19 886	198 826
Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	57 516	50 069	24 689
Изменение отложенных налоговых активов	2450	313 589	38 085	330 415
Прочее	2460	823	278 586	3 857
Чистая прибыль(убыток)	2400	48 523 604	19 467 536	15 446 322

ПРИЛОЖЕНИЕ М

Таблица М11 - Структура пробуренного фонда скважин АО «Томскнефть» ВНК в 2015-2017гг.

гг.	Эксплуатационный фонд	В консервации	Контрольные, пьезометрические	Ликвидированные, ожидающие ликвидации	Прочие (поглощающие)	Фонд нагнетательных скважин	Фонд водозаборных скважин	Итого
2015	3 133	1 090	832	1 892	51	2 049	196	9 243
2016	3 028	1 096	1 692	1 903	49	1 446	195	9 409
2017	3 052	1 021	1 805	1 945	48	1 487	189	9 547

ПРИЛОЖЕНИЕ Н

Таблица Н12 - Классификация затрат по экономическим элементам АО «Томскнефть» ВНК в 2015-2017гг.

Показатель	2015г.	2016г.	2017г.	Отклонение 2016г./2015г.	Отклонение 2017г./2016г.
Материальные затраты	2 852 655	3 082 246	3 734 276	229 591	652 030
Затраты на оплату труда	4 042 907	3 241 550	4 924 054	- 801 357	1 682 504
Отчисления на социальные нужды	1 036 022	1 159 755	1 266 785	123 733	107 030
Амортизация основных производственных фондов	13 075 265	14 190 283	15 811 503	1 115 018	1 621 220
Прочие расходы	82 825 190	76 277 145	96 484 795	- 6 548 045	20 207 650
Итого по элементам затрат	103 832 039	97 950 979	122 221 413	- 5 881 060	24 270 434

ПРИЛОЖЕНИЕ О

Таблица О13 - Ставка дисконтирования и чистый дисконтированный доход

Наименование	Шаг (год) планирования								Итого за период
	0 2018	1 2019	2 2020	3 2021	4 2022	5 2023	6 2024	7 2025	
0	-1 551,20	848,80	848,80	848,80	848,80	848,80	848,80	848,80	4 390,40
0,1	-1 551,20	771,64	701,49	637,72	579,74	527,04	479,13	435,57	2 581,11
0,2	-1 551,20	707,33	589,44	491,20	409,34	341,11	284,26	236,88	1 508,38
0,3	-1 551,20	652,92	502,25	386,35	297,19	228,61	175,85	135,27	827,23
0,4	-1 551,20	606,29	433,06	309,33	220,95	157,82	112,73	80,52	369,50
0,5	-1 551,20	565,87	377,24	251,50	167,66	111,78	74,52	49,68	47,04
0,6	-1 551,20	530,50	331,56	207,23	129,52	80,95	50,59	31,62	-189,23
0,7	-1 551,20	499,29	293,70	172,77	101,63	59,78	35,17	20,69	-368,18
0,8	-1 551,20	471,56	261,98	145,54	80,86	44,92	24,96	13,86	-507,53
0,9	-1 551,20	446,74	235,12	123,75	65,13	34,28	18,04	9,50	-618,64
1	-1 551,20	424,40	212,20	106,10	53,05	26,53	13,26	6,63	-709,03
0,7452	-1 551,20	486,35	278,67	159,68	91,49	52,42	30,04	17,21	-435,33