

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт управления бизнес–процессами и экономики

Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В. Кашина
подпись
« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.03.09 «Экономика предприятий и организаций (нефтяная и газовая промышленность)»

**ПОВЫШЕНИЕ ПЛАТЕЖЕСПОСОБНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ (НА
ПРИМЕРЕ ООО «ГАЗПРОМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА»)**

Пояснительная записка

Руководитель	_____	<u>ст. преподаватель</u>	<u>Е.В. Бочарова</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>В.В. Тресков</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>Е. В. Бочарова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2016

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Повышение платежеспособности предприятия (на примере ООО «Газпром геологоразведка») содержит 108 страниц текстового документа, 2 приложения, 50 использованных источников.

ПЛАТЕЖЕСПОСОБНОСТЬ, ЛИКВИДНОСТЬ, ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ,
СЕЙСМОРАЗВЕДКА, СЕЙСМОСЪЕМКА, МЕСТОРОЖДЕНИЕ,
ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Объект исследования – ООО «Газпром геологоразведка»

Цель дипломного проекта – разработка мероприятий для повышения платежеспособности ООО «Газпром геологоразведка».

Проведен анализ платежеспособности и рисков предприятия, анализ производственно-хозяйственной деятельности, финансового состояния предприятия. Выявлены причины повышения риска неплатежеспособности, разработаны мероприятия по внедрению инновационной технологии сейсморазведки.

По результатам исследования проведен расчет затрат на внедрение предложенной технологии, дана оценка экономической эффективности предложенных мероприятий.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Теоретические основы анализа платежеспособности организации и ликвидности баланса.....	6
1.1 Тенденции и перспективы развития отрасли на современном этапе	7
1.2 Понятие, сущность, цели и задачи анализа платежеспособности предприятия	36
1.3 Система показателей, характеризующих платежеспособность предприятия	43
2 Анализ платежеспособности предприятия на примере ООО «Газпром геологоразведка»	59
2.1 Характеристика ООО «Газпром геологоразведка»	59
2.2. Анализ платежеспособности ООО «Газпром геологоразведка»	69
3 Мероприятия по повышению платежеспособности предприятия	80
3.1 Разработка мероприятий по повышению платежеспособности предприятия	80
3.2 Экономическая оценка предложенных мероприятий	90
Заключение	94
Список использованных источников	97
Приложения А - Б.....	103

ВВЕДЕНИЕ

Рыночная экономика требует от предприятий увеличения эффективности производства, а так же повышения конкурентной способности услуги продукции внедряя достижения научно-технического прогресса, эффективных форм хозяйствования и управления производством, преодоления бесхозяйственности, активизации предпринимательства.

В процессе снабженческой, производственной, сбытовой и финансовой деятельности происходит непрерывный кругооборот капитала, модифицируется структура средств и источников их формирования, наличие и потребность в финансовых ресурсах и, как следствие, - финансовое состояние организации. Чтобы выжить в условиях рыночной экономики и не допустить банкротства предприятия, нужно хорошо знать, как управлять финансами, какой должна быть структура капитала по составу и источникам образования, какую долю должны занимать собственные средства, а какую – заемные.

Важная роль в реализации этих задач отводится анализу платежеспособности и кредитоспособности предприятия. Он позволяет изучить и оценить обеспеченность предприятия и его структурных подразделений собственными оборотными средствами в целом, а также по отдельным подразделениям, определить показатели платежеспособности предприятия, установить методику рейтинговой оценки заемщиков и степени риска банков.

Платежеспособность - это возможность организации вовремя оплачивать свои долги. Это основной показатель стабильности ее финансового состояния. Иногда вместо термина «платежеспособность» говорят, и это в целом правильно, о ликвидности, т. е. возможности тех или иных объектов, составляющих актив баланса, быть проданными. Это наиболее широкое определение платежеспособности. В более тесном, конкретном смысле платежеспособность - это наличие у предприятия денежных средств и их эквивалентов, достаточных для

расчетов по кредиторской задолженности, требующей погашения в ближайшее время.

Анализ платежеспособности необходим не только для предприятия с целью оценки и прогнозирования финансовой деятельности, но и для внешних инвесторов (банков). Прежде чем выдавать кредит, банк должен удостовериться в кредитоспособности заемщика. То же должны сделать и предприятия, которые хотят вступить в экономические отношения друг с другом. Особенно важно знать о финансовых возможностях партнера, если возникает вопрос о предоставлении ему коммерческого кредита или отсрочки платежа.

При хорошем финансовом состоянии предприятие устойчиво платежеспособно; при плохом - периодически или постоянно неплатежеспособно. Самый лучший вариант, когда у предприятия всегда имеются свободные денежные средства, достаточные для погашения имеющихся обязательств. Но предприятие является платежеспособным и в том случае, когда свободных денежных средств у него недостаточно или они вовсе отсутствуют, но предприятие способно быстро реализовать свои активы и расплатиться с кредиторами.

Платежеспособность на сегодняшний день является важнейшим критерием, характеризующим финансовое состояние предприятий, основой для принятия управленческих решений.

Актуальность темы заключается в том, что сигнальным показателем, в котором проявляется финансовое состояние, выступает платежеспособность предприятия, исследование платёжеспособности позволяет выявить способность вовремя удовлетворять платёжные требования, возвращать кредиты, производить оплату труда персонала, вносить платежи в бюджет

Цель бакалаврской работы: разработать мероприятия повышающие платежеспособность предприятия на примере ООО «Газпром геологоразведка».

Задачи работы предопределяются целью дипломной работы и состоят в том, чтобы:

- рассмотреть методику расчета показателей платежеспособности;

- провести анализ платежеспособности ООО «Газпром геологоразведка»;
- дать оценку предложенным мероприятиям.

Объектом исследования выступает предприятие ООО «Газпром геологоразведка».

Предметом исследования выступает платежеспособность и ликвидность предприятия.

1 Теоретические основы анализа платежеспособности организации и ликвидности баланса

1.1 Тенденции и перспективы развития отрасли на современном этапе

На сегодняшний день топливно-энергетический комплекс является важнейшей структурной составляющей экономики России, обеспечивая жизнедеятельность и благосостояние страны, так и предоставляющий значительные поступления в бюджет государства. В развитии топливно-энергетического комплекса России, ключевую роль играет нефтяная отрасль. В последнее десятилетие, Российский нефтяной сектор показывал уверенное развитие. Этому способствовали огромные инвестиции в нефтяной сектор экономики (иностранный и отечественный капитал), развитие технологий и высокие цены на «черное золото». В середине июля 2014 году в связи с напряженной геополитической обстановкой в мире в отношении России были введены финансово-экономические санкции со стороны некоторых западных стран. Эти санкции продолжают действовать и по настоящее время. 2015 год выдался тяжелым как для российского нефтяного сектора, так и для страны. Бюджет России в настоящее время примерно на 50% формируется за счет поступлений от нефтегазового сектора, а ВВП примерно на 20%. Санкции затронули ряд российских нефтяных компаний.

Для устойчивого развития экономики России, повышения качества жизни населения страны, прежде всего, необходимо развивать нефтегазовый комплекс России, являющийся основным локомотивом роста российской экономики. Модернизация НГК России должна стать мощным импульсом развития всех секторов экономики – в промышленности, перерабатывающей, транспорте, связи, сфере услуг. Стратегия долгосрочного устойчивого экономического развития должно составить оптимальное взаимодействие и взаимообеспечение всех секторов экономики.

Развитие НГК должно происходить одновременно: сразу во всех ключевых ее составляющих – добывающем и перерабатывающем, а также транспортном комплексах. Изменения должны происходить, учитывая особенности ее структуры

и качества, специфику обеспеченности ресурсно-сырьевой базы, уровня и структуры спроса на углеводороды и продукцию их переработки на всех рынках.

В 2013 г. продолжилась тенденция последних пяти лет по наращиванию объема добычи нефти в России. Так за прошедший год добыча выросла на 5,2 млн тонн относительно уровня 2012 г. и составила 523,5 млн тонн, а с 2008 г. прирост составил около 36 млн тонн нефти в год. Кроме того, вырос и объем первичной переработки нефти на 8 млн тонн – до 274 млн тонн, а доля перерабатываемой нефти в структуре добычи возросла с 51,3% до 52,3%. В 2014 году добыча нефти (включая конденсат) в России увеличилась на 3,5 млн. тн (+0,5 %) год к году, до 526 млн тн (или 10,56 млн баррелей в сутки), обновив исторический максимум 2013 года. Добыча нефти и газового конденсата в России увеличилась в 2015 г. на 1,3% в годовом выражении до 533 млн тонн. Добыча газа сократилась на 2,6% до 554 млрд куб. м, добыча нефтяного попутного газа выросла на 7,9% до 79,5 млрд куб. м. (таблица 1). Объем экспорта российской нефти продолжил сокращаться и в 2013 г. составил 234 млн тонн против 239,4 млн тонн в 2012 г.

Таблица 1 - Основные показатели нефтегазового сектора России

Показатели	2013	2014	2015
Нефть, млн.т.			
Добыча нефти, всего	523,5	526	533
Экспорт российской нефти	234	223	244
Газ, млрд. куб. т.			
Добыча газа, всего	668	578,7	554
Поставка российского газа за пределы России	204,9	174,3	222,8

Региональная структура добычи продолжила претерпевать определенные изменения. В частности, на фоне истощения западносибирских активов доля этого региона в общероссийской добыче нефти продолжает с каждым годом сокращаться (60 % в 2014 году против 68 % в 2008 году). Доля Восточной Сибири и Дальнего Востока, наоборот, продолжает расти, что определяется эффектом запуска нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий Океан и режима специальных

налоговых условий для отдельных проектов. Согласно оценке Московского нефтегазового центра ЕУ в ближайшие годы эта тенденция сохранится (рисунок 1).

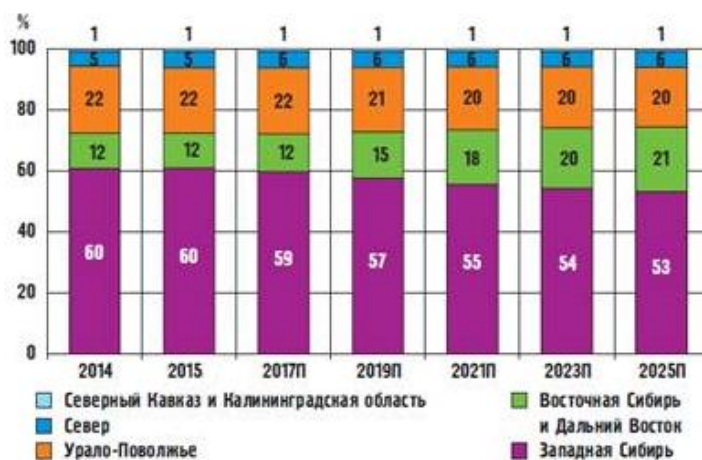


Рисунок 1 - Прогноз региональной структуры добычи нефти в России

Ожидается рост добычи нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, но этот рост не способен в полной мере компенсировать снижение добычи на зрелых месторождениях (браунфилдах). Эксперты отмечают, что данная ситуация может привести к сокращению добычи нефти на 3 % к 2025 году по сравнению с 2014 годом. Вопросы, связанные с поддержанием добычи на действующих проектах, становятся очень важными, и одним из способов связанных с их реализацией является применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Мировой опыт свидетельствует о возможности увеличения нефтеотдачи за счет применения газовых методов на 5–10 %, физико-химических — на 3–8 %, и тепловых — на 15–20 %. Но пока масштабы применения третичных МУН в России не так развиты, как в других странах. (для сравнения: в США — около 13 % от суммарного производства). Сдерживающим фактором для инвестиций в применение инновационных МУН является налоговая политика государства, не учитывающая роста издержек добычи по мере уменьшения дебитов скважин, роста обводненности их продукции, а значит, и резкого сокращения доли ренты в цене. В 2014 году средневзвешенные оценочные затраты на добычу составили около

\$4,8/барр, что на 14 % больше значений 2008 года, но на 7 % меньше показателя 2013 года из-за девальвации рубля. Если сравнивать затраты на добычу в рублях, то рост составил 3 % год к году и 40 % к 2008 году. Существующая система налогового льготирования в нефтяном секторе не способна обеспечить необходимые стимулы для широкомасштабного применения МУН в России. Предусмотренные адресные льготы затрагивают лишь ограниченное количество действующих браунфилдов Западной Сибири, которые обеспечивают около 60 % общероссийской добычи нефти. С 1 января 2015 года стартовал налоговый маневр, который, как предполагается, принесет добывающему сегменту дополнительный доход за счет опережающего снижения ставок экспортной пошлины над ростом НДС. Однако без накладок, в процессе имплементации маневра, обойтись не получилось. Главная сложность заключается в том, что параметры налогового маневра планировались в условиях стабильных цен на нефть и на тот момент не предполагалось резкое снижение нефтяных котировок. Для нефтепереработки 2015 год оказался успешным, было установлено несколько рекордов: объем производства, несмотря на временную остановку Ачинского НПЗ из-за пожара, вырос более чем на 5 % год к году почти до 290 млн. тонн и +20 % по отношению к 2008 году. Однако качественные показатели сегмента в последние годы остаются практически неизменными. Глубина переработки остается на уровне 72 % (против европейских 80 % и североамериканских 95 %), несмотря на проводимую модернизацию.

Минэкономразвития РФ прогнозирует до 2020 года рост уровня налоговых изъятий в нефтегазовой отрасли, рост себестоимости добычи нефти и газа. Низкая экономическая эффективность освоения новых месторождений будет способствовать ограничению инвестиционной активности в сегменте. Поэтому в первую очередь должны быть реализованы наиболее капиталоемкие российские проекты со значительной долей иностранного финансирования. Освобождается рыночная ниша для отечественных инжиниринговых и производственных компаний. Иностраный объем операций в России будет постепенно сокращаться. В

то же самое время другие иностранные игроки создать в нашей стране совместные предприятия, чтобы головная компания не несла самостоятельно риски работы с партнерами в России. Подобное развитие ситуации на нефтегазовом рынке страны способствует плановой реализации текущих и перспективных проектов. Эксперты предполагают, что суммарный объем инвестиций в развитие нефтяной отрасли (включая добычу и подготовку, транспортировку, переработку нефти и развитие нефтехимических производств) в 2016–2018 годы составит около 8трлн руб.(рис. 2). Результаты деятельности Российская нефтяная отрасль в 2014 году, добилась таких результатов, которые можно назвать достижением национальной экономики. Не смотря на это, для сохранения этих результатов потребуется мобилизация всего потенциала нефтяных компаний, федеральных органов исполнительной власти, экспертного сообщества и отраслевых консультантов для поиска мер, которые позволят ответить на новые вызовы. Появление таких рисков как ценовая нестабильность, борьба за потребителя, введение финансовых и технологических санкций против России, требует от менеджмента нефтяных компаний максимальной сосредоточенности на результате и поиска целого ряда возможностей для оптимизации деятельности компаний по всем направлениям.

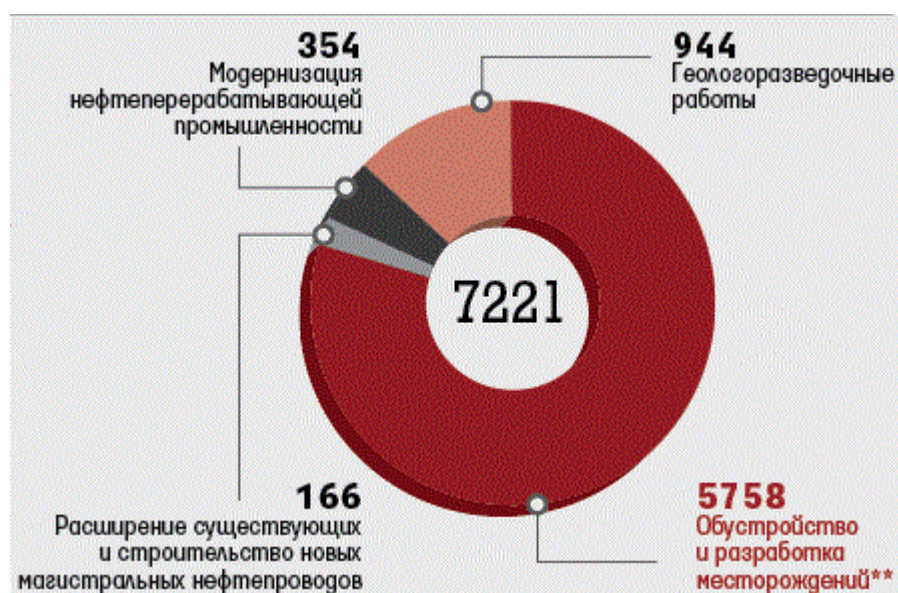


Рисунок 2 – Инвестиции в нефтяную отрасль до 2020года, млрд. руб.

Государственная инновационная программа в сфере разведки и добычи углеводородов должна учитывать сложившиеся тенденции развития отрасли, отвечать новым вызовам времени.

Главная проблема нефтегазодобывающей промышленности России – ухудшение горно-геологических и природно-климатических условий разведки и разработки, рост удаленности от центров переработки и сбыта. В традиционных районах добычи (Западной Сибири, Северном Кавказе, Урало-Поволжье) происходит:

- увеличение глубины продуктивных пластов;
- снижение объема запасов;
- уменьшение размеров новых месторождений;
- ухудшение качества коллекторов;
- усложнение геологического строения месторождений;
- уменьшение пластовых давлений.

В течение нескольких десятков лет наблюдалось сокращение остаточных запасов нефти и газа, что считается следствием крайне низкой интенсивности проведения геологоразведочных работ на углеводороды. Так, вплоть до 2007 г. для нефти и до 2009 г. для газа происходило «проедание» запасов, при котором превышение объемов добычи над приростом запасов составляло до 140 млн тонн нефти и до 407 млрд м³ газа в год. Несмотря на существенное улучшение ситуации с восполнением запасов в последние годы, объем финансирования ГРП остается на недопустимом низком уровне. Основная часть прироста запасов достигается за счет доразведки и переоценки ранее открытых месторождений, отдельных залежей, в то время как открытие новых месторождений обеспечивает лишь 30 – 50% прироста.

В настоящее время деятельность большинства нефтяных компаний по воспроизводству минерально-сырьевой базы можно считать неудовлетворительной. Воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ)

отставало и продолжает не соответствовать быстро растущей добыче нефти, сократились абсолютные объемы геологоразведочных работ (ГРР), основные приросты запасов осуществляются на разрабатываемых месторождениях, в том числе за счет переоценки коэффициентов извлечения нефти (КИН) на эксплуатируемых месторождениях.

Постепенное истощение сырьевой базы углеводородов и отставание прироста новых запасов в большей степени было вызвано искусственно и связано с не самой эффективной работой по развитию отраслевой геологии и геологоразведки, отменой специального налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы. Сегодня эта важнейшая проблема для всего государства и она должна быть решена на государственном уровне. Для создания необходимых организационных структур и финансирования поисковых работ и геологоразведочных нужно разработать специальную программу.

Для повышения инновационного развития геологоразведки и нефтедобывающего комплекса в целом необходимо:

- резкое повышение уровня и объемов работ по научному сопровождению всех этапов геологоразведочных работ, проектирования разведки и разработки месторождений;
- создание системы мониторинга и научного сопровождения на федеральном и региональном уровнях системы и процесса недропользования;
- совершенствование системы подготовки инженерно-технического персонала, отраслевого менеджмента, квалифицированных рабочих для геологоразведки, глубокого бурения, геофизических работ.

Устойчивой тенденцией развития нефтегазовой отрасли России является рост доли добычи углеводородов в новых, удаленных, малоизученных и инфраструктурно слабо развитых регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока. За последние восемь лет их доля в добыче нефти выросла почти в 10 раз, в добыче газа – более чем в 5 раз. Этот регион можно охарактеризовать:

- низкой степенью разведанности(по нефти – 12%, по газу – 9%);

- высокой долей прогнозных ресурсов в структуре начальных суммарных ресурсов (по нефти – 79%, по газу – 83%).

Низкая степень изученности и разведанности новых регионов, имеет как плюсы, так и минусы. К плюсам несомненно относится высокая перспективность проведения геологоразведочных работ и открытия новых месторождений. К минусам можно отнести, наличие значительных геологических рисков, что требует особого внимания к уровню научного и технологического обеспечения ГРП и обуславливает необходимость крупномасштабных инвестиций как со стороны государства, так и недропользователей.

Главной проблемой, которая начала тормозить и еще будет тормозить устойчивое развитие добычи нефти в традиционных нефтегазоносных провинциях, прежде всего, в Западной Сибири, является очень низкий уровень геологоразведочных работ. Приросты запасов нефти за полтора последних десятилетия не обеспечивают устойчивую работу нефтяного комплекса России на перспективу и неизбежно приведут к падению добычи нефти в стране. Деятельность недропользователей по выявлению и подготовке запасов нефти является неудовлетворительной.

В ограниченных условиях перспектив открытия новых крупных нефтяных месторождений, а также четкой ориентации экономической политики страны на ресурсосбережение особо острой является проблема инновационного развития и повышения эффективности поисков и разведки углеводородов в традиционных и новых регионах добычи.

По оценкам ИНГГ СО РАН объем поисково-оценочного и разведочного бурения должен возрасти с современных 1,1 до не менее 3,5 млн м. Этот показатель будет почти в 3 раза меньше того уровня, который был достигнут в РСФСР на конец 1980-х гг. Однако в сложившихся условиях соответствующий уровень глубокого бурения будет способен поддержать тот минимальный уровень прироста сырьевой базы, который необходим для устойчивого прироста добычи УВ.

Особенностью мировой нефтедобычи является увеличение доли трудноизвлекаемых запасов – нефти тяжелой и высоковязкой, а также с низким уровнем проницаемости коллектора (0,05 кв. мкм). К тяжелым и высоковязким нефтям относятся нефти с плотностью более 0,92 г/см³ и вязкостью более 30 мПа*с. Мировые запасы тяжелой и высоковязкой нефти примерно в 5 раз превышают объем запасов нефти малой и средней вязкости. Трудноизвлекаемая нефть рассматривается в качестве основного резерва мировой добычи нефти, существуют значительные перспективы и у России.

Мировой объем добычи тяжелой и высоковязкой нефти незначителен, что связано с недостаточным развитием технологий освоения подобных залежей. Существующие технологии требуют значительных капиталовложений в добычу, переработку и транспортировку. Но отказаться от добычи тяжелой и высоковязкой нефти невозможно, потому что она является ценным сырьем для топливно-энергетической промышленности, а также для нефтехимии и источником дефицитных редких металлов.

Российские запасы тяжелой и высоковязкой нефти составляют около 70% от общего объема разведанных ресурсов нефти страны. Основные запасы высоковязких и тяжелых нефтей сосредоточены в трех ФО России:

- 54% — в Приволжском и Северо-Западном ФО;
- 36,5% — в Уральском.

Изменение запасов трудноизвлекаемой нефти в России представлено на рисунке 2.

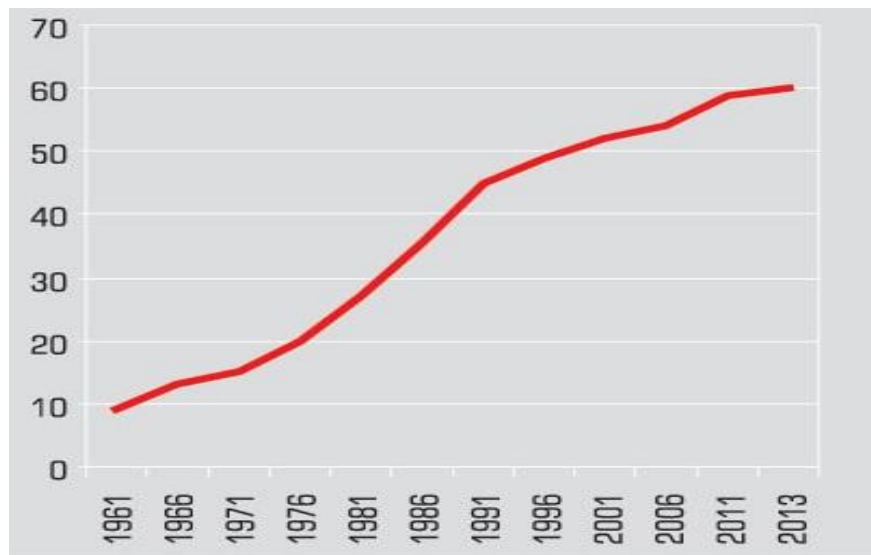


Рисунок 2 – изменение запасов трудноизвлекаемой нефти в России, %

Основная добыча тяжелых и высоковязких нефтей ведется в Республике Татарстан и Республике Коми. Наиболее крупные месторождения: Ван-Еганское, Северо-Комсомольское, Усинское, Русское, Гремихинское.

Разведка и разработка нетрадиционных источников жидких углеводородов (сланцевая нефть баженовской свиты, битуминозные песчаники Оленекского месторождения и др.)

Лидером по запасам сланцевой нефти является Россия (75 млрд. барр.), на втором месте идут США(58 млрд. барр.) и замыкает тройку лидеров Китай(32 млрд. барр.). Лидеры по запасам сланцевой нефти представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Лидеры по запасам сланцевой нефти

Наиболее крупной залежью сланцевой нефти в России является Баженовская свита, расположенная в Западной Сибири. По оценкам Министерства энергетики, ресурсы баженовской свиты оцениваются в 22 млрд тн, из них 55 млн тн – извлекаемые запасы. Баженовская свита представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Баженовская свита

В 2012 г. ОАО «Газпром» приступило к реализации проекта по освоению баженовской свиты Верхне-Салымского месторождения в Югре. К 2022 г. планируется выйти на уровень добычи в 1 млн тн в год. По мере истощения традиционных запасов нефти баженовская свита рассматривается как один из важных объектов для восполнения ресурсной базы.

По оценкам ИНГГ СО РАН, добыча нефти из баженовской свиты может составить в 2020 г. – 2 млн тн, в 2025 г. – 6 млн тн, в 2035 – 2040 гг. – до 30 – 40 млн тн.

Основные запасы нефти битуминозных песчаников сосредоточены в Венесуэле, Канаде, США. В настоящее время в промышленном масштабе нефть из битуминозных песчаников получают только в Канаде. Битуминозные песчаники Канады содержат свыше 170 млрд бар. возобновляемых запасов нефти.

Приволжский ФО и Республика Саха (Якутия) являются лидерами по выявленным ресурсам природных битумов. Крупнейшие геологические ресурсы битумов сосредоточены в Оленекском регионе — вблизи Анабарского щита в Восточной Сибири.

Промышленная разработка на Оленекском месторождении может начаться не ранее 2025 – 2030 гг. На первом этапе производство синтетической нефти может составить не более 3 – 5 млн тн.

Таким образом, инновационное развитие и модернизация производств, связанных с разведкой и добычей углеводородов в России, – одно из ключевых направлений инновационного развития нефтегазового комплекса страны.

В результате количественным выражением инновационной составляющей в сфере разведки и добычи могут стать такие показатели, как:

- объем воспроизводства минерально-сырьевой базы, выраженный в уровне поисково-оценочного и разведочного бурения;
- коэффициент извлечения нефти;
- доля вовлеченности в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти;
- доля добычи УВ на шельфе в общей структуре добычи;
- доля новых крупных регионов добычи нефти с преимущественно суровыми природно-климатическими условиями и отсутствием развитой инфраструктуры – Восточная Сибирь и Дальний Восток;
- доля добычи нефти нетрадиционных источников, преимущественно жидких углеводородов (сланцевая нефть баженовской свиты, битуминозные песчаники Оленекского месторождения).

Приоритетные направления научно-технического прогресса в сфере разведки и добычи углеводородов:

- увеличение объема и эффективности геологоразведочных работ на углеводороды, а также увеличение ассигнований на проведение ГРП как со стороны государства, так и компаний, прежде всего, в регионах с низкой степенью изученности (Восточная Сибирь, Дальний Восток, шельфы арктических морей);

- совершенствование и широкое освоение существующих и создание новых методов воздействия на пласты и увеличения нефтеотдачи;

- создание и широкое освоение технологий и оборудования, обеспечивающих высокоэффективную разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов, как на месторождениях с истощенной ресурсной базой, так и на новых объектах, характеризующихся, низкопроницаемыми коллекторами, резервуарами нефти с аномально низкими температурами и пластовыми давлениями, остаточными запасами нефти обводненных зон, запасами в подгазовых зонах, запасами с высокой степенью выработанности, запасами низконапорного газа;

- создание и широкое освоение технологий и оборудования, обеспечивающих высокоэффективную разработку высоковязких нефтей;

- совершенствование технологий сооружения и эксплуатации геологоразведочных и нефтепромысловых объектов в новых регионах со сложными природно-климатическими условиями;

- разведка и разработка нетрадиционных источников жидких углеводородов (сланцевая нефть баженовской свиты, битуминозные песчаники Оленекского месторождения и др.).

- снижение нагрузки на окружающую среду, повышение уровня энергосбережения.

Стоит обратить внимание и на проблемные тенденции и в состоянии нефтеперерабатывающего комплекса. Суммарные инвестиции в нефтепереработку, при достаточной обеспеченности капиталом нефтяных компаний, значительно ниже инвестиций практически во все другие сектора ТЭК. Низкое качество российских нефтепродуктов сдерживает развитие их экспорта, консервируя сырьевую структуру внешнеторгового предложения российского ТЭК. Основные инвестиции в российскую нефтепереработку запланированы после 2015 года (рисунок 5).

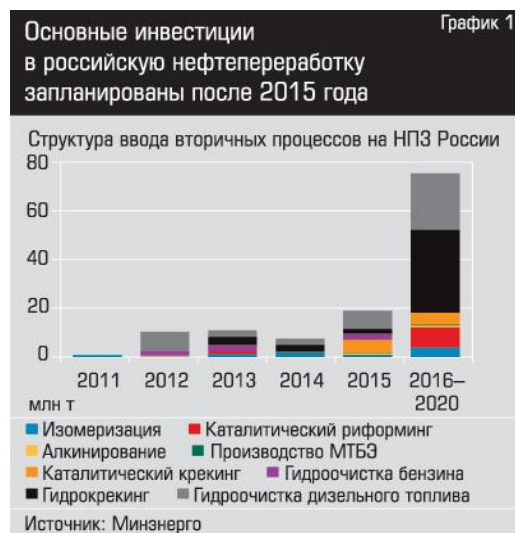


Рисунок 5 – Инвестиции в российскую нефтепереработку

К перспективными направлениями государственной политики в нефтяной промышленности относятся:

- оптимизация всех элементов государственной экономической политики в целях обеспечения более рациональной структуры нефтедобычи, вовлечения в оборот небольших и малорентабельных нефтяных месторождений, рационализации пользования нефтяными месторождениями;

- принятие прозрачных и стабильных правил пользования нефтетранспортной инфраструктурой, принятие государственной программы ее развития в целях ликвидации транспортных ограничений на перемещение нефти и продуктов ее переработки;

- развитие открытой торговли и конкуренции на внутреннем рынке нефти и нефтепродуктов;

- стимулирование инвестирования капитала нефтяных компаний в инвестиционно-дефицитные сферы экономики России, в том числе ТЭК, посредством экономических механизмов;

- поддержка приоритетного развития нефтеперерабатывающего комплекса, поддержка инвестиций в эту сферу, развитие инфраструктуры транспортировки и экспорта продуктов переработки нефти;

- отказ от мер краткосрочного административного регулирования рынка нефти в пользу долгосрочных механизмов государственной политики, направленных на улучшение структуры производства, инвестиционного климата, переориентацию бизнеса нефтяных компаний в сторону долгосрочных интересов развития.

Долгосрочная государственная политика в газовом секторе будет направлена:

- создание экономических сигналов, в первую очередь рыночных, стимулирующих прекращение роста и снижение темпов роста внутреннего спроса на газ, расширение сферы применения рыночных цен на газ при одновременной демонополизации внутренней торговли газом;

- структурные изменения, направленные на ликвидацию конфликта интересов в области одновременного использования газотранспортной инфраструктуры и участия в коммерческом обороте газа, создания качественно новой системы доступа к магистральным и распределительным газопроводам (переход к заявительной системе доступа вместо разрешительной);

- развитие внутреннего рынка газа, стимулирование разработки новых газовых месторождений в первую очередь независимыми производителями газа (как основного источника покрытия внутреннего спроса на газ, не покрываемого базовым производителем газа акционерным обществом «Газпром»);

- повышение роли акционерного общества «Газпром» по снабжению газом стратегических и социально значимых (коммунально-бытовой сектор, население) потребителей, концентрация в обществе функций гарантирующего поставщика газа для этих нужд и снятие социальной нагрузки с либерализуемого рынка газа;

- максимизации выгод национальной экономики от экспорта газа при условии цивилизованного участия национальных агентов в открытой международной торговле газом.

Развитие отраслей ТЭК в 2015 г. шло в непростых внешнеполитических и экономических условиях:

- практически весь год продолжали снижаться цены на основные экспортные товары. Падение цен на нефть, газ и уголь достигло 30 – 40 %;
- продолжали действовать санкционные ограничения на доступ к финансовым ресурсам и ряду технологий ТЭК;
- в связи с замедлением темпов роста мировой экономики и сокращением спроса на энергоресурсы усилилась конкуренция на основных экспортных рынках;
- на внутреннем рынке спрос на энергоресурсы тоже стабилизировался в связи с сокращением промышленного производства и теплой зимой;
- на инвестиционные планы инфраструктурных компаний оказало влияние и сдерживание роста тарифов ниже уровня инфляции.

Определенный смягчающий эффект в этих условиях оказала девальвация рубля. Понятно, что действие этого эффекта не будет долговременным, рынки довольно быстро адаптируются к новым экономическим реалиям. Поэтому Минэнерго России и компаниям ТЭК пришлось больше внимания уделять вопросам:

- сокращения издержек и роста эффективности своей деятельности;
- развития импортозамещения;
- поиска новых рынков и партнеров.

ТЭК России справляется с этими вызовами. Основные показатели отраслей стабильны и соответствуют прогнозам. Сохраняются лидирующие позиции на мировых энергетических рынках, кадровый и научно-технический потенциал, способность решать самые сложные производственные задачи. Стабильной остается ситуация на рынке труда.

ТЭК России надежно обеспечивает потребности внутренних и внешних потребителей во всех видах энергоресурсов, одновременно оставаясь основной бюджетобразующей отраслью экономики.

корректировка стратегических документов ТЭК, включая Энергетическую стратегию России.

В октябре 2015 г. проект энергостратегии был внесен на рассмотрение в Правительство Российской Федерации. После его утверждения правительством будет рассмотрен весь комплекс программных документов ТЭК, включая государственную программу Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» и генеральные схемы развития отраслей.

Одной из ключевых функций министерства является нормативно-правовое регулирование ТЭК. За 2015 г. было принято 3 федеральных закона, 107 постановлений и распоряжений Правительства Российской Федерации, разработанных Минэнерго России, а также более 50 приказов Минэнерго России, имеющих нормативно-правовой характер. Особое внимание уделялось снятию административных барьеров и избыточных требований в сфере ТЭК.

Слов благодарности заслуживают и депутаты Государственной Думы, и члены Совета Федерации, принимавшие участие в работе над законопроектами.

Совместно с Министерством промышленности и торговли в 2015 г. продолжилась работа по снижению зависимости от иностранных технологий, материалов и комплектующих в ТЭК. Для решения подобных задач совместно Минпромторгом России и Минэнерго России создан ряд межведомственных рабочих групп, образован Научно-технический совет по развитию нефтегазового оборудования, состоящий из 13 экспертных групп по различным технологическим направлениям. Модераторами 11 групп являются компании ТЭК. Утверждены отраслевые и корпоративные планы по импортозамещению.

Сегодня эта работа находится в активной фазе и уже есть первые результаты. Подготовлены первые подробные технические задания для производства некоторых аналогов импортного оборудования (насосная установка для гидроразрыва пласта на автомобильном шасси, «Непрерывная труба» и насосно-компрессорные агрегаты, телеметрические системы контроля параметров бурения при забурировании боковых стволов). Ключевой текущей задачей является разработка всех необходимых технических заданий с выходом на отраслевой заказ для промышленности. В области газотурбинных технологий определен

типоразмерный ряд энергетических ГТУ малой и большой мощности, а также создан Единый центр компетенции в области газотурбиностроения.

При реализации отраслевых планов мероприятий по импортозамещению в машиностроении компании ТЭК выступают в качестве потребителей соответствующего оборудования и формируют долгосрочный отраслевой заказ. В то же время компании ТЭК, прежде всего предприятия нефтепереработки и неф-тегазохимии, сами являются производителями продукции, способной заменить импортные аналоги на российском рынке.

В результате проведенных в 2015 г. мероприятий и освоению производства катализаторов различных типов удалось снизить зависимость от их зарубежных поставок. При общем потреблении катализаторов в Российской Федерации в объеме 46,9 тыс. тонн доля российских катализаторов в нефтепереработке выросла до 37,5 % (31,76 % в 2014 г.), в нефтехимии по основным процессам — 35,7 % (34,2 % в 2014 г.). В 2015 г. были разработаны и включены в долгосрочные программы развития всех госкомпаний ТЭК корпоративные планы импортозамещения. Анализ их реализации показал, что доля закупок отечественной продукции составляет свыше 75 %. При этом реализация корпоративных планов импортозамещения в 2015 г. осуществлялась без привлечения средств бюджета.

Таким образом, в 2015 г. создан хороший задел в сфере импортозамещения в отраслях топливно-энергетического комплекса. В 2016 г. необходимо продолжить планомерную работу в этом направлении.

Еще одним важным вопросом общесистемного характера является активизация инновационного развития ТЭК в рамках реализации разработанной Минэнерго России и утвержденной Правительством РФ дорожной карты «Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях ТЭК» на период до 2018 г.

Работа Минэнерго России синхронизируется с Национальной технологической инициативой (НТИ) в направлении Energy Net, которая была

обозначена в качестве одного из приоритетов государственной энергетической политики Президентом России В.В. Путиным. Часть этой работы – формирование Прогноза научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса до 2035 г. Задачей Минэнерго на 2015 г. было – разработать проект Прогноза. К настоящему времени эта задача выполнена. Проект подготовлен. Проведено его обсуждение с другими ФОИВ, компаниями ТЭК, научным и экспертным сообществом. Со времен Советского Союза подобная работа по долгосрочному технологическому прогнозированию для целей системного управления инновационным развитием в отраслях ТЭК реализуется впервые. Необходимо утвердить Прогноз в ближайшее время. Также «дорожной картой» предусмотрена реализация в отраслях ТЭК национальных проектов, представляющих собой комплексные программы по внедрению решений в высокой степени технологической зрелости, способных дать значительный экономический эффект, обеспечить энергобезопасность страны и снизить зависимость от иностранных технологий и оборудования.

В 2015 г. Минэнерго России отобрано на конкурсной основе и утверждено четыре таких проекта. Всего к 2018 г. в соответствии с «дорожной картой» должно быть реализовано не менее 20 национальных проектов. В связи с этим компаниям ТЭК необходимо активизировать работу по инициации такого рода проектов.

Помимо работы на уровне ТЭК в целом идет работа и самих компаний, организованная в рамках программ инновационного развития (ПИР). В 2015 г. при активном участии Минэнерго были доработаны нормативные документы, регламентирующие порядок разработки и актуализации ПИР компаний ТЭК с государственным участием. Была обеспечена увязка ПИР с долгосрочными программами развития и системами мотивации руководства компаний.

Сейчас проходит плановая актуализация самих ПИР в соответствии с обновленной нормативной базой. Необходимо завершить эту работу в первом полугодии 2016 г.

Одним из механизмов стимулирования модернизации, повышения энергетической эффективности, снижения экологического воздействия на окружающую среду, соблюдения требований промышленной безопасности является переход отраслей ТЭК на принципы наилучших доступных технологий (НДТ).

В 2015 г. Минэнерго России совместно с организациями ТЭК сформирован порядок перехода отраслей ТЭК на принципы НДТ. В 2016 г. будет разработано 6 проектов справочников наилучших доступных технологий по всем отраслям топливно-энергетического комплекса и проект межотраслевого справочника наилучших доступных технологий в области энергоэффективности.

Перед тем как перейти к итогам работы отдельных отраслей топливно-энергетического комплекса, хотелось бы отметить, что, в соответствии с основными задачами государственной энергетической политики, Минэнерго делает особый акцент на развитии таких территорий, как Крым, Калининградская область, Арктический регион и Дальний Восток.

Теперь перейдем к рассмотрению итогов работы отдельных отраслей ТЭК.

Несмотря на снижение цен на нефть, в прошлом году отмечался прирост добычи нефти и газового конденсата (+1,4 % по сравнению с 2014 г.). В нефтяной отрасли России в 2015 г. был установлен новый национальный рекорд по добыче – 534,1 млн т.

Благодаря задействованным механизмам льготирования выросла добыча в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке: в 2015 г. она увеличилась на 7,8 % по сравнению с 2014 г. и составила 63,5 млн т.

Добыча на континентальном шельфе увеличилась на 17,3 % – до 19 млн т по сравнению с 2014 г., добыча на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами – на 1,2 %, до 33 млн т.

Капитальные вложения ВИНК в нефтедобычу также показали почти 10 % рост (9,6 % и составили 1 081 млрд руб.). Это повлияло на рост эксплуатационного бурения на 11,7 %, до 22 152 тыс. м.

В то же время нефтяные компании оптимизировали в 2015 г. свои инвестиционные программы путем сокращения объема разведочного бурения, который снизился почти на 18 % (– 176 тыс. м, до 818 тыс. м), что также повлияло на снижение темпов прироста запасов. Это достаточно тревожный фактор, который может сказаться на объеме добычи в будущем.

В рамках реализации программ модернизации неф-теперерабатывающих мощностей в России в прошлом году было введено в эксплуатацию 11 установок вторичной переработки нефти (всего с 2011 г. было введено или реконструировано 58 установок). Запланированный на 2016 г. ввод еще 16 установок был перенесен компаниями на более дальние сроки в связи с ограничением доступа к финансовым ресурсам. Общий объем инвестиций нефтяных компаний в модернизацию нефтеперерабатывающих производств в 2015 г. составил 214 млрд руб.

В результате глубина переработки нефти выросла на 2 п.п., до 74,2 %, объем производства автобензина 5-го класса вырос на 16,1 %, до 33,1 млн т, а дизтоплива 5-го класса – на 23,5 %, до 55,7 млн т. Это позволило нам безболезненно отказаться от обращения дизельного топлива 4 и более низких экологических классов с 1 января текущего года. Переход на обращение на внутреннем рынке автобензина исключительно 5 класса решением Совета ЕЭК перенесен на 1 июля 2016 г. Текущие показатели отрасли свидетельствуют о готовности компаний к выполнению этого решения.

Увеличение глубины переработки позволило снизить объем первичной переработки нефти на 2 % (до 282,7 млн т) без угрозы снижения объемов производства нефтепродуктов. Высвободившиеся объемы сырой нефти были направлены на экспорт.

Экспорт нефти в прошлом году в результате впервые вырос и составил 241,8 млн т, это на 9,3 % (20,5 млн т) больше, чем в 2014 г.

Принятые Правительством России меры по повышению эффективности использования попутного газа доказывают свою эффективность, стимулируя компании увеличивать процент утилизации этого ценного ресурса.

В 2015 г. утилизация ПНГ продолжала расти и достигла 88,2%, увеличившись на 2,7 п.п.

В 2015 г. объем биржевых торгов нефтепродуктами на внутреннем рынке России составил 15,7 млн т, что несколько меньше, чем в 2014 г. Тем не менее требования совместного приказа ФАС России и Минэнерго России об утверждении минимальной величины продаваемых на бирже нефтепродуктов нефтегазовыми компаниями в целом исполняются.

Считаю важным в 2016 г. запустить торги российской экспортной нефтью на российской бирже. Это позволит создать прозрачный биржевой механизм определения справедливой цены на российскую экспортную нефть с установлением прямой котировки без привязки к действующим котировкам мировых ценовых эталонов. В реализации этого проекта Минэнерго работает совместно с ФАС России и другими профильными ФОИВами.

Что касается нормативного регулирования, то в 2015 г. мы продолжили использовать механизм предоставления льгот по вывозной таможенной пошлине на нефть для месторождений в новых регионах. В частности, особые формулы расчета ставок были распространены на Западно-Хоседаюское нефтяное месторождение, имени Д. Садецкого и Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение.

За два года действия Правил за правом применения льготы по вывозной таможенной пошлине обратились 10 компаний (в том числе 5 из них – нефтяные компании без государственного участия) по 20 месторождениям. На январь 2016 г. общий объем нефти, который может быть вывезен с применением особой формулы расчета ставки вывозной таможенной пошлины, составил около 40 млн т.

Совокупные планируемые инвестиции в разработку 10 одобренных Правительством РФ месторождений оцениваются в размере более 1 трлн руб. в перспективе до 2040 – 2045 гг., что позволит обеспечить вовлечение в разработку более 300 млн т нефти (или более 5 трлн руб. налоговых поступлений с указанных

месторождений в бюджетную систему Российской Федерации в перспективе до 2040 – 2045 гг.).

Указанные льготы в совокупности с льготной ставкой налога на добычу полезных ископаемых обеспечивают постоянный рост добычи нефти в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и на Северном Каспии. Данный механизм доказал свою эффективность и будет применяться в дальнейшем.

В 2015 г. запущен «большой налоговый маневр». По данным мониторинга, проведенного Минэнерго совместно с Минфином, очевидно положительное влияние налогового маневра на состояние нефтяной отрасли и ее конкурентоспособность на международном рынке. За счет изменения макроэкономических условий разработка месторождений Российской Федерации в целом характеризуется увеличением рентабельности в рублевом исчислении. Таким образом, сейчас предпосылок для корректировки параметров налогового маневра нет. Минэнерго поддерживает сохранение стабильного налогового окружения на долгосрочную перспективу.

Летом 2015 г. Правительство Российской Федерации поддержало законопроект о новом подходе к налогообложению на основе налога на финансовый результат для пилотных проектов. Основная идея законопроекта – дополнительное вовлечение в разработку около 6 млрд т запасов за счет введения НФР с учетом объективных специфических характеристик месторождений. При этом НДС с указанных месторождений взиматься не будет. Сейчас работа над законопроектом продолжается совместно с Министерством финансов России.

Из других важных для отрасли решений выделим:

- принятие Правительством РФ комплексного плана оказания государственной поддержки строительству неф-техимических комплексов (ВНХК);

- утверждение нормативов технологических потерь по 1861 месторождению;

- разработку поправок в правила учета нефти, которые в настоящий момент проходят процедуру согласования;
- уточнение номенклатуры закупок у малого и среднего бизнеса;
- совместно с «Транснефтью» и экспертным сообществом разработана программа стабилизации качества нефти, поставляемой на НПЗ России.

Основными стратегическими задачами Минэнерго в 2016 году являются:

- утверждение генеральной схемы развития нефтяной отрасли на период до 2035 г.;
- подготовка закона по реализации механизма налога на финансовый результат в рамках «пилотных» проектов;
- обеспечение стабильного снабжения внутреннего рынка моторными топливами и переход с 1 июля 2016 г. на автомобильный бензин класса 5; в эксплуатацию 12 технологических установок на НПЗ России и увеличение глубины переработки нефти;
- формирование бенчмарка российской экспортной нефти;
- реализация «дорожной карты» по снижению импортозависимости в сфере обеспечения катализаторами предприятий нефтепереработки и нефтехимии, участие в других программах по импортозамещению в сфере ТЭК;
- развитие нефтетранспортной инфраструктуры, включая завершение строительства нефтепровода «Заполярье – Пурпе»;
- разработка комплекса мер по стимулированию добычи нефти из месторождений, относящихся к баженовской свите;
- стимулирование добычи в новых регионах нефтедобычи, в том числе путем расчета срока действия льгот по налогу на добычу полезных ископаемых с начала фактического освоения участка недр или достижения степени выработанности в 1 %;
- стимулирование геологоразведочных работ в малоизученных труднодоступных регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока, в том числе путем применения налоговых вычетов из суммы налога на прибыль.

Большая часть этих инициатив Минэнерго была рассмотрена и поддержана на Президентской комиссии по ТЭК в октябре 2015 г.

В целях снижения административных издержек организаций ТЭК необходимо в 2016 г. провести инвентаризацию НПА, затрудняющих условия хозяйственной деятельности или создающих повышенные издержки, связанные с исполнением требований регулирования:

- в эксплуатацию 12 технологических установок на НПЗ России и увеличение глубины переработки нефти;
- формирование бенчмарка российской экспортной нефти;
- реализация «дорожной карты» по снижению импортозависимости в сфере обеспечения катализаторами предприятий нефтепереработки и нефтехимии, участие в других программах по импортозамещению в сфере ТЭК;
- развитие нефтетранспортной инфраструктуры, включая завершение строительства нефтепровода «Заполярье – Пурпе»;
- разработка комплекса мер по стимулированию добычи нефти из месторождений, относящихся к баженовской свите;
- стимулирование добычи в новых регионах нефтедобычи, в том числе путем расчета срока действия льгот по налогу на добычу полезных ископаемых с начала фактического освоения участка недр или достижения степени выработанности в 1 %;
- стимулирование геологоразведочных работ в малоизученных труднодоступных регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока, в том числе путем применения налоговых вычетов из суммы налога на прибыль.
- Большая часть этих инициатив Минэнерго была рассмотрена и поддержана на Президентской комиссии по ТЭК в октябре 2015 г.

В целях снижения административных издержек организаций ТЭК необходимо в 2016 г. провести инвентаризацию НПА, затрудняющих условия хозяйственной деятельности или создающих повышенные издержки, связанные с исполнением требований регулирования.

Несмотря на действие уже названных ранее неблагоприятных факторов газовая отрасль надежно функционировала: обеспечивая спрос на внешнем и внутреннем рынках, а также стабильное прохождение осенне-зимнего периода.

В течение года продолжилось освоение и ввод новых месторождений Арктического региона и Восточной Сибири: Яро-Яхинского, Термокарстового и других.

При этом в 2015 г. объем добычи газа снизился на 1 % и составил 635,5 млрд м³. Снижение обусловлено низким спросом на внутреннем рынке из-за теплой погоды и сокращением поставок в Украину. При этом общий показатель экспорта российского трубопроводного газа вырос почти на 7 % и составил 178 млрд м³.

Уровень газификации российских регионов также вырос и составил 65,7 %.

Кроме корректировки стратегических документов, о которой уже сказано, основными задачами Минэнерго в газовой отрасли в 2015 г. стало развитие новых центров газодобычи на востоке страны с соответствующей газотранспортной инфраструктурой, развитие внутреннего рынка газа и рынка газомоторного топлива, развитие газо- и нефтехимии.

Последовательно реализуется Восточная газовая программа. Начато строительство газопровода «Сила Сибири», а также газоперерабатывающего комплекса в г. Свободном Амурской области. В западном направлении развивается инфраструктура, необходимая для подачи газа в «Северный поток-2».

В дополнение к ежемесячным биржевым торгам, которые проводятся с 2014 г., в октябре 2015 г. также запущены организованные торги газом с поставкой «на сутки вперед». Это позволит сформировать ценовой индикатор для газа, реализуемого на нерегулируемом рынке, и создаст условия для развития конкуренции. В целом за год на организованных торгах было реализовано порядка 7,5 млрд м³ газа на общую сумму более 20,5 млрд руб. В ближайшее время планируется выйти на уровень 30 – 35 млрд м³ газа в год.

В целях развития рынка газомоторного топлива по инициативе Минэнерго в апреле 2015 г. принято постановление Правительства РФ об отмене государственного регулирования цены на газомоторное топливо, а в октябре – решением Совета глав правительств СНГ утвержден комплекс мер по развитию рынка газомоторного топлива (ГМТ) государств-участников СНГ.

Объем реализации природного газа через автомобильные газовые накопительные компрессорные станции (АГНКС) в России вырос за год на 10 % и составил 0,45 млрд м³. Активнее стали заниматься развитием рынка газомоторного топлива и на уровне субъектов Российской Федерации. Сегодня программы развития рынка газомоторного топлива приняты уже в 29 субъектах РФ.

В соответствии с утвержденным Правительством РФ Планом развития нефте- и газохимии на период до 2030 г., в 2015 г. была завершена реконструкция трех нефтегазохимических производств на предприятиях ООО «Ставролен», АО «Воронежсинтезкаучук» и ООО «Томскнефтехим». В сентябре 2015 г. в Ханты-Мансийском автономном округе был введен в эксплуатацию Южно-Приобский ГПЗ проектной мощностью переработки 0,9 млрд м³ ПНГ в год. За 2015 г. было произведено 4,7 млн т крупнотоннажных полимеров (+14,6 % к 2014 г.).

В 2016 г. Минэнерго ставит важные задачи по развитию газовой отрасли. Следует:

- утвердить корректировку Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2035 г., включая Восточную газовую программу и Концепцию внутреннего рынка газа;
- продолжить освоение Якутского центра газодобычи, включая строительство газотранспортной системы «Сила Сибири»;
- продолжить реализацию комплексного плана по развитию производства СПГ на полуострове Ямал (запуск 1-й очереди намечен на конец 2017 г.);

- приступить к реализации «дорожной карты» по упрощению процедуры подключения новых потребителей к сетям газораспределения;

- увеличить производство крупнотоннажных пластмасс до 5,1 млн т.

В рамках поручений, данных на Президентской комиссии по ТЭК, необходимо также:

- продолжить работу по монетизации природного и попутного газа, добываемого независимыми производителями на новых месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока;

- проработать комплекс мер по стимулированию строительства новых заводов по производству сжиженного природного газа.

В прошлом году основными задачами в электроэнергетике были:

- повышение доступности энергетической инфраструктуры;
- переход к долгосрочному рынку мощности;
- создание регуляторной базы рынка тепла;
- развитие ВИЭ.

А ключевым событием в электроэнергетике в 2015 г. стало энергетическое воссоединение Крымского полуострова с ЕЭС России, был обеспечен переток мощности по энергомосту на уровне 400 МВт. Еще 400 МВт перетока будут запущены в эксплуатацию в мае 2016 г.

Выработка электроэнергии в 2015 г. составила 1 050 млрд кВт-ч (+0,2 % к 2014 г.), ввод новой мощности по России – 4,9 ГВт (прирост – 2,9 ГВт). Модернизация генерирующего оборудования позволила в прошлом году снизить удельные расходы на отпуск электрической энергии с 319,8 г до 317,6 г у.т./кВт-ч. Достигнутые показатели являются минимальными за последнее пятнадцать лет. В стоимостном выражении экономия топлива составила более 3,5 млрд руб. от уровня 2014 г.

Благодаря совершенствованию нормативно-правовой базы удалось существенно повысить доступность энергетической инфраструктуры. По сравнению с прошлым годом в Москве и Санкт-Петербурге значительно снизилась

стоимость подключения. По показателю доступности энергоинфраструктуры Россия поднялась более чем на 100 позиций – на 29-е место в рейтинге Всемирного банка. Важнейшим стратегическим направлением работы в отрасли является подготовка новой модели рынка теплоснабжения. Минэнерго России разработало и в марте прошлого года внесло в Правительство законопроект поэтапного перехода на новую модель регулирования системы отношений и ценообразования по методу «альтернативной котельной». В III квартале 2016 г. законопроект рассмотрит Государственная Дума.

2015 г. можно назвать годом прорыва в области реализации программы развития ВИЭ. За год в России построены 11 солнечных электростанций общей мощностью 55 МВт и ветроэнергетический комплекс в п. Усть-Камчатск на Дальнем Востоке (0,9 МВт). Построен завод фотоэлементов ООО «Хевел» в Новочебоксарске. Повышение интереса инвесторов к ВИЭ позволило отобрать в результате конкурентного отбора мощности (КОМ) в 2015 г. 17 генерирующих объектов ВИЭ с совокупной мощностью 1445,64 МВт, с плановым сроком ввода до 2019 г.

Разработка и реализация как компаниями с госучастием, так и всеми компаниями в ТЭК программ энергосбережения и энергоэффективности – насущная задача дня.

В силу высокой степени интегрированности российского ТЭК в мировую экономику международная деятельность является одним из ключевых направлений деятельности министерства.

Основные задачи:

- развитие взаимовыгодного торгового сотрудничества со всеми странами в энергетической сфере (92 МПК, 8 возглавляет Министр) и укрепление позиций российских энергетических компаний на рынках зарубежных стран в рамках двухсторонних отношений,
- формирование общих энергетических рынков в рамках Евразийского экономического союза,

- содействие реализации международных проектов в рамках «восточного вектора» государственной энергетической политики с целью повышения эффективности экономической интеграции и роста поставок энергоресурсов на рынки АТР;

- создание международно-правовых и политических условий для обеспечения бесперебойного транзита российских энергоресурсов европейским потребителям, а также создания новой международной транспортной инфраструктуры для снижения транзитных рисков,

- расширение и укрепление диалога на площадках различных международных организаций и объединений.

Важное направление деятельности Минэнерго – продвижение российской позиции при подготовке итоговых документов многосторонних мероприятий высокого уровня в рамках международных организаций. Кстати, работа Минэнерго ведется в соответствии с Концепцией открытости федеральных органов исполнительной власти.

Подводя итоги года минувшего, следует отметить, что, несмотря на достигнутые позитивные результаты, объективно текущая ситуация в отраслях ТЭК остается непростой. Все внутренние и внешние вызовы года прошедшего продолжают оставаться и в 2016 г. Для сохранения потенциала отраслей ТЭК, повышения конкурентоспособности нужно консолидировать общие усилия для повышения эффективности работы и решения стоящих перед отраслями ТЭК задач.

1.2 Понятие, сущность, цели и задачи анализа платежеспособности предприятия

Платежеспособность предприятия - способность в срок и в полном объеме удовлетворять платёжные требования поставщиков техники и материалов в

соответствии с хозяйственными договорами, вносить платежи в бюджет, производить оплату труда персонала, возвращать кредиты.

Возможность своевременно и регулярно закрывать долговые обязательства определяются в конечном итоге наличием у организации денежных средств, что зависит от того, в какой степени партнёры исполняют свои обязательства перед организацией. В оборотном процессе средств деньги то снова направляются, то высвобождаются, как и затраты на пополнение оборотных и внеоборотных активов.

Чтобы не допустить банкротства организации и выжить в условиях рыночной экономики, нужно хорошо знать, какой должна быть структура капитала по составу и источникам образования, какую долю должны занимать собственные средства, а какую – заёмные и соответственно как управлять финансами.

Платёжеспособность и финансовая устойчивость являются важнейшими характеристиками финансово-экономической деятельности организации в условиях рыночной экономики.

Так же нельзя не отметить и то, что она оказывает положительное влияние на выполнение производственных планов и обеспечение нужд производства необходимыми ресурсами. Поэтому платёжеспособность как составная часть хозяйственной деятельности направлена на выполнение расчётной дисциплины, достижение рациональных пропорций собственного и заёмного капитала и наиболее эффективного его использования и обеспечение планомерного поступления и расходования денежных ресурсов.

Главная цель анализа платёжеспособности - находить резервы улучшения финансовых возможностей организации, своевременно выявлять и устранять недостатки в финансовой деятельности.

При этом нужно решать следующие задачи:

- на основе изучения причинно-следственной взаимосвязи между разными показателями коммерческой и финансовой и производственной

деятельности дать оценку выполнения плана по поступлению финансовых ресурсов и их использованию с позиции улучшения платёжеспособности;

- прогнозирование возможных финансовых результатов, экономической рентабельности, исходя из реальных условий хозяйственной деятельности и наличие собственных и заёмных ресурсов;

- разработка конкретных мероприятий, направленных на более эффективное использование финансовых ресурсов.

Анализом платёжеспособности организации занимаются не только его учредители и инвесторы, но и руководители а так же соответствующие службы предприятия. Его целью является изучение эффективности использования ресурсов, определение степени риска, поставщики для своевременного получения платежей, налоговые инспекции для выполнения плана поступления средств в бюджет. В соответствии с этим анализ делится на внутренний и внешний.

Внутренний анализ проводится службами организации, и его результаты используются для планирования, прогнозирования и контроля. Его цель - разместить собственные и заёмные средства таким образом, чтобы обеспечить нормальное функционирование предприятия, получение максимума прибыли и исключение банкротства и установить планомерное поступление денежных средств.

Внешний анализ осуществляется поставщиками материальных и финансовых ресурсов, инвесторами, контролирующими органами на основе публикуемой отчётности. Его цель – выявить, как выгодно вложить средства, чтобы обеспечить максимум прибыли с минимальным риском. Основные источники информации для анализа платёжеспособности и кредитоспособности организации - отчёт о прибылях и убытках, бухгалтерский баланс, отчёт о движении капитала и другие формы отчётности, данные первичного и аналитического бухгалтерского учёта, которые расшифровывают и детализируют отдельные статьи баланса.

Анализ платёжеспособности организации осуществляют путём соизмерения наличия и поступления средств с платежами первой необходимости. Различают ожидаемую (перспективную) и текущую платёжеспособность.

Текущая платёжеспособность определяется на дату составления баланса. Организация считается платёжеспособной, если нет просроченной задолженности поставщикам, по банковским ссудам и другим расчётам.

Ожидаемая (перспективная) платёжеспособность определяется на конкретную предстоящую дату путём сравнения суммы его платежных средств со срочными (первоочередными) обязательствами организации на эту дату.

При анализе платежеспособности, кроме количественных показателей, следует изучить качественные характеристики, не имеющие количественного изменения, которые могут, охарактеризованы, как зависящие от финансовой гибкости предприятия.

Финансовая гибкость характеризуется способностью предприятия противостоять неожиданным перерывам в поступлении денежных средств в связи с непредвиденными обстоятельствами. Это означает способность брать в долг из различных источников, увеличивать акционерный капитал, продавать и перемещать активы, изменять уровень и характер деятельности предприятия, чтобы выстоять в изменяющихся условиях.

Всякое предприятие, осуществляющее коммерческую деятельность, вступает в отношения с налоговыми органами, банками, другими предприятиями (поставщиками и потребителями). В процессе этих отношений у предприятия возникают обязательства, которые могут привести к тому, что предприятие станет должником и будет обязано в некоторый срок совершить в пользу другого лица определенные действия, а именно: произвести платеж, поставить товар, исполнить услугу.

Кредитор имеет право требовать от должника исполнения обязательств, а также возмещения убытков, причиненных неисполнением или ненадлежащим исполнением обязательств.

Обязательства предприятия, возникающие в ходе его финансово-хозяйственной деятельности, имеют определенные сроки исполнения.

Нарушение сроков исполнения обязательств ведет к возникновению у контрагентов рисков. Чем больше рисков создает предприятие контрагентам, чем чаще и длительнее оно задерживает исполнение обязательств, тем ненадежнее оно выглядит в глазах контрагентов, партнеров и собственных работников. Такое предприятие обретает репутацию ненадежного партнера, налогоплательщика, недобросовестного плательщика, работодателя.

Ненадежное исполнение обязательств свидетельствует о:

- необязательности как о стиле взаимодействия с партнерами, если предприятие располагает ресурсами, достаточными для выполнения имеющихся обязательств;

- дефиците или кризисе возможностей для исполнения обязательств.

Необязательность влечет за собой, отказ партнеров от взаимодействия, штрафы и иные санкции, предусмотренные законодательством и договорами, в конечном счете, кредиторы или партнеры сохраняют шанс на погашение обязательств без ущерба. Когда предприятие испытывает кризис или дефицит возможностей для исполнения имеющихся обязательств, возникает вопрос, способно ли оно в полной мере, т.е. без ущерба, удовлетворить кредиторов. И здесь не принципиально, способно ли оно удовлетворить одних кредиторов в ущерб другим. Важно, способно ли предприятие удовлетворить без ущерба всех кредиторов в надлежащие сроки, платежеспособно ли оно? Предприятие, которое из режима своевременного исполнения обязательств переходит в кризисную зону ненадежного исполнения, исполнения со сбоями и срывами, вплоть до безнадежного состояния, становится как партнер неплатежеспособный, или несостоятельным, наносящим ущерб своим кредиторам.

Неплатежеспособность - есть некая переменная характеристика, которая может иметь разные градации - от и хронической неплатежеспособности до эпизодической.

Устойчивая и хроническая неплатежеспособность предприятия с финансовой точки зрения означает, что такое предприятие:

- поглощает (с задержкой или безнадежно) ресурсы или средства кредиторов: деньги и услуги, товары. Это средства банков, других предприятий, акционеров, собственных работников;
- формирует недоимки по налогам и иным обязательным платежам, что блокирует из-за дефицита средств в полной мере исполнение бюджета, выплату пенсий.

Иными словами, неплатежеспособное предприятие является носителем финансового ущерба кредиторам, оказывает на них депрессирующее влияние путем изъятия их ресурсов. Как правило, несущие ущерб кредиторы пытаются какими-либо методами, в том числе судебными, истребовать исполнение отдельных обязательств, действуя разрозненно, и независимо друг от друга. Обычно успехи одних кредиторов становятся известны другим, которые также выставляют свои требования. Кредиторы вынуждены прийти к согласованным совместным действиям.

В конечном счете, неплатежеспособное предприятие ставит своих кредиторов (и государство в том числе) перед выбором:

- или дать предприятию некий шанс на финансовое оздоровление, на преодоление внутреннего финансового кризиса, что может быть реализовано в рамках некоторого ограниченного во времени (временного) соглашения;
- или выставить требования о ликвидации данного предприятия и продажи его имущества, чтобы за счет этого полностью или хотя бы частично удовлетворить требования кредиторов.

Однако выбор ставится не только перед кредиторами. Сам должник, оценивая собственное кризисное состояние и свою неспособность к расчету по обязательствам, может поставить вопрос о диалоге с кредиторами или о собственной ликвидации как предприятия. Банкротство предприятия - цивилизованная процедура ликвидации должника, продажи его имущества и

расчета с кредиторами. Рассматривая дело о банкротстве, суд может и не объявлять предприятие банкротом, а пойти по пути попыток финансового оздоровления предприятия.

Банкротство бывает двух видов:

- простое банкротство применяется к должнику, виновному в легкомыслии, непоследовательности и плохом ведении дел (спекулятивные операции, азартные игры, чрезмерные бытовые потребности, беспорядочное выписывание векселей, недостатки в ведении бухгалтерского учета и т.д.);

- злостное банкротство обуславливается совершением противоправных действий с целью введения в заблуждение кредиторов (сокрытие документов и определенной части пассивов организации, а также сознательное завышение источников формирования имущества организации).

Кроме рассмотренных признаков, дающих возможность отнести данное предприятие к числу неплатежеспособных, существуют также критерии, позволяющие прогнозировать вероятность потенциального банкротства предприятия.

Критерии банкротства предприятия:

- неудовлетворительная структура оборотных активов; тенденция к росту доли труднореализуемых активов (материально-производственных запасов, имеющих медленную оборачиваемость, сомнительной дебиторской задолженности) может привести к неплатежеспособности организации;

- замедление оборачиваемости оборотных средств по причине накопления чрезмерных запасов и наличия просроченной задолженности покупателей и заказчиков;

- преобладание в обязательствах предприятия дорогостоящих кредитов и займов;

- наличие просроченной кредиторской задолженности и рост ее удельного веса в составе обязательств организации;

- значительные суммы дебиторской задолженности, списываемые на убытки;
- тенденция преимущественного увеличения самых срочных обязательств по отношению к росту наиболее ликвидных активов;
- уменьшение коэффициентов ликвидности;
- формирование внеоборотных активов за счет краткосрочных источников средств, и др.

При анализе необходимо своевременно выявлять и устранять названные негативные тенденции в деятельности предприятия.

Необходимо иметь в виду, что текущую платежеспособность предприятия можно выявить по данным баланса только один раз в месяц или квартал. Однако предприятие осуществляет расчеты с кредиторами ежедневно. Поэтому для оперативного анализа текущей платежеспособности, для ежедневного контроля за поступлением средств от реализации продукции (работ, услуг). От погашения другой дебиторской задолженности и за другими поступлениями денежных средств, а также для контроля за выполнением платежных обязательств перед поставщиками и другими кредиторами необходимо составлять платежный календарь, в котором, с одной стороны, показываются имеющиеся в наличии денежные средства, ожидаемые поступления денежных средств, то есть дебиторская задолженность и с другой стороны отражаются платежные обязательства на этот же период. Оперативный платежный календарь составляется на основе данных об отгрузке и реализации продукции, о приобретенных средствах производства, документов о расчетах по заработной плате, на выдачу авансов работникам, выписок из банковских счетов.

1.3 Система показателей, характеризующих платежеспособность предприятия

Финансовое состояние предприятия с позиции краткосрочной перспективы оценивают показателями ликвидности и платежеспособности, в наиболее общем виде характеризующими, может ли оно своевременно и полном объеме произвести расчеты по краткосрочным обязательствам перед контрагентами.

Для характеристики источников формирования запасов и затрат используется несколько показателей, которые отражают различные виды источников. Наиболее приемлемыми для предприятий являются следующие коэффициенты (таблица 2).

Коэффициент автономии характеризует независимость предприятия от заемных источников. Он означает, что все обязательства предприятия могут быть покрыты его собственными средствами. Рост коэффициента автономии в динамике свидетельствует об увеличении финансовой независимости предприятия, снижении риска финансовых затруднений в последующие периоды.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами характеризует обеспеченность всех оборотных активов предприятия собственными оборотными средствами, необходимую для его финансовой устойчивости. Рост в динамике считается положительным. Коэффициент обеспеченности запасов собственными оборотными средствами означает, в какой мере материальные запасы покрыты собственными оборотными средствами и не нуждаются в привлечении заемных.

Таблица 2 - Коэффициенты финансовой устойчивости

Показатели	Норматив	Формула расчета
1. Коэффициент автономии	0,5	$\frac{\text{Собственный капитал}}{\text{Стоимость имущества}}$
2. Коэффициент обеспеченности собственными средствами	0,1	$\frac{\text{Собственные оборотные средства}}{\text{Оборотные активы}}$
3. Коэффициент обеспеченности запасов собственными оборотными средствами	0,6-0,8	$\frac{\text{Собственные оборотные средства}}{\text{Запасы}}$
4. Коэффициент маневренности	0,5	$\frac{\text{Собственные оборотные средства}}{\text{Собственный капитал}}$
5. Коэффициент соотношения мобильных и иммобилизованных средств	-	$\frac{\text{Оборотные активы}}{\text{Внеоборотные активы}}$

6. Коэффициент отношения собственного капитала и краткосрочной задолженности	-	$\frac{\text{Собственный капитал}}{\text{Краткосрочные обязательства}}$
7. Коэффициент финансовой зависимости	1,0	$\frac{\text{Стоимость имущества}}{\text{Собственный капитал}}$
8. Коэффициент финансирования	-	$\frac{\text{Собственный капитал}}{\text{Заемный капитал}}$

Коэффициент маневренности показывает, какая часть собственных средств предприятия находится в мобильной форме, позволяющей относительно свободно маневрировать этими средствами. С финансовых позиций повышение коэффициента маневренности считается положительным, но в пределах, в каких оно возможно при конкретной структуре имущества предприятия.

Коэффициент соотношения мобильных и иммобилизованных средств показывает, в какой степени мобильные активы превышают иммобилизованные, т.е. изменение структуры активов. Коэффициент отношения собственного капитала и краткосрочной задолженности характеризует соотношение собственных источников формирования имущества и краткосрочных обязательств.

Коэффициент финансовой зависимости является обратным коэффициенту автономии (финансовой независимости). Рост этого показателя в динамике означает увеличение доли заемных средств в финансировании предприятия. Если его значение снижается до единицы, это означает, что владельцы полностью финансируют свое предприятие. Коэффициент финансирования показывает, какая часть активов финансируется за счет собственных источников.

Финансовое состояние предприятия с позиции краткосрочной перспективы оценивают показателями ликвидности и платежеспособности, в наиболее общем виде характеризующими, может ли оно своевременно и в полном объеме произвести расчеты по краткосрочным обязательствам перед контрагентами.

Под ликвидностью актива понимается способность его трансформироваться в денежные средства в ходе производственно-технологического процесса, а

степень ликвидности определяется продолжительностью временного периода, в течение которого эта трансформация может быть осуществлена. Чем короче период, тем выше ликвидность данного вида активов.

Основной признак ликвидности – формальное превышение (в стоимостной оценке) оборотных активов над краткосрочными пассивами.

Для оценки ликвидности активы группируются на 4 группы по степени ликвидности, а пассивы группируются по степени срочности погашения обязательств.

По степени ликвидности активы предприятия подразделяются, как правило, на четыре группы:

A1 – наиболее ликвидные активы – денежные средства предприятия и краткосрочные финансовые вложения;

A2 – быстрореализуемые активы – дебиторская задолженность и прочие активы;

A3 – среднереализуемые активы – запасы, налог на добавленную стоимость, дебиторская задолженность по срокам погашения более 12 месяцев после отчетной даты;

A4 – труднореализуемые или неликвидные активы – итог раздела I актива.

Таким образом, первые три группы представляют собой текущие активы, четвертая – постоянные активы.

Пассив баланса также подразделяется на четыре группы по степени срочности их оплаты:

П1 – наиболее срочные обязательства – кредиторская задолженность и прочие пассивы раздела V пассива баланса;

П2 – краткосрочные пассивы – краткосрочные кредиты и займы;

П3 – долгосрочные пассивы – долгосрочные кредиты и займы;

П4 – постоянные пассивы – итог раздела III баланса.

Если одно или несколько неравенств имеют знак, противоположный знаку в оптимальном варианте, ликвидность баланса в большей или меньшей степени отличается от абсолютной.

На практике ликвидность предприятия чаще оценивается различными коэффициентами. Общая идея оценки заключается в сопоставлении текущих обязательств и активов, используемых для их погашения. К текущим относятся активы (обязательства) с временем обращения (сроком погашения) до одного года.

Для определения ликвидности баланса итоги групп актива сопоставляют с итогами групп пассива. Баланс считается абсолютно ликвидным, если имеют место соотношения:

$$\begin{cases} A1 > П1; \\ A2 > П2; \\ A3 > П3; \\ A4 < П4. \end{cases}$$

Расчет коэффициентов ликвидности показан в таблице 3.

Таблица 3 - Коэффициенты ликвидности предприятия

Показатель	Норматив	Формула расчета
1. Коэффициент абсолютной ликвидности	0,2-0,5	$\frac{\text{Денежные средства и краткосрочные финансовые вложения}}{\text{Краткосрочные обязательства}}$
2. Промежуточный коэффициент покрытия	0,7-0,8	$\frac{\text{Денежные средства, краткосрочные финансовые вложения, дебиторская задолженность (в течение 12 мес.) и прочие оборотные активы}}{\text{Краткосрочные обязательства}}$
3. Коэффициент ликвидности запасов	-	$\frac{\text{Запасы}}{\text{Краткосрочные обязательства}}$
4. Коэффициент текущей ликвидности	2,0	$\frac{\text{Оборотные активы}}{\text{Краткосрочные обязательства}}$

Общий коэффициент ликвидности (коэффициент покрытия) представляет собой отношение всей суммы текущих активов, включая запасы и незавершенное

производство, к общей сумме краткосрочных обязательств. Он позволяет установить, в какой кратности текущие активы покрывают краткосрочные обязательства. С помощью данного показателя осуществляется оценка изменения финансовой ситуации в предприятии с точки зрения ликвидности. Используется также при выборе наиболее надежного из потенциальных партнеров.

В общем случае нормальными считаются значения этого показателя, находящиеся в пределах от 1,5 до 2.

Следует иметь в виду, что если отношение текущих активов и краткосрочных обязательств ниже, чем 1:1, то можно говорить о высоком финансовом риске, связанном с тем, что предприятие не в состоянии оплатить свои счета.

Соотношение 1:1 предполагает равенство текущих активов и краткосрочных обязательств. Принимая во внимание различную степень ликвидности активов, можно с уверенностью предположить, что не все активы будут реализованы в срочном порядке, а, следовательно, и в данной ситуации возникает угроза финансовой стабильности предприятия.

Если же значение коэффициента покрытия значительно превышает соотношение 1:1, то можно сделать вывод о том, что предприятие располагает значительным объемом свободных ресурсов, формируемых за счет собственных источников.

Формула расчета общего показателя ликвидности:

$$K_{o.l} = A_1 + 0.5 * A_2 + 0.3 * A_3 / П_1 + 0.5 * П_2 + 0.3 * П_3 \quad (1)$$

где A_1, A_2, A_3 — группы ликвидности в структуре активов;

$П_1, П_2, П_3$ — группы пассивов по степени срочности.

Коэффициент абсолютной ликвидности - является наиболее жестким критерием ликвидности организации. Показывает, какая часть краткосрочных заемных обязательств может быть при необходимости погашена немедленно за

счет денежных средств. Рекомендуемая нижняя граница этого показателя - 0,2. В отечественной практике фактические средние значения рассматриваемого коэффициента, как правило, значительно ниже, а отраслевых нормативов пока нет. То есть в российских условиях какие-либо более или менее обоснованные ориентиры о нормативном значении этого коэффициента отсутствуют, т.к. управление денежными средствами, в частности определение оптимального остатка средств на счете и в кассе не поддается стандартизации. В учебных пособиях в качестве нормальных значений данного показателя, как правило, приводится диапазон от 0,2 до 0,4.

Коэффициент быстрой ликвидности – аналогичен коэффициенту текущей ликвидности, однако исчисляется по более узкому кругу текущих активов. Показывает прогнозируемые платежные возможности предприятия при условии своевременного проведения расчетов с дебиторами. Удовлетворяет обычно соотношение 0,7 – 1,0. Однако оно может оказаться недостаточным, если большую долю ликвидных средств составляет дебиторская задолженность, часть которой трудно своевременно взыскать. В таких случаях требуется соотношение большее. Если в составе текущих активов значительную долю денежные средства и их эквиваленты (ценные бумаги), то это соотношение может быть меньшим.

Анализируя динамику этого коэффициента, необходимо обращать внимание на факторы, обусловившие его изменение. Рост коэффициента быстрой ликвидности, связанный в основном с ростом неоправданной дебиторской задолженности, не может характеризовать деятельность организации с положительной стороны.

Формула расчета коэффициента быстрой ликвидности выглядит так:

$$K_{\text{бл}} = \frac{OA - З}{КП} \quad (2)$$

где OA – Оборотные активы,

З – запасы,

КП – краткосрочные пассивы.

Таким образом, формула расчета этого показателя складывается так: $K_{\text{бл}}$ - это отношение готовой продукции и товаров для перепродажи, дебиторской задолженности (платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты), краткосрочных финансовых вложений и денежных средств к итогу четвертого раздела баланса за вычетом доходов будущих периодов и резервов предстоящих расходов и платежей.

Коэффициент текущей ликвидности (коэффициент покрытия долгов) - характеризует платежеспособность предприятия с учетом предстоящих поступлений от дебиторов. Он показывает, какую часть текущей задолженности предприятие может покрыть в ближайшей перспективе при условии полного погашения дебиторской задолженности. Рост показателя в динамике рассматривается как положительная характеристика финансово-хозяйственной деятельности. Вместе с тем слишком большое его значение нежелательно, т.к. может свидетельствовать о неэффективном использовании ресурсов, выражающемся в замедлении оборачиваемости средств, вложенных в производственные запасы, неоправданном росте дебиторской задолженности.

Логика исчисления данного показателя заключается в том, что предприятие погашает краткосрочные обязательства в основном за счет текущих активов; следовательно, если текущие активы превышают по величине текущие обязательства, предприятие может рассматриваться как успешно функционирующее (по крайней мере теоретически).

Установленное в РФ нормативное значение коэффициента текущей ликвидности составляет 2. Однако, учитывая то, что для коэффициента нормативное значение фактически резко колеблется по отраслям и видам деятельности, реальные значения показателя хорошо работающих предприятий далеко не всегда соответствуют 2. И наоборот: значение коэффициента $>$ или $= 2$ может и не означать устойчивости финансового положения.

Размер превышения и задается коэффициентом текущей ликвидности. Значение показателя может варьировать по отраслям и видам деятельности, а его разумный рост в динамике обычно рассматривается как благоприятная тенденция.

Каждый показатель ликвидности не только с разных позиций оценивает устойчивость финансового состояния предприятия, но и отвечает интересам внешних пользователей информации.

Одним из показателей, используемым для оценки финансового состояния предприятия, является платежеспособность. Ориентировочными индикаторами платежеспособности служат коэффициенты ликвидности, которые характеризуют платежеспособность на какой-то предстоящий период. Платежеспособность является сигнальным показателем финансового состояния предприятия и характеризуется не только коэффициентами ликвидности, но и абсолютными данными, рассматриваемыми в балансе неплатежей и их причин, и относительными коэффициентами. Рассмотрим семь таких коэффициентов.

Коэффициент платежеспособности рассчитывается по данным бухгалтерского отчета о движении денежных средств (форма №4). При расчете следующих шести коэффициентов в числителе указываются те или иные величины бухгалтерского баланса (форма №1), в знаменателе – среднемесячная выручка.

- коэффициент платежеспособности за период ($K_{пп}$):

$$K_{пп} = \frac{\text{Остаток денежных средств на начало периода} + \text{Поступление денег за период}}{\text{Расход денег за период}}; \quad (3)$$

- степень платежеспособности по текущим обязательствам ($K_{пт}$):

$$K_{пт} = \frac{\text{Краткосрочные обязательства}}{\text{Среднемесячная выручка}}. \quad (4)$$

Данный показатель характеризует ситуацию с текущей платежеспособностью организации, объемами ее краткосрочных заемных средств и сроками возможного погашения текущей задолженности. Исходя из значения этого показателя организации делятся на три группы:

- 1) платежеспособные, у которых значение показателя не превышает трех месяцев;
- 2) неплатежеспособные первой категории, у которых значение показателя составляет от трех до двенадцати месяцев;
- 3) неплатежеспособные второй категории, у которых значение этого показателя превышает двенадцать месяцев;

- степень платежеспособности общая ($K_{по}$):

$$K_{по} = \frac{\text{Краткосрочные обязательства} + \text{Долгосрочные обязательства}}{\text{Среднемесячная выручка}}. \quad (5)$$

Данный показатель характеризует общую ситуацию с платежеспособностью организации, объемами ее заемных средств и сроками возможного погашения задолженности организации перед ее кредиторами.

- коэффициент задолженности по кредитам банков и займам ($K_{зк}$):

$$K_{зк} = \frac{\text{Долгосрочные обязательства} + \text{Займы и кредиты}}{\text{Среднемесячная выручка}}. \quad (6)$$

Коэффициент обеспеченности собственными средствами ($K_{осс}$) – характеризует наличие собственных оборотных средств у предприятия,

необходимых для его финансовой устойчивости. Относится к группе коэффициентов финансовой устойчивости предприятия.

Наличие у предприятия достаточного объема собственных оборотных средств (собственного оборотного капитала) является одним из главных условий его финансовой устойчивости. Отсутствие собственного оборотного капитала свидетельствует о том, что все оборотные средства предприятия и, возможно, часть внеоборотных активов (при отрицательном значении собственных оборотных средств) сформированы за счет заемных источников.

Минимально допустимое значение 0,1. С позиций оценки финансового состояния и платежеспособности минимальное значение К_{осс} может быть компенсировано высокой оборачиваемостью и отсутствием сомнительной дебиторской задолженности.

Значение данного коэффициента менее 0,1 дает основание для признания структуры баланса неудовлетворительной, а организации – неплатежеспособной.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами определяется как отношение собственных оборотных средств к величине оборотных активов предприятия. Формула расчета коэффициента обеспеченности собственными средствами :

$$K_{\text{осс}} = \frac{C_{\text{ок}}}{O_{\text{бА}}} \quad (7)$$

где C_{ок} – собственные оборотные средства;

O_{бА}- оборотные активы.

Коэффициент восстановления платежеспособности определяется как отношение расчетного коэффициента текущей ликвидности к его установленному значению. Расчетный коэффициент текущей ликвидности определяется как сумма фактического значения этого коэффициента на конец отчетного периода и

изменение этого коэффициента между окончанием и началом отчетного периода в пересчете на период восстановления платежеспособности (6 месяцев).

Этот коэффициент рассчитывается, если структура баланса признается неудовлетворительной в результате расчета коэффициента текущей ликвидности или коэффициента обеспеченности собственными средствами.

Коэффициент восстановления (утраты) платежеспособности характеризует наличие реальной возможности у предприятия восстановить либо утратить свою платежеспособность в течение определенного периода.

Коэффициент восстановления платежеспособности определяется как отношение расчетного коэффициента текущей ликвидности к его установленному значению.

Расчетный коэффициент текущей ликвидности определяется как сумма фактического значения текущей ликвидности на конец отчетного периода и изменению значения этого коэффициента между концом и началом отчетного периода в пересчете на установленный период восстановления (утраты) платежеспособности (по общему правилу, принимается как 6 месяцев).

$$K_{\text{в}} = \frac{K_{\text{тл.к}} + \frac{6}{T}(K_{\text{тл.к}} - K_{\text{тл.н}})}{2} \quad (8)$$

где $K_{\text{тл.к}}$ - фактическое значение (на конец отчетного периода) коэффициента текущей ликвидности;

$K_{\text{тл.н}}$ - значение коэффициента текущей ликвидности на начало отчетного периода;

T - отчетный период, мес.;

2 - нормативное значение коэффициента текущей ликвидности,

6 - нормативный период восстановления платежеспособности в месяцах.

Коэффициента восстановления платежеспособности, принимающий значения больше 1, рассчитанный на нормативный период, равный 6 месяцам, свидетельствует о наличии реальной возможности у предприятия восстановить свою платежеспособность. Если этот коэффициент меньше 1, то предприятие в ближайшее время не имеет реальной возможности восстановить платежеспособность.

Коэффициент утраты платежеспособности определяется как отношение расчетного коэффициента текущей ликвидности к его установленному значению. Расчетный коэффициент текущей ликвидности определяется как сумма фактического значения этого коэффициента на конец отчетного периода и изменение этого коэффициента между окончанием и началом отчетного периода в пересчете на период утраты платежеспособности (3 месяца). Формула расчета следующая:

$$K_y = K_{\text{тл.к}} + \frac{3}{T}(K_{\text{тл.к}} - K_{\text{тл.н}})/2 \quad (9)$$

где $K_{\text{тл.к}}$ - фактическое значение (на конец отчетного периода) коэффициента текущей ликвидности;

$K_{\text{тл.н}}$ - значение коэффициента текущей ликвидности на начало отчетного периода;

T - отчетный период, мес.;

2 - нормативное значение коэффициента текущей ликвидности;

3 - нормативный период восстановления платежеспособности в месяцах.

Коэффициент утраты платежеспособности, принимающий значение больше 1, рассчитанный за период, равный 3 месяцам, свидетельствует о наличии реальной возможности у предприятия не утратить платежеспособность. Если этот коэффициент меньше 1, то предприятие в ближайшее время может утратить платежеспособность.

При отсутствии оснований для признания структуры баланса предприятия неудовлетворительной с учетом конкретного значения коэффициента восстановления (утраты) платежеспособности, принимается одно из двух следующих решений:

- при значении коэффициента восстановления (утраты) платежеспособности больше 1, решение о признании структуры баланса неудовлетворительной, а предприятия - неплатежеспособным не может быть принято;

- при значении коэффициента восстановления (утраты) платежеспособности меньше 1, решение о признании структуры баланса неудовлетворительной, а предприятия - неплатежеспособным не принимается.

Маневренность собственного оборотного капитала характеризует ту часть собственных оборотных средств, которая находится в форме денежных средств. По показателю маневренности капитала можно судить, какая часть функционирующего капитала представляет собой абсолютно ликвидные активы, т.е. может быть использована для любых целей. Общих нормативных значений не имеет. Для нормально функционирующего предприятия этот показатель может изменяться от нуля до единицы и устанавливается предприятием самостоятельно, например, в зависимости от того, насколько высока ежедневная потребность предприятия в свободных денежных ресурсах. По некоторым оценкам, нормативным значением можно считать 0,2-0,6. Рост этого показателя в динамике при прочих равных условиях характеризует изменение финансового состояния с положительной стороны.

Совокупные обязательства включают как долгосрочную, так и краткосрочную задолженность, информацию о которой можно получить из пассива бухгалтерского баланса организации.

Показатель отношения долга к EBITDA – достаточно популярный среди аналитиков коэффициент, очищенный от влияния неденежных статей (амортизации). При нормально финансовом состоянии организации, значение

данного коэффициента не должно превышать 3. Если значение коэффициента превышает 4-5, это говорит о слишком большой долговой нагрузке на предприятие и вероятных проблемах с погашением своих долгов. Для предприятий с таким высоким значением коэффициента проблематично привлечь дополнительные заемные средства.

Коэффициент финансового левериджа – это показатель соотношения заемного и собственного капитала организации. Он принадлежит к группе важнейших показателей финансового положения предприятия, куда входят аналогичные по смыслу коэффициенты автономии и финансовой зависимости, также отражающие пропорцию между собственными и заемными средствами организации. Термин «финансовый леверидж» часто используют в более общем смысле, говоря о принципиальном подходе к финансированию бизнеса, когда с помощью заемных средств у предприятия формируется финансовый рычаг для повышения отдачи от собственных средств, вложенных в бизнес.

И числитель, и знаменатель берутся из пассива бухгалтерского баланса организации. Обязательства включают в себя и долгосрочные, и краткосрочные обязательства (т.е. все, что остается от вычитания из сальдо баланса собственного капитала).

Оптимальным, особенно в российской практике, считается равное соотношение обязательств и собственного капитала (чистых активов), т.е. коэффициент финансового левериджа, равный 1. Допустимым может быть и значение до 2 (у крупных публичных компаний это соотношение может быть еще больше). При больших значениях коэффициента организация теряет финансовую независимость, и ее финансовое положение становится крайне неустойчивым. Таким организациям сложнее привлечь дополнительные займы. Наиболее распространенным значением коэффициента в развитых экономиках является 1,5 (т.е. 60% заемного капитала и 40% собственного).

Чистые активы – это величина, определяемая путем вычитания из суммы активов организации, суммы ее обязательств.

Порядок расчета чистых активов для акционерных обществ утвержден Приказом Минфина РФ и Федеральной комиссии по рынку ценных бумаг от 29 января 2003 г. N 10н.

В состав активов, принимаемых к расчету, включаются:

- внеоборотные активы, отражаемые в первом разделе бухгалтерского баланса (нематериальные активы, основные средства, незавершенное строительство, доходные вложения в материальные ценности, долгосрочные финансовые вложения, прочие внеоборотные активы);
- оборотные активы, отражаемые во втором разделе бухгалтерского баланса (запасы, налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям, дебиторская задолженность, краткосрочные финансовые вложения, денежные средства, прочие оборотные активы) за исключением стоимости в сумме фактических затрат на выкуп собственных акций, выкупленных акционерным обществом у акционеров для их последующей перепродажи или аннулирования, и задолженности участников (учредителей) по взносам в уставный капитал.

В состав пассивов, принимаемых к расчету, включаются:

- долгосрочные обязательства по займам и кредитам и прочие долгосрочные обязательства;
- краткосрочные обязательства по займам и кредитам;
- кредиторская задолженность;
- задолженность участникам (учредителям) по выплате доходов;
- резервы предстоящих расходов;
- прочие краткосрочные обязательства.

Показатель чистых активов— ключевой показатель деятельности любой коммерческой организации. Чистые активы организации должны быть как минимум положительные. Отрицательные чистые активы — признак несостоятельности организации, говорящий о том, что фирма полностью зависит от кредиторов и не имеет собственных средств.

2 Анализ платежеспособности предприятия на примере ООО «Газпром геологоразведка»

2.1 Характеристика ООО «Газпром геологоразведка»



23 декабря 2004 года было создано ООО «Красноярскгаздобыча», позже переименованное в ООО «Газпром добыча Красноярск». Основными задачами Общества стали реализация и развитие проектов «Газпрома» по формированию сырьевой базы углеводородного сырья, освоению газовых месторождений и газификации Красноярского края.

Деятельность Общества была сосредоточена на проведении геологоразведочных работ на 17 лицензионных участках общей площадью 55 тыс. км²: Собинском, Оморинском, Берямбинском, Таимбинском, Тэтэрском, Чунском, Бирюсинском, Араканском, Юдоконском, Троицком, Карабульском, Абаканском и других.

В результате проведения геологоразведочных работ были открыты новые месторождения: Камовское нефтяное месторождение и Абаканское газовое месторождение.

Выявлены новая газоконденсатная залежь на Оморинском ГКМ и перспективные площади: получены промышленные притоки газа в Эвенкии на Салаирской площади Оморинского лицензионного участка и в районе Нижнего Приангарья на Имбинском лицензионном участке.

Реализуя стратегию развития минерально-сырьевой базы, «Газпром» за последние годы существенно расширил географию своей деятельности по поиску новых залежей углеводородов. Выход на отдаленные месторождения полуострова Ямал, появление в ее планах шельфовых проектов, в том числе в акватории Охотского моря, реализация Восточной газовой программы на территории Якутии, Иркутской области и Красноярского края потребовали формирования структуры, способной поднять организацию геологоразведочных работ на принципиально новый уровень. В 2011 году Приказом Председателя Правления ОАО «Газпром» Алексея Миллера ООО «Газпром добыча Красноярск» было переименовано в ООО «Газпром геологоразведка» и назначено специализированной дочерней компанией по организации и проведению геологоразведочных работ на всех лицензионных участках «Газпрома» и его дочерних обществ на суше и континентальном шельфе Российской Федерации.

ООО «Газпром геологоразведка» — 100-процентное дочернее предприятие ПАО «Газпром».

В настоящее время ООО «Газпром геологоразведка» осуществляет производственную деятельность на 60-ти лицензионных участках, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе, Красноярском крае, Иркутской области, Республике Саха (Якутия), в центральной части России, на шельфе Карского, Баренцева, Охотского морей. Лицензионный участок в Республике Саха (Якутия) представлен на рисунке 6.



Рисунок 6 – Лицензионный участок в Республике Саха (Якутия)

Компания обеспечивает проведение всего комплекса геологоразведочных работ по поиску новых месторождений и залежей углеводородов на суше и шельфе РФ, а также доразведку запасов уже открытых месторождений и их подготовку к разработке.

Запасы на лицензионных участках ООО «Газпром геологоразведка» на 31.12.2014г. отражены в таблице 4.

Таблица 4 – Запасы на лицензионных участках ООО «Газпром геологоразведка» на 31.12.2014г.

Участок	Газ, млрд. м ³	Конденсат, млн.т
Тамбейское месторождение		
Резервы С1+С2	3900	178
Максимальный годовой объем добычи	65	2,8 (стабильный)
Центр добычи газа в Якутии (Чаядинское месторождение)		
Резервы С1+С2	1400	22,1
Максимальный годовой объем добычи	25	0,4 (стабильный)
Центр добычи газа в Красноярском крае (Собинское месторождение)		
Резервы С1+С2	154,4	8,3
Максимальный годовой объем добычи	-	-

Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности предполагает опережающий рост запасов углеводородов по отношению к их добыче. Ее реализации способствует централизация всех геологоразведочных работ в рамках одной компании: в 2013 году коэффициент прироста УВ в целом по Группе «Газпром» составлял 1,18, в 2014 году — уже 1,33.

Основными задачами деятельности компании являются консолидация геологоразведочных работ, оптимизация системы управления затратами на их проведение на основе инвестиционного подхода, обеспечение организации и финансирования ГРР по проектному принципу с учетом комплекса организационно-правовых, расчетно-финансовых и конструкторско-технологических мероприятий.

Деятельность ООО «Газпром геологоразведка» включает следующие направления:

- проведение всего комплекса геологоразведочных работ по поиску новых месторождений и залежей углеводородов на суше и на шельфе;
- применение единых унифицированных требований к организации и проведению геологоразведочных работ;
- координация усилий специализированных подрядных организаций, участвующих в геологоразведочных процессах;
- оптимизация системы управления затратами на проведение ГРР на основе инвестиционного подхода;
- проектный подход к организации и финансированию геологоразведочных работ, с учетом необходимого комплекса организационно-правовых, расчетно-финансовых и конструкторско-технологических мероприятий;
- внедрение передовых научных разработок и опытно-конструкторских работ в области ГРР;
- взаимодействие с научно-исследовательскими институтами России и ПАО «Газпром».

Головной офис ООО «Газпром геологоразведка» находится в Тюмени. В регионах непосредственного ведения геологоразведочных работ созданы территориальные управления. В Восточной Сибири — крупное кустовое управление в Красноярске, а также два управления в Якутии и одно — в Иркутской области. Два структурных подразделения находятся на севере Тюменской области — в Новом Уренгое и в Салехарде, одно — в Южно-Сахалинске. В Центральной России у компании есть управления по работам на шельфе и по организации ГРП под подземные хранилища газа. Созданная структура позволяет координировать работу подрядных организаций и более эффективно взаимодействовать с местной властью и жителями регионов.

Одним из ключевых подразделений компании является Инженерно-технический центр, осуществляющий научно-методическое сопровождение геологоразведочных работ. Сегодня в ИТЦ поступает вся геолого-техническая информация ООО «Газпром геологоразведка». Рекомендации, которые ИТЦ выдает на основе online-анализа и интерпретации материалов, вносимых в единую базу данных, обеспечивает высокую оперативность решения производственных задач. С целью внедрения передовых и научно-технических разработок в практику геологоразведочных работ компания постоянно взаимодействует с научно-исследовательскими институтами России и ПАО.

Основные стратегические цели ООО «Газпром геологоразведка» направлены на повышение эффективности проведения геологоразведочных работ, способных обеспечить прирост запасов углеводородного сырья ОАО «Газпром».

Дальнейшее развитие ООО «Газпром геологоразведка» связано с централизацией управления геологоразведочными работами на суше и континентальном шельфе РФ на принципах планирования и внедрения единого проектного подхода.

В рамках реализации «Программы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2035 года» усилия специализированной

компании будут сконцентрированы на формировании прироста запасов углеводородного сырья Группы «Газпром».

Для оценки основных финансово-экономических показателей деятельности предприятия сгруппируем статьи актива баланса, используя данные бухгалтерских балансов, приведенных в приложениях А-Б. Активы предприятия распределим на две группы: оборотные активы и внеоборотные активы. Данные отразим в виде таблицы 5.

Таблица 5 - Состав и структура активов ООО «Газпром геологоразведка»

Показатель	2012 г.	2013 г.	2014 г.	Отклонение (+,-) 2012 г. к 2014 г.	В%,
1 Всего имущества, тыс. руб.	22922981	20016595	28287544	5364563	123
В том числе:	16094600	14149276	13781541	-2313059	86
2 Внеоборотные активы, тыс. руб.					
в% к имуществу	70,2	70,7	48,7	-21,5	
Из них;	13233197	11591117	11705165	-1528032	88
2.1 Основные средства, тыс. руб.					
в% к имуществу	57,7	57,9	41,3	-16,3	
в% к внеоборотным активам	82,2	81,9	84,9	2,7	
3 Оборотные активы, тыс. руб.	6828381	5867319	14506003	7677622	212
в% к имуществу	29,8	29,3	51,2	21,5	
Из них:	154057	258614	1206022	1051965	782
3.1 Запасы, тыс. руб.					
в% к имуществу	0,7	1,3	4,3	3,6	
в% к оборотным активам	2,2	4,4	8,3	6	
3.2 Дебиторская задолженность, тыс. руб.	6511384	5294331	13053760	6542376	200
в% к имуществу	28,4	26,4	46,1	17,7	
в% к оборотным активам	95,3	90,2	89,9	-5,4	
3.3 Денежные средства, тыс. руб.	156034	299765	225513	69479	144,5
в% к имуществу	0,7	1,5	0,8	0,1	
в% к оборотным активам	2,28	5,1	1,5	-0,73	
3.4 Прочие оборотные активы, тыс. руб.	6886	10228	19897	13011	289
в% к имуществу	0,03	0,05	0,07	0,04	
в% к оборотным активам	0,1	0,17	0,13	0,03	

По данным таблицы 5 видно, что при общем увеличении имущества на 5364563 тыс. руб. произошли изменения в его структуре. Внеоборотные активы уменьшились на 2313059 тыс. руб. за счет снижения отложенных налоговых активов при одновременном отсутствии движения нематериальных и прочих внеоборотных активов. Основные средства уменьшились на 1528032 тыс. руб. Вследствие этого удельный вес основных средств во внеоборотных активах снизился на 16,3%, что составило 41,3%.

Оборотные активы увеличились на 7677622 тыс. руб. По денежным средствам наблюдается подъем на 69479 тыс. руб., что является положительным явлением. По дебиторской задолженности наблюдается подъем 69479 тыс. руб. Удельный вес по денежным средствам составляет 0,1%, а по дебиторской задолженности 17,7%.

У предприятия отсутствуют долгосрочные финансовые вложения, что свидетельствует об отсутствии инвестиционной деятельности на предприятии. По полученным данным видно, что на предприятии идет увеличение дебиторской задолженности, что свидетельствует о снижении финансовой устойчивости предприятия. Увеличились запасы на 1051965 тыс. руб., удельный вес которых составляет 3,6%. Недостаток запасов может привести к сокращению объема производства и уменьшению суммы прибыли. Прочие оборотные активы увеличились на 13011 тыс. руб., удельный вес которых составляет 0,04%.

В 2014 году для ООО «Газпром геологоразведка» характерно превышение доли оборотных активов над внеоборотными, тогда как в прошлые годы внеоборотные активы превышали оборотные. Так, в 2012 году в структуре имущества ООО «Газпром геологоразведка» 29,8% приходилось на оборотные активы и 70,2% - на внеоборотные. В 2014 году ситуация значительно изменилась (51,2% против 48,7%).

Пассивы предприятия распределим также на две группы: собственный и заемный капитал. Рассмотрим состав и структуру источников формирования

имущества ООО «Газпром геологоразведка». Пассивы предприятия отразим в виде таблицы 6.

Таблица 6 - Состав и структура источников формирования имущества ООО «Газпром геологоразведка»

Показатель	2012 г.	2013 г.	2014 г.	Отклонение (+,-) 2014 г. к 2012 г.	В%,
1 Всего источников средств, тыс. руб.	22922981	20016595	28287544	5364563	123
В том числе:					
2 Собственные, тыс. руб.	1001170	1105358	739569	-261601	74
в% ко всем источникам	4,4	5,5	2,6	-1,7	-
Из них:					
2.1 Уставный капитал, тыс. руб.	5000	5000	5000	-	100,0
в% ко всем источникам	0,021	0,024	0,017	-0,004	-
в% к собственным	0,49	0,45	0,67	0,17	-
2.2 Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток), тыс. руб.	-4297096	-4602911	-5430071	-1132975	
в% ко всем источникам	-18,7	-22,9	-19,2	-0,45	-
в% к собственным	-429,2	-416,4	-734,2	-	-
3 Заемные, тыс. руб.	21921811	18911237	27547975	5626164	
в% ко всем источникам	95,6	94,4	97,3	1,75	-
Из них:					
3.1 Долгосрочные обязательства, тыс. руб.	15502507	13497912	13628076	-1874431	87,9
3.2 Краткосрочные кредиты, тыс. руб.	6419304	5413325	13919899	7500595	-
3.3 Кредиторская задолженность, тыс. руб.	6369604	5333730	13798024	7428420	216

Для ООО «Газпром геологоразведка» характерно превышение заемного капитала над собственным. Так, в 2012 году доля собственных средств составляла всего 4,4%, что, безусловно, недостаточно для финансовой устойчивости предприятия. В 2014 году ситуация несколько ухудшилась (2,6% собственных средств), этого все равно недостаточно для финансовой независимости ООО «Газпром геологоразведка».

Общий вывод по данным таблицы 6 является отрицательным, так как по сравнению с предыдущим годом произошло уменьшение абсолютной величины

собственных источников формирования имущества на 261601 тыс. руб. за счет статьи «Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)».

Заемные средства увеличились на 5626164 тыс. руб. Увеличение величины заемных источников напрямую связан с кредиторской задолженностью.

Доля собственных источников сократилась на 1,7% и составила 2,6%, в то время как удельный вес заемных источников составил 97,3%. Таким образом, предприятие в целом зависит от внешних источников финансирования. Среди собственных источников без изменения остался уставный капитал, уменьшилась только нераспределенная прибыль.

Данные таблицы 5 необходимо также рассматривать в увязке с данными таблицы 6. Это позволяет не только оценить изменения в структуре источников средств, но и понять, куда вкладываются финансовые ресурсы - во внеоборотные активы или оборотные активы. Большая часть финансовых ресурсов организации вложена в оборотные активы, доля которых за истекший период снизилась на 21,5% и достигла 51,2% общей суммы хозяйственных средств. На данном предприятии высокая доля заемного капитала 97,3%, это свидетельствует о том, что необходимо уменьшать задолженности предприятия. В общем, подводя итоги, можно сказать, что на предприятии идет ухудшение финансового состояния, так как доля обязательств увеличивается.

Проанализируем основные финансовые результаты деятельности ООО «Газпром геологоразведка» сгруппированы в таблице 7.

Таблица 7 - Динамика финансовых результатов деятельности ООО «Газпром геологоразведка»

Показатели в тыс. руб.

Показатели	2012 г.	2013г.	2014 г.	Отклонение (+,-)	Отклонение %
1 Выручка от продажи товаров, работ, услуг	7924860	10155109	26072755	18147895	328
2 Себестоимость проданных товаров, работ, услуг	7433268	9359327	24733147	17299879	332
3 Валовая прибыль	491592	795782	1339608	848016	272
4 Прибыль (убыток) от продаж	54710	70	55662	952	102
5 Прибыль (убыток) до налогообложения	-573686	-230884	-291679	282007	51
6 Чистая прибыль	-469252	-323302	-827160	-357908	176

Таким образом, можно сделать вывод, что имущество ООО «Газпром геологоразведка» увеличилось на 5364563 тыс. руб. или на 123%. Внеоборотные активы увеличились на 2313059 тыс. руб. или на 86%.

Основные средства уменьшились на 1528032 тыс. руб. или 88%.оборотные активы увеличились на 7677622 тыс. руб. или на 212%. Также увеличились денежные средства на 69479 тыс. руб., или на 144,5%. Дебиторская задолженность увеличилась на 6542376 тыс. руб. или на 200%.

Запасы увеличились на 1051965 тыс. руб. Недостаток запасов может привести к сокращению объема производства и уменьшению суммы прибыли, что также влияет на ухудшение финансового состояния предприятия. Учитывая это, запасы должны быть оптимальными. Прочие оборотные активы увеличились на 13011 тыс. руб.

Абсолютная величина собственных источников формирования имущества уменьшилась на 261601 тыс. руб. или на 74%. Заемные средства уменьшились на 5626164 тыс. руб. Увеличение величины заемных источников напрямую связан с кредиторской задолженностью.

Большая часть финансовых ресурсов организации вложена в оборотные активы, доля которых за истекший период увеличилась на 21,5% и достигла 51,2% общей суммы хозяйственных средств. На данном предприятии достаточно высокая

доля заемного капитала 97,3%, это свидетельствует о том, что необходимо уменьшать задолженности предприятия. В общем, подводя итоги, можно сказать, что на предприятии идет ухудшение финансового состояния.

Данные показывают, что в отчетном периоде организация достигла хороших результатов в своей деятельности. Выручка от продажи увеличилась на 18147895 тыс. руб., или на 328%. Себестоимость проданных товаров сократилась на 17299879 тыс. руб., или на 332%. Валовая прибыль увеличилась на 848016 тыс. руб., или на 272%. Прибыль от продаж составила 952 тыс. руб., или 102%, а убыток до налогообложения составил 282007 тыс. руб. или 51%. Чистая прибыль снизилась на 357908 или 176%. Можно сделать вывод, что предприятие имеет убытки.

2.2. Анализ платежеспособности ООО «Газпром геологоразведка»

Для характеристики источников формирования запасов и затрат используется несколько показателей, которые отражают различные виды источников. По данным бухгалтерского баланса ООО «Газпром геологоразведка», рассчитаем:

1) наличие собственного оборотного капитала:

$$\text{СОК}_{2012\text{г.}} = 22922981 - 16094600 = 6828381 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{СОК}_{2013\text{г.}} = 20016595 - 14149276 = 5867319 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{СОК}_{2014\text{г.}} = 28287544 - 13781541 = 14506003 \text{ тыс. руб.};$$

2) наличие собственных и долгосрочных заемных источников формирования запасов:

$$\text{СДИ}_{2012\text{г.}} = 6828381 + 15502507 = 22330888 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{СДИ}_{2013\text{г.}} = 5867319 + 13497912 = 19365231 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{СДИ}_{2014\text{г.}} = 14506003 + 13628076 = 28134079 \text{ тыс. руб.};$$

3) общую величину основных источников формирования запасов и затрат:

$$\text{ОИ}_{2012\text{г.}} = 22330888 + 6419304 = 28750192 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{ОИ}_{2013\text{г.}} = 19365231 + 5413325 = 24778556 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{ОИ}_{2014\text{г.}} = 28134079 + 13919899 = 42053978 \text{ тыс. руб.}$$

На основе трех вспомогательных показателей рассчитаем три абсолютных показателя финансовой устойчивости:

1) излишек (+), недостаток (-) собственного оборотного капитала:

$$\Delta\text{СОК}_{2012\text{г.}} = 6828381 - 154057 = 6674324 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta\text{СОК}_{2013\text{г.}} = 5867319 - 258614 = 5608705 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta\text{СОК}_{2014\text{г.}} = 14506003 - 1206022 = 13299981 \text{ тыс. руб.};$$

2) излишек (+), недостаток (-) собственных и долгосрочных источников формирования запасов:

$$\Delta\text{СДИ}_{2012\text{г.}} = 22330888 - 154057 = 22176831 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta\text{СДИ}_{2013\text{г.}} = 19365231 - 258614 = 19106617 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta\text{СДИ}_{2014\text{г.}} = 28134079 - 1206022 = 26928057 \text{ тыс. руб.};$$

3) излишек (+), недостаток (-) общей величины источников покрытия запасов:

$$\Delta\text{ОИ}_{2012\text{г.}} = 28750192 - 154057 = 28596135 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta\text{ОИ}_{2013\text{г.}} = 24778556 - 258614 = 24519942 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta\text{ОИ}_{2014\text{г.}} = 42053978 - 1206022 = 40847956 \text{ тыс. руб.}$$

По данным показателям ООО «Газпром геологоразведка» видно, что за период 2012-2014 гг. по всем показателям наблюдается излишек средств для формирования запасов. Предприятие относится к абсолютной финансовой устойчивости. Запасы и затраты полностью покрываются собственными оборотными средствами (минимальная величина запасов). Предприятие не зависит от долгосрочных кредитов.

Однако финансовую устойчивость ООО «Газпром геологоразведка» нельзя рассматривать как идеальную, так как предприятие использует внешние источники финансирования в своей хозяйственной деятельности.

Результаты расчетов отразим в таблице 8.

Таблица 8 - Определение типа финансовой устойчивости ООО «Газпром геологоразведка»

Показатель	Показатели в тыс.руб.			
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	Отклонение (+,-) 2014 г. от 2012 г.
1 Источники собственных средств	22922981	20016595	28287544	5364563
2 Внеоборотные активы	16094600	14149276	13781541	-2313059
3 Наличие собственных оборотных средств (стр.1-стр.2)	6828381	5867319	14506003	7677622

Продолжение таблицы 8

Показатель	Показатели в тыс.руб.			
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	Отклонение (+,-) 2014 г. от 2012 г.
4 Долгосрочные обязательства	15502507	13497912	13628076	-1874431
5 Наличие собственных оборотных средств и долгосрочных заемных источников формирования запасов (стр.3+стр.4)	22330888	19365231	28134079	5803191
6 Краткосрочные кредиты и займы	6419304	5413325	13919899	7500595
7 Общая величина основных источников (стр.5+стр.6)	28750192	24778556	42053978	13303786

8 Общая величина запасов	154057	258614	1206022	1051965
9 Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств для формирования запасов (стр.3-стр.8)	6674324	5608705	13299981	6625657
10 Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств и долгосрочных заемных источников для формирования запасов (стр.5-стр.8)	22176831	19106617	26928057	4751226
11 Излишек (+) или недостаток (-) основных источников формирования запасов (стр.7-стр.8)	28596135	24519942	40847956	12251821
12 Трехкомпонентный показатель типа финансовой ситуации (1 (стр.9); 2 (стр.10); 3 (стр.11))	(1;1;1)	(1;1;1)	(1;1;1)	-
13 Кредиторская задолженность за запасы	6369604	5333730	13798024	7428420
14 Общая величина основных источников формирования запасов плюс кредиторская задолженность (стр.7+стр.13)	35119796	30112286	55852002	20732206
15 Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников и кредиторской задолженности для формирования запасов (стр.14-стр.8)	34965739	29853672	54645980	19680241

По данным таблицы 8 можно определить не только тип финансовой устойчивости, но и выявить источники формирования запасов, которые оказали на него наибольшее воздействие. Судя по трехкомпонентному показателю типа финансовой ситуации, для ООО «Газпром геологоразведка» за три года характерна абсолютная финансовая устойчивость.

Основным источником покрытия запасов на предприятии выступает кредиторская задолженность за запасы, сумма которой вместе с общей величиной источников покрытия является достаточной. Совокупная величина общих источников покрытия запасов и кредиторской задолженности к 2014 г. увеличилась на 7428420 тыс. руб. Таким образом, у предприятия абсолютная финансовая устойчивость.

Анализ ликвидности баланса заключается в сравнении средств по активу, сгруппированных по степени убывающей ликвидности, с краткосрочными

обязательствами по пассиву, которые группируются по степени срочности их погашения. Анализ ликвидности баланса оформим в виде таблицы 9.

Таблица 9 - Анализ ликвидности баланса ООО «Газпром геологоразведка»

Показатели в млн. руб.

Актив	2012 г.	2013 г.	2014 г.	Пассив	2012 г.	2013 г.	2014 г.
A1	156034	299765	225513	П1	6369604	5333730	13798024
A2	6518270	5304559	13073657	П2	0	0	584
A3	154057	258614	1206022	П3	0	0	0
A4	16094600	14149276	13781541	П4	1001170	1105358	739569
Итого	22922961	20012214	28286733	Итого	7370774	6439088	14538177

При анализе выявлено, что $A1 > П1$ и $A3 > П3$, это свидетельствует о платежеспособности организации на момент составления баланса и в будущем организация может быть платежеспособной на период, равный средней продолжительности одного оборота оборотных средств после даты составления баланса.

Из учетной политики ПАО «Газпром» задолженность покупателей и заказчиков: задолженность покупателей и заказчиков определена исходя из цен, установленных договорами между Обществом и покупателями (заказчиками) с учетом НДС.

Оплата за поставленный Товар осуществляется путем перевода денежных средств на расчетный счет поставщика с отсрочкой платежа 10 банковских дней с момента поставки Товара.

В случае указания в настоящем пункте сроков отсрочки, превышающих установленные ФЗ № 381 от 28.12.2009г. «Об основах государственного регулирования торговой деятельности в РФ», данные условия считаются ничтожными и расчеты производятся в максимальные сроки отсрочки, установленные данным Законом для соответствующей группы товаров.

Из этого следует, что существует отсрочка платежа для покупателей, т.е. предприятие кредитует своих покупателей.

Для управления дебиторской задолженностью необходимо решить, готова ли компания изменить договорные условия в части применения санкций. Например, есть ли возможность подождать оплаты без начисления процентов. Такое решение может приниматься кредитной комиссией в результате рассмотрения причин неуплаты и того, насколько важен данный клиент для компании.

Дальнейшее неисполнение обязательств можно рассматривать как основание для решения вопроса о взыскании дебиторской задолженности и штрафных санкций в судебном порядке.

Кроме того, нужно ранжировать покупателей в зависимости от объема закупок, истории кредитных отношений и предлагаемых условий оплаты и впоследствии своевременно их пересматривать с учетом мониторинга спроса на продукцию.

Управлять дебиторской задолженностью можно, стимулируя покупателей к досрочной оплате счетов, например, предоставлять скидки с цены продажи или стоимости поставки, если платеж осуществлен ранее договорного срока. Преимущество поставщика заключается в том, что, получив выручку раньше условленного срока и используя ее в денежном обороте, он возмещает предоставленную скидку.

- с установленной периодичностью специалисты компании должны анализировать дебиторскую задолженность по персональному списку контрагентов, срокам образования и размерам;
- контролировать расчеты по отсроченной или просроченной задолженности, оценивать реальность наличия дебиторской задолженности;
- определять приемы и способы ускорения востребования долгов и уменьшения безнадежных долгов.

Рассчитаем отклонения, результаты расчетов представим в таблице 10.

Таблица 10 - Отклонения анализа ликвидности баланса ООО «Газпром геологоразведка»

Показатели в тыс.руб.		
Излишек (недостаток)		
2012 г.	2013г.	2014 г.
-6213570	-5033965	-13572511
6518270	5304559	13073073
154057	258614	1206022
15093430	13043918	13041972

Из таблиц 9 и 10 видно, что в 2012 г. ликвидность баланса можно охарактеризовать как недостаточную. Второе условие ликвидности выполняется. Выполнение четвертого неравенства свидетельствует о соблюдении минимального условия финансовой устойчивости – наличии у предприятия собственных оборотных средств.

В 2013 г. похожая ситуация, не все условия ликвидности выполняются, а именно первое. Второе условие ликвидности выполняется, поэтому можно сделать вывод о платежеспособности предприятия на ближайший период.

В 2014 г. ситуация немного лучше. Не выполняется только первое условие ликвидности. Наиболее срочные обязательства превышают наиболее ликвидные активы. Сопоставление наиболее ликвидных (A_1) и быстрореализуемых активов (A_2) с наиболее срочными обязательствами (Π_1) и краткосрочными пассивами (Π_2) позволяет оценить текущую ликвидность. По остальным условиям ликвидности выполняются.

Финансовое состояние предприятия с позиции краткосрочной перспективы оценивают показателями ликвидности. Исчисленные показатели обобщим в аналитическую таблицу 11.

Таблица 11 - Коэффициенты ликвидности ООО «Газпром геологоразведка»

Показатель (коэффициент) ликвидности	Нормативное значение	2012 г.	2013 г.	2014 г.	Отклонения (+,-)

1. Коэффициент абсолютной ликвидности	0,2-0,5	0,02	0,05	0,016	0,004
2. Промежуточный коэффициент покрытия	0,7-0,8	1,04	1,04	0,92	0,12
3. Коэффициент ликвидности запасов	-	0,02	0,05	0,09	0,07
4. Коэффициент текущей ликвидности	2,0	1,07	1,1	1,05	-0,2

Из данных таблицы 11 видно, что на конец периода весовые значения всех коэффициентов уменьшились, следовательно, ликвидность предприятия снизилась. Коэффициент абсолютной ликвидности на протяжении трех лет не соответствовал нормативным значениям. Промежуточный коэффициент покрытия также на протяжении трех лет не соответствовал требованиям. Коэффициент ликвидности запасов очень низкий. Коэффициент текущей ликвидности ниже нормативного значения. К 2013 г. наблюдалась позитивная динамика, а к 2014 г. - отрицательная. Проведенный анализ ликвидности баланса предприятия показал: баланс нельзя считать абсолютно ликвидным, так как текущая ликвидность не обеспечивалась.

Из алгоритма расчета коэффициента текущей ликвидности видно, что его рост в динамике достигается за счет либо сокращения обязательств, или роста оборотных активов. Однако из балансовых соотношений известно: уменьшение обязательств невозможно, оно всегда сопровождается таким же сокращением текущих активов, поэтому единственным средством восстановления платежеспособности является увеличение оборотных активов за счет роста финансовых результатов.

Одним из показателей, используемым для оценки финансового состояния предприятия, является платежеспособность. Рассчитаем коэффициенты платежеспособности ООО «Газпром геологоразведка» за 2012-2014 гг.:

- коэффициент платежеспособности за период:

$$K_{\text{пп}2012\text{г}} = (6076 + 152423 + 1448) / 157304 = 1,017;$$

$$K_{\text{пп}2013\text{г}} = (2643 + 52288 + 2043) / 56808 = 1,003;$$

$$K_{пт2014г} = (366 + 42576) / 42769 = 1,004;$$

- степень платежеспособности по текущим обязательствам

$$K_{пт2012г} = 6369604 / 7924860 = 0,8;$$

$$K_{пт2013г} = 5333730 / 10155109 = 0,5;$$

$$K_{пт2014г} = 13798608 / 26072755 = 0,5;$$

- степень платежеспособности общая:

$$K_{по2012г} = 0 / 660405 = 0;$$

$$K_{по2013г} = 0 / 846259 = 0;$$

$$K_{по2014г} = 584 / 2172729 = 0,0002;$$

Мы можем увидеть, что коэффициент общий платежеспособности ООО «Газпром геологоразведка» соответствует норме.

Степень (коэффициент) платежеспособности по текущим обязательствам — главный критерий платежеспособности, установленный распоряжением Федеральной службы России по финансовому мониторингу «О мониторинге финансового состояния организаций и учете их платежеспособности».

Данную организацию мы можем считать платежеспособным объектом учета, который имеют возможность в установленный срок и в полном объеме рассчитаться по своим текущим обязательствам за счет текущей хозяйственной деятельности или за счет своего ликвидного имущества.

- коэффициент задолженности по кредитам банков и займам:

$$K_{зк2012г} = (0 + 38) / 660405 = 0;$$

$$K_{зк2013г} = (0 + 60995) / 846259 = 0,724;$$

$$K_{зк2014г} = (0 + 0) / 2172729 = 0;$$

- коэффициент задолженности другим организациям:

$$K_{зд2012г} = (9991 + 4787) / 660405 = 0,183;$$

$$K_{зд2013г} = (10492 + 4153) / 846259 = 0,174;$$

$$K_{зд2014г} = (9854 + 3652) / 2172729 = 0,410;$$

- коэффициент задолженности фискальной системе:

$$K_{зф2012г} = (1108 + 3363) / 660405 = 0,055;$$

$$K_{зф2013г} = (407 + 8458) / 846259 = 0,105;$$

$$K_{зф2014г} = (1035 + 2697) / 2172729 = 0,113;$$

- коэффициент внутреннего долга:

$$K_{вд2012г} = (1442 + 773 + 0 + 0 + 0) / 660405 = 0,027;$$

$$K_{вд2013г} = (1400 + 773 + 0 + 0 + 0) / 846259 = 0,026;$$

$$K_{вд2014г} = (1283 + 773 + 0 + 0 + 0) / 2172729 = 0,063.$$

Расчеты данных коэффициентов обобщим в виде в таблице 12.

Таблица 12 - Коэффициенты платежеспособности ООО «Газпром геологоразведка»

Показатель	Условные обозначения	2012 г.	2013 г.	2014 г.	Отклонение
1 Коэффициент платежеспособности за период	$K_{пп}$	1,017	1,003	1,004	-0,013
2 Степень платежеспособности по текущим обязательствам	$K_{пт}$	0,8	0,5	0,5	-0,3
3 Степень платежеспособности общая	$K_{по}$	0	0	0,0002	0,0002
4 Коэффициент задолженности по кредитам банков и займам	$K_{зк}$	0	0,724	0	0
5 Коэффициент задолженности другим организациям	$K_{зд}$	0,183	0,174	0,410	0,227

6	Коэффициент задолженности фискальной системе	$K_{зф}$	0,055	0,105	0,113	0,58
7	Коэффициент внутреннего долга	$K_{вд}$	0,027	0,026	0,063	0,036

По данным таблицы 12 видно, что значение коэффициента платежеспособности за период по сравнению с прошлым годом уменьшилось, хотя и незначительно, данные степени платежеспособности по текущим обязательствам и степени платежеспособности общий одинаковые, а по коэффициенту задолженности по кредитам банков и займов значение осталось неизменным.

По сравнению с предыдущим периодом степень платежеспособности по текущим обязательствам и общая снизилась на 0,729 пункта в основном за счет уменьшения коэффициента задолженности.

Срок погашения задолженности ООО «Газпром геологоразведка» перед его кредиторами в 2012 г. составил примерно 3 месяца, в 2013 г. составил примерно 1 год, и в 2014 г. также составил примерно 1 год. Исходя из этого показателя, предприятие относится к неплатежеспособной первой категории, у которых значение показателя составляет от трех до двенадцати месяцев.

По трем коэффициентам наблюдается увеличение, а именно коэффициент задолженности другим организациям, коэффициент задолженности фискальной системе и коэффициент внутреннего долга.

3 Мероприятия по повышению платежеспособности предприятия

3.1 Разработка мероприятий по повышению платежеспособности предприятия

Одним из методов повышения платежеспособности является снижение заемных средств путем уменьшения затрат на осуществление основного вида деятельности. Одним из способов уменьшения для ООО «Газпром геологоразведка» затрат является внедрение новых технологий в области геологоразведки на нефть и газ.

На сегодняшний день применяются следующие технологии в разведке:

- 2D3C/3D3C – технология основана на комплексном использовании волн разных типов – поперечных, продольных и обменных. Данная методика регистрирует полное волновое поле, что приводит к корректному описанию упругих свойств пород и позволяет построить геологические модели месторождений наиболее приближенных к реальности.

- СЛБО (сейсмический локатор бокового обзора) – направление сейсморазведки, которое использует рассеянные волны. Предназначено для пространственного (3D) и пространственно-временного (4D) изучения трещин в породах, которые могут служить коллекторами нефти и газа.

- Беспроводная сейсмическая разведка – бескабельные системы регистрации геофизических данных нового поколения. Сбор и регистрация сейсмических данных производится по радиоканалу (Unite, wireless), либо накапливаются на устройствах памяти внутри блоков и затем считываются с помощью wi-fi (harvesting) или при сборе всех записывающих блоков типа NODE (Fairfield Nodal).

- Flip-Flop – система продуктивной сейсморазведки, при которой возбуждение упругих колебаний производится источниками попеременно. При этом одна группа источников (вибраторы, импульсные источники) производит колебания, а другая группа переезжает на следующий пункт.

- Slip-sweep - система высокопроизводительной сейсморазведки, основанная на методе перекрывающихся свип-сигналов, при которой вибраторы работают одновременно.

Помимо вышеперечисленных методов набирает популярность такой метод сейсморазведки как технология UniQ. Данная технология является новой для России, но уже зарекомендовавшей себя в мире. Система UniQ представлена на рисунке 7.



Рисунок 7 - Система сейсморазведки UniQ

Необходимость постоянно модернизировать технологии, лежащие в основе сейсморазведки, диктуется стремлением сократить расходы на разработку месторождений – максимально полная информация о потенциально продуктивных объектах позволяет оптимизировать размещение разведочных и добывающих скважин, а также продлить их жизненный цикл. Подобная задача давно решается мировыми ВИНКами (вертикально интегрированными нефтяными компаниями), в то время как в России ее актуальность очевидна еще далеко не всем нефтедобывающим компаниям. Огромные вложения в нефтяную отрасль позволяли наращивать уровень добычи за счет бурения большого количества разведочных скважин, а значительные залежи легко добываемых запасов нефти не способствовали внедрению новых технологий геологоразведки, в том числе и сеймики. Тем не менее, виток роста добычи в условиях жесткой конкуренции – как внутри России, так и со стороны иностранных компаний – заставил отечественные ВИНКи вспомнить о сейсморазведки как об одном из наиболее эффективных методов исследования земных глубин.

Технология UniQ была создана несколько лет назад специалистами компании Western Geco (Schlumberger). На данный момент технология UniQ является наиболее современным аппаратно-программным комплексом, реализующим сейсмический сигнал с любой необходимой плотностью, что дает возможность

уменьшения пространственного шага дискретизации и обеспечивает эффективное подавление помех при обработке данных. Соотношение сигнал/шум после завершения обработки полевых материалов существенно повышается, пространственная разрешенность увеличивается. Таким образом, полевые данные, полученные по высокоразрешающей технологии UniQ, позволяют решать самые сложные геологические задачи в пределах физических ограничений метода сейсморазведки. При этом результаты сейсморазведочных работ, выполненных с применением всех современных технических средств и методик на полевом этапе, обработанные и проинтерпретированные с применением самых современных программных пакетов, существенно превосходят по своей эффективности результаты стандартных исследований. Использование таких данных во многих случаях дает возможность прогноза флюидонасыщения исследуемых целевых объектов.

На территории Российской Федерации инновационная технология UniQ впервые была применена в 2013 году в Восточной Сибири. Летом 2012 года нефтяная компания «Газпром нефть» и ЗАО «ГЕОТЕК Холдинг», обладающая уникальным правом на использование технологии в России, подписали договор на проведение с ее помощью сейсморазведочных работ на Вакунайском лицензионном участке в Иркутской области. Договор предусматривает выполнение работ в течение трех полевых сезонов. Всего высокоразрешающей сейсморазведкой будут охвачены 1125 км² лицензионного участка.

Использование UniQ на Вакунайском участке позволит получить куб сейсморазведочных данных повышенной информативности. Детальный анализ материалов высокой разрешенности даст возможность обеспечить решение тонких геологических задач и выделить зоны улучшенных коллекторских свойств продуктивных горизонтов.

Выбор именно данного лицензионного участка неслучаен: месторождение характеризуется сочетанием сразу нескольких факторов, ограничивающих возможности однозначного определения точек заложения скважин. Например,

помимо траппового магматизма, характерного для региона в целом, специфической особенностью площади работ и прилегающих территорий является также чрезвычайно сложное блоковое строение с большой вертикальной и латеральной изменчивостью фациального состава продуктивных пластов и их коллекторских свойств.

Всестороннюю техническую и технологическую поддержку проекта (в рамках стратегического партнерства) обеспечит компания Schlumberger. Обучение специалистов российской геофизической компании работе с новым оборудованием будет организовано на базе учебного центра Schlumberger в ОАЭ. В первый сезон изысканий на месторождении будут постоянно присутствовать эксперты Schlumberger. В настоящее время специалистами компании-подрядчика ведутся подготовительные работы по мобилизации и последующему развертыванию комплекса оборудования UniQ на месторождении.

Сегодня многие нефтяные компании, ориентирующиеся только на соблюдение принципов минимальной цены сейсморазведочных работ, продолжают использовать в своей работе стандартные технологии, теоретически позволяющие решить геологические задачи, но фактически не обеспечивающие необходимые перспективы развития ресурсной базы. Однако возможность детального изучения строения резервуара и надежность результатов интерпретации, как известно, в значительной степени зависят именно от качества и количества собранных сейсмических данных, а также качества их последующей обработки. Для решения этой задачи специалистами компании Western Geco была разработана и введена в промышленную эксплуатацию уникальная технология регистрации и обработки сейсмических данных UniQ, которая позволяет в значительной степени повысить разрешенность, достоверность и информативность сейсмических материалов для корректного построения детальной модели залежи и высокой результативности последующего бурения.

На протяжении последних нескольких лет технология UniQ успешно применяется ведущими зарубежными нефтегазовыми компаниями для разведки

запасов на новых месторождениях со сложной геологией, а также освоения изолированных участков старых залежей, эффективная разведка которых при помощи стандартных сейсмических методов была невозможна. Так, после внедрения технологии в Саудовской Аравии, с ее помощью выполнялись практически все проекты, реализуемые Saudi Aramco и другими нефтедобывающими компаниями региона. В настоящее время полевые сейморазведочные партии, используя эту технологию, выполняют большие объемы работ в разных частях мира от Аляски до Австралии. В частности, одна из полевых партий Вестерн-Геко, используя до 200 тыс. активных каналов, реализует многолетний проект в Кувейте, покрывая 3D-сейморазведкой высокой плотности площадь в несколько тысяч квадратных километров, или почти половину территории страны.

Технологически UniQ представляет собой аппаратно-программный комплекс геофизического оборудования, предназначенный для эффективной разведки запасов месторождения с высоким разрешением. С помощью технологии UniQ значительно повышается детализация получаемых данных по сравнению с обычным 3D.

Сейсмические данные высокой плотности и кратности, полученные с использованием технологии UniQ, в 16 раз более информативные, чем получаемые при проведении обычных сейморазведочных работ с использованием технологии 2D и 3D. Основные параметры представлены в таблице.

Таблица 13 – Основные параметры по технологиям

Наименование параметров применяемых технологий	Значение параметров работ по технологии 2D	Значение параметров работ по технологии 3D	Значение параметров работ по технологии UNIQ
Число используемых приемных каналов, шт.	360-700	1800-2500	100000 и более
Число используемых линий приема, шт.	4-6	12-16	30-36
Количество активных каналов	48-76	96-140	240-315
Расстоянием между	350-500	200-300	50-150

линиями приема, м.			
Общее число активных каналов в расстановке, шт.	240-600	1500-2000	Более 200000
Размер бина, м.	50*50,100*100	25*50,25*50	От 50*50 до 2,5*2,5
Количество получаемых сейсмических трасс на 1км ² ,шт.	80000-120000	200000-300000	500000-675000
Количество используемых пунктов возбуждения колебаний на 1км ² ,шт.	25-40	50-80	125-180
Кратность наблюдени	12-18	48-72	504
Объем получаемой полевой информации,Тб.	0,1-0,15	0,5-1,0	1,0-2,0
Общее количество получаемых физ.наблюдений за зимний сезон (100-120 календарных дней),шт.	12000-18000	25000-35000	65000-80000

Анализируя таблицу 13, видим, что все показатели работ по технологии UniQ, значительно, превышают показатели технологий 2Dи 3D.Число используемых каналов по технологии UniQ составляет 100000 штук, чтопревосходит технологию 2D в 142 раза, а технологию 3Dв 40раз.

Сравнение обычной 3D-сейсморазведки и сейсморазведки по технологии UniQ представлено на рисунке 8.

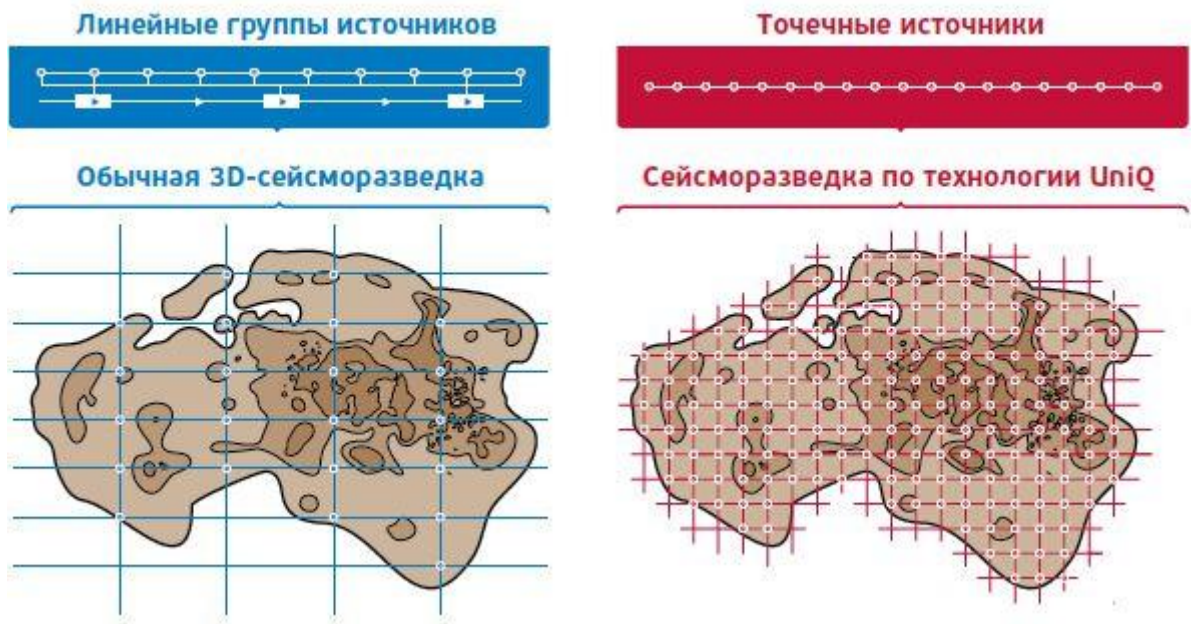


Рисунок 8 - Сравнение обычной 3D-сейсморазведки и сейсморазведки по технологии UniQ

Технология UniQ основана на применении 3D-сейсмосъемки, при которой приемники сейсмических волн распределяют в определенном порядке на плоскости. Однако, в случае с обычной сейсмикой используют линейные группы приемников: несколько датчиков объединяются на одной базе, а полученный суммарный сигнал записывается на одну трассу сейсмограммы. Группировка датчиков дает возможность увеличить надежность приема сигнала, однако частота шумов при шаге ПП = 50 м, а часто и при шаге ПП = 25 м, не могут быть подавлены при помощи стандартных технологий. При использовании же технологии UniQ плотность точек ПП увеличивается в разы, что дает возможность существенно уменьшить шаг ПП. Так, минимизация расстояния между единичными приемниками позволяет разделить компоненты волнового поля, учесть влияние неоднородностей верхней части разреза и подавить помехи до математического группирования сеймотрасс. Выходные сейсмограммы после математического группирования с шагом трасс ПП = 25 м или 50 м обеспечивают стабильное качество сигнала очищенного от влияния основных видов искажений,

таких как микростатика на базе группы, поверхностные и релеевские волны, шумы стационарных промышленных объектов и т.д.

Помимо этого, возможность разных вариантов математического группирования или переменного шага ПП позволяет оптимизировать формирование наборов полевых данных под каждую конкретную задачу. Для детального анализа ВЧР, определения скрытых карстовых зон, устранения влияния реликтовой вечной мерзлоты или построения изображений круто падающих границ можно использовать математическое группирование для размера бина 12,5 метров. В случае более глубоких или пологих горизонтов база группы может быть расширена для использования бина 25-50 метров.

Повышение плотности сейсмических данных на единицу площади позволяет проводить детальный анализ верхней части разреза (практически недоступный при стандартных методиках), определять наличие скрытых карстовых зон, устранять влияние реликтовой вечной мерзлоты и получать изображение круто падающих границ пластов.

Важной особенностью технологии UniQ является практически полное отсутствие технических ограничений на количество активных каналов: одновременная регистрация от десятков до двухсот тысяч каналов формирует поток информации на один-два порядка больше, чем стандартные методики 3D-сейсморазведки.

Сетевая организация всего комплекса сейсморазведочного оборудования с индивидуальными IP - каждой точки регистрации обеспечивает не только возможности произвольного обхода препятствий, но и автоматическое перенаправление потоков данных в случае обрыва линий связи между модулями.

Плотность расположения наземных приемников может быть произвольной. Физически она ограничена только величиной максимального шага между приемниками, находящимися на одной линии. При этом, в случае особой потребности заказчика в площадных группах приема, площадное распределение

может обеспечиваться как уплотнением единичных датчиков, соединенных в одну линию, так и использованием сразу нескольких параллельных линий.

Другим принципиальным отличием технологии от традиционных систем наблюдения является возможность изменения/уменьшения пространственного шага дискретизации (при необходимости - до величин 2,5 x 2,5 м), что позволяет при одновременном использовании точечных приемников регистрировать сейсмические данные без пространственного аляйзинг-эффекта.

Дополнительно к изменению системы наблюдения и подхода к регистрации сейсмического поля (вместо подавления поверхностных волн-помех - их регистрация с высокой степенью разрешенности и последующее подавление методами обработки) технология UniQ подразумевает применение полевого оборудования нового поколения, позволяющего существенно расширить исходный спектр сейсмических данных.

Собранные при помощи UniQ полевые данные обрабатываются с использованием алгоритмов и подходов, обеспечивающих эффективное подавление зарегистрированных помех и получение на выходе суммарных данных с высоким соотношением сигнал/помеха и расширенным диапазоном частот. Последнее, в свою очередь, приводит к улучшению привязки сейсмических данных к скважинным данным и, как следствие, к улучшению результатов акустической и динамической инверсии.

Наконец, коррекция статики и амплитуд трасс единичных датчиков до математического группирования обеспечивает максимальное соотношение сигнал/помеха и ширину спектра сигнала.

Суммируя все сказанное, можно сделать вывод, что на данный момент технология UniQ является наиболее универсальным, современным и одним из наименее затратных способов повышения эффективности разведки новых и доразведки остаточных запасов месторождений. Ко всему методика не имеет региональных или климатических ограничений по использованию, максимально адаптивна под геологические задачи каждого конкретного месторождения и, что

немаловажно, позволяет учитывать индивидуальные геологические особенности месторождения, а также климатические и организационно-технические условия реализации проекта.

3.2 Экономическая оценка предложенных мероприятий

Необходимо определиться с участком на котором будет применена данная технология с целью выявления площади проведения работ.

В 2015 году ООО «Газпром геологоразведка» приступило к геофизическим исследованиям в акватории Баренцева моря, на Лудловском лицензионном участке. Объем сейсморазведочных работ, запланированный к выполнению в течение навигационного сезона, составляет 3200 км². Работы будут выполняться с применением технологии 3D. Расположение Лудловского лицензионного участка показано на рисунке 9.

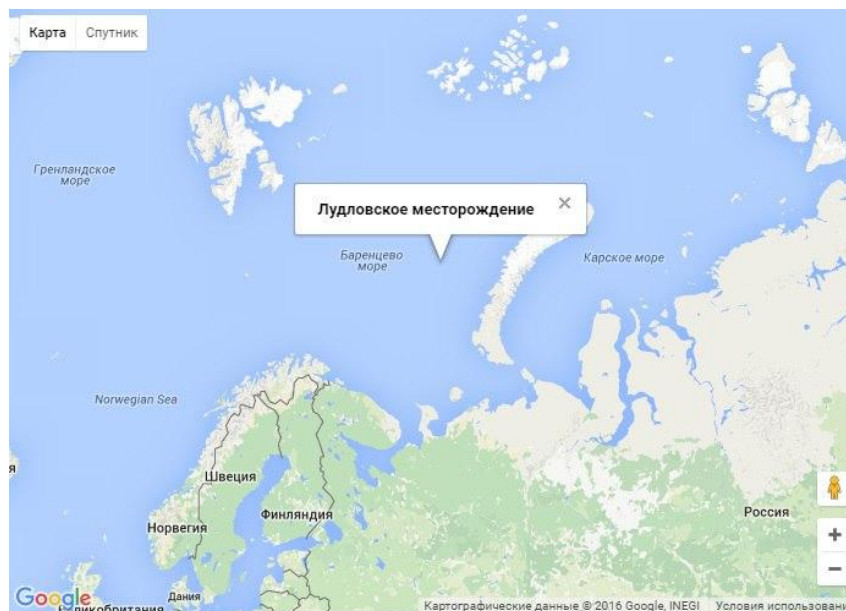


Рисунок 9 - Расположение Лудловского лицензионного участка.

Геофизические исследования, которые проводились в Баренцевом море еще в советский период, способствовали первоначальному выявлению перспективных структур газовых залежей на арктическом шельфе. Современные технологии мониторинга и сейсморазведки, к которым относится методика 3D, применяются ООО «Газпром геологоразведка» на этом участке впервые. Они направлены на более детальное его изучение, позволяющее с высокой точностью оценить запасы газа и экологические риски при разработке проектов предстоящего разведочного бурения.

Предположим, что на данном участке будет использована технология UniQ, которая как никакая другая технология подходит для проведения сейсморазведки исследованных территорий. Можно рассчитать стоимость сейсморазведочных работ, проводимых по технологии UniQ и сравнить со стоимостями других технологий.

Тогда оцениваемая площадь составит 3200 км².

Стоимость сейсморазведки определяется следующей формулой:

$$C_c = C_{\text{км}^2} \times S, (10)$$

где $C_{\text{км}^2}$ – стоимость разведки на 1 км²;

S- оцениваемая площадь разведки.

С учетом стоимости 1 км² сейсморазведки и площади стоимость сейсморазведки по технологии UniQ на Лудловском лицензионном участке составит:

$$C_c = 300 \text{ тыс.руб./км}^2 * 3200 \text{ км}^2 = 960 \text{ млн.руб.}$$

Лудловское месторождение было открыто в 1990 году. Расположено в центральной части Баренцева моря. В пределах площади месторождения глубины моря составляют 200-240 м.

В среднем на месторождениях в море пробуривают 3 разведочных скважины глубиной 1500-3000 м. Цена эксплуатационной скважины глубиной 2000-3000 м будет составлять от 30 до 60 млн. руб. Разведочное бурение будет стоить порядка 40-50% от стоимости бурения.

Затраты на разведочное бурение определяют по формуле:

$$C_{РБ} = K_{СКВ} \times C_{РБ\ СКВ} , \quad (11)$$

где $K_{СКВ}$ – количество скважин;

$C_{РБ\ СКВ}$ – стоимость разведочного бурения одной скважины.

Тогда затраты на разведочное бурение в Баренцевом море составят:

$$C_{рб} = 3 * (60 \text{ млн.руб.} * 0,5) = 90 \text{ млн.руб.}$$

Затраты на проведение геологоразведочных работ определяют по формуле:

$$C_{ГРР} = C_c + C_{рб} ,$$

где C_c – стоимость сейсморазведки;

$C_{рб}$ – затраты на разведочное бурение.

Тогда затраты на проведение геологоразведочных работ на Лудловском месторождении в Баренцевом море составят:

$$C_{ГРР} = 960 \text{ млн.руб.} + 90 \text{ млн.руб.} = 1050 \text{ млн.руб.}$$

На сегодняшний день ООО «Газпром геологоразведка» использует метод 3D-сейсморазведки, который существенно уступает предлагаемой технологии UniQ по качеству получаемых данных. Технология UniQ не имеет региональных или климатических ограничений по использованию и максимально адаптивна под геологические задачи каждого конкретного месторождения.

Для проведения работ по технологии был предложен Лудловский лицензионный участок в Баренцевом море, так как компания планирует приступить к сейсморазведочным работам на данном участке в 2015 году.

Затраты на проведение геологоразведочных работ на Лудловском месторождении в Баренцевом море составляет 1050 млн.руб., из которых 960 млн.руб. – затраты на сейсморазведку по технологии UniQ и 90 млн.руб. – затраты на разведочное бурение на данном участке.

Экономическая эффективность внедрения технологии UniQ составит 2,66-6,36% , что говорит о том, что данная технология в обозримом будущем позволит компании уменьшить объем затрат и риск неплатежеспособности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Цель бакалаврской работы - исследование платежеспособности ООО «Газпром геологоразведка».

Для достижения поставленной цели была проанализирована оценка производственно-хозяйственной деятельности ООО «Газпром геологоразведка», выявлены недостатки использования собственных и заемных средств, разработаны мероприятия по снижению риска неплатежеспособности и дана оценка экономической эффективности предложенного мероприятия.

В ходе выполнения работы были исследованы теоретические основы платежеспособности и рисков предприятия.

Финансовое состояние предприятия оценивается показателями ликвидности и платежеспособности, в наиболее общем виде характеризующими, может ли оно своевременно и в полном объеме произвести расчеты по краткосрочным обязательствам перед контрагентами. Деятельность любого предприятия связана с финансовыми рисками, основным из которых является риск банкротства, то есть вероятность внезапного наступления тяжелого финансового состояния, которое может привести к несостоятельности должника. Для того, чтобы установить степень угрозы, нужно провести диагностику предприятия, то есть дать оценку хозяйственной деятельности. Правильная оценка рисков, оказывающих влияние на финансовое состояние организации поможет подобрать максимально подходящий способ противодействия возникшей проблеме.

Исследование хозяйственно - финансовой деятельности ООО «Газпром геологоразведка» показало, что у данного предприятия существует ряд проблем, ухудшающих его финансовое состояние.

По результатам анализа за 2012-2014 гг. главной проблемой предприятия является высокая доля дебиторской задолженности в оборотных активах 50,55% в 2012 году и 49,45% в 2014 году. Это говорит о том, что большая часть оборотных

активов отвлекается из оборота и не принимает участия в процессе текущей деятельности организации. В связи с этим предприятие вынуждено обращаться за финансовой поддержкой к сторонним организациям, тем самым наращивая долю заемных средств (с 95,6% в 2012 году до 97,4% в 2014 году) на проведение капиталоемких геологоразведочных работ на новых месторождениях и увеличивая риск неплатежеспособности в долгосрочной перспективе.

За анализируемый период на ООО «Газпром геологоразведка» снизилась способность погашать текущие (краткосрочные) обязательства за счёт только оборотных активов, что свидетельствует о снижении платежеспособности. Также наблюдается острая нехватка собственного оборотного капитала, что говорит о том, что все оборотные средства организации и, возможно, часть внеоборотных активов сформированы за счет заемных источников. Следующей отрицательной чертой является рост кредиторской задолженности на 53,8%.

Также ООО «Газпром геологоразведка» не может покрыть все текущие пассивы за счет текущих активов, поэтому предприятие не в состоянии обеспечить резервный запас для компенсации убытков, которые могут возникнуть при размещении и ликвидации всех текущих активов, кроме наличности.

Для того, чтобы повысить платежеспособность необходимо провести ряд мероприятий, одним из которых является повышение оборачиваемости капитала, так как оборачиваемость капитала оказывает непосредственное влияние на платежеспособность предприятия. Между оборачиваемостью и финансовым результатом существует глубокая взаимность: чем выше скорость обращения капитала, тем более высокий финансовый результат (прибыль) получит компания. В свою очередь, это означает рост деловой активности предприятия.

В соответствии со спецификой деятельности ООО «Газпром геологоразведка» данное предприятие выполняет услуги и затем производит оценку запасов в денежном выражении. Добычей и реализацией данное предприятие не занимается. Поэтому в балансе предприятия можно проследить увеличение запасов и заемных средств, но отсутствие собственных средств.

На основании выявленных недостатков были разработаны мероприятия по внедрению инновационной технологии проведения сейсморазведки на месторождениях – системы UniQ – внедрение которой позволит ООО «Газпром геологоразведка» получать более точные данные о запасах углеводородов и тем самым сократить затраты и объем заемных средств на сейсморазведку и бурение испытательных скважин.

Таким образом, цель дипломного проекта достигнута.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гражданский кодекс РФ / Федеральный закон РФ от 29 декабря 1994 г. № 79-ФЗ (с последними изменениями и дополнениями) // Собрание законодательства Российской Федерации. - 1994. - №33. - Ст. 3501.
2. Положения по бухгалтерскому учету «Бухгалтерская отчетность организации» (ПБУ 4/99) // Все положения по бухгалтерскому учету. - 2004. - С. 32-44
3. Аникин, Б.А. Логистика: учебник: 2-е изд., перераб. и доп. - М.: ИНФРА - Москва, 2000. - 280 с.
4. Аносов, В.М. Организация управления эффективностью оборотных средств в современных условиях / В.М. Аносов // Экономика. Финансы. Управление. - 2011. - №25. - С. 67-72.
5. Балабанов, Т.И. Основы финансового менеджмента: Учебное пособие. - 4-е изд., доп. и перераб. - Москва: Финансы и статистика, 2010. - 426 с.
6. Баканов, М.И., Сергеев, Э.А. Анализ эффективности использования оборотных средств // Бухгалтерский учет. - 2009. - №10. - С. 64-65.
7. Бланк, И.А. Финансовый менеджмент: Учебный курс. - 2-е изд., перераб. и доп. - Курск: Эльга, Ника-Центр, 2005. - 115 с.
8. Басовский, Л.Е. Финансовый менеджмент: Учебник - Москва.: ИНФРА -М, 2007. - 205 с.
9. Большаков, А.Р. Производственный менеджмент. – Санкт-Петербург: Питер, 2001. - 340 с.
10. Быкардов, Л.В., Алексеев, П.Д. Финансово-экономическое состояние предприятия: Практическое пособие. - Москва.: Изд-во ПРИОР, 2003. - 67 с.
11. Ваньян, П.Л. Управление запасами как точная наука // журнал «Склад и техника». - 2009. - №5. - С. 10-12.

12. Гаджинский, А.М. Логистика: Учебник для высших и средних специальных учебных заведений. - 4-е изд., перераб. и доп. - Москва.: Издательство - книготорговый центр «Маркетинг», 2001. - 396 с.
13. Гиляровская, Л.Т. Экономический анализ: учебник для вузов. - 3-е изд., доп. / Л.Т. Гиляровская. - Москва: ЮНИТИ - ДАНА, 2007. - 204 с.
14. Грачев, А.В. Финансовая устойчивость предприятия: анализ, оценка и управление: учебно-практическое пособие. / А.В. Грачев. - Москва: «Дело и сервис», 2008. - 118 с.
15. Ионова, А.Ф., Селезнева, Н.Н. Финансовый анализ. - Москва: ИНФРА - М, 2006. - 124 с.
16. Ковалев, В.В. Курс финансового менеджмента: учеб. / В.В. Ковалев - Москва: ТК Велби, изд-во Проспект, 2011. - 448 с.
17. Когденко, В.Г. Экономический анализ: учеб. пособие для студентов/ - Москва: ЮНИТИ-ДАНА, 2008. - 193 с.
18. Ледин, М.И. Управление запасами (экономико-математические методы). - Москва: 2009. - 37 с.
19. Линдерс, М.Р., Фирон, Х.Е. Управление снабжением и запасами. Логистика. - Москва: Виктория-плюс, 2007. - 98 с.
20. Литвин, М.И. Как определять плановую потребность предприятия в оборотных средствах // Финансы. - 2009. - №10. - С.10-13.
21. Логистика: Учеб. пособие / под ред. проф. Аникина, Б.А. - М.: ИНФРА - Москва, 2008. - 69 с.
22. Лотоцкий, В. А., Мандель, А. С. Методы и модели управления запасами. - Москва: «Наука», 2005. - 222 с.
23. Лысенко, Д.В. Бухгалтерский управленческий учет: Учебник. - Москва: ИНФРА - М, 2011. - 478 с.
24. Любушин, Н.П. Экономический анализ: учебник. 3-е изд. Москва: ЮНИТИ - ДАНА, 2010. - 467 с.

25. Паламарчук, А.С. Оборотные средства предприятия // Справочник экономиста. - 2010. - № 27. - С.34.
26. Паронян, А.С., Иванченкова, Т.И. Управление оборотными активами в организациях АПК // Финансовый менеджмент. - 2009. - №5. - С.26.
27. Просветов, Г.И. Экономический анализ: задачи и решения. - Москва: Альфа - Пресс, 2008. - 355 с.
28. Пястолов, С.М. Анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия. - Москва: Академия, 2007. - 85 с.
29. Раицкий, К.А. Экономика предприятия: Учебник для вузов - 3-е изд. - Москва: Издательско-торговая корпорация «Дашков и Ко», 2006. - 101 с.
30. Родионов, А.Р., Управление сбытовыми запасами и оборотными средствами предприятия (практика нормирования): Учеб. пособие - Москва: Дело и сервис, 2008. - 109 с.
31. Савельева, О.С. Смета на строительство // Учет в строительстве. - 2010. - №2. - С52-60.
32. Савицкая, Г.В. Теория анализа хозяйственной деятельности / Савицкая Г.В. - Москва: ИНФРА - М, 2007. - 288 с.
33. Скамай, Л.Г. Экономический анализ деятельности предприятия: учебник / Л.Г. Скамай. - Москва: ИНФРА-М, 2011. - 384 с.
34. Старкова, Н. А. Финансовый менеджмент: Учеб. пособие / РГАТА имени П. А. Соловьева.- Рыбинск, 2007. - 174 с.
35. Стерлигова, А.Н. Управление запасами в цепях поставок. - Москва: ИНФРА - Москва, 2009. - 302 с.
36. Стоянова, Е.С. Управление оборотным капиталом. - Москва: Изд-во «Перспектива», 2008. - 128 с.
37. Управление запасами в системе эффективного обслуживания потребителей. - Москва: Креативная экономика, 2007. - 168 с.
38. Финансы в управлении предприятием / Под ред. Ковалевой - Москва: Финансы и статистика, 2009. - 160 с.

39. Чуев, И.Н., Чечевицына, Л.Н. Анализ финансово-хозяйственной деятельности. Учеб. пособие - Москва: Дашков и Ко., - 2009. - 368 с.
40. Шохин, Е.И. Финансовый менеджмент: Учебник. - Москва: Кнорус, 2010. - 480 с.
41. Брагинский О.Б., Нефтегазовый комплекс мира. – Москва: Изд-во «нефть и газ», 2006. – 526 с.
42. Информационный ресурс «Сайт для торговли». Режим доступа: www.arbitrade.com/education.php?Id=74
43. Информационный ресурс «Бизнес образование». Режим доступа: www.bizeducation.ru/library/log/indust/3/storage.htm
44. Информационный ресурс «Финансовая база». Режим доступа: www.finman.ru
45. Информационный ресурс «Управления запасами предприятия». Режим доступа: www.upravlenie-zapasami.ru
46. Информационный ресурс «Официальный сайт Газпром». Режим доступа: <http://www.gazprom.ru>
47. Информационный ресурс «Газпром геологоразведка». Режим доступа: <http://geologorazvedka.gazprom.ru>
48. Информационный ресурс «Нефть в России». Режим доступа: <http://www.oilru.com>
49. Информационный ресурс «Всемирная энциклопедия». Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org>
50. Информационный ресурс «Федеральная служба государственной статистики. Режим доступа: <http://www.gks.ru>