

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Монография

Издательство
Томского политехнического университета
2015

УДК 622.32:658.5(47+57)

ББК 30.606+33.36

C56

Авторы

О.В. Пожарницкая, И.В. Шарф, М.Р. Цибульникова,

Э.Г. Матюгина, В.Б. Романюк, О.В. Вединская

C56 **Современные тенденции развития нефтегазового комплекса** : монография / О.В. Пожарницкая, И.В. Шарф, М.Р. Цибульникова и др. ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 166 с.

ISBN 978-5-4387-0618-2

В монографии обобщены и систематизированы результаты экспериментальных и теоретических исследований по формированию организационно-экономических основ повышения эффективности функционирования НГК, приведена оценка современного состояния и проблем развития геолого-разведочных работ в нефтегазовом секторе. Рассмотрено влияние инновационно-инвестиционного климата на состояние нефтегазового комплекса.

Монография предназначена для научных работников, работников предприятий и государственных органов управления, студентов вузов экономического профиля, а также для слушателей факультета повышения квалификации и переподготовки кадров.

УДК 622.32:658.5(47+57)

ББК 30.606+33.36

Рецензенты

Доктор экономических наук, профессор НИ ТГУ

Т.Л. Ищук

Кандидат экономических наук, доцент НИ ТГУ

Н.П. Макашева

ISBN 978-5-4387-0618-2

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2015

© Авторы, 2015

© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	5
Глава 1. Организационно-экономические основы повышения эффективности функционирования нефтегазового сектора.....	8
1.1. Значение и основные методы повышения эффективности НГС в условиях рыночных отношений.....	8
1.2. Методические основы количественной оценки углеводородных ресурсов.....	14
Глава 2. Современное состояние и проблемы развития геолого-разведочных работ в нефтегазовом секторе.....	22
2.1. Состояние геологической изученности российских недр и государственная политика воспроизводства минерально-сырьевой базы.....	22
2.2. Геолого-разведочные программы нефтегазовых компаний в Восточной Сибири на примере ОАО «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Иркутская Нефтяная Компания» и ООО «Газпромнефть-Ангара».....	27
2.3. Риски производственной деятельности, обуславливающие рост затрат при проведении ГРП.....	45
2.4. Проблемы финансирования геолого-разведочных программ.....	50
2.5. Предложения и рекомендации по развитию геологоразведки в России в целом и в Восточной Сибири в частности.....	54
2.6. Правовое регулирование нефтегазового сервиса.....	61
ГЛАВА 3. Оценка эффективности комплексного проекта разработки нефтегазового месторождения N.....	67
3.1. Техничко-экономический анализ вариантов разработки месторождения N.....	67
3.2. Оценка капитальных вложений на разработку месторождения.....	73
3.3. Оценка эксплуатационных затрат на разработку месторождения.....	84
3.4. Анализ экономической эффективности вариантов разработки месторождения N.....	87
3.5. Анализ чувствительности рекомендуемого варианта.....	98
Глава 4. Повышение эффективности реализации проектов разработки нефтегазовых месторождений.....	101
4.1. Перспективные направления оптимизации проекта.....	101
4.2. Анализ и управление проектными рисками при разработке месторождения.....	102

Глава 5. Оценка занятости трудовых ресурсов в нефтегазовой отрасли.....	107
5.1. Структура и практика занятости в российской нефтегазовой отрасли	107
5.2. Структура занятости по отраслям в топливно-энергетическом комплексе	110
5.3. Расчет удельных экономических показателей, характеризующих сравнительную экономическую эффективность работы российских компаний	115
5.4. Динамика и прогноз занятости на примере моногорода	118
Глава 6. Влияние инновационно-инвестиционного климата на состояние трудовых ресурсов в НГК	131
6.1. Инновационная и инвестиционная политика развития НГК.....	131
6.2. Прогноз потенциальной занятости на проектах нефтегазового комплекса РФ.....	138
6.3. Развитие нефтегазового комплекса как фактор формирования рабочих мест	141
Заключение	147
Список литературы	152
Приложение А	155
Приложение Б.....	157
Приложение В.....	161

ВВЕДЕНИЕ

Сложно переоценить значение нефтегазового комплекса в обеспечении динамики социально-экономического развития общества, связанного с ориентацией предприятий национальной экономики на использование традиционных энергоносителей, и, как следствие, каркасообразующим статусом комплекса в экономической системе. Последний связан, в том числе, с формированием кластерных связей, высокой энергоемкостью и энергозависимостью экономики, влиянием стоимости энергоресурсов на издержки производства благ, а следовательно, на конкурентоспособность национального хозяйства и на благосостояние населения.

Значимость НГК в нашей стране подтверждается его вкладом в ВВП (более 1/5 части), доходную часть бюджета страны (более половины), валютные поступления (порядка 40 %) и т. д. при одновременном влиянии на обеспечение мировой энергетической безопасности. Роль и место НГК, не присущие более ни одному производству, придают особую актуальность вопросам поддержания эффективности и регулирования его функционирования на основе мониторинга таких направлений, как совершенствование организационных форм, разработка действенного механизма оценки деятельности предприятий, совершенствование налогового и тарифного регулирования, стимулирование разработки и внедрения инновационных решений и многие другие.

Принятие решений в данной сфере осложняется функциональной неоднородностью компаний (специализирующихся на добыче, переработке, транспортировке и реализации продукции), связанных тесными хозяйственными взаимодействиями, а также необходимостью постоянного совершенствования нормативно-законодательной базы и т. д. Это позволяет сделать вывод о динамике развития НГК, его конкурентоспособности под влиянием целого ряда факторов, имеющих внешнее и внутреннее происхождение. Тем более представляется целесообразным оценить их воздействие на различных этапах. В представленной монографии проведено исследование геолого-разведочных программ нефтегазовых компаний Восточной Сибири (ОАО «Роснефть», ООО «Иркутская Нефтяная Компания», ООО «Газпромнефть-Ангара» и др.), что позволило обозначить основные проблемы в сфере управления фондом недр и предложить рекомендации по развитию геологоразведки в целом по России, и в том числе в Восточной Сибири.

Анализ эффективности разработки месторождения – это многоплановый процесс, результат которого представлен (пусть и не явно!) в виде компиляции множества оценок и учета/согласования интересов субъектов-участников. Так, экономическая оценка разработки месторождения

отражает эффективность проекта с точки зрения интересов не только недропользователя, но и собственника нефтегазоносных недр – государства; предполагает выбор методики оценки капитальных вложений и эксплуатационных затрат на разработку месторождения, отражающий специфику данного производства, в том числе посредством учета затрат на обслуживание, капитальный ремонт и содержание скважин, расходов по поддержанию пластового давления, на сбор и транспортировку, технологическую подготовку нефти и т. д.

Длительное время разработки месторождений вынуждает при обосновании эффективности опираться на долгосрочные прогнозы, учитывать вероятность наступления тех или иных событий; требует оценки возможности непрерывного инвестирования работ (включая в случае необходимости и заключительную стадию эксплуатации месторождения). Это обуславливает использование сценарного подхода, что существенно повышает трудоемкость мониторинговых и оценочных работ. В связи с пролонгированием проектов во времени, несоответствием периодов вложения средств и получения результатов для анализа применяются показатели, позволяющие сопоставить разновременные стоимостные характеристики, учесть влияние инфляции и т. д. Широкая дифференциация компаний НГК по условиям функционирования, масштабам производства указывает на возможность и необходимость расчета удельных показателей, характеризующих сравнительную экономическую результативность работы первых.

Вне зависимости от используемых подходов к оценке эффективности учет вероятности возникновения рисков ситуаций является обязательным, поскольку обоснованность и своевременность принятия мер по нивелированию негативных последствий предопределяет состояние национальной экономики в целом. В связи с этим целесообразно классифицировать риск по совокупности признаков (времени, причинам возникновения; способу учета собственно риска и его последствий, сфере возникновения и ряде других). Немаловажным источником риска выступает взаимодействие интересов субъектов, наделенных разными полномочиями и функционирующих в различных сферах. Например, одной из проблем является отсутствие нормативно-правового регулирования отношений нефтегазодобывающих и компаний-сервисеров, требующее разработки государственной политики в данной сфере. Риски порождают и инновационные процессы в отрасли – интенсивное внедрение новых технологий (современные геоинформационные технологии, космическое зондирование и мониторинг; трехмерное моделирование залежей и гидродинамических процессов при разработке месторождений с учетом временного фактора и объемной визуализации;

технологии сооружения скважин с протяженными горизонтальными участками; проектирование ледостойких платформ с целью бурения на арктическом шельфе и др.). Одним из способов минимизации данного риска является непрерывное совершенствование кадровой политики в части поддержания/повышения качества персонала, что формирует высокую инвестиционную стоимость рабочих мест.

Итак, в рамках представленной монографии авторами проведено исследование тенденций развития НГК в следующих аспектах:

- формирования организационно-экономических основ повышения эффективности функционирования НГК;
- оценки современного состояния и проблем развития геолого-разведочных работ в нефтегазовом секторе;
- обеспечения/повышения эффективности комплексного проекта разработки нефтегазового месторождения;
- занятости трудовых ресурсов в нефтегазовой отрасли;
- влияния инновационно-инвестиционного климата на состояние НГК.

Представленный в монографии взгляд на современные тенденции развития НГК, как надеются авторы, будет полезен широкому кругу читателей: специалистам, студентам, магистрам, аспирантам, а также всем интересующимся проблемами функционирования НГК.

ГЛАВА 1. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

1.1. Значение и основные методы повышения эффективности НГС в условиях рыночных отношений

Определяющие факторы экономического развития ТПК имеют многоплановый и разнотипный характер, имеется неоднозначность, неопределенность и нечеткость части данных, и это значительно усложняет построение их адекватных моделей в сложных объектах и процессах ТПК и часто делает невозможным применение классических количественных моделей прогнозирования.

Нами выделены следующие основные факторы социально-экономического развития и виды показателей оценки эффективности для нефтегазохимических ТПК (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Система показателей для оценки функционирования НГК России

Группа натуральных показателей		Группа стоимостных показателей	
Абсолютные показатели	Относительные показатели	Абсолютные показатели	Относительные показатели
1) объем балансовых запасов (млрд тонн)	1) соотношение объемов добываемой и перерабатываемой нефти (млрд тонн/млрд тонн);	1) рыночная капитализация (млрд \$)	1) рентабельность по операционной прибыли (%)
2) обеспеченность запасами (количество лет)	2) доля экспорта нефти в общем объеме добываемой нефти (%)	2) стоимость активов (млрд \$)	2) рентабельность по чистой прибыли (%)
3) объем добычи нефти (млрд тонн)		3) объем продаж (млрд \$)	3) соотношение капитализация / запасы (долл/тонна)
4) объем перерабатываемой нефти (млрд тонн)		4) чистая прибыль (млрд \$)	4) соотношение капитализация / добыча нефти (долл/тонна)
		5) налоги и платежи в бюджеты всех уровней (млрд рублей)	5) соотношение капитализация / переработка нефти (долл/тонна)
		6) годовой экономический эффект от функционирования нефтяного комплекса (млрд рублей)	6) соотношение капитализация / объем продаж (долл/тонна)

Группа натуральных показателей		Группа стоимостных показателей	
Абсолютные показатели	Относительные показатели	Абсолютные показатели	Относительные показатели
		7) величина ущерба от потери нефти в недрах (млрд рублей)	7) соотношение стоимость активов / капитализация (долл/тонна);
		8) величина ущерба от применения устаревших технологий в нефтепереработке	8) соотношение прибыль / объем продаж (%)

Предлагаемая методика реализует системный подход к определению стоимости, когда НГК рассматривается как социально-экономическая территориально распределенная система, а ее стоимость определяется на основе системно-кумулятивного представления о его функционировании, в соответствии с которым стоимость НГК оказывается выше суммарной стоимости его четырех компонентов на размер так называемого системного (мультипликативного) эффекта.

Реализация данной методологии состоит в анализе НГК как объекта для инвестиций и определении комплекса стоимостных показателей, адекватно отражающих его общую стоимость.

Кроме того, в рамках данного диссертационного исследования может быть предложен *механизм определения степени рентабельности ресурсов*, на основании которого также возможно давать оценку эффективности функционирования комплекса. Разработанный автором механизм анализа степени рентабельности ресурсной базы национального НГК дает возможность оценить социально-экономический потенциал как отдельных регионов, так и страны в целом. Мы получаем возможность в рамках регионов провести дифференциацию ресурсов по локальным объектам (рис. 1.1).

Методическим подходом к оценке эффективности НГК может быть и подход к нему как к крупной промышленной структуре – территориально-производственному комплексу (ТПК). Нефтегазохимические ТК образуются на базе крупных корпоративных промышленных структур, а также широкой сети предприятий малого и среднего бизнеса, совокупность которых обеспечивает существенный вклад в ВВП России и увеличение производства продукции с высокой добавленной стоимостью.

Основными объектами социально-экономического прогнозирования являются демография, экономика, социальная сфера, экология и научно-технический прогресс (НТП). Они определяют так называемые параметры порядка, то есть медленные переменные, под поведение которых будут подстраиваться остальные. Ключевыми параметрами по-

рядка для оценки деятельности территориально-производственных экономических систем являются доступные ресурсы и уровень технологий. Основными показателями, определяющими развитие ТПК, являются: валовой продукт (Y) – объемы производства основных видов продукции, товаров и услуг; уровень технологий (T); доступные ресурсы (R), в т. ч. численность трудовых ресурсов (L); инвестиции (I) в основной капитал (K), в производственную и социальные сферы; экспорт (EX) и импорт (IM) товаров и услуг, сальдо торгового баланса (NX); производительность труда (T); индекс человеческого развития (HDI).



Рис. 1.1. Механизм анализа степени рентабельности ресурсной базы национального НГК

Многие исследователи полагают, что в области мировой экономики значимость количественных показателей экономического развития (например, ВВП) будет уменьшаться и на первое место начнет выходить такой показатель, как качество развития. Однако сами критерии качества развития (критерии эффективности), как правило, определяются через те же количественные показатели.

Не существует также единственно верного способа сопоставления относительной экономической мощи стран с развивающимися рынками, таких как Китай и Индия, с развитыми странами, входящими в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР). В этом случае наиболее подходящим показателем является ВВП, исчисленный по паритету покупательной способности, который является хорошим индикатором средних показателей качества жизни.

Определяющие факторы экономического развития ТПК имеют многоплановый и разнотипный характер, имеется неоднозначность, неопределенность и нечеткость части данных, и это значительно усложняет построение их адекватных моделей в сложных объектах и процессах ТПК и часто делает невозможным применение классических количественных моделей прогнозирования.

Нами выделены следующие основные факторы социально-экономического развития и виды показателей оценки эффективности для нефтегазохимических ТПК (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Факторы и показатели социально-экономического развития НГХ ТПК

Факторы	Виды показателей (X_{ij})
Экономические (Y_1)	<ul style="list-style-type: none"> • рентабельность продукции; • добавленная стоимость; • сальдо торгового баланса (экспорт–импорт); • производительность труда
Технологические (Y_2)	<ul style="list-style-type: none"> • доля наукоемкой продукции в валовом продукте; • доля расходов на НИОКР в валовом продукте; • индикаторы обновления технологий (индексы Нельсона, Соломона); • инвестиции в технологии ресурсо-энергосбережения; • доля наукоемкой продукции в ВП; • производительность труда
Ресурсные (Y_3)	<ul style="list-style-type: none"> • степень износа основных фондов; • фондоотдача; • капиталотдача; • индекс качества трудовых ресурсов
Инвестиционные (Y_4)	<ul style="list-style-type: none"> • инвестиции в основной капитал; • инвестиции в производственную сферу; • инвестиции в социальную сферу
Инновационные (Y_5)	<ul style="list-style-type: none"> • доля инновационной продукции в общем объеме отгруженной; • продукции отрасли; • доля затрат на технологические инновации в общем объеме валовой продукции

Определяющие факторы социально-экономического развития нефтегазохимических ТПК имеют многоплановый и разнотипный характер, отображаются неоднозначной, неопределенной и нечеткой информацией, что делает невозможным применение классических статистических экономико-математических моделей и методов прогнозирования показателей этих факторов.

Для задач долгосрочного и сверхсрочного прогноза из-за значительного влияния внешней окружающей среды – рыночного, социально-экономического, политического – неопределенность факторов возрастает значительно. Поэтому акцент в настоящей работе сделан на решении научной задачи по разработке методов и инструментов прогнозирования отдельных показателей развития нефтегазохимических ТПК в условиях неопределенности с целью последующей интеграции разработанных инструментов в общую систему прогнозирования развития ТПК.

Предлагаемая автором система взаимосвязанных задач прогнозирования нефтехимического ТПК описывает три взаимодополняющих подхода прогнозирования экономического развития, являющихся основой для решения задач социально-экономического планирования:

- 1) определение следствий изменения потребительских предпочтений, влияющих на устойчивый спрос продукции ТПК в промышленности;
- 2) оценка воздействия роста (динамических изменений) нефтехимического ТПК на экономику региона (территории) за счет использования новых технологических процессов, вливания капитала, роста производительности и т. д.;
- 3) прогнозирование потребности в ресурсах для нефтехимического ТПК при реализации инвестиционных программ с целью максимизации прибыли.

На рис. 1.2–1.4 представлена типовая логико-информационная модель трехэтапной процедуры прогнозирования развития нефтегазохимических ТПК.

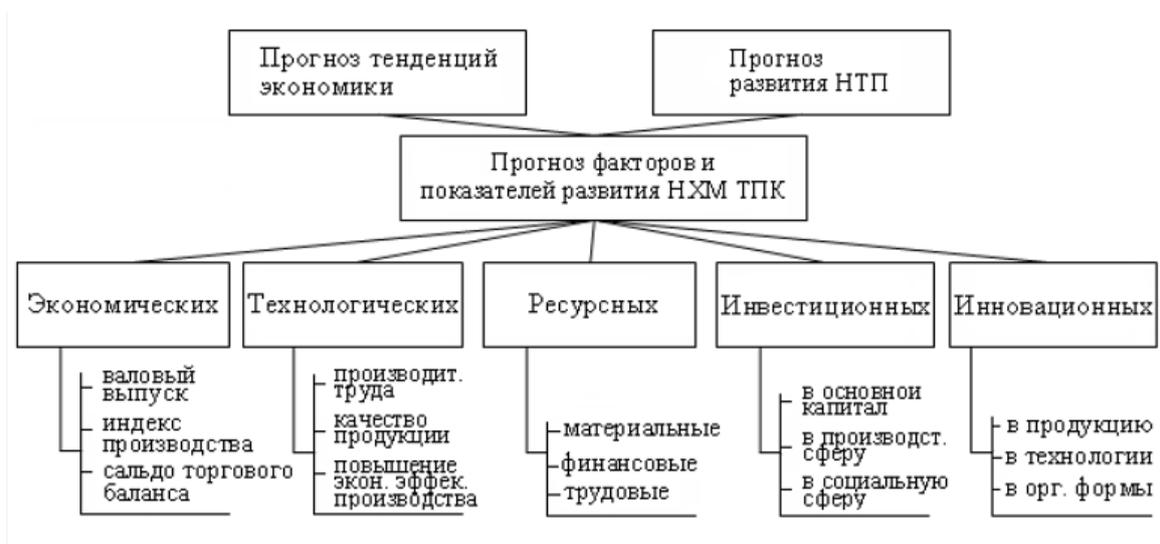


Рис. 1.2. Этап 1. Определение основных факторов и показателей развития



Рис. 1.3. Этап 2. Мониторинг и подготовка исходной информации – факторов развития

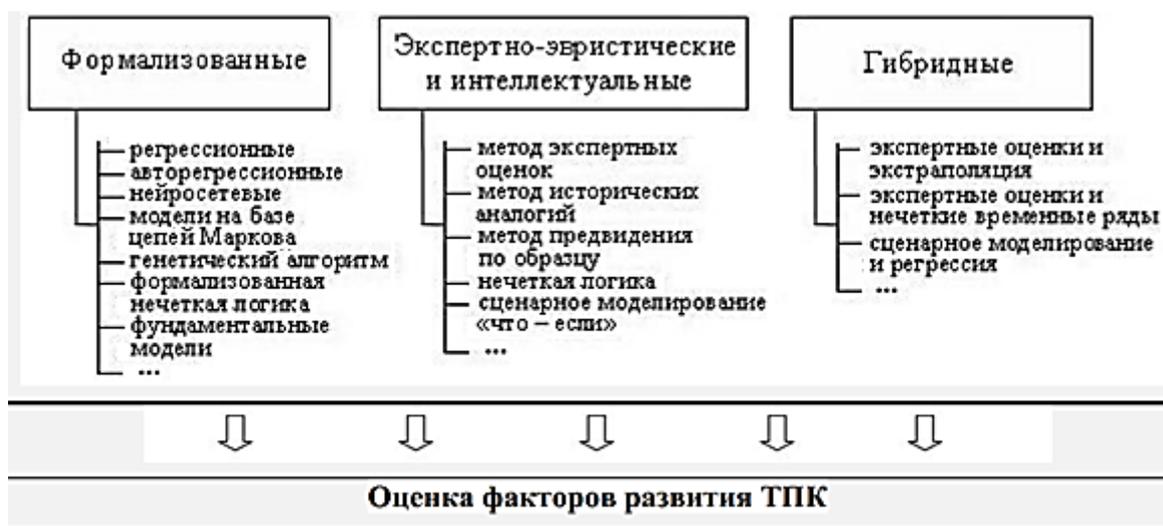


Рис. 1.4. Этап 3. Выбор метода и модели прогнозирования

Приведенная логико-информационная модель процедуры прогнозирования развития нефтегазохимических территориально-производственных комплексов предполагает три этапа.

Первый этап процедуры прогнозирования составляет определение основных факторов и показателей развития. Основные инструменты данного этапа – различные статистические методы, в том числе корреляционно-регрессионный и факторный анализ, методы классификации и др.

Второй этап процедуры прогнозирования состоит в проведении мониторинга и подготовки исходной информации факторов развития. Здесь задача решается путем организации системы мониторинга и последующей обработки данных. Определенная специфика этапа состоит в необходимости обработки неопределенной информации, для решения которой используются инструменты теории нечетких множеств и нечеткого логического вывода.

Третий этап – выбор модели и метода прогнозирования. Рассматриваются три класса моделей прогнозирования с различными методами. Здесь могут быть использованы нечетко-логическая и нечетко-временная модели прогнозирования в условиях неопределенности на основе нечеткой логики, для решения которой используется метод прогнозирования на основе нечетких временных рядов с использованием инструментов нечетко-временной базы знаний и нечеткого логического вывода, а также регрессионная модель оперативного прогноза валового выпуска продукции от объема кредитов, выданных реальному сектору экономики.

В целом приведенные методические подходы к оценке эффективности развития нефтегазового комплекса демонстрируют, что прогнозирование развития нефтегазохимического ТПК в условиях неопределенности – это непрерывный процесс сбора и оценки больших объемов разнотипных неопределенных данных, а также построение на его основе структуры для принятия решений с использованием различных подходов и методов.

1.2. Методические основы количественной оценки углеводородных ресурсов

Прогнозирование перспектив нефтегазоносности – одна из важнейших и ответственных стадий геологических исследований, базирующаяся в основном на использовании всей суммы геологической информации с целью определения количества начальных суммарных и прогнозных ресурсов углеводородов (УВ), их пространственного размещения и условий залегания скоплений¹.

Оценка по состоянию на 01.01.2009 г. была выполнена в 2009–2012 гг. под научно-методическим руководством ФГУП «ВНИГНИ» и принята в 2012 году. Центральной экспертной комиссией Федерального агентства по недропользованию по апробации материалов количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации (ЦЭКР УВС).

Актуальность проведения количественной оценки ресурсов углеводородов связана с тем, что истощение и выработка запасов месторождений нефти многих регионов России и в то же время нарастающий интерес нефтегазодобывающих компаний к приобретению новых лицензионных участков ставят в ряд приоритетных задач поиск нефтегазоперспективных объектов для воспроизводства минерально-сырьевой базы УВ сырья России. Основой для выделения таких объектов является ресурсная база УВ.

¹ Брехунцов А.М. Методология оценки нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна : дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. Тюмень, 2007. 227 с.

Наряду с этим увеличение объемов ГРП, в том числе за последние годы, обеспечил существенный рост геолого-геофизической изученности нефтегазоперспективных территорий РФ.

Для оценки и корректировки ресурсного потенциала нефти и газа был систематизирован и проанализирован обширный фактический геолого-геофизический материал по региональным и площадным сейсмическим работам, 930 тыс. по. гкм МОВ ОГТ-2D, результатам бурения 8845 тыс. м. и ГИС, полевым и лабораторным исследованиям вещественного состава пород, результатам испытания скважин, моделям залежей и месторождений нефти и газа.

Количественная оценка ресурсов УВ проводится систематически с 1958 г. раз в 5 лет. Динамика представлена на рис. 1.5 и 1.6².

Показатель интенсивности перевода перспективных и прогнозных ресурсов УВ в запасы промышленных категорий по России в целом (суша). Разведанность НСР нефти по состоянию на 01.01.2013 г. составила 51 % и по газу 41 % (динамика отражена на рис. 1.7).

За 50-летний период темп перевода НСР нефти в промышленные категории (А+В+С1+С2) составил порядка 1 % и газа 0,8 % в год.

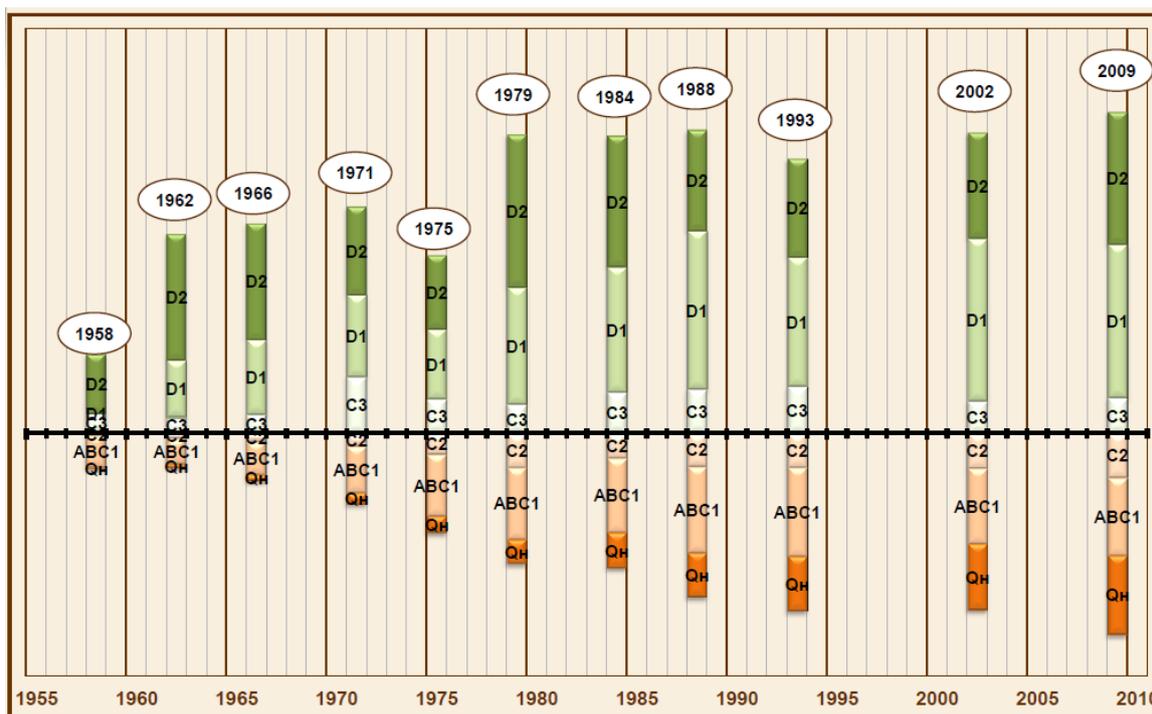


Рис. 1.5. Динамика состояния ресурсной базы жидких углеводородов Российской Федерации (суша и акватории морей)

² Здесь и далее фактические данные приведены по материалам исследований ФГУП «ВНИГНИ».

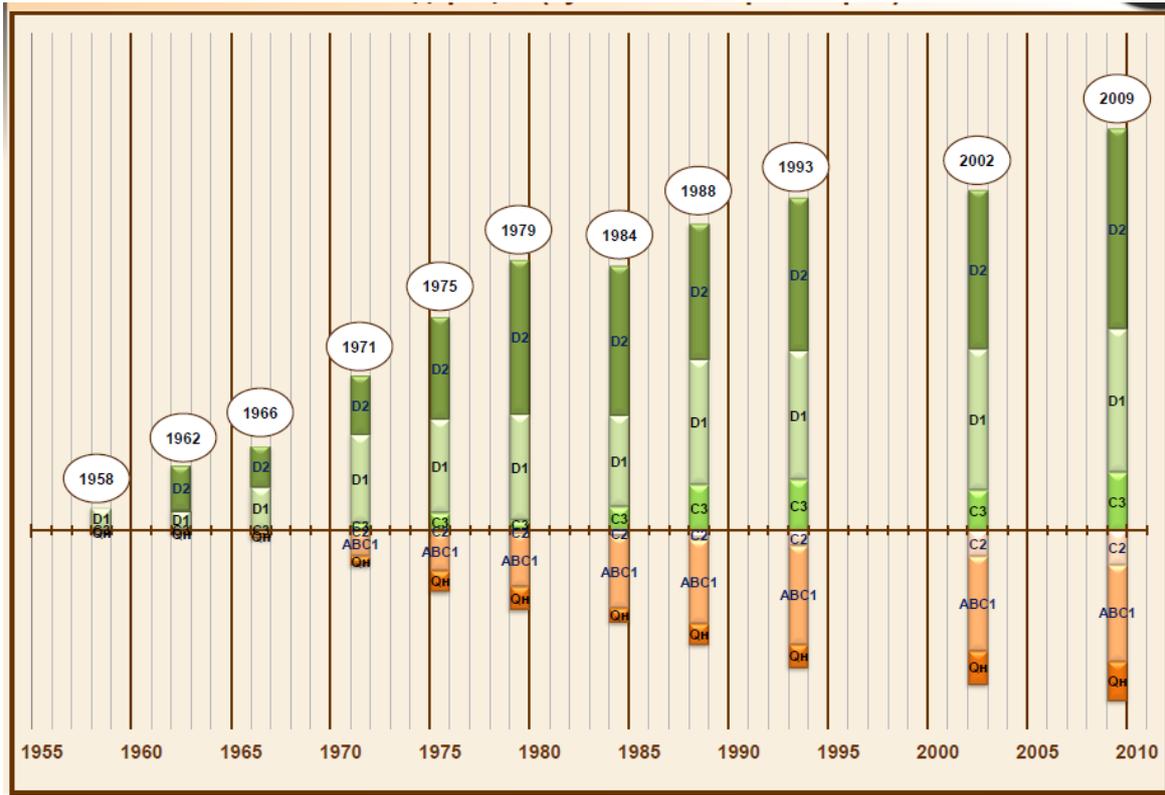


Рис. 1.6. Динамика состояния ресурсной базы газа Российской Федерации (суша и акватории морей)

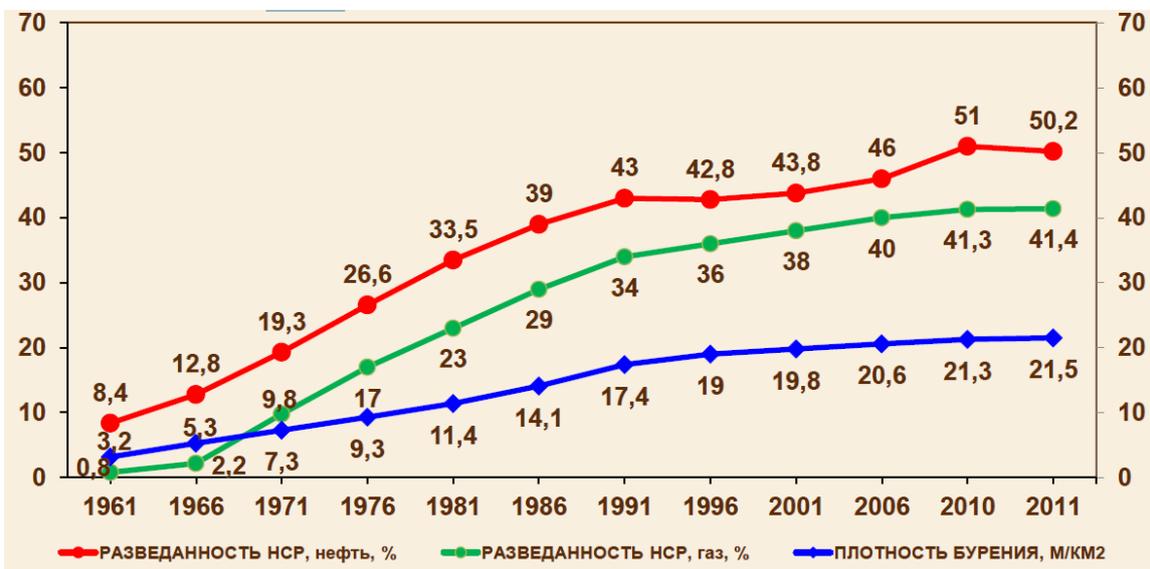


Рис. 1.7. Динамика разведанности начальных суммарных ресурсов нефти и газа и разбуренности территории России (м/км²)

В результате количественной оценки прогнозных ресурсов УВ в 2009 г. сделано следующее:

1. Уточнено нефтегазогеологическое районирование, и составлена карта нефтегазоносности России (НСР УВ (геологические) масштаба 1:5 000 000.
2. Составлена карта перспектив нефтегазоносности (С3+D (извлекаемые) нефть и газ), в том числе по каждой нефтегазоносной провинции с выделением нефтегазоносных районов.
3. Уточнены закономерности распространения нефтегазоносных комплексов и формирование в их пределах месторождений и залежей нефти и газа.
4. Составлен альбом и каталог эталонных участков (включая новые), выделены расчетные участки, что позволило провести новую количественную оценку потенциальных ресурсов УВ отдельных нефтегазоносных комплексов в пределах нефтегазоносных провинций, областей и районов на обновленной информационной базе; сформирован банк эталонных участков в формате ArcGis.
5. Обоснованы принципиальные направления дальнейших ГРР на нефть и газ в различных регионах России.

Итоговые результаты отражены на рис. 1.8 и 1.9.

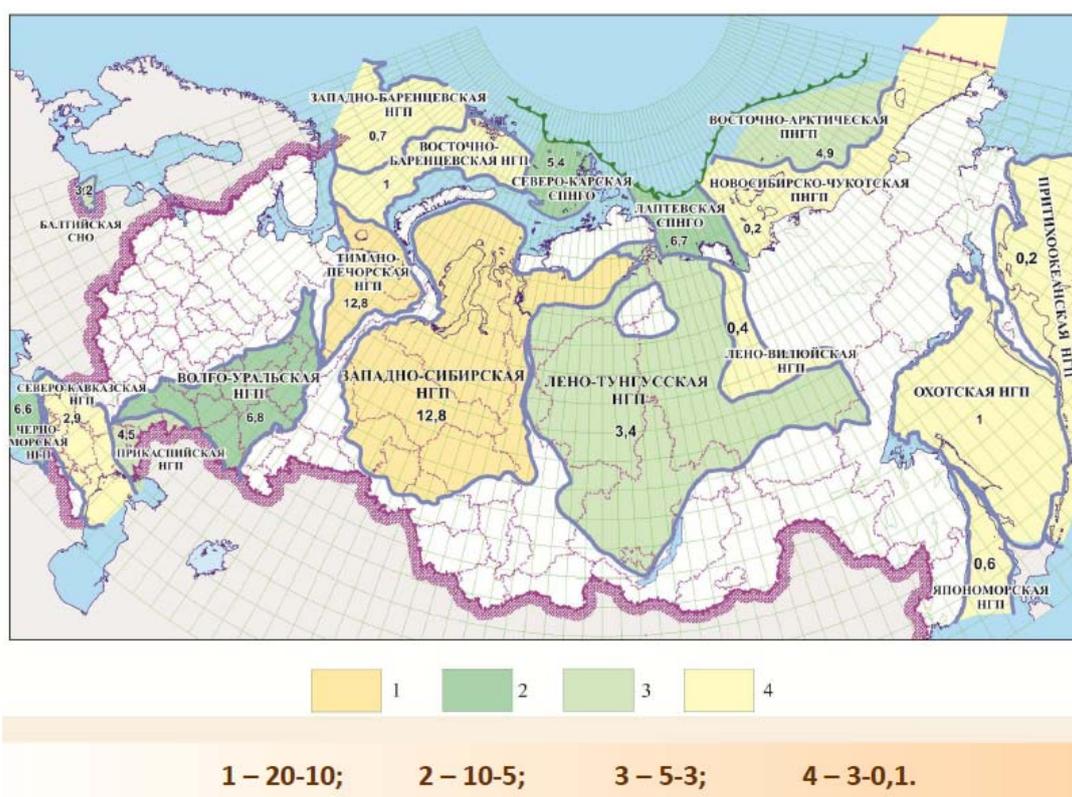


Рис. 1.8. Карта плотности ресурсов нефти категории С3+D в нефтегазоносных провинциях России



Рис. 1.9. Карта плотности ресурсов газа категории C3+D в нефтегазоносных провинциях России

В настоящее время исследователи выделяют следующие методические проблемы количественной оценки ресурсов углеводородов:

1. Корректная оценка ресурсного потенциала УВ в значительной степени зависит от методики расчета, которая в свою очередь, определяется степенью геолого-геофизической изученности территории, так как основополагающим по-прежнему является метод геологических аналогий. Необходимо создание терминологического (понятийного) аппарата и исходных положений при прогнозе нефтегазоносности.

2. Требуется ввод коэффициентов подтверждаемости («рисков») в различных категориях структуры НСР. Особое значение приобретает анализ списаний промышленных (категории A+B+C1) и предварительно оцененных (категории C2) запасов УВ. Неучет списаний приводит к завышению плотностей НСР на эталонах и, соответственно, на расчетных участках. При оценке ресурсов новых эталонных участков необходимо учитывать наметившуюся в последние годы негативную тенденцию необоснованного завышения запасов категории C2 относительно запасов категорий A+B+C1 (в 100–170 раз).

3. Особое внимание следует уделить категории перспективных ресурсов C3, обязательным является учет коэффициентов подтверждаемости, достоверности и успешности. Неподтвержденную ловушку, закартированную по отдельному комплексу, следует переводить в локализованные D1.

4. Необходима объективная оценка изменения структуры приоров запасов как за счет ГРР, так и за счет переоценки и изменения КИН при их пересчете.

5. В последнее десятилетие существенную роль в структуре НСР УВ приобретает D1лок, выявляющиеся геофизическими методами. Необходимо знать, какова доля перевода D1лок в СЗ и затем в месторождение, чтобы корректно обосновывать перевод прогнозных ресурсов в перспективные, а затем в промышленные категории.

6. Обоснованность выделения нефтегазоносных комплексов и районов и применение различных методов количественного прогноза нефтегазоносности в зависимости от геолого-геофизической изученности.

7. Обновление методов подсчета ресурсов УВ в нетрадиционных объектах (доманикитах, баженидах и др.) и их место в воспроизводстве сырьевой базы углеводородного сырья России.

8. Принципы разделения УВ по фазовому состоянию (нефть, газ, конденсат, растворенный газ).

9. Разработка методических и регламентных документов: подробный перечень обязательных текстовых, табличных и графических материалов, выполненных в единых форматах и единой легенде соответственно для отчетной документации и электронной базы данных по количественной оценке ресурсной базы углеводородного сырья России на основе ГИС-технологий.

Применение бассейнового моделирования при количественной оценке ресурсов углеводородов предполагает следующее:

- Процесс моделирования состоит в формулировке гипотез и создании сценариев и их последовательном осуществлении путем изменения входных параметров. Таким способом можно тестировать систему на чувствительность к вариации того или иного параметра или явления.

- Разрабатываемые требования должны отражать качество исходной, загружаемой информации, например, такой как литологические и геохимические библиотеки. Методически основные ограничения должны касаться подбора исходных параметров для слабо изученных регионов при дефиците или отсутствии фактических скважинных данных. Необходимо определить критерии подбора внешних аналогов, таких как сходство геологического строения и этапов развития, удаленность эталонов от расчетных участков и т. д., а также ограничения по площади и объемам интерполяции единичных параметров, возможность использования уже имеющихся библиотек данных по зарубежным нефтегазоносным провинциям.

- Создание геологической модели на основе бассейнового моделирования прежде всего обеспечивает сбор и систематизацию различных групп данных для конкретной территории – геолого-геофизических, геохимических, литологических и др. и, как следствие, их дифференциацию

по степени изученности различных составляющих геологического строения и нефтегазоносности.

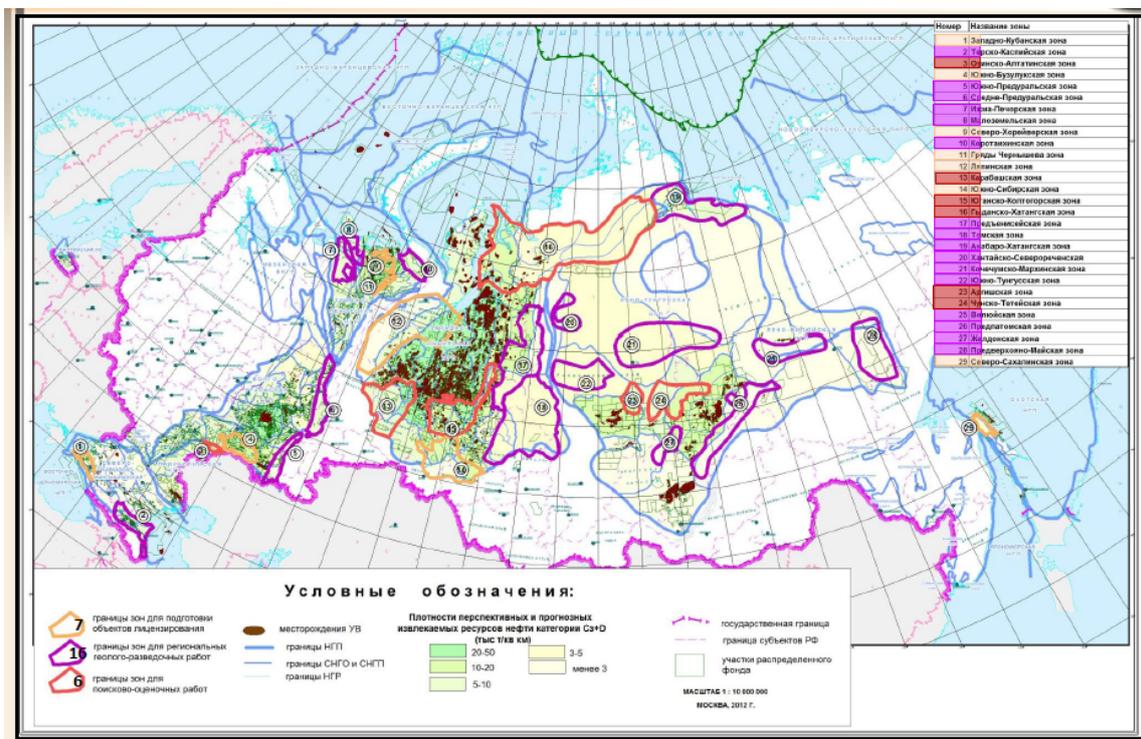


Рис. 1.10. Обзорная карта размещения 29 нефтеперспективных зон³ и распределения плотностей ресурсов нефти кат. С3+D не распределенном фонде недр (незалицензированная часть) территории РФ

Предлагаемые направления геолого-разведочных работ по результатам количественной оценки:

1. Неизученные части нефтегазоносных провинций:
 - восточная, западная и центральная части ХМАО;
 - восточная, западная части ЯНАО и Гыданский полуостров;
 - поднадвиги Урала, Тимано-Печорская НПП, Припайхойско-Приюжноновоземельский мегапрогиб;
 - Кажимский и Котельнический прогибы, восточные районы Предуральского прогиба Волго-Урала;
 - Курейская впадина в Восточной Сибири.
2. Зоны распространения тяжелых вязких нефтей в пермских отложениях Волго-Урала, в викуловской свите Западной Сибири.

³ 29 зон выделены на незалицензированной территории РФ как наиболее предпочтительные для продолжения ГРП по углеводородному потенциалу, преобладанию ресурсов нефти и целесообразности проведения работ за счет федерального бюджета.

3. Нетрадиционные и малоизученные нефтегазоносные комплексы (нижний палеозой, венд, рифей Волго-Урала, девон Прикаспия, нижний ордовик Тимано-Печорской НГП, палеозой и триас Западной Сибири, подсоловая юра Северного Кавказа, залегающие на больших глубинах).

Указанные направления иллюстративно отображены на рис. 1.10.

Таким образом, количественная оценка ресурсного потенциала является основой планирования геолого-разведочных работ а также отражением состояния сырьевой базы углеводородов, что обуславливает необходимость ее проведения с периодичностью раз в 5 лет с целью обобщения и учета новых геологических результатов, а также анализа динамики ее изменений. Кроме того, подчеркнем, что методика количественной оценки УВ сырья требует совершенствования, в связи с чем в настоящее время по итогам последней количественной оценки ресурсов УВ ведется работа по госконтракту «Создание современной методической основы количественной оценки ресурсов углеводородного сырья России (нефть, газ, конденсат, растворенной газ)». Итогом работ станет новое откорректированное методическое руководство по количественной оценке ресурсов УВ.

ГЛАВА 2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

2.1. Состояние геологической изученности российских недр и государственная политика воспроизводства минерально-сырьевой базы

Одним из показателей, которые отражают степень геологической изученности нефтегазоносных провинций (далее НГП) России, является плотность бурения (табл. 2.1)⁴.

Таблица 2.1

Плотность бурения по нефтегазоносным провинциям России по состоянию на 2012 год

Наименование нефтегазоносной провинции	Плотность бурения на 1 км ² , погонных метров
Волго-Уральская	72
Северо-Кавказская	117
Тимано-Печерская	30
Западно-Сибирская	28
Нефтегазоносные провинции Восточной Сибири*	2,5
<i>Примечание – * площадь перспективных земель в Восточной-Сибири – 3 млн км²</i>	

Из этих показателей складывается основная задача геологоразведки – это поиск и открытие новых месторождений в малоизученных землях Восточной Сибири и шельфовых акваториях Северных и Восточных морей.

Плотность сейсморазведочных работ 1 км/км² для разведанных нефтегазоносных провинций, то в Восточной Сибири плотность сейсморазведочных работ составляет 0,1 км/ км/км². До 2013 года из геологических запасов передано в добычу в Волго-Уральской НГП 80 %, Западно-Сибирской НГП – 75 %, в Восточной Сибири менее – 50 %.

Площадь нефтеперспективных неопроискованных зон на незалицензированной территории Российской Федерации составляет около 3 млн км²⁵.

Разведанность углеводородных ресурсов по основным провинциям составляет в целом по России около 50 %, из них Волго-Уральская – 75 %, в Западной Сибири – 50 %, в Восточной Сибири – 15 % эти цифры говорят об обладании информацией о половине запасов, которые спрятаны в недрах России, поэтому фронт для геолого-разведочных работ очень широкий, но

⁴ Варламов А.И. Геологоразведка месторождений нефти и газа: перспективы и прогнозы // Открытая лекция президента Ассоциации геологических организаций России. 2012.

⁵ Там же.

в федеральном бюджете недостаточно средств для их проведения. Существовавшая организация ведения геолого-разведочных работ в СССР обеспечила наличие огромного количества разведанных запасов нефти и газа.

В этих условиях постоянного дефицита бюджетной системы в 90-е годы основной задачей была разработка месторождений, добыча и продажа разведанного углеводородного сырья для наполнения Федерального бюджета. В этих условиях задача геологического изучения недр, поиск и открытие новых месторождений ушла на второй план. В результате такой ситуации на протяжении 20 лет воспроизводство сырьевой базы углеводородов осуществлялось в недостаточных масштабах.

На аукционах Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) при лицензировании у частного бизнеса пользуются спросом месторождения, имеющие выгодное для освоения территориальное расположение, горно-геологические условия, позволяющие вести разработку стандартными методами и т. п. Когда на аукцион выставляются участки с непонятной нефтегазоносностью или участки на поисковые работы – на открытие месторождения с преимущественным правом дальнейшей разработки, то в этом случае частные компании идут на это очень неохотно, при этом упал процент успешности аукционов до 30 %⁶.

Таким образом, в настоящее время геолого-разведочные работы запланированы только на 30 % участков с перспективной нефтегазоносностью.

Деятельность по подготовке и поиску месторождений не обеспечивает интересы частных компаний, частным компаниям не выгодно заниматься геологоразведкой. В этих условиях большую часть работ по поиску и разведке месторождений должно взять на себя государство. К настоящему времени объемы геолого-разведочных работ в России за счёт федерального бюджета составляют не более 8 %.

Согласно Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года (далее – КДР-2020), утвержденной распоряжением Правительства РФ от 17 ноября 2008 г. № 1662-р, на первом месте государственной политики в нефтегазовом комплексе находится задача развития сырьевой базы, решение которой повлечёт за собой развитие транспортной инфраструктуры, перерабатывающих мощностей и увеличение доли продукции с высокой добавленной стоимостью в производстве и экспорте нефтегазового комплекса.

⁶ Варламов А.И. Геологоразведка месторождений нефти и газа: перспективы и прогнозы // Открытая лекция президента Ассоциации геологических организаций России. 2012.

Согласно КДР-2020 для достижения целевых показателей по развитию минерально-сырьевой базы потребуется значительное усиление мотиваций недропользователей к долгосрочному освоению и разведке месторождений, стимулирования формирования слоя пионерных компаний по разведке и подготовке месторождений, а также восстановления государственных институтов геологоразведки перспективных территорий.

При этом в КДР-2020 отмечено существование рисков повышения уровня издержек в экономике, вызванных необходимостью развития ресурсной базы. Обозначены новые внутренние ограничения экономического роста, обусловленные недостаточным развитием транспортной и энергетической инфраструктуры и дефицитом квалифицированных инженерных и рабочих кадров. Отмечено, что при неизменности данной ситуации выполнение поставленных в КДР-2020 задач может привести к резкому замедлению темпов экономического роста.

Распоряжением Правительства РФ от 21 июня 2010 года № 1039-р утверждена «Стратегия развития геологической отрасли до 2030 года» разработанная в Министерстве природных ресурсов и экологии. Согласно «Стратегии развития геологической отрасли до 2030 года» одной из стратегических целей и задач геологической отрасли является воспроизводство минерально-сырьевой базы в объемах, необходимых для удовлетворения потребностей экономики страны в минерально-сырьевых ресурсах, создания минерально-сырьевых основ социально-экономического развития регионов Российской Федерации и обеспечения энергетической и минерально-сырьевой безопасности.

В 2012 году Правительство РФ утвердило государственную программу РФ «Воспроизводство и использование природных ресурсов», следствием которой является утвержденная в 2013 году подпрограмма «Геологическое изучение недр, воспроизводство минерально-сырьевой базы». Согласно программе «Воспроизводство и использование природных ресурсов» планируемое финансирование из Федерального бюджета подпрограммы «Геологическое изучение недр, воспроизводство минерально-сырьевой базы» составит в 2014 году 41,3 млрд руб., в 2016 году – 44,7 млрд руб., в 2020 году – 52,6 млрд руб. Для сравнения финансирование из Федерального бюджета геолого-разведочных работ в 2011 году осуществлено в объеме 20 млрд руб., в 2012 году – 27,01 млрд руб., из них финансирование работ на нефть и газ составило 12,8 млрд руб. Для сравнения по результатам аукционов по продаже лицензий компаниями недропользователями за 2012 год было перечислено в Федеральный бюджет 270 млрд руб.

Заниматься поиском и разведкой месторождений компании недропользователей имеют право на основании лицензий. На сегодняшний

день существует три вида лицензий: поискового типа (П) – поиск и разведка полезных ископаемых; сквозного типа (Р) – поиск, разведка, добыча полезных ископаемых; эксплуатационные (Э) – только добыча полезных ископаемых. В последние годы стабильно существует высокий спрос в компаниях недропользователей на добычу (эксплуатационные лицензии типа Э), в лучшем случае – на разведку и добычу (сквозные лицензии типа Р) при условии, что месторождение, которое находится в лицензии, недоразведано. Поисковыми работами эти компании заниматься не хотят: поисковые лицензии (типа П) спросом не пользуются.

В 2012 году Федеральное агентство по недропользованию (далее Роснедра) заявили 238 аукционов и конкурсов на право пользования участками недр по углеводородному сырью, из них состоялось 61, или 26 %, т. е. три из четырех конкурсов и аукционов прошли безрезультатно. Из этого следует, что специалисты Роснедр и территориальных органов 74 % работы выполнили впустую. Такие показатели лицензирования недр объясняются тем, что спрос есть только на самые крупные, самые рентабельные, самые изученные, самые легкодоступные участки недр. Участки недр со слабой геологической изученностью интереса у недропользователей не вызывают.

В настоящее время в ГРР на углеводородное сырье работают такие крупные компании как ГЕОТЕК, ИНТЕГРА, ИНТА и др., образованные в процессе приватизации предприятия сервисного характера и сгруппированы сейчас в крупные холдинги. Они занимаются сейсморазведочными и буровыми работами по заданию недропользователей, а также по заказам Федерального бюджета. Самостоятельно эти компании, как правило, не участвуют в недропользовании.

В 2011 году указом Президента РФ был создан холдинг ОАО «Росгеология», в нее входят 35 предприятий, все эти предприятия – это бывшие предприятия, которые ранее входили в состав Министерства геологии СССР и Министерства геологии Российской Федерации (геолого-разведочные экспедиции, геолого-съёмочные экспедиции, буровые предприятия и несколько Федеральных институтов). ОАО «Росгеология» создано для выполнения поисково-оценочных работ, выполнения Федеральных заказов на ГРР и заказов на ГРР недропользователей. Для холдинга ОАО «Росгеология» открыты все виды недропользования.

По результатам аукционов Роснедр и спросу на поисковые лицензии можно сделать вывод, что политика государства в геологическом изучении недр, направленная только на руководство и контроль компаний недропользователей, провалилась. Результатом действия такой политики за 20 лет явилось резкое сокращение объемов поискового и разведочного бурения. Израсходованы все месторождения, сформированные Министерством

геологии СССР под руководством Е.А. Козловского, и количество открываемых месторождений в настоящее время не успевает за спросом на них – на лицо дефицит поисковых работ.

По данным на I квартал 2013 г. за счет средств Федерального бюджета бурится 5000–7000 погонных метров в год параметрических скважин (это 1,5–2 скважины в год на всю Россию). В открытой лекции на тему «Основные проблемы геологического изучения недр и перспективы развития отрасли» президента Ассоциации геологических организаций России А.В. Варламовым была озвучена стоимость строительства параметрической скважины 0,8 млрд рублей. При условии, что в 2014 году планируемый объем финансирования подпрограммы «Геологическое изучение недр, воспроизводство минерально-сырьевой базы» в 2014 году – 41,3 млрд руб. и доля нефтегазразведки около 50 %, то объем средств на нефтегазразведку составит порядка 20 млрд руб. Часть этих средств должна быть направлена на сейсморазведочные работы и другие виды наземных исследований, следовательно непосредственно на бурение скважин запланированы средства в объеме 10 млрд руб. Несложно подсчитать количество параметрических скважин, которые можно построить на эти деньги, составит $20 \text{ млрд руб.} / 0,8 \text{ млрд руб.} = 25$ скважин на всю Россию.

Поисковые скважины, как правило, дешевле, их стоимость разная. На стоимость поисковых скважин влияет множество факторов, таких как: территориальное расположение строительства скважины, геологический разрез, качество сейсморазведочной информации, проектная глубина, объем бурения с отбором керна, производительность, мощность и надежность имеющейся буровой техники, уровень организации работ, квалификация управляющего и исполнительного персонала. В удаленных районах со значительными затратами на транспортное обеспечение и зависимостью этапов строительства скважины от времени года стоимость поисковой скважины может составлять более 0,8 млрд рублей. Средняя стоимость поисковой скважины в России составляет 0,6 млрд руб.

Следовательно, государственной подпрограммой «Геологическое изучение недр, воспроизводство минерально-сырьевой базы» в 2014 году запланировано ($20 \text{ млрд руб.} / 0,6 \text{ млрд руб.} = 33$) строительство 33 поисковых скважин.

Для примера, в Западной Сибири во времена СССР ежегодно (!) утверждались проекты 800–820 скважин только для одного региона. В СССР бурили 3–5 миллионов погонных метров в год только в Западной Сибири. Именно при таких объемах бурения в год в Западной Сибири приращивали 1 миллиард тонн запасов нефти и 1 триллион кубометров газа.

На основании таких исторических данных нетрудно оценить эффект от бурения 33 поисковых скважин в масштабах России.

Для эффективного расходования государственных средств и средств инвесторов требуется поиск решений, выявление возможностей для экономии средств и увеличения количества строительства поисковых скважин.

Предлагаемый в данной выпускной квалификационной работе поиск путей и методов снижения себестоимости строительства, а следовательно, и сметной стоимости скважин не решит проблему геологоразведки. При условии снижения себестоимости поисковых и параметрических скважин даже в 2–3 раза выделяемых по государственной программе «Воспроизводство и использование природных ресурсов», государственных средств хватит лишь на 60–100 поисковых скважин в год, при необходимом количестве не менее 800 скважин в год. Найденные решения позволят повысить рентабельность исполнителя работ, увеличить привлекательность геологоразведки для инвестора.

2.2. Геолого-разведочные программы нефтегазовых компаний в Восточной Сибири на примере ОАО «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Иркутская Нефтяная Компания» и ООО «Газпромнефть-Ангара»

2.2.1. Геолого-разведочные программы российских нефтегазовых компаний

На текущий момент для увеличения и поддержания добычи на высоком уровне возрастает роль геолого-разведочных работ, так как восполнение выработанных запасов является залогом прогресса добычи в будущем. В связи с этим ведущие нефтегазодобывающие компании ведут активную геологоразведку на традиционных нефтеносных регионах и наращивают влияние на новых территориях.

Рассмотрим программы геолого-разведочных работ, проведенных в 2013 году, на примере крупнейших добывающих предприятия страны: ОАО «НК «РОСНЕФТЬ», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром нефть» и ОАО «Сургутнефтегаз».

Программа ГРР в ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Ресурсная база нефтяной компании ОАО «НК «Роснефть» уникальна, углеводороды распределены как на суше, так и на континентальном шельфе. Приоритетным направлением компании является замещение свыше 100 % добычи запасами, превосходящими по качеству. На период в 2013 году ОАО «НК «Роснефть» удалось достигнуть показателей замещения запасов на 179 %, что является лучшим результатом среди крупнейших международных нефтяных компаний. В 2014 году планируется превзойти показатели путем проведения доразведки зрелых месторождений Западной Сибири и выявления перспективных

площадей в Восточной Сибири, преимущественно на территории Ямало-Ненецкого автономного округа.

Наиболее интересным регионом с точки зрения геологоразведки в Западной Сибири являются Ханты-Мансийский автономный округ – Югра и северные территории Томской области. Работы по ГРП ведет совместное предприятие с ОАО «Газпром» – ОАО «Томскнефть» ВНК. На данных территориях для уточнения и детального оконтуривания нефтяных залежей проведены сейсморазведочные работы (МОГТ 3D) на площади в 3198 км². Выполнено бурение 42 скважин разведочного и поисково-оценочного характера. Успешность буровых работ составила 87 %, из 33 скважин был получен промышленный приток нефти. Итог проведенных геолого-разведочных работ представлен в виде приращенных запасов на территории Западной Сибири 153 млн тонн, открыто 3 новых месторождения и 6 новых нефтяных залежей. Ямало-Ненецкий автономный округ также не остался без внимания. Объем ГРП значительно ниже, по сравнению с объемами на территории ХМАО-Югра и Томской области. В результате проведения работ выполнена сейсморазведка в объеме 457 км² и пробурено 16 поисково-разведочных скважин. Прирост запасов составил 33 млн т нефти и 46 млрд м³ газа, открыто 7 новых залежей (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Результаты геолого-разведочных работ по ОАО «НК «Роснефть»» в Западной Сибири за 2013 год

Административный участок	МОГТ 3D, км ²	Бурение, шт.	Результаты, млн тонн
ХМАО-Югра	2718	39	153
Томская область	480	3	7
ЯНАО	457	16	33

Восточная Сибирь на протяжении длительного времени являлась территорией повышенных интересов. После открытия месторождения Ванкор в 2004 году Роснефть активизировала геолого-разведочный сектор на ближайших площадях, приближенных к Ванкору. В 2013 году программой ГРП согласованы работы на лицензионных участках Байкаловский, Самоедский и Ондодомский. На данных площадях завершены испытанием две поисково-оценочные скважины (Яковлевская-2 на Байкаловском ЛУ и Кыстыктахская-1 на Самоедском ЛУ) выполнены сейсморазведочные работы МОГТ-2D на Ондодоминском лицензионном участке. В следствие проведенных работ были получены положительные результаты. На территории Созунского и Горчинского месторождений было открыто четыре новые нефтяные залежи. На Горчинском лицензионном участке освоено две скважины. В процессе освоения

испытано 50 объектов. Прирост запасов Ванкорского проекта составил 12 млн т нефти и 27 млрд м³ газа.

ОАО «НК «Роснефть»» ведет геоло-горазведочные работы в Иркутской области и Эвенкии. В 2013 году в Иркутской области были выполнены полевые сейсморазведочные работы 2D объемом 190 пог. км, сейсморазведочные работы 3D – объемом 1251 км², пробурено шесть поисково-разведочных скважин.

В результате бурения и испытания скважины № 10 на Могдинском ЛУ и скважины № 73 на Даниловском ЛУ открыты три новых залежи. Общий прирост запасов по результатам геолого-разведочных работ в Иркутской области составил 14 млн т нефти и 15 млрд м³ газа, открыто четыре новых залежи. В пределах Юрубчено-Тохомского месторождения выполнено 350 км² сейсморазведочных работ 3D. В рамках оперативных подсчетов запасов прирост запасов составил 4 млн т нефти и 2 млрд м³ газа.

На 2013 год проведены ГРП на пяти лицензионных участках, приуроченные в территориальном отношении к Дальнему Востоку. Объем работ невелик, выполнена работа сейсморазведочной экспедицией на лицензионном участке Монги, на площади 20 км². К концу года пробурена одна скважина, освоение которой запланировано на 2014 год. В рамках оперативных подсчетов запасов прирост запасов Компании составил 1,8 млн т нефти и 0,7 млрд м³ газа.

Дочернее общество ООО «РН-Северная нефть», совместное предприятие с ConocoPhillips «Компания «Полярное Сияние» и ОАО «Няганьнефтегаз» ведут геолого-разведочные работы в Тимано-Печорской нефтегазодной провинции. Программа ГРП согласована и выполнена в объеме 63 км² сейсморазведочных работ (МОГТ 3D), бурении двух поисково-оценочных скважин. Заложена и начата бурением переходящая на 2014 год скважина 21П Нерцетинская Берганты-Мыльского лицензионного участка. Основная цель бурения – определение нефтеносности палеозойского комплекса. Запланированы к испытанию пласты с возрастом нижнего и верхнего девона, нижнего силура. Цикл бурения завершен на скважине № 174 Восточно-Вейкского месторождения. В результате освоения получен промышленный приток нефти с дебитом 24 т/сут. Результатом ГРП на Тимано-Печорской НГП – приращение запасов в объеме 1,6 млн тонн.

Урало-Поволжский регион является самым зрелым регионом в процессе разработки Компании. Данный регион характеризуется высокой выработкой запасов. В 2013 году запланировано ГРП в малых объемах. В основном работы несут доразведовательный характер. В данном регионе осуществляют свою деятельность два дочерних общества компании «Роснефть»: ОАО «Самаранефтегаз» и ОАО «Удмурт нефть». Объем запланированных ГРП представлен в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Объем ГРП на территории Урало-Поволжья за 2013 год

Предприятие	МОГТ-2D, км ²	МОГТ-3D, км ²	Бурение, шт
ОАО «Самаранефтегаз»	790	1350	10
ОАО «Удмуртнефть»	559	1233	7
Итого	1349	2583	17

В результате успешных ГРП получены положительные результаты. Из 17 пробуренных скважин успешными оказались семь, средний дебит скважин составил 65 т/сут. Это позволило подтвердить промышленные категории запасов на месторождениях данного региона (Покровском, Восточно-Малаховском, Восточно-Радовском, Моргуновском, Скворцовском, Вахитовском месторождениях). Открыто три месторождения: Волчье, Гауровское в Самарской области и Рубцовское в Саратовской области. Прирост запасов по региону составил 49,4 млн т нефти, открыто 48 новых залежей.

Южные территории Российской Федерации (северо-кавказские республики Чеченская, Ингушетия и Дагестан, а также Ставропольский и Краснодарский края) перспективны с точки зрения нефтегазоносности. В 2013 году пробурены скважины № 1016 на Андреевском лицензионном участке (Чеченская Республика) с проектным забоем на глубине 5700 м, разведочная скважина № 32 на месторождении Северные Брагуны с глубиной 5800 м. Цель бурения: оценка характера насыщения пластов раннемелового возраста.

На Восточно-Грозненском участке выполнены сейсморазведочные работы в объеме: 40 пог. км – МОГТ-2D и 100 км² – МОГТ-3D. Данный объем работ выполнен с целью уточнения структуры Гойт-Кортовского месторождения нефти и газа и уточнить наличие и строение предполагаемой Автуринской структуры, находящихся в пределах Восточно-Грозненского лицензионного участка.

На территории Республики Дагестан за 2013 год выполнена интерпретация данных сейсморазведочных работ на континентальном шельфе Каспийского моря, месторождение Избербаш. На данный момент выполняется запланированное углубление разведочной скважины на Сафаралинском участке. Бурение скважины согласовано по скользящему графику с завершением работ в третьем квартале 2014 года.

По Ставропольскому краю завершены работы по комплексному анализу и интерпретации сейсморазведочных материалов 3D по лицензионным участкам ОАО «НК «Роснефть»» Русский Хутор Северный, Надеждинское, Байджановское, Восточно-Безводненский с целью выявления перспективных объектов и выбора точек под бурение. Завершена

бурением разведочная скважина № 400 Зимняя Ставка, освоение скважины завершится в 2014 году.

В целом успешность выполнения геолого-разведочных работ несет положительный характер. Успешность цикла бурения и освоения скважин достигла показатель 76 %. Высокий показатель успешности основывается на проведении «работы над ошибками», анализе полученных отрицательных результатов, применении новейших технологий. В совокупности эффективные геолого-разведочные работы привели к открытию шести новых, по классификации запасов мелких, месторождений и 70 новых нефтяных залежей. Прирост запасов по категориям АВС1 (русская классификация запасов) нефти и газового конденсата – 250 млн т газа – 77 млрд м³. Приобретено 10 лицензий с запасами АВС1+С2 58 млн т нефти, 71 млрд м³ газа и ресурсами 26 млн т нефти и конденсата и газа 61,5 млрд м³.

Программа ГРП в ОАО «ЛУКОЙЛ»

ОАО «ЛУКОЙЛ» при проведении геолого-разведочных работ особое внимание уделяет применению инновационных технологий, что позволяет значительно повышать эффективность геологоразведки. Успешность поисково-разведочного бурения в 2013 году по компании составила 73 %.

В 2013 году компания продолжила наращивать объемы сейсморазведочных работ ЗД (+19,7 % в 2012 году) для выявления, детализации структур и подготовки к заложению поисково-разведочных скважин на перспективных объектах.

Вертикальное сейсмическое профилирование, позволяющее детализировать геологическое строение вокруг уже пробуренной скважины, было выполнено на 11 скважинах. Проходка в разведочном бурении в 2013 году выросла на 7 % и составила 215 тыс. м.

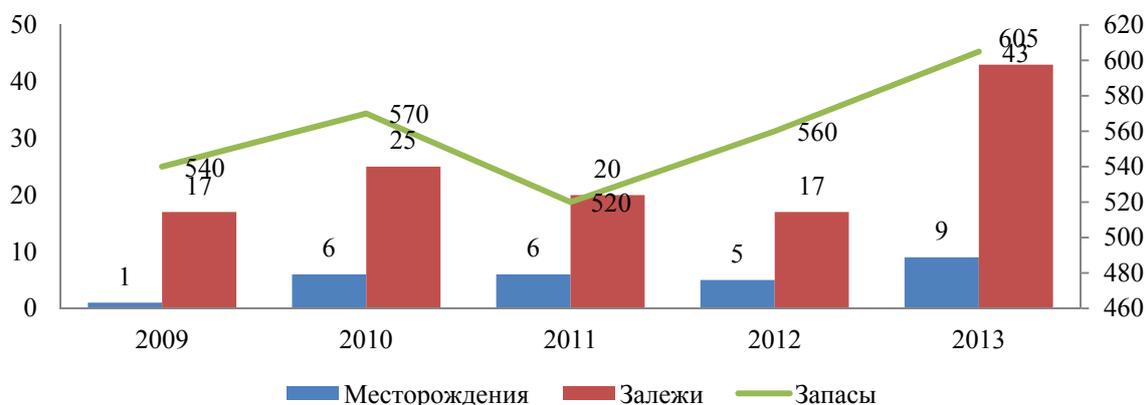


Рис. 2.1. Динамика эффективности реализации программы ГРП в ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2009 по 2013 г.

Для компании 2013 год стал одним из самых удачных с точки зрения геологоразведки: были открыты 9 месторождений и 43 залежи, что является лучшим результатом за последние 5 лет.

Наиболее крупным из открытых месторождений является Ростовицкое в Пермском крае (Кама-ойл). Стоит отметить также успехи компании на территории вновь приобретенного актива в Самарской области: было открыто 5 месторождений, 2 из которых уже учтены, 3 будут поставлены на государственный баланс в конце декабря 2014 года.

Северный Каспий является стратегически важным регионом: он обеспечит рост добычи компании в среднесрочной перспективе. ЛУКОЙЛ уделяет особое внимание развитию ресурсного потенциала на Каспии. Предпосылки для дальнейших инвестиций в геологоразведку создает льготное налогообложение в регионе.

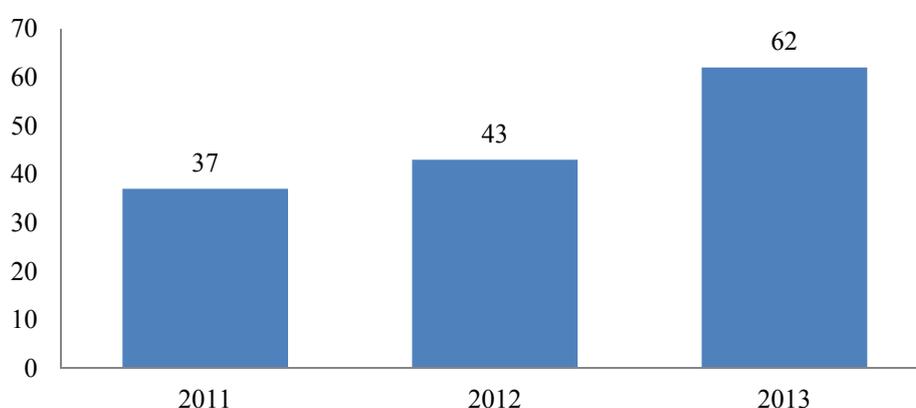


Рис. 2.2. Динамика увеличения объемов разведочного бурения в период с 2011 по 2013 г.

За счет доразведки увеличение доказанных запасов углеводородов компании на Каспии в 2013 году по международным стандартам составило 51 млн барр. н. э. В 2013 году проходка в поисково-разведочном бурении составила 3,6 тыс. м. Закончены строительством две структурные скважины, в том числе скважина № 2 Западно-Сарматская, подтвердившая наличие газоконденсатных залежей. При испытании пластов получен дебит газа, равный 679 тыс. м³/сут, и конденсата – 208 м³/сут. Успешность поисково-разведочного бурения составила 100 %.

Результаты строительства поисковых скважин позволили построить геологическую модель, объединяющую месторождение им. Ю.С. Кувыкина и Западно-Сарматскую структуру по титонским отложениям. Для оценки перспектив нефтегазоносности в нефтекумских отложениях совместным предприятием КалмТатнефть (ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть и Татнефть) на Цикертинском лицензионном участке начата строительством поисковая скважина № 1 Восточно-Бирюзакская.

Республика Коми является традиционным и хорошо разведанным регионом, однако, обладающим существенным потенциалом благодаря разработке перспективных участков Денисовской впадины. На ее территории в последние годы открыт ряд высокорентабельных месторождений, введенных в разработку, а также перспективных структур в пределах Курьино-Патраковского проекта. Около 12 % органического прироста запасов Компании в 2013 году пришлось на Республику Коми. Объем поисково-разведочного бурения в 2013 году в регионе составил 37,9 тыс. м. На Восточно-Ламбейшорском месторождении в скважине № 5 получен приток нефти с дебитом 410 м³/сут на штуцере диаметром 15 мм. На Южно-Баяндынской площади получен приток легкой нефти в объеме 432 м³/сут на штуцере диаметром 20,6 мм. Построение геологической модели и подсчет запасов по открытому месторождению будут закончены в 2014 году.

В 2013 году компания проводила геолого-разведочные работы на суше и в пределах российского сектора Балтийского моря. Проходка в поисковом бурении составила 2,0 тыс. м. В рамках изучения перспектив разработки сланцевого газа и нефти в Калининградской области проводились работы и исследования по трем скважинам. По результатам геофизического исследования скважин (ГИС) выделены интервалы с повышенной битуминозностью с целью оценки перспектив получения сланцевой нефти. В скважине № 1 Южно-Володаровская проведен кислотный гидроразрыв, выполняются работы по освоению.

После приобретения компании «Самара-Нафта» ЛУКОЙЛ увеличил объем геолого-разведочных работ в регионе до 14,6 тыс. м. В результате в Самарской области на Булатовском и Большеглушицком лицензионных участках были открыты месторождения. В Ульяновской области также были открыты месторождения на Новомалыклинском, Лабитовском лицензионных участках. Работы по оценке запасов планируется завершить в 2014 году.

Большая часть геолого-разведочных работ, включая сейсморазведку и проходку в поисковом бурении, по международным проектам в 2013 году была сосредоточена в Узбекистане на проекте Кандым. В результате была закончена строительством скважина Парсанкуль-11, давшая фонтанирующий промышленный приток газа – 124,1 тыс. м³/сут.

На выполнение программы ГРП за 2013 год, ОАО «ЛУКОЙЛ» затратил средства 895 миллионов долларов. Из них 561 миллион долларов на реализацию ГРП на территории страны, 234 – международные проекты. Затраты превысили прошлогодние показатели на 16 %.

Программа ГРП в ОАО «Газпром нефть»

В соответствии со Стратегией развития компании в области разведки и добычи к 2025 г. «Газпром нефть» намерена увеличить объемы производства углеводородов до 100 млн т н. э. в год. Отношение запасов к добыче будет поддерживаться на этом уровне не менее 20 лет, а доля добычи за пределами РФ – более 10 %. Целевой уровень будет достигнут как за счет существующих активов, так и с помощью проектов с долевым участием «Газпром нефти», а также с учетом передачи Компании нефтяных месторождений «Газпрома». Также предполагается расширение портфеля активов за счет приобретения участков нераспределенного фонда, покупки активов на российском рынке, развития проектов за рубежом. Реализация долгосрочных планов Компании основана в том числе на достижении среднесрочных целей и решении текущих задач.

За отчетный период на лицензионных участках ОАО «Газпром нефть» и полностью контролируемых дочерних обществ завершено строительство 18 поисково-оценочных и разведочных скважин, из которых в 12 получены промышленные притоки углеводородов. Объем проходки в поисково-разведочном бурении в 2013 году составил 83 009 м. Успешность поисково-разведочного бурения составила 75 %, при эффективности 381 т углеводородов на 1 пог. м проходки и удельной стоимости прироста запасов категории С1 351 руб/т н. э. По результатам поисково-разведочного бурения и доразведки в 2013 году открыто Восточно-Мыгинское месторождение с запасами нефти по категориям С1+С2 2,8 млн т. Открыто 20 новых нефтяных и одна газовая залежь, в основном на Еты-Пуровском (7) и Вынгапуровском (2) месторождениях, с извлекаемыми запасами нефти категории С1 – 4,0 млн т, категории С2 – 2,6 млн т, кроме того, на Царичанском лицензионном участке в Оренбургской области «Газпром нефть» прирастила активные извлекаемые запасы нефти категории С1 в объеме 4,6 млн т.

В 2013 году из 66 объектов испытания в 19 получены промышленные притоки нефти, конденсата и газа, в 22 – непромышленные притоки нефти и газа, в 25 объектах притока не получено. За отчетный период на лицензионных участках «Газпром нефти» и дочерних обществ выполнены сейсморазведочные работы 3D в объеме 4650 км².

Объем денежных средств в 2013 году, направленный «Газпром нефтью» и дочерними обществами на проведение геолого-разведочных работ (ГРП), составил 7,43 млрд руб., что составляет 132 % от объемов финансирования 2012 года.

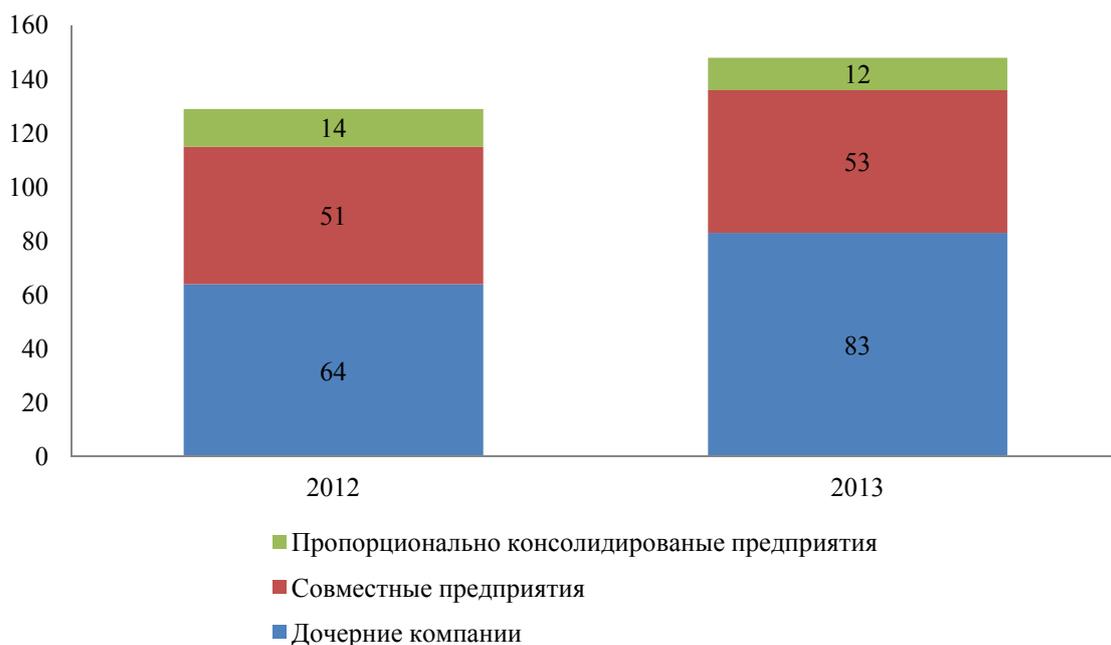


Рис. 2.3. Динамика изменения проходки в тыс. м.



Рис. 2.4. Динамика увеличения объемов разведочного бурения в период с 2012 по 2013 г.

На предприятиях и в проектах, где «Газпром нефть» участвует по методу долевого участия (ОАО «НГК «Славнефть», ОАО «Томскнефть» ВНК, SalymPetroleumDevelopment, ООО «Арктикгаз», ЗАО «Мессоях-нефтегаз», Бадра, Хунин, Курдистан), завершено строительство 29 поисково-разведочных скважин, объем проходки в 2013 году соста-

вил 75 500 пог. м. Прирост запасов УВС по категории С1 составил 38,5 млн т н. э. Открыто 11 новых нефтяных залежей, в основном на Тайлаковском месторождении (семь залежей), и одна газовая залежь. За отчетный период на лицензионных участках этих предприятий выполнены сейсморазведочные работы: 3D в объеме – 3496 км² и 2D – 345 пог. км. В 2013 году компания приобрела в России две новых лицензии на Южно-Пудинский лицензионный участок и Долгинское месторождение. В иракском Курдистане «Газпром нефть» наращивает присутствие путем вхождения в новый геолого-разведочный проект Халабджа. Это уже третий лицензионный участок в этой стране, где реализуется поисковый комплекс ГРП. В 2013 году ресурсный потенциал по Группе «Газпром нефть» вырос на 192,5 млн т н. э., или на 7,1 %, в том числе на 137,9 млн т н. э. за счет увеличения доли Группы в компании «СеверЭнергия». Полученные приросты полностью возместили годовую добычу. Прирост запасов по результатам ГРП и доразведки месторождений составил 89,3 млн т н. э., за счет пересчетов запасов – 23,9 млн т н. э., приобретен Южно-Пудинский лицензионный участок с запасами 2,6 млн т н. э. по категории С1. На 0,9 млн т н. э. ресурсная база Группы увеличилась по факту приобретения лицензии на Долгинское месторождение. Абсолютный прирост запасов, без увеличения доли в «СеверЭнергии», составил 54,6 млн т н. э. Восполнение ресурсной базы Группы компаний «Газпром нефть» составило 188 %. Сформирована и реализуется комплексная программа ГРП на 2014 году по Группе «Газпром нефть» с объемом инвестиций около 35 млрд руб., что на треть выше аналогичного показателя прошлого года.

Программа ГРП в ОАО «Сургутнефтегаз»

ОАО «Сургутнефтегаз» ежегодно инвестирует значительные средства в проведение геолого-разведочных работ и приобретение лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов с целью расширения ресурсной базы, тем самым закладывая прочную основу для поддержания целевого уровня добычи в долгосрочной перспективе. Компания ежегодно обеспечивает компенсацию добычи нефти приростом запасов, но основная его доля приходится на трудноизвлекаемые категории.

На конец 2013 года ресурсная база компании представлена 151 лицензией на участки недр, расположенные на территории Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. Из них 62 лицензии на разведку и добычу, 63 лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу нефти и газа, 26 лицензий на поиск и оценку месторождений углеводородного сырья. В отчетном году Компания получила 15 новых лицензий, из которых 9 приоб-

ретенны на аукционах, 4 получены по факту открытия месторождений и 2 получены на геологическое изучение. Наиболее крупное приобретение ОАО «Сургутнефтегаз» – лицензия на участок недр федерального значения, включающий часть месторождения им. Шпильмана (Северо-Рогожниковское), с извлекаемыми запасами нефти по категории С1 – 32,9 млн т, С2 – 57,4 млн т. Участок расположен в основном регионе деятельности Компании – Западной Сибири и является стратегически важным приобретением. За счет его близкого расположения к уже разрабатываемому Компанией Рогожниковскому месторождению с развитой инфраструктурой ОАО «Сургутнефтегаз» получит синергетический эффект и сможет значительно быстрее провести необходимые геолого-разведочные работы и начать добычу нефти. ОАО «Сургутнефтегаз» поддерживает ресурсную базу в актуальном состоянии, проводя оценку перспективности разработки участков. В отчетном году по результатам проведенных геолого-разведочных работ были прекращены права пользования по 23 лицензиям, из них 12 – на геологическое изучение, поиск и оценку нижележащих горизонтов эксплуатируемых месторождений. По 11 из них были открыты залежи углеводородов, запасы поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации, изменены в установленном порядке ограничения по глубине основных лицензий на разведку и добычу нефти и газа.

Геолого-разведочные работы, проводимые Компанией, позволяют увеличивать объем запасов и ресурсоотдачу месторождений – ежегодно ОАО «Сургутнефтегаз» открывает новые месторождения и залежи, уточняет строение и величину запасов действующих месторождений. Комплекс геолого-разведочных работ Компании включает поисково-разведочное бурение, сейсмику 2D и 3D, необходимые для изучения и детализации структуры участков недр. Все проводимые работы сопровождаются научными исследованиями, проектными разработками и осуществляются с применением современного оборудования, новейших технологий и техники. Такой подход позволяет обеспечить высокое качество геолого-геофизической информации и повысить эффективность геологоразведки. В отчетном году проходка при поисковом и разведочном бурении составила 218,6 тыс. м, завершено строительство 81 скважины, из них продуктивными оказались 59. Успешность поисково-разведочного бурения выросла до 72,8 %. Объем сейсморазведочных работ 2D составил 1,3 тыс. погонных км, 3D – 1,2 тыс. км², в результате к глубокому поисковому бурению были подготовлены 52 объекта на шести структурах, содержащих 79,5 млн т извлекаемых ресурсов нефти. В 2013 году были выполнены 72 научно-исследовательские работы, в том числе по пяти месторождениям проведен подсчет запасов нефти

и газа, составлено 29 геологических проектов, подготовлены и согласованы две программы поисково-оценочных и разведочных работ. В Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых прошли экспертизу отчеты по подсчету запасов трех месторождений нефти и газа. Еще по 51 месторождению компанией подготовлены и представлены на рассмотрение материалы оперативного подсчета запасов. Результатом проведенных компанией геолого-разведочных работ в отчетном году стало открытие двух новых месторождений нефти на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, а также 17 новых залежей нефти на ранее открытых месторождениях. Прирост извлекаемых запасов нефти по категории С1 превысил 117,5 млн т, газа – 32,4 млрд м³. За последние 5 лет объем текущих извлекаемых запасов нефти Компании категорий АВС1 вырос более чем на 14 %, при этом объем накопленной добычи нефти превысил 300 млн т.

Компания выполняет значительный объем работ по развитию ресурсной базы основного региона деятельности – Западной Сибири, осуществляя доразведку, оценку запасов, перспективности разработки новых месторождений и залежей. В 2013 году поисково-разведочным бурением в Западной Сибири было пройдено 155,5 тыс. м, что составляет более 71 % от общего объема проходки по компании.

Работы проводились в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, Ямало-Ненецком автономном округе, на юге Тюменской области и в Новосибирской области. Основной объем работ был выполнен в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, где ОАО «Сургутнефтегаз» владеет 88 лицензиями на право разведки и добычи и 16 – на геологическое изучение, поиск и оценку месторождений углеводородного сырья.

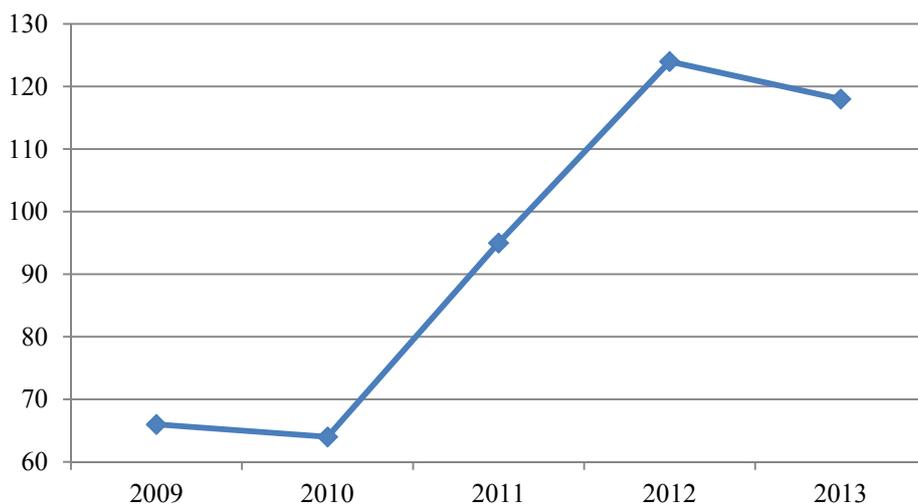


Рис. 2.5. Динамика прироста извлекаемых запасов нефти категории С1, млн т.

В 2013 году работы проводились на 50 лицензионных участках: объем поисково-разведочного бурения составил 133,2 тыс. м, сейсморазведки 2D – 658 погонных км, сейсморазведки 3D – 999 км². Завершено строительство 43 скважин, из которых 33 оказались продуктивными – успешность поисково-разведочного бурения составила 76,7 %. По результатам геолого-разведочных работ оформлены открытия двух месторождений нефти (Западно-Юильского и Восточно-Сыньеганского) и 13 новых залежей. С целью доразведки нижележащих горизонтов на разрабатываемых месторождениях в отчетном году были проведены работы по углублению 20 эксплуатационных скважин и на 32 скважинах выполнена зарезка боковых стволов. В 2013 году в процессе испытания низкопроницаемых объектов с целью интенсификации притока в поисково-разведочных скважинах выполнено шесть операций гидроразрыва пласта (ГРП). Проведение всего объема работ и приобретение новых лицензий позволило прирастить в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре извлекаемые запасы нефти категории С1 на 102 млн т, газа – на 4,1 млрд м³.

В Ямало-Ненецком автономном округе ОАО «Сургутнефтегаз» владеет 11 лицензиями на право пользования участками недр, в том числе шестью лицензиями с правом добычи углеводородного сырья. Объем поисково-разведочного бурения, выполненного в отчетном году, составил 13,4 тыс. м. Было закончено строительство шести скважин, из которых пять оказались продуктивными. На территориях Новосибирской и юга Тюменской областей у ОАО «Сургутнефтегаз» имеется три лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья. В этих регионах в 2013 году было выполнено поисково-разведочное бурение объемом 8,9 тыс. м, завершено строительство двух скважин, в которых были получены промышленные притоки нефти. На Южно-Нюрымском месторождении на юге Тюменской области открыты две новые залежи нефти.

Восточная Сибирь вносит существенный вклад в ресурсную базу Компании. Участки недр этого региона характеризуются низкой степенью изученности, и проводимые геолого-разведочные работы дают положительные результаты: на протяжении трех последних лет ежегодный прирост запасов в этом регионе составляет порядка 10 млн т нефти и 8 млрд м³ газа. Компания ведет работы в Республике Саха (Якутия), Иркутской области и Красноярском крае на 25 лицензионных участках. Ресурсный потенциал этого региона позволил ОАО «Сургутнефтегаз» сформировать на его основе новый центр нефтедобычи. В 2013 году поисково-разведочное бурение в Восточной Сибири выполнено в объеме 49,6 тыс. м, что составляет 22,8 % от общего объема геолого-разведочных работ Компании, проведены сейсморазведочные работы

2D в объеме 658 погонных км, начаты электроразведочные работы. Республика Саха (Якутия) является базовым регионом ОАО «Сургутнефтегаз» в Восточной Сибири, где у компании 20 лицензий на участки недр, из них три лицензии на геологическое изучение с целью поиска и оценки месторождений углеводородного сырья.

В 2013 году объем поисково-разведочного бурения в Якутии составил 34,7 тыс. м, из них 78 % пришлось на разведочное бурение; выполнены сейсморазведочные работы по профилю 2D в объеме 658 погонных км, что на 21,4 % больше, чем в 2012 году; проведена электроразведка в объеме 290 физических наблюдений; закончено строительство 20 скважин, из которых 15 оказались продуктивными. На двух эксплуатационных скважинах была проведена доразведка нижележащих пластов путем углубления. По результатам выполненных работ была получена новая геолого-геофизическая информация для уточнения запасов углеводородов на пяти месторождениях, открыты две новые залежи, получен прирост извлекаемых запасов нефти категории С1 в объеме 9,9 млн т, газа – 8,6 млрд м³. По четырем участкам получены результаты, позволяющие заявить об открытии новых залежей и месторождений. В настоящее время проводятся работы по дальнейшему их изучению.

К концу 2013 года акционерное общество владело тремя лицензиями на право пользования недрами на территории Иркутской области. Поисково-разведочное бурение составило 14,5 тыс. м, закончено строительство шести скважин, две из которых – продуктивные, выполнена переинтерпретация сейсморазведочных материалов 2D в объеме 1406 погонных км с учетом электроразведочных работ прошлых лет и результатов бурения поисковых скважин и подготовлены отчеты по результатам геологического изучения двух участков. Компания имеет две лицензии с правом геологического изучения недр, разведки и добычи углеводородов в Красноярском крае. На одном из участков в отчетном году завершено строительство одной скважины, еще одна находилась в процессе бурения. По другому участку разработан проект поисково-оценочных работ, в котором определено строительство двух поисковых скважин.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции у ОАО «Сургутнефтегаз» восемь лицензионных участков, расположенных в Ненецком автономном округе, где ведутся геолого-разведочные работы. В 2013 году в регионе осуществлено поисково-разведочное бурение в объеме 13,5 тыс. м, завершено строительство трех скважин, из них две – продуктивные, выполнены детальные сейсморазведочные работы 3D в объеме 230 км², осуществлена переработка и переинтерпретация сейсмических материалов 3D прошлых лет в объеме 201 км². По результатам геолого-разведочных работ на одном из лицензионных участков выявлено газоконденсатное месторож-

дение, по двум месторождениям подтверждена нефтеносность ранее выявленных залежей. Институтом «СургутНИПИнефть» в отчетном году выполнены работы по обработке керна, определению состава и обоснованию параметров пластовых флюидов для подсчета запасов этого региона.

Компания планирует продолжить работу по расширению и развитию ресурсной базы в регионах деятельности путем приобретения новых перспективных участков, сохранения объемов геологоразведки, которые позволят изучить и вовлечь в разработку новые запасы углеводородного сырья. На 2014 год ОАО «Сургутнефтегаз» запланированы поисково-разведочное бурение в объеме 205 тыс. м, сейсморазведка 2D 4661 погонный км, 3D – 2143 км², строительство 71 поисково-разведочной скважины.

2.2.2. Геолого-разведочные программы нефтегазовых компаний в Восточной Сибири

Более подробно рассмотрим программы геолого-разведочных работ некоторых нефтегазовых компаний, осуществляющих свою деятельность на территории Красноярского края, Иркутской области и Республики Саха (Якутия).

1. Открытое акционерное общество «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» является коммерческой организацией, созданной в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации «Об учреждении акционерного общества открытого типа “Восточно-Сибирская нефтегазовая компания”» от 8 апреля 1994 года.

Свою производственную деятельность ОАО «ВостСибнефтегаз» осуществляет на территории Красноярского края на Юрубченском лицензионном участке и Агалеевском лицензионном участке. Кроме этого в рамках агентского соглашения ОАО «ВостСибнефтегаз» осуществляет хозяйственную деятельность на лицензионных участках ОАО «НК “Роснефть”». Таковыми являются Терско-Камовский (южный) ЛУ, Аявинский ЛУ, Джелиндуконский ЛУ, Оскобинский ЛУ.

Рассмотрим программу геолого-разведочных работ ОАО «ВостСибнефтегаз» и ОАО «Роснефть» на 2014–2018 гг. по Красноярскому краю. (прил. В)

Из прил. Б видно, что общее финансирование на геолого-разведочные работы ОАО «ВостСибнефтегаз» и ОАО «Роснефть» в период 2014–2018 гг. запланировано в размере 6 293 057 тыс. руб. Из них на поисково-разведочное бурение по строительству пяти скважин (или 14 657 метров) планируется потратить 3 406 180 тыс. руб., на сейсморазведочные работы 2Д (1650 погонных километров) – 762 894 тыс. руб., на сейсморазведочные работы 3Д (1010 квадратных километров) –

1 430 092 тыс. руб., на прочие работы, связанные с экологическим мониторингом, обследованием состояния устья пробуренных скважин, исследования керна и т. д., запланировано 322 500 тыс. руб. При этом четыре поисковых скважины из пяти планируется построить на Юрубченском ЛУ и только одну скважину на Терско-Камовском (Южном) ЛУ. На остальных четырех лицензионных участках (Агалеевский, Аявинский, Джелиндуконский и Оскобинский) в планах проведение только сейсморазведки 2D общей протяженностью 1650 погонных метров. На Терско-Камовском (Южном) и Юрубченском ЛУ запланировано проведение сейсморазведки 3D общей площадью 600 км² и 410 км² соответственно.

В среднем на каждый год для проведения геолого-разведочных работ запланировано по 1 260 000 тыс. руб. Это катастрофически малый объем финансирования ГРР для шести лицензионных участков.

Однако ОАО «Роснефть» продолжает наращивать подготовку новых запасов углеводородов в других регионах и увеличивать объемы добычи нефти в Восточной Сибири.

Собственно на сегодняшний день это стратегическая задача для Роснефти, кроме развития газового бизнеса и месторождений на шельфе, конечно.

Напомним, по итогам 2012 года ОАО «Роснефть» нарастила добычу на 2,5 % до 2,439 млн барр/сут. – во многом благодаря увеличению добычи на Ванкорском и Верхнечонском месторождениях в Восточной Сибири.

Компания «Роснефть» обнаружила новое месторождение в Иркутской области – Могдинская залежь. Залежь обнаружена в пределах Могдинского лицензионного участка, который расположен на территории Иркутской области в 160 км от магистрального нефтепровода (МНП) ВСТО (Восточная Сибирь – Тихий океан). По предварительной оценке, запасы нефти и конденсата залежи составляют более 4 млн тонн, газа – 2 млрд м³.

Промышленная нефть на Савостьяновском месторождении получена из карбонатного (доломиты) коллектора преобразенского горизонта катангской свиты вендского возраста. Начальные извлекаемые запасы месторождения по категориям С1+С2 превышают 160 млн тонн.

Залежи нефти находятся на глубине порядка 1900 м.

Кроме того, здесь же в южной части Катангского района находится Ярактинское месторождение (принадлежащее Иркутской нефтяной компании).

Геолого-разведочные работы в Иркутской области Роснефть ведет уже с 2007 года. По результатам работ открыто шесть месторождений углеводородного сырья с суммарными извлекаемыми запасами нефти и конденсата по категории С1 и С2 более 450 млн тонн, газа более

80 млрд м³. Оператором проведения геолого-разведочных работ в регионе выступает дочернее общество Роснефти – РН-Эксплорейшн.

Могдинская залежь была обнаружена при испытании нижнеустькутского горизонта. Из разведочной скважины № 10 Могдинская был получен фонтанный приток газоконденсата дебитом 425 тыс. м³/сут и нефти 90 м³/сут. Вскрыть высокопродуктивную залежь нового типа для данного лицензионного участка позволила принципиально новая геологическая модель, разработанная РН-Эксплорейшн.

Более того, недавно Роснефть продлила лицензии на Усть-Харампурское месторождение на Ямале – до 2033 года и Салымский участке в ХМАО – до 31 декабря 2016 года.

2. ООО «Иркутская нефтяная компания» входит в структуру холдинга ЗАО «ИНК-Капитал». Также в эту структуру входят еще две компании: ООО «ИНК-НефтеГазГеология» и ООО «Тихоокеанский терминал». На сегодняшний день ООО «Иркутская нефтяная компания» обладает четырнадцатью лицензионными участками углеводородного сырья в Иркутской области и республике Саха (Якутия).

Рассмотрим программу геолого-разведочных работ (прил. В) ООО «Иркутская нефтяная компания» на период 2013–2017 гг., которая стоит в планах реализации компании на девяти лицензионных участках.

По данным, приведенным в прил. В, видно, что в период с 2013 по 2017 г. нефтегазовой компанией ООО «Иркутская нефтяная компания» запланированы инвестиции в геолого-разведочные работы на общую сумму 8 226 480 млн руб.

Из них на поисково-разведочное бурение девятнадцати скважин на девяти лицензионных участках запланирована сумма в размере 5 199 000 млн руб.

На проведение сейсморазведочных работ 2Д общей протяженностью 7709 погонных километров, также на девяти ЛУ, планируется выделить 1 882 034 млн руб. на проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 525 м² – 632 000 млн руб.

На прочие работы, которые включают мониторинг окружающей среды, отвод и аренду земли под сейсморазведку и бурение, дополнительные исследования (ГИС, керн и т. д.), обработку и переработку архивной сеймики, электроразведочные работы, подсчета запасов и т. д., запланирована сумма в размере 513 746 млн руб.

Таким образом, на проведение комплекса ГРП на одном лицензионном участке в период с 2013 по 2017 г., компания планирует потратить в среднем порядка 800 000–900 000 млн руб.

Если брать по годам, то эта сумма в среднем составит 1 650 000 млн руб., что на 20 % выше, чем среднегодовые плановые за-

траты на ГРП у ОАО «ВСНК» и ОАО «Роснефть». Хотя по размерам и масштабам деятельности эти компании имеют колоссальную разницу, но и эти средства не достаточны для проведения геолого-разведочных работ в таком объеме, который позволил бы открывать новые месторождения и поддерживать уровень воспроизводства минерально-сырьевой базы.

3. ООО «Газпромнефть-Ангара» в настоящее время проводит геолого-разведочные работы на севере Иркутской области и на территории Республики Саха (Якутия). Работы производятся на Игнялинском, Тымпучиканском и Вакунайском лицензионных участках. За 2013 год компанией построено три поисково-оценочных скважины. По программе ГРП на 2014–2018 г. компания планирует произвести поисково-разведочное бурение девятнадцати скважин на «Северном» модуле и пятнадцати скважин на «Южном» модуле. Также планируется проведение 3Д сейсморазведки в период 2014–2018 гг. в объеме 1650 км² и электроразведки в объеме 8250 погонных километров.

4. Сургутнефтегаз планирует вложить в ГРП и капитальное строительство в Восточной Сибири в период 2013–2016 гг. порядка 74 млрд руб.

Об этом на заседании общественного совета Минприроды РФ заявил главный геолог компании В. Чирков.

Из этой суммы 30 % пойдет на геолого-разведочные работы (ГРП) или около 23 млрд рублей за указанный период. Расчеты показывают, инвестиции в ГРП в этом периоде составят около 5 млрд руб/год. Это в разы меньше, чем компания вкладывала в ГРП в предыдущие годы.

Сургутнефтегаз за период 2004–2012 гг. вложил примерно 150 млрд руб. в развитие добычи в Восточной Сибири, где компания разрабатывает Талаканское месторождение, из них 142 млрд руб. пошли на ГРП в Якутии (Саха).

Другими словами, ранее в ГРП Сургутнефтегаз вкладывал в среднем 18 млрд руб/год. Еще в 2012 году Сургутнефтегаз затратил на ГРП более 15,6 млрд руб. Сейчас компания разрабатывает пять месторождений в Якутии.

На месторождениях в Якутии за январь–август 2013 г. компания добыла 4,775 млн тонн нефти, что почти на 12 % выше объема нефтедобычи Сургутнефтегаза в регионе за аналогичный период 2012 года.

Сургутнефтегаз в январе–августе 2013 года сохранил добычу на уровне аналогичного периода 2012 года – 40,888 млн тонн против 40,878 млн тонн нефти в 2011 году⁷.

⁷ Чирков В. Сургутнефтегаз инвестирует в Восточную Сибирь в 2013–2016 гг. около 74 млрд руб. URL: <http://neftegas.ru/forum/showthread.php?tid=11681>.

2.3. Риски производственной деятельности, обуславливающие рост затрат при проведении ГРР

Реализация проекта геолого-разведочных работ начинается с сейсмопрофелирования определенного участка территории той или иной площади или лицензионного участка и проведения на этом участке комплекса сейсморазведочных работ (включает в себя большое количество различных видов, способов и методик проведения, определяется заказчиком).

После проведения сейсморазведочных работ и интерпретации полученных данных, информация предоставляется заказчику, который, в свою очередь, принимает решение, где бурить разведочные скважины и какой глубины и конструкции они должны быть. Для этого проектной организацией составляется проект на строительство разведочной скважины, в котором подробным образом прописаны все виды и этапы работ – от географического местоположения и инженерно-изыскательных работ до рекультивации нарушенных земель, а также конструкция скважины, параметры бурения, сметная стоимость и многое другое.

Далее для производства комплекса работ по строительству разведочной скважины проводится тендер по выбору подрядной организации, либо строительство производится дочерним предприятием, осуществляющим бурение нефтяных и газовых скважин. Начало реализации проекта по строительству разведочной скважины производится с заложения точки (центра скважины) на местности, оконтуривания периметра будущей технологической площадки и определения маршрута строительства временных подъездных путей (зимника) или отсыпной дороги. Последнее зависит от многих факторов, таких как рельеф и тип местности, удаленность и, наконец, стоимость самого проекта. После того, как подписан договор с агентством лесного хозяйства на аренду лесного участка, получен проект освоения лесов и оформлена лесная декларация, можно приступать к строительству дороги или временного подъездного пути (зимника) и технологической площадки. Как правило, данные виды работ выполняет субподрядная организация, при этом ход работ, качество и сроки контролируются представителем заказчика (подрядной организации) с отдела землепользования. От того, насколько качественно и грамотно построена технологическая площадка, во многом зависит успех строительства буровой и успешность всего проекта.

Зачастую разведочные скважины бурятся в труднодоступных районах со слаборазвитой инфраструктурой, или ее полным отсутствием. Поэтому к строительству зимника приступают в зимний период, когда почва проморожена. Если на пути следования имеются реки и водоемы, то для мобилизации технологического транспорта к месту строительства техно-

логической площадки и дальнейшего зимнего завоза необходимо произвести намораживание ледовой переправы. Период существования зимней дороги колеблется от трех до четырех месяцев, в зависимости от региона. Для того чтобы в столь ограниченный срок успеть произвести все виды работ, связанные со строительством, завозом буровой установки, жилого комплекса, трубной продукции, ГСМ, химических реагентов, цемента, ТМЦ и МТР, необходимо заранее всем ответственным подразделениям и службам по своим зонам ответственности составить план зимнего завоза, утвердить его и передать к исполнению службе логистики и транспортного обеспечения, также заранее сделать заявки на приобретение недостающих ТМЦ и МТР в отдел материально-технического обеспечения.

На этом хочется заострить особое внимание, так как нередко по причине некомпетентности сотрудников, недостоверной информации, несвоевременного закупа МТР и ТМЦ, сложных и длительных согласований тех или иных вопросов, требующих незамедлительного решения и многих других как человеческих, так и системных факторов (в счет не берутся форс-мажорные обстоятельства, связанные с погодными и климатическими условиями и т. д.), случается срыв зимнего завоза, и, как следствие, дальнейший, многократный перерасход средств на реализацию проекта, что, в свою очередь, не может не отразиться на экономических и финансовых показателях предприятия, а также ее имидже.

Следующий, и, пожалуй, один из самых масштабных и ответственных этапов в реализации проекта является зимний завоз. В среднем для бурения одной разведочной скважины необходимо произвести завоз грузов в объеме 3–4 тыс. тонн, а в отдельных случаях – 5–6 тыс. тонн включая буровую установку. Объем завоза зависит от многих факторов, например, таких как глубина и конструкция скважины, литологический разрез и многих других. Параллельно с зимним завозом вышкомонтажная бригада приступает к обустройству технологической площадки и монтажу буровой установки.

В основном, в последние годы вышкомонтажные работы ведут также подрядные организации, так как в основном все нефтяные компании стараются отдавать все непрофильные виды работ сервисным, специализирующимся на том или ином виде сервисных услуг компаниям и организациям. После окончания монтажа буровой установки, буровая бригада приступает к бурению скважины.

Успешность проведения буровых работ также зависит от многих факторов. Это в первую очередь профессионализм и сработанность буровой бригады, компетентность и грамотность бурового мастера и супервайзера, бытовые и рабочие условия, уровень подрядных организаций, участвующих в процессе строительства скважины, своевременная обеспеченность

всем необходимым и, конечно, разрез, как правило, на разведочных скважинах практически не изученный и поэтому мало предсказуемый.

После успешно пробуренной до проектной глубины скважины, производится ее испытание.

Процесс испытания скважины (как правило, испытываются несколько интервалов предполагаемых продуктивных пластов), безусловно, требует в первую очередь наличие грамотных и компетентных специалистов, хорошо разбирающихся в испытательском оборудовании и хорошо знающих сам процесс. Испытание может производиться как с бурового станка, так и со специального подъемника типа УПА-60 и других типов подъемников отечественных и зарубежных производителей. После окончания испытания скважины, она либо консервируется (в случае положительного результата и получения притока) либо ликвидируется (в случае отрицательного результата и признания скважины пустой).

Далее производится демонтаж буровой установки или подъемника, демобилизация бурового оборудования и ТМЦ и рекультивация нарушенных земель. Закапываются амбары, производится зачистка и планировка технологической площадки.

На этом и заканчивается процесс строительства разведочной скважины, экономический и финансовый успех которой зависит от многих факторов, но основным из них, конечно же, является человек.

Успех всего предприятия в реализации геолого-разведочных работ, на прямую зависит от уровня организации производственного процесса, который включает в себя несколько основных этапов:

- подготовительные работы;
- мобилизация;
- обустройство и монтажные работы;
- бурение и крепление скважины;
- испытание;
- демонтаж;
- рекультивация.

Рассмотрим возможные и самые распространенные риски бурового предприятия при реализации проекта ГРП на каждом из основных этапах.

Риски при реализации подготовительных работ:

1. Не своевременное оформление документации на аренду лесного участка. В этом случае невозможно вовремя начать работы по валке леса земляных работ и строительству технологической площадки, а также строительству временных подъездных, что в конечном итоге приведет к сдвигу сроков всех работ, простоям из-за погодных условий. В результате таких сдвигов и простоев предприятие будет терпеть убытки как в виде различных компенсационных затрат, так и в виде упущенной выгоды.

2. Срыв сроков строительства технологической площадки и временных подъездных путей. В этом случае также будут сдвигаться сроки реализации всех последующих работ, что вновь будет приводить к убыткам предприятия.

3. Заключение договора с недобросовестным подрядчиком. Некачественное выполнение работ подрядной организацией. Репутация – один из главных факторов выбора подрядной организации. Недобросовестный подрядчик может не только срывать сроки выполнения работ, но и может выполнить часть работ недостаточно качественно. Это, в свою очередь, может привести к незапланированным простоям в дальнейшем, а также возможна опасность для жизни и здоровья персонала, экологической обстановки на месте работ.

От того, насколько качественно построена технологическая площадка, зимняя дорога и качественно произведен монтаж буровой установки, будет зависеть зимний завоз и дальнейшее строительство самой скважины.

Поэтому зачастую предприятие идет на такие затраты, которые выше сметной стоимости, оплачиваемой заказчиком, чтобы в конечном итоге не возникли разного рода проблемы и затраты. Это могут быть и проблемы, связанные с невозможностью передвижения технологического транспорта по площадке, и проблемы при бурении, связанные с некачественным монтажом буровой установки, и многое другое.

4. Риски при мобилизации БУ, оборудования ТМЦ и МТР:

- Выбор и заключение договора с недобросовестным перевозчиком. Следующим важным этапом до начала реализации проекта является определение всеми ответственными службами наличия необходимого оборудования, МТР, бригадного хозяйства и т. д. для своевременной подачи заявки на проведение ремонтных работ или приобретение недостающих материалов и оборудования. При этом необходимо постоянно контролировать своевременный закуп и доставку этого оборудования и материалов на объект.

- Несвоевременный завоз ТМЦ и МТР; недозавоз планируемого объема зимнего завоза; преждевременное закрытие зимней дороги по причине ранней оттепели. При начале реализации проекта в условиях автономии очень важно учитывать тот факт, что весь мобилизационный этап реализуется в ограниченные сроки существования зимней дороги. Этот период в среднем составляет 3–4 месяца в зависимости от региона. Здесь очень важно максимально быстро и в полном объеме произвести завоз всего того, что в дальнейшем обеспечит бесперебойную работу до конца реализации проекта. Для этого необходимо специалистам всех уровней продумать и предусмотреть все, что для этого необходимо.

В противном случае, все то, что по каким-либо причинам не было завезено по зимнику, будет завозиться вездеходным или вертолетным транспортом. Что, конечно же, негативно отразится на финансово-экономических показателях предприятия, так как данные виды транспорта на порядок дороже автомобильных перевозок.

Повреждение при перевозке дорогостоящего оборудования. Такие случаи также приводят к ухудшению экономических показателей проекта в целом. При этом можно попытаться компенсировать затраты за счет подрядной организации, которая допустила повреждение. Однако, это в любом случае приводит к потере времени и дополнительным производственным затратам.

Риски при обустройстве и монтажных работах:

Некачественный монтаж БУ; выбор недобросовестного подрядчика по монтажу и обустройству. Обустройство территории и монтаж буровой установки играет также немаловажную роль в реализации проекта. От того, насколько правильно и качественно произведен монтаж буровой установки, обустроена технологическая площадка, налажены хозяйственно-бытовые условия, организовано питание и отдых персонала, по большей части зависит производительность труда и настроение рабочего персонала и ИТР, находящихся на объекте производства работ.

Срыв установленных сроков монтажа. В этом случае также будут сдвигаться сроки всех последующих работ. В результате таких сдвигов и простоев предприятие будет терпеть убытки.

Риски при бурении и креплении скважины:

Геологические осложнения; поломки оборудования; аварии и прихваты при бурении; ГНВП; некачественное крепление обсадных колонн. Такие случаи приводят к простоям в работе, что, в свою очередь, срывает сроки выполнения работ и ведет к увеличению непроизводительных затрат предприятия.

Риски при испытании скважины:

Загидрачивание скважины; поломки оборудования; ГНВП; аварии при внутрискважинных работах. Такие случаи также приводят к увеличению сроков работ, финансовым потерям из-за поломки оборудования. Кроме того, не исключены и риски для жизни и здоровья персонала.

Риски при рекультивации:

Выбор недобросовестного подрядчика; не качественно выполненные работы; не своевременно выполненные работы. В подобных случаях, велики экологические риски, вытекающие потом в штрафные санкции.

От профессиональных действий исполнителей работ и правильности принятия решений руководящим составом зависит время и качество строительства скважины, безаварийность работ и соответственно финансовый

успех всего предприятия. Очень важно при реализации всех этапов ГРР тесное и постоянное взаимодействие между отделами и службами. Только в таком случае можно рассчитывать на успех в реализации проекта ГРР.

Геолого-разведочные работы по сути своей являются убыточным мероприятием для компаний недропользователей. Это обусловлено в первую очередь многочисленными факторами рисков, влияющих на успех и коммерческую привлекательность проектов ГРР.

Большинство вышеперечисленных рисков прогнозируемы и очевидны, поэтому минимизация данных рисков зависит от уровня организации и исполнения всех этапов при реализации проектов ГРР.

2.4. Проблемы финансирования геолого-разведочных программ

Финансирование геолого-разведочных работ из федерального бюджета

Федеральное агентство по недропользованию является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по оказанию государственных услуг и управлению государственным имуществом в сфере недропользования, и находится в ведении Министерства природных ресурсов Российской Федерации.

Объем финансирования работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы и геологическому изучению недр за счет средств федерального бюджета в 2013 году составил 32,1 млрд руб., что является очередным историческим максимумом за период работы Федерального агентства по недропользованию. По сравнению с 2012 годом рост объема финансирования составил 19 %. При этом количество объектов работ в 2013 году незначительно снизилось, до 690 в сравнении с 703 в 2012 году.

В структуре затрат бюджетных средств в течение 2005–2013 гг. более 2/3 всех средств приходилось на работы по воспроизводству минерально-сырьевой базы полезных ископаемых, оставшаяся часть шла на работы общегеологического назначения, тематические работы и работы по государственному геологическому информационному обеспечению. В 2011 году отмечается почти четырехкратное увеличение доли тематических работ, но данное изменение связано не с увеличением затрат по этому направлению, а с изменением системы классификации работ и соответственным перераспределением средств.

В 2013 году в целом структура затрат бюджетных средств по отношению к предыдущему периоду практически не изменилась. Наиболее значительные увеличения объема финансирования произошли по ГРР на углеводородное сырье (рост на 2,7 млрд руб.) и ГРР на твердые полезные ископаемые (рост на 2,3 млрд руб.) с соответственным повышением доли этих видов работ в общей структуре затрат более чем на 2 %.

Если рассматривать работы, непосредственно связанные с воспроизводством минерально-сырьевой базы, то в 2005–2013 гг. приоритет имели работы по воспроизводству МСБ углеводородного сырья (около 60 %).

На проведение ГРР на нефть и газ из средств федерального бюджета в 2005–2013 гг. было затрачено 85 423,3 млн руб. (в 2013 году – 15,5 млрд руб.), при этом третья часть этих средств была выделена только за последние два года, а в целом в течение рассматриваемого периода годовые бюджетные расходы на углеводородное сырье выросли более чем в три раза.

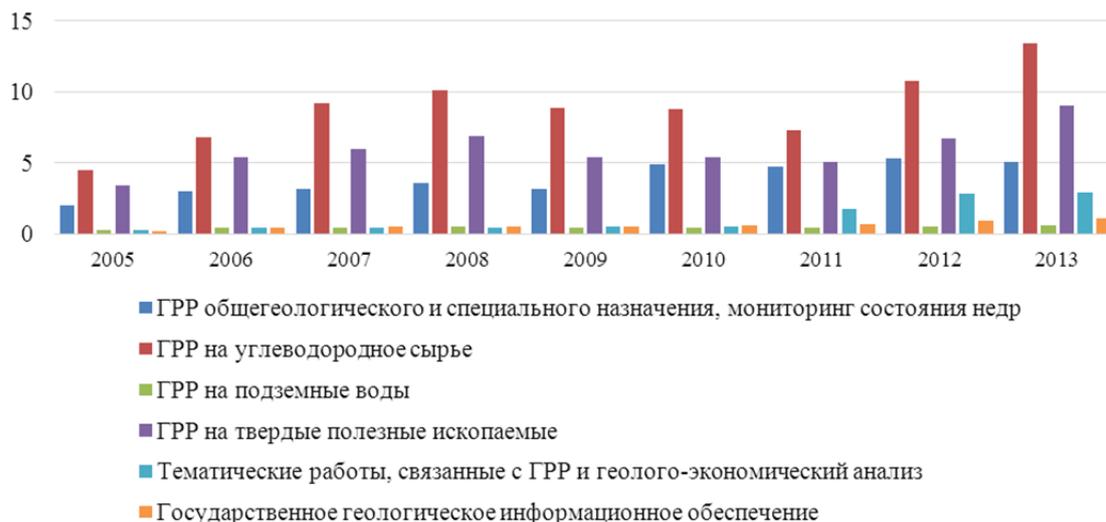


Рис. 2.6. Распределение затрат бюджетных средств в 2005–2013 годах по видам работ, %

Максимальный объем затрат федерального бюджета приходится на Сибирский федеральный округ и составляет 46 % от общего объема финансирования, в 2013 году – 44 %. На работы на континентальном шельфе было направлено 12 % средств, в 2013 году – 13 %.

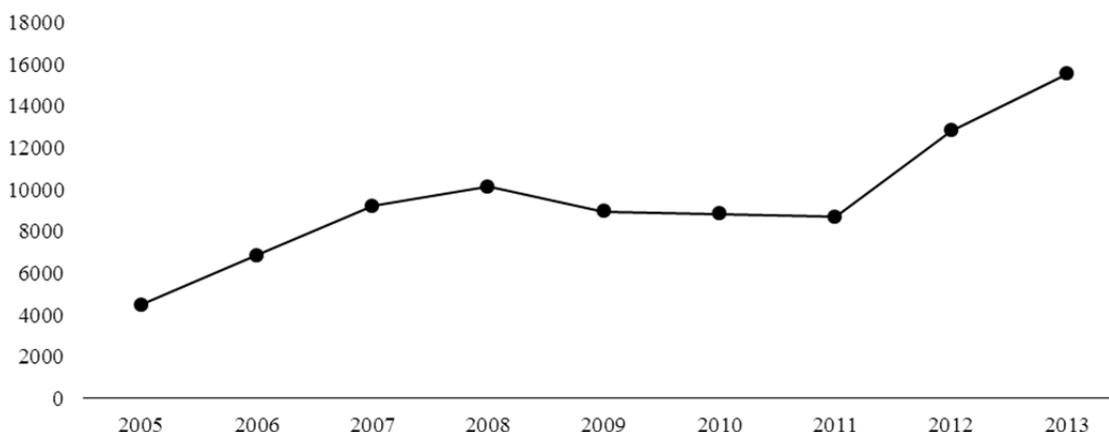


Рис. 2.7. Динамика изменения затрат на проведение ГРР за средства Федерального бюджета в период 2005–2013 гг.

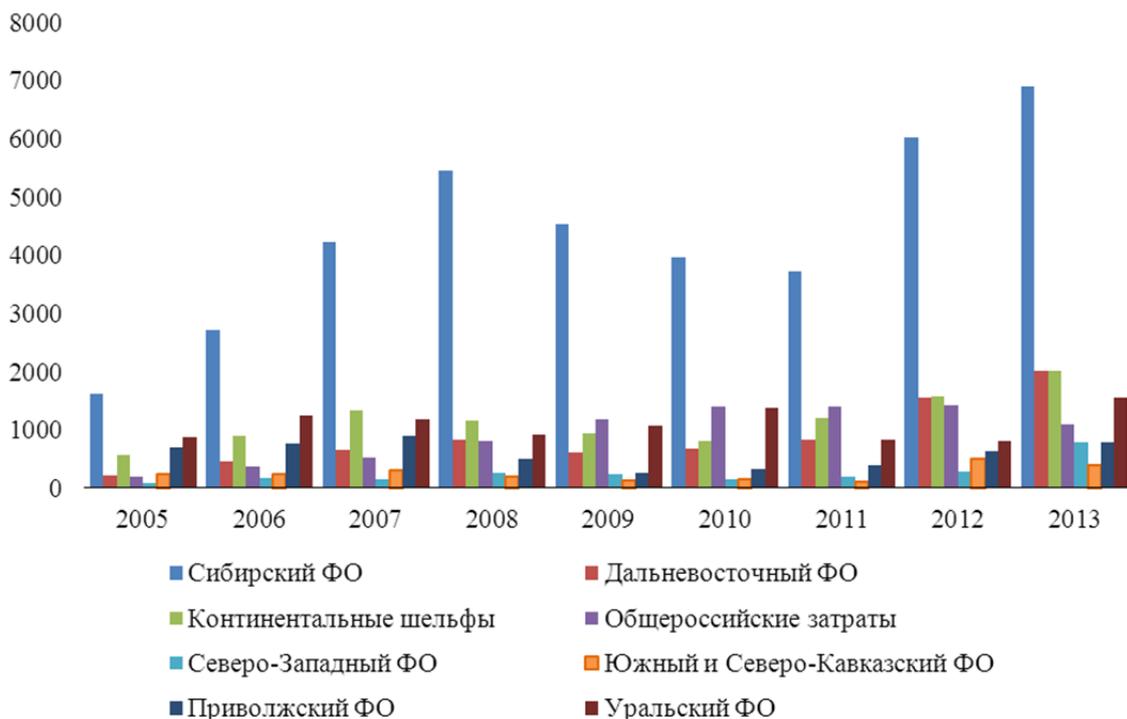


Рис. 2.8. Распределение затрат федерального бюджета на проведение геолого-разведочных работ на нефть и газ по регионам России в 2005–2013 годах, млн руб.

В 2005–2013 гг. за счет средств федерального бюджета ГРП на нефть и газ проводились на 631 объекте, в том числе в 2013 году – на 143 объектах. Завершены работы на 519 объектах, в том числе в 2013 году – на 47 объектах. Основная доля финансирования (более 60 %) приходится на проведение региональной сейсморазведки МОГТ 2D. Всего было отработано 362 575 пог. км сейсмопрофилей (в 2013 году – 40 698 пог. км) и выполнено 106,1 тыс. пог. м параметрического бурения (в 2013 году – 20 тыс. пог. м). В результате работ выявлены прогнозные ресурсы D1лок в количестве 55 400 млн т усл. УВ (в 2013 году – 7300 млн т. усл. УВ), из них 25 850 млн т усл. УВ – на шельфе (в 2013 году – 1500 млн т усл. УВ).

Приоритетными направлениями ГРП на нефть и газ являлись:

- реализация Программы геологического изучения и лицензирования Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия);
- реализация Программы параметрического бурения в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия);
- работы на территории Уральского ФО и на континентальном шельфе Российской Федерации;
- работы по физической ликвидации экологически и технически опасных скважин нераспределенного фонда недр.

Реализация этих задач обеспечивает уточнение геологического строения перспективных территорий нераспределенного фонда недр, локализацию прогнозных ресурсов и целенаправленную подготовку на этой основе новых лицензионных участков для недропользователей. Так, одной из важнейших задач ГРР, выполняемой за счет средств федерального бюджета в Сибирском и Дальневосточном ФО (Красноярский край, Иркутская область, Республика Саха (Якутия)), является подготовка перспективных объектов для лицензирования, расположенных неподалеку от трассы нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО).

Геолого-геофизические исследования на нефть и газ различной степени детальности за счет средств федерального бюджета проводились на территории всех федеральных округов (за исключением Центрального). В Европейской части страны, характеризующейся высокой степенью изученности и значительными объемами добычи нефти и газа, решались задачи выявления сложнопостроенных перспективных объектов с целью их последующего лицензирования.

Отметим следующие факторы, влияющие на геолого-разведочный бизнес.

1. Государственная поддержка в сфере налогообложения ГРР имеет свою специфику в связи с длительностью их цикла и чисто затратным характером. От начала поисковых работ до окончания разведки и ввода месторождения в эксплуатацию проходят многие годы, а первый доход появляется лишь после первых продаж горной продукции. Поэтому компании, проводящие ГРР, вправе рассчитывать на особый подход государства к налогообложению их бизнеса.

2. Получение прав пользования недрами и их рыночный оборот. Простота и прозрачность процедуры приобретения прав пользования недрами часто определяют решение компании об инвестициях в поисковые работы. Ещё большее значение имеет возможность передачи (свободной продажи) этих прав. Для компаний, которые изначально не предполагают доводить объект до эксплуатационной стадии, а намереваются выполнить ГРР на участке, резко увеличить его перспективы и продать с максимальной выгодой, этот фактор играет определяющую роль.

3. Доступность привлекаемых финансовых ресурсов. Небольшие независимые геолого-разведочные компании часто не могут финансировать ГРР за счет собственных средств (их у них просто нет) и не могут получить кредит в банке (без залога не дают). Следовательно, у юниорных компаний остается один путь – привлечение средств на рынке рискованного капитала. Таким образом, степень развитости и само наличие этого рынка часто становится критическим фактором, определяющим возможность становления юниорного бизнеса в стране.

4. Доступность архивной геологической информации. На сегодняшний день степень геологической изученности планеты такова, что без информации, собранной предшественниками, невозможно спланировать и провести эффективные ГРР. Широкое использование архивных и фондовых материалов, керн ранее пробуренных скважин позволяет получить максимальный результат, затратив на ГРР минимальные деньги. По оценкам Геологической службы штата Иллинойс (США), использование архивных данных, в том числе каменного материала, позволяет снизить стоимость планируемых ГРР на 40–70 %. Поэтому доступность архивных и фондовых геологических материалов, а также стоимость их приобретения у владельцев прямо влияют на инвестиционную привлекательность геолого-разведочного бизнеса в стране.

Четыре перечисленных выше фактора, в свою очередь, целиком определяются действиями органов государственной власти. Государство, стремящееся привлечь капитал в ГРР, должно принять такие законы и создать такую систему государственного управления, которые будут служить надежной опорой геолого-разведочным компаниям. В России такая система пока не создана, поэтому нельзя рассчитывать на приход частных инвестиций в эту специфическую сферу бизнеса.

На сегодняшний день главными проблемами в сфере управления фондом недр России является как раз деятельность государства в отношении четырех перечисленных выше факторов, а именно:

1. Полное отсутствие мер государственной поддержки в сфере налогообложения ГРР.
2. Сложность и длительность процедуры получения и передачи прав пользования недрами.
3. Полное отсутствие возможности привлечения капитала в рискованные проекты.
4. Платность и закрытость геологической информации о недрах.

Далее рассмотрим возможные действия, по решению обозначенных проблем.

2.5. Предложения и рекомендации по развитию геологоразведки в России в целом и в Восточной Сибири в частности

Рассмотрим некоторые предложения, которые, на наш взгляд, способны оказать содействие в решении существующих проблем геологоразведки, обозначенных выше. Эти предложения мы разделим на два основных направления. Первое направление будет касаться в целом Российской Федерации, второе – более узкое – геологоразведки в Восточной Сибири.

Важным направлением государственного регулирования и стимулирования ГРР является совершенствование системы лицензирования как на нераспределенном фонде недр, так и распределенном. Должны пересматриваться выданные ранее лицензии и выполнение исследований и работ, проведение которых было предусмотрено владельцами при их получении. В процессе дальнейшего лицензирования необходимо максимально привести геолого-разведочные работы в соответствие с принятой стадийностью геологического изучения бассейнов и зон предполагаемого нефтегазонакопления.

Все это необходимо в связи с накоплением информации геологического характера за предыдущие годы, поэтому необходимо акцентирование внимания на внутреннюю структуру осадочно-породного чехла и отдельных частей разреза, их состав и условия формирования и размещения ловушек. В частности, в Прикаспийском бассейне – огромной области погружения, в которой внутренняя структура надсолевых отложений верхней перми – мезозоя мощностью 6–8 км – изучена крайне недостаточно, хотя в периферийных частях, особенно юго-восточной, известны многочисленные месторождения нефти и газа. Другим примером является Южно-Баренцевская впадина, а конкретнее ее наднижнепермский комплекс.

Огромное значение имеют такие запасы Западной Сибири, знания которые были расширены в результате применения новых методов и технологий обработки геофизических данных в комплексе с глубоким бурением, как низы мела (ачимовская пачка) и юры – комплексов, в которых установлена региональная нефтегазоносность от подошвы мезозоя до бажендовской свиты.

Для увеличения привлекательности нераспределенного фонда недр важен этап региональных исследований с применением современной методологии и технологии геофизических исследований, привлекая также данные, полученные в результате бурения. Однако данный этап сдерживается невыполнением запланированных расходов государства на ГРР.

Значение регионального этапа важно в связи с тем, что без стратегических проектов нет перспектив развития нефтегазодобычи на длительный период. Государство не может уклоняться от ответственности и организующей роли на стадии регионального изучения нефтегазоносности страны. Поскольку недра являются собственностью государства, оно и должно руководить освоением этой собственности.

Другая проблема, касающаяся системы лицензирования и выполнения лицензионных договоров формируется в связи с тем, что в на распределенном фонде недр сосредоточено более 75 % разведанных запасов нефти, что ставит задачу выполнения условий лицензионных со-

глашений. При этом практически все основные месторождения углеводородного сырья находятся в стадии снижающейся добычи. Обводненность продукции в среднем по фонду действующих скважин – около 80 %. Как следствие, ввод в разработку новых месторождений позволит сохранить и увеличить добычу нефти.

В основу системы финансирования геолого-разведочных работ на нефть и газ должны быть положены следующие принципы.

1. Сохранение за государством организации и финансирования региональных исследований нефтегазоносности России, как следствие необходимо наличие специального фонда денежных средств. Соответственно создаются программы региональных научно-исследовательских работ, финансируемых за счет государственного бюджета Минприроды РФ.

2. Финансирование геолого-геофизических исследований в нефтегазоносных зонах, в которых ведется добыча нефти и газа или которые признаются перспективными, осуществляется группами компаний (консорциумами), которым и предоставляется преимущественное право получения лицензий на дальнейшие работы.

3. Поисковый и разведочный этап закрепляются и осуществляются нефтегазодобывающими компаниями и акционерными обществами в соответствии с существующими законами и под строгим государственным контролем.

В последние годы в нефтегазовой геологической науке и практике появились новые теоретические идеи, накоплено много фактического материала, требующего глубокого осмысления. Это в первую очередь:

- концепции, разрабатываемые китайскими геологами о так называемой низкозрелой нефти, механизм образования которой значительно отличается от такового в теории термической дегградации керогенов, а также представления о существенной роли угленосных отложений и пластового угля в генерации нефти;
- теоретические разработки в области создания геодинамической модели нефтегазообразования на основе тектоники литосферных плит;
- выявление скоплений углеводородов в газогидратном состоянии;
- открытие залежей нефти в гранитоидных породах фундамента и в зонах крупных надвигов под пластинами фундамента.

Все это требует разработки более полного представления о глобальных закономерностях нефтегазообразования и нефтегазонакопления. И отечественная геолого-разведочная наука должна самым серьезным образом использовать весь накопленный в мире опыт исследований, иначе неизбежно глобальное отставание российской нефтегазовой отрасли от мирового уровня, а значит – обвальное падение нефтедобычи и, как следствие, доходов государственного бюджета.

Все вышесказанное позволяет сформулировать основные направления научно-технического прогресса в геолого-разведочных работах и развития ресурсной базы добычи нефти в России на ближайшее десятилетие.

1. Развить комплексные геолого-геофизические работы на основе широкой переинтерпретации накопленного материала и внедрения современных технологий и комплексных методов.

2. Вывести технологию строительства и освоения скважин на современный мировой уровень, обеспечивающий их высокую производительность и длительность работы.

3. Восстановить научно-исследовательские и технологические работы в области обоснования направлений поисков в районах сложившейся нефтегазодобычи и новых перспективных регионах России.

4. Разработать государственную программу развития ресурсной базы добычи нефти и газа.

5. Повысить уровень подготовки специалистов-нефтяников на основе коренного аппаратурного переоснащения вузов и модернизации их программ, приведя их в соответствие с требованиями перспективы развития нефтегазового комплекса.

Далее рассмотрим подходы к развитию геологоразведки для Восточной Сибири. На наш взгляд, необходимо принять следующий ряд основных мер в этой сфере.

1. Принципиальный подход к государственному фонду недр. Прежде всего, необходимо внести изменения в действующие нормативные правовые акты и разделить фонд недр Российской Федерации на две части, подход к управлению которыми должен быть принципиально различным.

В первую часть государственного фонда недр должны отойти участки с разведанными и предварительно оцененными запасами (месторождения), а также участки недр, в пределах которых локализованы прогнозные ресурсы. Ко второй части следует отнести весь остальной фонд недр, изучение которого либо ограничилось региональной стадией, либо поисковые работы были проведены, но не дали серьезных результатов.

В изучение первой части фонда недр были вложены значительные бюджетные средства, получены реальные результаты, поэтому, передавая их в пользование, государство может претендовать на хотя бы частичную компенсацию «исторических затрат». По отношению к участкам второй части фонда недр говорить об исторических затратах государства и их компенсации нет основания.

Оборот участков, относящихся к первой части фонда недр, должен быть ограничен. По отношению к ним государство должно ставить перед

собой три задачи: компенсировать исторические затраты, привлечь частные средства в доизучение и освоение месторождений и контролировать добычу, обеспечивая рациональное использование запасов. Для этого с небольшими поправками подходят способы регулирования, предусмотренные действующим законодательством (аукционы, система контроля и пр.).

Оборот участков, относящихся ко второй части фонда недр, должен быть свободным. По отношению к ним основной задачей государства является привлечение инвестиций в начальные стадии ГРР; для этого необходимо находить другие механизмы, прежде всего апробированные в сырьевых странах с рыночной экономикой (Канада, Австралия).

2. Принципы получения и оборота прав пользования недрами.

В области лицензионной политики необходимо уйти от принципа «участки под ГРР ранних стадий выбирает чиновник». Государство должно перестать рассматривать себя в качестве благодетеля, который дает компаниям возможность вести ГРР ранних стадий. Наоборот, оно должно рассматривать компании, желающие вложить деньги в поиски, как благодетелей нации. Предлагаемые нами принципы позволят создать реальную конкуренцию между компаниями и специалистами, которые осуществляют прогнозные построения, выбирают участки, разрабатывают методику и реализуют поисковые работы.

Лицензии на ГРР на участках, относящихся ко второй части фонда недр, должны выдаваться на основании заявки потенциального недропользователя (принцип «первым пришёл – первым получил»).

Процедура рассмотрения заявки должна быть максимально проста и строго регламентирована. Плата за выдачу лицензии должна быть символической.

Государство не должно предъявлять к недропользователю никаких имущественных требований. На концептуальном уровне можно обсуждать вопрос: «должен ли потенциальный недропользователь обладать специальными знаниями и опытом в области геологоразведки?».

Лицензия должна быть просто документом, подтверждающим право компании вести ГРР на участке, а в случае открытия месторождения – вести его разработку.

Обязательства недропользователя должны определяться нормативным актом, а не лицензионным соглашением. Например, может быть установлен минимальный уровень затрат на ГРР (в рублях на км² в год), являющийся платой за пользование недрами. Если недропользователь не хочет или не может вести ГРР даже в минимальном объеме, он должен либо продать, либо вернуть лицензию (принцип «работай или потеряешь»).

Ежегодно недропользователь должен представлять апробированный отчёт о результатах ГРР в государственные фонды.

Оборот лицензий должен быть совершенно свободным. В любой момент недропользователь должен иметь право передать (продать) право пользования недрами.

Право пользования недрами может быть прекращено только решением суда и только по двум основаниям: недостижение минимального уровня затрат на ГРП и непредоставление (неудовлетворительное качество) ежегодного отчета о результатах ГРП.

3. Меры государственной поддержки геолого-разведочного бизнеса в сфере налогообложения.

Поскольку ГРП, особенно поиски месторождений, являются высокорисковым бизнесом, львиная доля налогового бремени должна относиться к этапу эксплуатации, а в период проведения ГРП и освоения месторождения государство должно поддерживать компании, прежде всего используя механизм снижения налоговых ставок.

Для целей налогообложения необходимо юридически строго определить такие понятия, как «геолого-разведочные работы», «поиски», «оценка», «разведка», «освоение» месторождений, так как формулировки из «Положения о стадийности ГРП» могут не удовлетворить финансовые и контролирующие органы. Необходимо также юридически строго определить понятие «геолого-разведочная компания» (юниорная компания).

И крупные, и мелкие горные и геолого-разведочные компании, осуществляющие инвестиции в ГРП на участках, относящихся ко второй части фонда недр, должны быть освобождены от налога на прибыль в объеме этих инвестиций.

Компании, осуществляющие инвестиции в ГРП на участках, относящихся к первой части фонда недр, должны быть частично освобождены от налога на прибыль, причем размер льгот должен зависеть от стадии ГРП.

Для сторонних инвесторов, получающих прибыль в иных сферах бизнеса, необходимо реализовать механизм «переуступки» налоговых льгот на инвестиции в ГРП (механизм «трансфертных» акций).

На стадии добычи необходимо ввести налоговые механизмы стимулирования полной отработки месторождений и рекультивации земель, что позволит не только рационально использовать природные ресурсы, но и вкладывать освобожденные средства в ГРП.

4. Привлечение частного капитала в малый геолого-разведочный бизнес.

Проблему привлечения частного капитала в геолого-разведочный бизнес можно рассматривать в нескольких аспектах: привлечение крупных инвесторов к финансированию крупных проектов, связанных с разведкой и освоением месторождений; привлечение одного инвестора к финансированию небольшого поискового проекта; привлечение многих мелких инвесторов к финансированию небольшого поискового проекта.

Проблема привлечения крупных инвесторов к финансированию крупных проектов, связанных с разведкой и освоением месторождений, в современной России неактуальна.

Проблема привлечения крупных и средних инвесторов к финансированию поисковых проектов актуальна, но решается путем реализации положений данной концепции: свободное получение и оборот прав пользования недрами, свободный доступ к геологической информации, освобождение затрат на ГРП от налога на прибыль.

Привлечение мелких инвесторов (физических лиц) к финансированию небольших поисковых проектов возможно лишь на рынках частного акционерного капитала (специальные инвестиционные фонды, объединения рискованного капитала), которые только начинают появляться в России. Рынок публичного акционерного капитала для финансирования рискованных проектов (фондовые биржи и специальные площадки венчурного капитала) в России вообще отсутствует. Решение этой проблемы находится в ведении федеральной службы по финансовым рынкам.

5. Принципы обращения с геологической информацией, полученной за счет разных источников финансирования.

Принципиальным является присвоение результатам работ, выполненных за счет федерального бюджета в СССР и России, статуса общественных благ. Каждый гражданин России, платя налоги в бюджет, финансировал эти работы и имеет право пользоваться их результатами. Предлагаемые принципы позволят привлечь частные средства в ГРП и исключить из оборота «серую» геологическую информацию неясного происхождения.

Каталоги имеющейся в фондах геологической информации о недрах в соответствии с законом «Об информации, информатизации и защите информации» должны быть доступны каждому. Идеальным решением этой проблемы было бы их размещение в свободном доступе в сети Интернет.

Геологическая информация о недрах, полученная за счет средств федерального бюджета на региональной стадии изучения территории страны (то есть все отчеты и карты масштаба 1:50 000 и мельче), должна предоставляться бесплатно.

Геологическая информация о недрах, полученная за счет средств федерального бюджета на поисковой стадии изучения территории страны (то есть в результате работ масштабов от 1:25 000 до 1:5000), также должна предоставляться бесплатно, если в результате проведенных работ не было обнаружено месторождение и не были апробированы ресурсы категории Р1.

При предоставлении информации, плата может взиматься лишь за тиражирование данных.

Геологическая информация о недрах, полученная за счет средств федерального бюджета на поисковой и/или разведочной стадии изучения территории страны, если в результате проведенных работ было обнаружено месторождение и/или были апробированы ресурсы категории Р1, должна предоставляться за плату.

Стоимость единицы информации должна исчисляться процентом от затрат государства на выполнение работ. Например, отчет о работах масштаба 1:25 000 – 5 %, масштаба 1:10 000 – 10 %, отчет о предварительной разведке – 35 %.

Все недропользователи должны представлять отчеты о выполненных ими ГРР, включая фактический материал, в государственные фонды. Эти данные должны попадать в открытый доступ по истечении коммерческого периода использования информации, длительность которого должна быть законодательно определена.

Возможность вознаграждения недропользователя, с использованием данных которого в дальнейшем было найдено месторождение, может обсуждаться.

2.6. Правовое регулирование нефтегазового сервиса

Отсутствие нормативно-правового регулирования отношений нефтегазодобывающих и компаний сервисов считается одной из основных проблем нефтегазового сервиса. К главным дилеммам сервисного раздела в российской топливно-энергетической отрасли надлежит отнести:

- ужесточение на сегментах позиций импортного оборудования, в основном китайского производства;
- слабые позиции фирм России в «премиум-сегменте» (геофизика, наклонно-направленное бурение) при недостаточности у основной массы гарантийных фирм ресурсов инвестиционного плана для модернизации производственных процессов.

Последующее развитие нефтегазового сервиса будет находиться в зависимости от следующих аспектов:

- политики государственного уровня участия в сфере нефтегазового сервиса;
- выстроенных взаимоотношений с нефтегазодобывающими компаниями;
- присутствия технологий, снижающих расходы и увеличивающих производственную отдачу и др.

В то же время одной из главных задач нефтегазового сервиса считается недоступность нормативно-правового регулирования отношений нефтегазодобывающих и свободных сервисных фирм.

Вместо трех сильных отраслевых сервисных компаний, обеспечивавших потребности в геологоразведке нефтяной и газовой индустрии, число фирм, работающих в данный момент в Российской Федерации, перевалило за двести.

В 90-е гг. XX в. в Российской Федерации после ликвидации министерств, приватизации и акционирования нефтегазовый сервис был отпущен в «свободное плавание». Без поддержки государства нефтесервисные фирмы оказались не способными к конкуренции с глобальными предприятиями нефтегазового сервиса. Помимо прочего отрицательную роль в понижении конкурентоспособности российского сервиса имело абсолютная остановка финансирования НИОКР как со стороны государства, так и нефтегазовых фирм. Такое положение вещей способствовало разрушению НИИ и КБ, солидному выводу высокопрофессиональных экспертов за рубеж.

В настоящее время ярко выраженной политики в сфере нефтегазового сервиса в РФ не наблюдается. Провозглашённый руководством государства курс на модернизацию экономики, становление наукоёмких и свёрхтехнологичных производств напрямую на происходящие процессы внутри нефтегазового сервиса воздействия не оказывает.

Вследствие того, нет ясной концепции или стратегии по развитию нефтесервисного сектора, то присутствует ряд негативных моментов. Например, никто не занимается прогнозом и регулированием взаимоотношений в сегменте нефтегазового сервиса в РФ. Кроме того, наблюдается отсутствие компетентных экспертов данного профиля в составе Минэнерго РФ, действенных инструментов регулирования.

Директор Института комплексного проектирования обустройства месторождений углеводородов Н. Андреева считает, что «владельцы недр – правительство – не имеет внятных приспособлений управления разумным применением запасов углеводородов, помощи российским сервисным фирмам. Страна должна энергично принимать на вооружение отраслевую систему регулирования технического аспекта, подстегивая использование нефтяными компаниями сертифицированного российского оборудования»⁸.

Особую тревогу вызывает обстановка, складывающаяся около возможностей освоения шельфа Российской Федерации. Отечественный геофизический сервис к решению данных задач не допущен. На Каспии,

⁸ Александров В. Готовность номер один. Нефтегазовый сервис восстанавливает свой докризисный потенциал // Нефть России. Нефтяной сервис. 2011. № 1 (8). С. 18–21.

Сахалине, северных морях преобладают «Schlumberger», «Halliburton», «BakerHughes».

Следовательно, специалисты отмечают две проблемы, требующие вмешательства уполномоченных государственных органов в жизнь нефтесервисного сегмента.

В первую очередь за основной массой обозначившихся в РФ центров отраслевой интеграции стоит зарубежный капитал, а конкретно – приобретение иностранными компаниями многообещающих отечественных нефтесервисных фирм и повышение части заграничных поставщиков в нефтяной индустрии Российской Федерации.

Сейчас по экономическим возможностям ни одна из отечественных сервисных фирм не может соперничать с интернациональными сервисными компаниями. Сервисный рынок РФ открыт для западных компаний, что позволит в будущем монополизировать этот сектор и равномерно повышать стоимость на собственные услуги. Вследствие высочайших тарифов на нефть в настоящий момент у российских фирм есть наличные средства на западный сервис. Хотя в случае изменения ценовой конъюнктуры отечественные фирмы, сделавшие ставки на западных партнеров, имеют все шансы оказаться в неблагоприятной экономической ситуации. Следовательно, важнейшей задачей в сфере государственного регулирования является защита национальных нефтесервисных компаний с целью развития их конкурентоспособности на мировом рынке в будущем.

Во-вторых, низкая инвестиционная привлекательность отечественных сервисных фирм вследствие отсутствия действенного финансово-налогового льготирования деятельности.

По мнению экспертов нефтегазового сервиса, существуют следующие возможные пути участия государства в развитии нефтесервисного сектора экономики.

1-й вариант – формирование государственной сервисной фирмы. Однако мнения экспертов в этой области расходятся. Так, по мнению академика РАН, д. э. н. А.Н. Коржубаева, «...формирование большого российского нефтегазосервисного холдинга разрешит привлечь большие инвестиции. Будет способствовать развитию российских НИОКР и внедрению современных глобальных технологий. А в конечном итоге увеличит конкурентоспособность российских изготовителей оборудования»⁹.

⁹ А. Коржубаев. Нефтесервисная госкорпорация позволит обеспечить технологическую безопасность страны // Агентство нефтегазовой информации. URL: <http://www.angi.ru/print.shtml?oid=2785815>.

По-мнению других, в частности проректора Тюменского государственного нефтегазового университета Т.Ф. Гилязова, «для формирования компании с размером активов в 1 миллиардов рублей понадобится затратить 50–100 миллиардов рублей»¹⁰. Кроме того, формирование данной структуры в сфере сервиса противоречит законам рынка, а также мировому опыту, в соответствии с которым сервисные компании, развивающиеся в конкурентной среде, способствуют более высокой производительности оказываемых услуг.

2-й вариант – государственная политика протекционизма, включающая такие инструменты, как таможенные запреты¹¹.

Не так давно власти Норвегии направили сервисный бизнес по пути протекционизма в виде квотирования закупок продукции и услуг нефтесервиса от государственных генпоставщиков при реализации нефтегазовых программ. Вводя эти квоты, правительство не сомневалось в потенциально высочайшей конкурентоспособности внутренних норвежских компаний как со стороны свойства и качества сервисных услуг, так и цены. Вследствие более 70 % всех сервисных работ на шельфе Норвегии производят государственные компании.

Но похожие меры характерны и для России, только введение подобной политики в отличие от Норвегии несет другой результат. Они станут содействовать выводу вложений и инвестиций из сервисного сектора экономики Российской Федерации, а также затруднит передачу современных производственных и управленческих технологий. Так, применение способов протекционизма сможет обернуться значительными потерями, как для рынка сервисных услуг России, так и для экономики государства в целом.

3-й вариант – страна как экономический партнер. Нам видится, собственно во много раз наиболее эластичным и результативным в развитии нефтесервисного сектора присутствие рыночного игрока – экономического напарника и партнера, дающего сервисным фирмам кредиты и инвестиции на дотационных критериях, оказывающего поддержку лизингу оборудования, устанавливающего «режим благоприятствования» для ввоза прогрессивного, современного оборудования и технологий.

¹⁰ Гилязов Т.Ф. Методологические подходы к решению организационно-экономических проблем повышения нефтеотдачи пластов на предприятиях нефтедобывающего комплекса: автореф. дис. ... канд. экон. наук. М. : Московский государственный областной университет, 2010.

¹¹ Авраменко М. Нефтегазовый сервис в начале пути // Континент Сибирь. Красноярск. № 39 (561). 01. 07. 2011.

Сервисные фирмы к тому же обязаны обеспечить некую проницаемость собственной работы, состава управления, что даст возможность государству аргументировано характеризовать необходимость в финансировании и осуществлять контроль над целевым внедрением предоставленных средств. Со стороны страны мудро настоятельно требовать от фирм соотношения конкретным квалификационным аспектам, имеющим отношение к составу владения активами, денежному состоянию, состоянию производственно-технологической базы, квалификации основного персонала, соблюдению общепризнанных мер и положений охраны труда и техники защищенности, охраны находящейся вокруг среды, системе управления.

Фирмы, которые в нужной мере удовлетворяют предъявляемым притязаниям со стороны государства, допускаются к участию в нефтегазовых программах, финансируемых государством. Фирмы, которые гарантированно не удовлетворяют отмеченным требованиям, имеют возможность повысить собственный уровень, если обретут предложения страны по реформированию и развитию.

Кроме того, бытует мнение, что нефтегазовый сервис не имеет нужды в поддержке и координации со стороны государства, так как этот вид бизнеса не классифицируется как бесприбыльный. Чем больше сервисных частных фирм – тем больше конкурентная борьба, что позитивно оказывает большое влияние на качество услуг, культуру производственных процессов, техническую и научную оснащенность, мастерство персонала и в конечном счете содействует понижению цены услуг, что, в свою очередь, станет интересно клиентам и государству в целом.

В то же время по результатам опроса в 2011 году участников нефтегазового сектора половина участников выборочного опроса ждет роста государственного воздействия на ветвь. Следовательно, с нашей точки зрения правительство обязано предпринять ряд последующих мер, поддерживающих становление российских сервисных фирм.

Для действенного становления и развития сервисного сегмента нужна развитая система регулирования, которая обязана включать: стимулирование с применением средств и инструментов налоговой политики и кредитования фирм, меры технической регулировки (общепризнанные меры и регламенты), антимонопольную и технологическую политику.

Кроме того, важны меры по увеличению привлекательности российского сервисного сектора, то есть важны подстегивающие меры с учетом отличительных черт функционирования фирм этой отрасли (как на взгляд производственного процесса, так и передового состояния нефтесервиса в Российской Федерации). К примеру, весомое значение для становления наукоемкого сервиса обязано играть льготное налогообложение НИОКР.

Нужно также организовать единую для РФ информационную базу по сервисным фирмам с вероятностью получения абсолютно достоверной информации о поставщиках (навык работы, производственные силы, техническая и научная укомплектованность, квалификация персонала, экономическое состояние фирмы и т. п.). Формирование информационной базы позволит расширить информационное поле о сервисных предприятиях, повысит заинтересованность руководства компаний сервисов в увеличении качества и свойства услуг, также станет способствовать формированию полноценного сегмента сервисных услуг.

С целью развития отечественного нефтегазового сервиса приоритетность участия в реализуемых нефтегазовых программах должна принадлежать российским компаниям, что не лишает возможности участия иностранных инвесторов и не противоречит общепринятому пониманию развития рыночных отношений в мире.

Очень важной видится роль федеральных органов законодательной и исполнительной власти России в принятии нормативных актов, обеспечивающих развитие конкурентоспособного российского рынка сервисных услуг и создании благоприятных инвестиционных условий.

Также необходимо определить государственный орган, ответственный за контроль и развитие отечественного нефтегазового сервиса, на который необходимо возложить разработку и реализацию программы по укреплению позиций российского нефтегазового сервиса на внутреннем и мировом сервисных рынках. Необходимо, чтобы эта государственная структура обладала соответствующими правами и финансовыми средствами для решения поставленных задач.

Очень важно активизировать работу по сведению к единым российских и международных стандартов в области нефтегазового сервиса, что облегчит вхождение российского сервиса на мировой рынок.

Таким образом, главной задачей государства должно стать содействие инновационным и инвестиционным процессам, создание дополнительных возможностей для ее участников, а также стимулирование устойчивого развития отрасли за счет решения приоритетных задач. В связи с этим государство должно предпринять ряд мер, поддерживающих развитие отечественных сервисных компаний, а именно льготное финансирование, стратегические союзы, госзаказ, субсидирование НИОКР и др.

ГЛАВА 3. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОГО ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ N

3.1. Технико-экономический анализ вариантов разработки месторождения N

Одним из важных инструментов достижения рациональности в использовании запасов углеводородов является разработка экономически обоснованных проектов их освоения и контроль (со стороны государства) выполнения утвержденных документов, а в случае необходимости внесения в них изменений, согласованных с соответствующими государственными структурами (Министерства природных ресурсов РФ).

Экономическое обоснование проектов разработки представляет собой сложную задачу, так как при этом должны быть учтены интересы не только недропользователя, но и собственника нефтегазоносных недр – государства. Эти интересы по известным причинам не всегда и во всём совпадают. Сложность экономического обоснования усугубляется длительностью сроков осуществления разработки месторождений и необходимостью опираться на долгосрочные прогнозы эволюции рыночных цен на углеводородное сырьё, вероятность реализации которых, как показывает ретроспективный анализ, крайне низкая.

Определённые трудности в процессе экономического обоснования проектов возникают и в связи со спецификой инвестиционного процесса при освоении нефтегазовых месторождений. Период разработки (разбуривания) месторождения нередко охватывает несколько десятилетий, а инвестиционная деятельность часто продолжается даже в заключительной стадии его эксплуатации. Это вызывает необходимость адаптации принципов и методов оценки эффективности инвестиций применительно к процессу освоения нефтяного месторождения.

В этой связи разработка теоретических положений о взаимосвязи результатов экономической оценки, эффективность проектов разработки нефтегазовых месторождений на разных стадиях их промышленного освоения, их экспериментальное подтверждение (на основе проекта разработки конкретного объекта), а также совершенствование методов определения исходных нормативов затрат для расчета ожидаемых капитальных и эксплуатационных расходов является актуальным.

Рассмотрим пример экономической оценки вариантов разработки месторождения N с целью выбора наиболее эффективной системы разработки.

Технико-экономический анализ проектных решений разработки месторождения N проведен отдельно по пластам Ю₁³ и Ю₁² отдельно по недропользователям (предприятие 1 – область 1 и предприятие 2 – область 2). Основным объектом разработки является пласт Ю₁³, Ю₁² (вспомогательный пласт). Расчет проведен по пяти технологическим вариантам, по всем предложенным вариантам подразумевается проведение гидравлического разрыва пласта (далее – ГРП) на всех вводимых добывающих скважинах.

Вариант 0. Разработка пластов Ю₁³ и Ю₁² предполагается единым объектом.

Область 1

По области 1 предусматривается разработка месторождения сложившимся фондом с формированием площадной комбинированной (девятиточечной и пятиточечной) системы в сочетании с приконтурным заводнением без проведения значительных геолого-технологических мероприятий.

Область 2

По области 2 разработка месторождения также предусматривается сложившимся фондом с формированием семиточечной системы вытеснения в сочетании с избирательной без проведения значительных геолого-технологических мероприятий.

Бурения проектных скважин месторождения не предполагается по Варианту 0 ни по области 1, ни по области 2.

Вариант 1. Предусматривается, что сначала разрабатывается основной высокопродуктивный пласт Ю₁³, а пласт Ю₁² является возвратным объектом, на который переводятся скважины основного объекта при выполнении ими своего проектного назначения на пласт Ю₁³.

При разработке пласта Ю₁³ предусматриваются следующие проектные решения.

Область 1

По северной залежи предусматривается уплотнение сетки скважин до 500×500 м и реализация площадной комбинированной системы вытеснения в сочетании с приконтурным заводнением. При реализации системы вытеснения во избежание значительного снижения пластового давления нагнетательные скважины после бурения, как правило, сразу переводят под нагнетание без отработки на нефть. В тех областях северной залежи, где плотность остаточных запасов недостаточно высока для полномасштабного уплотняющего бурения, предусматривается резка 18 боковых наклонно-направленных стволов.

По центральной и восточной залежам предполагается бурение по квадратной сетке 500×500 м также с организацией площадной комбинированной системы вытеснения в сочетании с приконтурным заводнением.

По южной залежи предусматривается бурение по квадратной сетке 500×500 м и реализация площадной девятиточечной системы. В краевых зонах с низкой плотностью запасов сетка разреживается до 700×700 м.

Всего по области 1 по пласту Ю₁³ предполагается бурение 339 скважин (из них 249 добывающих и 90 нагнетательных), а также зарезка 18 боковых стволов с ГРП.

При реализации варианта 1, так же как и в последующих вариантах, для снижения обводненности и увеличения коэффициента нефтеизвлечения предусматривается применение физико-химических методов, как на частях месторождения области 1, так и области 2.

Область 2

Поскольку основная часть залежи области 2 в 2010 году разбурена (введено в разработку 24 скважины), то уплотнение сетки скважин и реализация семиточечной системы вытеснения предполагается только за счет зарезки 16 боковых наклонно-направленных стволов. При зарезке боковых стволов предусматривается также проведение операций ГРП.

Кроме того, в 2011 году в разработку вводятся пять добывающих скважин (№№ 341, 351, 553, 551, 554), которые пробурены в 2010 году, а также проводится перевод в поддержание пластового давления (далее – ППД) семь скважин (№№ 293, 352, 300, 299, 409, 407, 501 в 2011 году) и двух скважин (№№ 288, 276) в 2012 г.

Всего на пласт Ю₁³ по частям месторождения области 1 и области 2 вариантом 1 предусматривается бурение 339 проектных скважин, из них 249 добывающих и 90 нагнетательных, а в разбуренных зонах – зарезка 34 боковых стволов.

При реализации варианта 1, так же как и в последующих вариантах, для снижения обводненности и увеличения коэффициента нефтеизвлечения предусматривается применение физико-химических методов, как на частях месторождения области 2, так и области 1.

Вариант 2 отличается тем, что пласты Ю₁² и Ю₁³ будут разрабатываться совместно единым объектом Ю₁²⁺³. При этом основные проектные решения варианта 1 для пласта Ю₁³ сохраняются, но для варианта 2 на части месторождения области 2 дополнительно предусматривается бурение трех горизонтальных скважин длиной 500 м в западной водонефтяной части пласта, которая в настоящее время не охвачена разработкой. Объемы применения физико-химических методов для варианта 2 остаются такими же, как для варианта 1.

Вариант 2а отличается тем, что пласты Ю₁² и Ю₁³ будут разрабатываться совместно единым объектом Ю₁²⁺³. При этом основные проектные решения варианта 2 для пласта Ю₁³ сохраняются, но для варианта 2а, по области 1 по пласту Ю₁³ предполагается бурение 286 скважин (из них 212 добывающих и 74 нагнетательных), а также зарезка 18 боковых стволов. По области 2 предполагается бурение трех горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола 500 м и зарезки 16 боковых наклонно-направленных стволов.

Объемы применения физико-химических методов для варианта 2а остаются такими же, как для варианта 1.

Вариант 3 сохраняет проектные решения варианта 2 и предполагает совместную разработку пластов Ю₁² и Ю₁³ единым объектом Ю₁²⁺³. Отличается от варианта 2 тем, что по области 1 предполагается бурение 337 скважин (из них 247 добывающих и 90 нагнетательных), а в той части пласта Ю₁², которая не совпадает в плане с пластом Ю₁³ (эта часть находится только в области 1), предусматривается дополнительно пробурить самостоятельную сетку скважин 700×700 м с реализацией площадной пятиточечной системы вытеснения. Всего в этой части на пласт Ю₁² предполагается пробурить 102 проектных скважин (из них 60 добывающих и 42 нагнетательных).

Кроме того, поскольку низкопродуктивный пласт Ю₁² в части области 1 слабо вовлечен в разработку, то на северной части пласта предусматривается проведение зарезки двух боковых горизонтальных стволов длиной 250 м на скважинах 201Р и 207Р. В случае получения положительного результата на опытном участке предусматривается бурение двух горизонтальных скважин длиной 250–300 м вместо двух наклонно-направленных скважин.

Всего по области 1 предполагается бурение 439 скважин (из них 307 добывающих, 90 нагнетательных с отработкой и 42 нагнетательных без отработки), а также зарезка 22 боковых стволов. По области 2 предполагается бурение трех горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола 500 м и зарезки 16 боковых наклонно-направленных стволов.

Объемы применения физико-химических методов для варианта 3 остаются такими же, как для варианта 2.

В соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», приложение к приказу МПР России от 21.03.2007 г. № 61, рекомендуется использовать среднеотраслевые цены нефти на внутреннем и внешнем рынках на основе прогнозов, тарифов и цен, представляемых Министерством экономического развития и торговли (МЭРТ) РФ в «Основ-

ных параметрах прогноза социально-экономического развития Российской Федерации» на соответствующий период. В соответствии с этим в расчетах принята цена нефти в 2011 году на внешнем рынке 81\$/bbl и курс доллара 31,3 руб. (прогноз МЭРТ от 17.12.2010 г.).

Показатели, характеризующие эффективность разработки месторождения N определены при условии сбыта 52,2 % добываемой продукции на внутреннем рынке и 47,8 % на внешнем рынке в условиях действующей налоговой системы. Данное соотношение также принято в соответствии с прогнозом МЭРТ РФ на 2011 год.

Внутренняя цена нефти рассчитывается на узле учета нефти по методике, используемой во всех ведущих нефтяных компаниях, работающих на территории РФ. В соответствии с этой методикой цена на КУУ недропользователя (Netback) рассчитывается из цены на внешнем рынке путем вычитания величины экспортной пошлины, транспортных расходов.

Величина транспортных расходов при экспортной реализации рассчитывается в соответствии с Приказом Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) № 167-э/1 от 29.07.2010 г. Дополнительно в составе транспортных расходов учтены услуги по диспетчеризации, таможенному оформлению и проценты за услуги банка по данным компании (72,3 руб. за тонну). Применительно к месторождению N величина транспортных расходов при экспорте составит 2410,8 руб. за тонну нефти.

Таким образом, при расчете прибыли от реализации принята цена нефти на узле учета недропользователя (без учета транспортных расходов и экспортной пошлины) 6866 руб. за тонну без НДС (8102 руб. за тонну с НДС).

Цена реализации попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) принята по данным недропользователя в размере 535 руб/1000 м³ без НДС. Реализация газа осуществляется только по области 1 на ГТЭС «соседнего месторождения» для выработки электроэнергии. По области 2 газ используется только на собственные нужды.

Расчеты выполнены в ценах 2011 года без учета инфляции.

Финансирование проекта предполагается за счет собственных средств недропользователя.

Показатели экономической оценки

Коммерческая эффективность разработки месторождения N оценивалась с использованием системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов, предусмотренных действующим законодательством в области налогообложения согласно

действующим «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов» (издательство «Экономика», 2000 г.), Регламенту составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39-007-96), утвержденным Минтопэнерго РФ 23 сентября 1996 года с дополнениями в виде «Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», приложение к приказу МПР России от 21.03.2007 г. № 61. «Национальным стандартом РФ ГОСТ Р 53710-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные Правила проектирования разработки» (издательство «Стандартинформ» 2010 г).

В соответствии с этими документами принимается:

- дисконтированный поток денежной наличности – сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направляемую на освоение месторождения, приведенная к начальному году по ставке дисконта 10 %;
- рентабельный срок разработки – период от начала реализации проекта до момента, когда величина накопленного дисконтированного денежного потока (NPV) после достижения положительного максимального значения начинает уменьшаться;
- внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны;
- индекс доходности дисконтированных затрат – отношение суммы дисконтированных денежных притоков к сумме дисконтированных денежных оттоков;
- индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока от инвестиционной деятельности. PI равен увеличенному на единицу отношению NPV к накопленному дисконтированному объему инвестиций;
- доход государства – налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные фонды страны.

Экономическая оценка разработки месторождения (в условиях безналоговой среды) отражает эффективность проекта с точки зрения интересов недропользователей и государства в целом и определяется как разница между выручкой от реализации углеводородов и затратами – капитальными вложениями, чистыми эксплуатационными (текущими) расходами и транспортными расходами.

3.2. Оценка капитальных вложений на разработку месторождения

Капитальные вложения на разработку месторождения N включают в себя затраты на строительство скважин и их обустройство, рассчитанные в планируемых на 2011 году ценах без учета НДС.

Расчет стоимости строительства скважин производился исходя из запланированной на 2011 году стоимости 1 метра проходки и средней глубины скважины. В стоимости скважин не учтены затраты на подготовительные работы. Затраты на строительство скважин представлены в табл. 3.1.

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства, производился с учетом существующего обустройства и необходимых объектов строительства. Капитальные вложения по области 1 и области 2 представлены в табл. 3.2, 3.3.

Таблица 3.1

Стоимости строительства скважин на месторождении в руб.

Наименование работ или затрат	Стоимость бурения добывающей н/нскважины, руб.	Стоимость бурения добывающей н/н скважины с ГРП, руб.	Стоимость бурения водозаборной скважины, руб.	Стоимость бурения добывающей н/н скважины, руб.	Стоимость бурения добывающей горизонтальной (500 м.) скважины, руб.	Стоимость бурения добывающей н/н скважины с ГРП, руб.
	Область 1			Область 2		
Глубина скважины	2950	2950	1800	2950	3450	2950
Стоимость 1 м	12 015,0	12 015,0	14 197,67	9379,10	21 352,00	9379,10
ГРП		3 466 987				8 602 000
Всего	35 444 246	38 911 233	26 635 805	27 668 334	736 644 000	36 270 334

В проекте предусмотрено совместное бурение скважин на два пласта, поэтому в экономических расчетах затраты на бурение совместные скважин распределены по объектам разработки в равных долях.

Затраты на оборудование, не входящее в сметы строек, рассчитаны исходя из необходимости замены каждые 5 лет быстро изнашивающегося оборудования, средняя стоимость оборудования 1220 тыс. руб. на одну новую скважину и 1835 тыс. руб. на одну скважину действующего добывающего механизированного фонда.

Таблица 3.2

Расчет капитальных вложений при разработке месторождения N (область I), млн. руб.

Показатель	Всего 2011–2084	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1. ГРП	416,57	1,32	130,51	203,39	81,36	–	–	–	–	–
1.1. Разведочное бурение	1,3	1,3	–	–	–	–	–	–	–	–
1.2. Сейсмика 3D	415,3	–	130,5	203,4	81,4	–	–	–	–	–
2. Эксплуатационное бурение	17 931,80	3124,00	3260,70	2752,70	1504,60	2049,40	690,7	726,4	676,1	676,1
2.1. Наклонно-направленные (доб.)	14 071,40	2764,70	2764,70	2374,80	1240,50	1736,80	531,7	531,7	389,9	389,9
Кол-во скважин, шт.	397	78	78	67	35	49	15	15	11	11
2.2. Наклонно-направленные (на г.)	1488,70	–	–	–	–	–	–	–	248,1	248,1
Кол-во скважин, шт.	42	–	–	–	–	–	–	–	7	7
2.3. Водозаборные	133,2	53,3	79,9	–	–	–	–	–	–	–
Кол-во скважин, шт.	5	2	3	–	–	–	–	–	–	–
2.4. ГРП	1376,40	270,4	270,4	232,3	121,3	169,9	52	52	38,1	38,1
Кол-во скважин, шт.	397	78	78	67	35	49	15	15	11	11
2.5. ЗБС с ГРП	784,87	35,68	107,03	107,03	142,7	142,7	107,03	142,7	–	–
Кол-во скважин, шт.	22	1	3	3	4	4	3	4	–	–
2.6. ЗБГС	77,33	–	38,67	38,67	–	–	–	–	–	–
Кол-во скважин, шт.	2	–	1	1	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 3.2

Показатель	Всего 2011–2084	Σ 2011– 2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027– 2084
1. ГРП	416,57	416,58	–	–	–	–	–	–	–	–
1.1. Разведочное бурение	1,3	1,3	–	–	–	–	–	–	–	–
1.2. Сейсмика 3D	415,3	415,3	–	–	–	–	–	–	–	–
2. Эксплуатационное бурение	17 931,80	15 460,70	601,8	524	485	449,6	410,7	–	–	–
2.1. Наклонно-направленные (доб.)	14 071,40	12 724,70	354,4	283,6	248,1	248,1	212,7	–	–	–
кол-во скважин, шт.	397	359	10	8	7	7	6	–	–	–
2.2. Наклонно-направленные (на г.)	1488,70	496,2	212,7	212,7	212,7	177,2	177,2	–	–	–
кол-во скважин, шт.	42	14	6	6	6	5	5	–	–	–
2.3. Водозаборные	133,2	133,2	–	–	–	–	–	–	–	–
кол-во скважин, шт.	5	5	–	–	–	–	–	–	–	–
2.4. ГРП	1376,40	1244,5	34,7	27,7	24,3	24,3	20,8	–	–	–
кол-во скважин, шт.	397	359	10	8	7	7	6	–	–	–
2.5. ЗБС с ГРП	784,87	784,87	–	–	–	–	–	–	–	–
кол-во скважин, шт.	22	22	–	–	–	–	–	–	–	–
2.6. ЗБГС	77,33	77,34	–	–	–	–	–	–	–	–
кол-во скважин, шт.	2	2	–	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 3.2

Показатель	Всего 2011–2084	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
3. Промышленное строительство	11 462,50	2020,30	2096,80	1245,00	1658,50	424,2	475,8	410,8	355,6	83,7
3.1. Подготовительно-заключительные работы	2906,70	542,3	305,1	305,1	533,9	228,8	228,8	228,8	152,5	–
кол-во кустов, шт.	41	10	4	4	7	3	3	3	2	–
3.2. Обустройство скважин	1350,30	239,9	239,9	206,1	107,7	150,7	46,1	46,1	55,4	55,4
кол-во скважин, шт.	439	78	78	67	35	49	15	15	18	18
3.3. Трубопроводы	2889,30	334,2	353,4	161,3	72,5	7,3	42,3	56,7	51	28,3
3.3.1. Новое строительство	1103,70	334,2	353,4	161,3	72,5	7,3	42,3	21	25,6	–
• Нефтеборные сети	365,1	88,4	81,6	42,7	48,6	5,6	23,6	11,8	14,4	–
объем строительства, км	55,9	13,5	12,5	6,5	7,4	0,9	3,6	1,8	2,2	–
• Напорные водоводы	324,7	71,4	32,1	118,6	23,8	1,8	18,7	9,2	11,3	–
объем строительства, км	63,5	14	6,3	23,2	4,7	0,4	3,6	1,8	2,2	–
• Нефтепроводы	414	174,3	239,7	–	–	–	–	–	–	–
объем строительства, км	48,4	20,4	28	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 3.2

Показатель	Всего 2011–2084	Σ 2011–2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027–2084
3. Промышленное строительство	11 462,50	8770,70	388,7	159,9	157,7	160,1	279,4	30,3	29,9	1485,90
3.1. Подготовительно-заключительные работы	2906,70	2525,3	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3	-	-	-
кол-во кустов, шт.	41	36	1	1	1	1	1	-	-	-
3.2. Обустройство скважин	1350,30	1147,3	49,2	43,1	40	36,9	33,8	-	-	-
кол-во скважин, шт.	439	373	16	14	13	12	11	-	-	-
3.3. Трубопроводы	2889,30	1107	78,7	31,8	32,6	33,8	59,4	30,3	29,9	1485,90
3.3.1. Новое строительство	1103,70	1017,6	48,9	2,3	2,3	3,5	29,1	-	-	-
• Нефтеборные сети	365,1	316,7	27,5	1,3	1,3	2	16,3	-	-	-
объем строительства, км	55,9	48,4	4,2	0,2	0,2	0,3	2,5	-	-	-
• Напорные водоводы	324,7	286,9	21,5	1	1	1,5	12,8	-	-	-
объем строительства, км	63,5	56,2	4,2	0,2	0,2	0,3	2,5	-	-	-
• Нефтепроводы	414	414	-	-	-	-	-	-	-	-
объем строительства, км	48,4	48,4	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение табл. 3.2

Показатель	Всего 2011–2084	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
3.3.2. Реконструкция	1785,60	-	-	-	-	-	-	35,8	25,4	28,3
• Нефтеборные сети	904,3	-	-	-	-	-	-	14,6	14,6	14,6
объем реконструкции, км	138,3	-	-	-	-	-	-	2,2	2,2	2,2
• Напорные водоводы	560,6	-	-	-	-	-	-	9,1	9,1	9,1
объем реконструкции, км	109,6	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8	1,8
• Газопроводы	201,7	-	-	-	-	-	-	10,4	-	2,9
объем реконструкции, км	19,5	-	-	-	-	-	-	1	-	0,3
• Нефтепроводы	119,1	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8	1,8
объем реконструкции, км	13,9	-	-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,2
3.4. Дороги	1870,90	476,4	256,8	249,1	283,8	32,4	137,7	68,6	83,9	-
объем строительства и реконструкции, км	49,1	12,5	6,7	6,5	7,4	0,9	3,6	1,8	2,2	-
3.5. Высоковольтные линии	342	129,9	39,1	37,9	43,2	4,9	20,9	10,4	12,8	-
• ВЛ-6 кВ	323,8	111,8	39,1	37,9	43,2	4,9	20,9	10,4	12,8	-
объем строительства и реконструкции, км	111,7	38,5	13,5	13,1	14,9	1,7	7,2	3,6	4,4	-

Продолжение табл. 3.2

Показатель	Всего 2011–2084	Σ 2011– 2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027–2084
3.3.2. Реконструкция	1785,60	89,5	29,7	29,5	30,3	30,3	30,3	30,3	29,9	1 485,90
• Нефтеборные сети	904,3	43,8	15,5	15,4	15,9	15,8	15,8	15,8	15,6	750,7
объем реконструкции, км	138,3	6,6	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	114,9
• Напорные водоводы	560,6	27,3	9,6	9,4	9,8	9,8	9,8	9,8	9,6	465,5
объем реконструкции, км	109,6	5,4	1,9	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	91
• Газопроводы	201,7	13,3	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	168,1
объем реконструкции, км	19,5	1,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	16,2
• Нефтепроводы	119,1	5,4	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	101,6
объем реконструкции, км	13,9	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	11,9
3.4. Дороги	1870,90	1588,7	160,2	7,6	7,6	11,4	95,3	–	–	–
объем строительства и реконструкции, км	49,1	41,6	4,2	0,2	0,2	0,3	2,5	–	–	–
3.5. Высоковольтные линии	342	299,1	24,4	1,2	1,2	1,7	14,5	–	–	–
• ВЛ-6 кВ	323,8	281,0	24,4	1,2	1,2	1,7	14,5	–	–	–
объем строительства и реконструкции, км	111,7	96,9	8,4	0,4	0,4	0,6	5	–	–	–

Продолжение табл. 3.2

Показатель	Всего 2011–2084	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
• ВЛ-35 кВ	18,1	18,1	–	–	–	–	–	–	–	–
объем строительства и реконструкции, км	4,5	4,5	–	–	–	–	–	–	–	–
3.6. Прочие объекты энергетики	990,3	94,6	332,7	–	563	–	–	–	–	–
• ПС 35/6	94,6	94,6	–	–	–	–	–	–	–	–
• ПС 110/35	332,7	–	332,7	–	–	–	–	–	–	–
• ГТЭС	563	–	–	–	563	–	–	–	–	–
3.7. Площадочные объекты	1066,80	165,3	561,3	285,6	54,5	–	–	–	–	–
• БКНС	359,2	38,1	212,8	108,3	–	–	–	–	–	–
• МФНС	329,1	127,1	201,9	–	–	–	–	–	–	–
• УПН	150	–	–	150	–	–	–	–	–	–
• УПСВ и УСГ	146,6	–	146,6	–	–	–	–	–	–	–
• ВКС	81,8	–	–	27,3	54,5	–	–	–	–	–
3.8. Внеплощадочные объекты	8,5	–	8,5	–	–	–	–	–	–	–
• Радиорелейные линии связи	8,5	–	8,5	–	–	–	–	–	–	–
3.9. Прочие КВ	37,8	37,8	–	–	–	–	–	–	–	–
4. ОНСС	5150,40	104,9	135,3	140,7	134,3	128,7	151,2	154,1	150,7	152,9
ИТОГО САРЭС	34 961,30	5250,6	5623,3	4341,9	3378,7	2602,3	1317,7	1291,2	1182,4	912,7

Окончание табл. 3.2

Показатель	Всего 2011–2084	Σ 2011– 2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027–2084
• ВЛ-35 кВ	18,1	18,1	–	–	–	–	–	–	–	–
объем строительства и реконструкции, км	4,5	4,5	–	–	–	–	–	–	–	–
3.6. Прочие объекты энергетики	990,3	990,3	–	–	–	–	–	–	–	–
• ПС 35/6	94,6	94,6	–	–	–	–	–	–	–	–
• ПС 110/35	332,7	332,7	–	–	–	–	–	–	–	–
3.7. Площадочные объекты	1066,80	1066,80	–	–	–	–	–	–	–	–
• БКНС	359,2	359,2	–	–	–	–	–	–	–	–
• МФНС	329,1	329,1	–	–	–	–	–	–	–	–
• УПН	150	150	–	–	–	–	–	–	–	–
• УПСВ и УСГ	146,6	146,6	–	–	–	–	–	–	–	–
• ВКС	81,8	81,8	–	–	–	–	–	–	–	–
3.8. Внеплощадочные объекты	8,5	8,5	–	–	–	–	–	–	–	–
• Радиорелейные линии связи	8,5	8,5	–	–	–	–	–	–	–	–
3.9 Прочие КВ	37,8	37,8	–	–	–	–	–	–	–	–
4. ОНСС	5150,40	1252,6	151,7	149,6	146,5	145,4	142,4	132,9	129,6	2899,70
ИТОГО САРХ	34 961,30	25 900,7	1142,10	833,5	789,3	755,2	832,4	163,1	159,4	4385,60

Таблица 3.3

Расчет капитальных вложений при разработке месторождения N (область 2), млн руб.

Показатель	Всего	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020–2099
1. ГРП	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2. Эксплуатационное бурение	874,0	122,4	122,4	122,4	122,4	81,6	81,6	147,3	73,7	–	–
2.1. Горизонтальные (доб.)	221,0	–	–	–	–	–	–	147,3	73,7	–	–
кол-во скважин, шт.	3	–	–	–	–	–	–	2	1	–	–
2.2. ЗБС с ГРП	652,98	122,43	122,43	122,43	122,43	81,62	81,62	–	–	–	–
кол-во скважин, шт.	16	3	3	3	3	2	2	–	–	–	–
3. Промышленное строительство	900,6	210,5	156,9	0,2	–	–	–	225,1	7,3	4,3	296,3
3.1. Подготовительные работы	145,4	68,2	1,0	–	–	–	–	76,3	–	–	–
кол-во кустов, шт.	1	–	–	–	–	–	–	1	–	–	–
3.2. Обустройство скважин	9,2	–	–	–	–	–	–	6,2	3,1	–	–
кол-во скважин, шт.	3	–	–	–	–	–	–	2	1	–	–
3.3. Трубопроводы	340,8	3,2	–	–	–	–	–	32,8	4,3	4,3	296,3
3.3.1. Новое строительство	29,1	–	–	–	–	–	–	29,1	–	–	–
• Нефтеборные сети	16,3	–	–	–	–	–	–	16,3	–	–	–
объем строительства, км	2,5	–	–	–	–	–	–	2,5	–	–	–
• Напорные водоводы	12,8	–	–	–	–	–	–	12,8	–	–	–
объем строительства, км	2,5	–	–	–	–	–	–	2,5	–	–	–
3.3.2. Реконструкция	311,7	3,2	–	–	–	–	–	3,7	4,3	4,3	296,3
• Нефтеборные сети	184,4	3,2	–	–	–	–	–	2,2	2,5	2,5	174,1
объем реконструкции, км	27,7	–	–	–	–	–	–	0,3	0,4	0,4	26,6

Показатель	Всего	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020–2099
• Напорные водоводы	127,3	–	–	–	–	–	–	1,5	1,8	1,8	122,2
объем реконструкции, км	24,9	–	–	–	–	–	–	0,3	0,3	0,3	23,9
3.4. Дороги	95,6	0,2	–	–	–	–	–	95,3	–	–	–
объем строительства и реконструкции, км	4,9	2,4	–	–	–	–	–	2,5	–	–	–
3.5. Высоковольтные линии	14,5	–	–	–	–	–	–	14,5	–	–	–
• ВЛ-6 кВ	14,5	–	–	–	–	–	–	14,5	–	–	–
объем строительства и реконструкции, км	5,0	–	–	–	–	–	–	5,0	–	–	–
3.6. Прочие объекты энергетики	60,1	60,1	–	–	–	–	–	–	–	–	–
• ГТЭС	56,9	56,9	–	–	–	–	–	–	–	–	–
• АСДУ/АСТУЭ	3,2	3,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–
3.7. Площадочные объекты	33,5	23,7	9,7	–	–	–	–	–	–	–	–
• БКНС	0,2	0,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–
• ДНС	33,2	23,5	9,7	–	–	–	–	–	–	–	–
3.8. Внеплощадочные объекты	104,6	28,9	75,7	–	–	–	–	–	–	–	–
• БПО	85,4	9,9	75,5	–	–	–	–	–	–	–	–
• Полигон ТБО	4,2	4,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–
• Складской комплекс	15,0	14,8	0,2	–	–	–	–	–	–	–	–
3.9. Прочие КВ	96,8	26,2	70,4	0,2	–	–	–	–	–	–	–
4. ОНСС	1724,2	35,2	35,2	36,0	37,1	37,8	38,2	41,3	40,1	38,9	1384,3
ИТОГО САРХ	3498,7	368,2	314,5	158,6	159,5	119,4	119,8	413,8	121,1	43,2	1680,6

Структура капитальных вложений представлена на рис. 3.1.

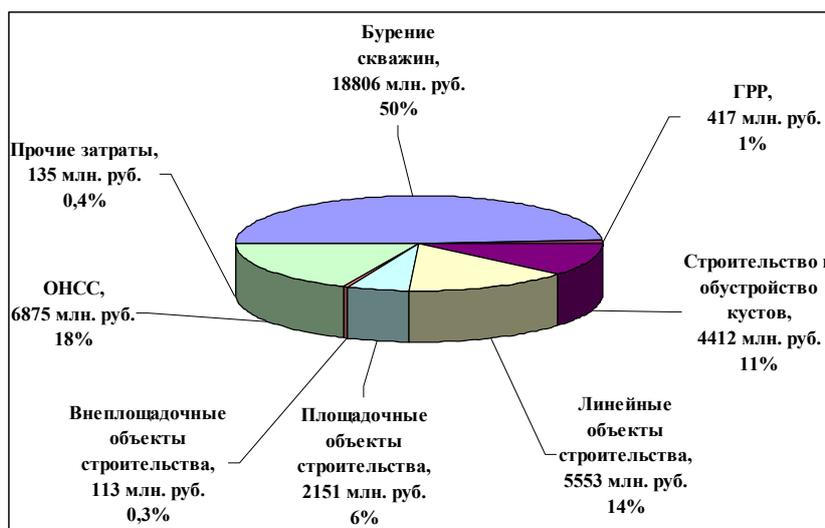


Рис. 3.1. Структура капитальных вложений при разработке месторождения N

Капитальные вложения за период 2011–2015 гг. отражены в расчетах согласно бизнес-плану компании, дополнительно к ним учтены затраты, связанные с бурением и обустройством новых скважин и кустов, а также дополнительные затраты по расширению и реконструкции площадных объектов.

Также в расчетах дополнительно учтены затраты на реконструкцию существующих трубопроводов в размере 2 % в год от общей протяженности, по новым трубопроводам после 7 лет эксплуатации также предусматривается реконструкция трубопроводов в размере 2 % в год.

3.3. Оценка эксплуатационных затрат на разработку месторождения

Эксплуатационные затраты на добычу нефти рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями вариантов разработки на основе фактических издержек на добычу нефти на месторождении N по недропользователям предприятие 1 и предприятие 2 за 2010 году.

Себестоимость определена в разрезе следующих статей:

- обслуживание добывающих скважин;
- электроэнергия на извлечение жидкости;
- искусственное воздействие на пласт;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- прочие производственные расходы;
- методы воздействия на пласт;
- амортизационные отчисления.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые расходы, затраты на содержание и эксплуатацию оборудования и капитальный ремонт нефтяных скважин.

Расходы на капитальный ремонт скважин для поддержания базовой добычи определяются, исходя из действующего фонда скважин и среднегодовой стоимости капитального ремонта на действующую скважину принятой по калькуляции.

Затраты на содержание скважины без учета цеховых расходов, которые разрабатывают совместно пласты Ю₁² и Ю₁³, разнесены в равных долях по пластам.

Общепроизводственные затраты, не связанные с добычей нефти (затраты АУП), рассчитываются в зависимости от объема добываемой нефти, так как эти затраты формируются в целом по предприятию и разносятся по месторождениям пропорционально добычи нефти месторождения.

Энергетические затраты рассчитаны в соответствии с прогнозным расчетом объемов механизированного подъема жидкости, закачки воды.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на закачку воды.

Расходы на сбор и транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости и газа и затрат по этим статьям калькуляции без учета амортизационных отчислений.

Дополнительно в текущих затратах учтены затраты на мероприятия по увеличению нефтеотдачи: перевод под закачку, перфорация, а также физико-химические МУН. Стоимость проводимых мероприятий на месторождении N представлена в табл. 3.4.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из классификации основных средств по амортизационным группам и срока полезного использования в соответствии с Федеральным законом РФ № 158-ФЗ от 22 июля 2008 года «О внесении изменений в главы 21, 23, 24, 25 и 26 части второй налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации о налогах и сборах».

Целевые средства для финансирования работ по завершению эксплуатации месторождения были оценены исходя из сложившегося по каждому Варианту объема капитальных затрат и существующего фонда скважин. Размер ликвидационных затрат учтен в статье «Внереализационные расходы» и рассчитан исходя из 20 % от величины новых капитальных вложений на обустройство месторождения и остаточной стоимости основных производственных фондов без учета стоимо-

сти скважин и 1314 тыс. руб. на каждую существующую скважину по области 1, 1145 тыс. руб. по области 2. Отчисление ликвидационных затрат на скважины осуществляются по факту выбытия скважин из эксплуатации, а ликвидационные затраты на объекты обустройства отнесены на последний год разработки отдельно по площадям разработки.

Таблица 3.4

Стоимость основных мероприятий направленных на интенсификацию отборов и повышение нефтеотдачи при разработке месторождения N

Мероприятия	Стоимость, тыс. руб./1опер.	Стоимость, тыс. руб./1опер.
	Область 1	Область 2
Перевод под закачку	1205	1043
ГРП	5496	8602
ПВЛГ	2363	2173
Перфорация	1312	1197
РИР	2031	1852
ОПЗ нагнетательных скважин	1159	1044
Потокоотклоняющие технологии	1534	1429

Кроме традиционных статей затрат в составе эксплуатационных затрат на добычу нефти учтены также расходы на экологию, платежи и налоги, отчисляемые в бюджетные фонды.

Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат представлены в табл. прил. А, удельные текущие затраты представлены на рис. 3.2.

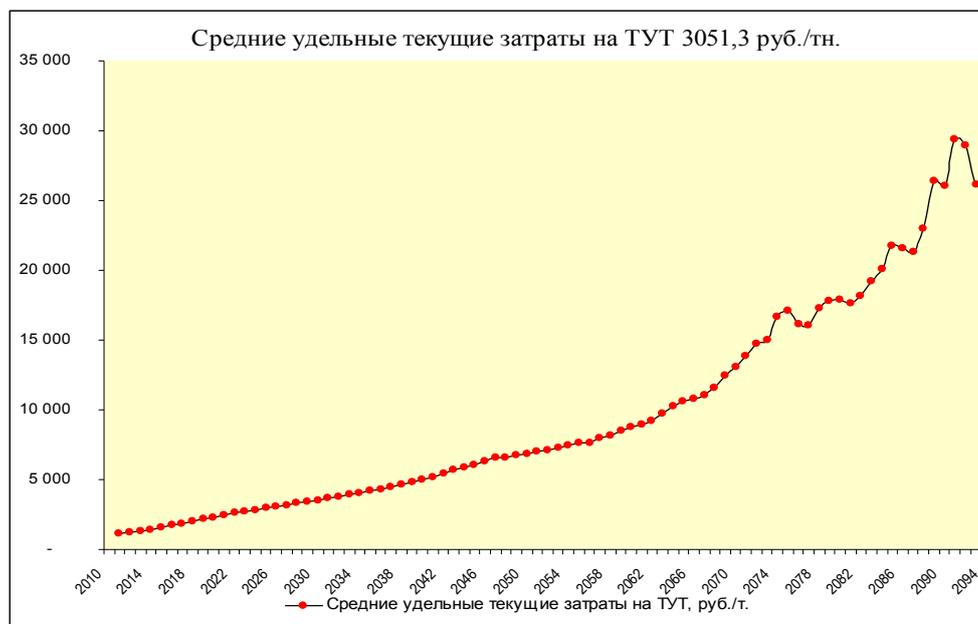


Рис. 3.2. Удельные текущие затраты на тонну условного топлива месторождения N

Из проведенного анализа себестоимости получили, что предельные средние операционные затраты на тонну условного топлива (далее – ТУТ) в целом по месторождению N, позволяющие получать прибыль, составляют 2567 руб/т, т. е. месторождение с прибылью может работать только до 2022 года. Соответственно дальнейшая разработка месторождения для недропользователя не выгодна. Это связано с тем, что все скважины планируют работать до 97–98 % обводненности при предельной рентабельной обводненности 93 % и дебите нефти 5,8 т/сут., при этом дебит по жидкости 83,4 т/сут, что соответствует среднему дебиту по месторождению, с увеличением процента обводненности рентабельных скважин практически не остается.

3.4. Анализ экономической эффективности вариантов разработки месторождения N

По предлагаемым технологическим мероприятиям разработки месторождения N рассчитана эффективность их внедрения за счет дополнительных объемов добычи нефти, которые будут получены после их проведения (табл. 3.5). При этом затраты на бурение скважин, проведение ГРП на новых скважинах учитываются в составе капитальных вложений, закачка различных реагентов, перевод под закачку, ПВЛГ, перфорация – в составе эксплуатационных затрат.

Таблица 3.5

Экономическая эффективность проведения дополнительных мероприятий относительно базового варианта

Показатели	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 2А	Вариант 3
Дополнительная добыча нефти, тыс т	29 484	31 213	30 539	33 528
Прирост коэффициента извлечения нефти, доли ед.	0,147	0,156	0,153	0,168
Затраты на проведение мероприятий, млн руб.	32 983	29 081	26 752	35 153
в том числе:				
• на бурение скважин	15 036	15 257	13 195	19 222
• на обустройство месторождения	8954	8836	8976	10 192
• ОНСС	6244	3198	2792	3950
• затраты на проведение ГРП	49	49	49	49
• перевод под закачку	37	43	43	43
• перфорация	0	183	183	183
• перфорация с изоляцией на вышележащий горизонт	1149	0	0	0
• РИР	71	71	71	71

Показатели	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 2А	Вариант 3
• ОПЗ нагнетательных скважин	699	699	699	699
• потокоотклоняющие технологии	744	744	744	744
Поток наличности, млн руб.	-47 516	3096	9384	-6133
Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	не окупается	10	10	29
Внутренняя норма рентабельности, %	–	6	9	0,4
Коэффициент дисконтирования 10 %				
Дисконтированный поток наличности, млн руб.	-6864	-1430	-399	-3517
Индекс доходности дисконтирован. инвестиций (ИДД), доли ед.	0,64	0,93	0,98	0,84
Срок окупаемости капитальных вложений, годы	не окупается	не окупается	не окупается	не окупается

Экономическая эффективность определена с использованием системы показателей, изложенной в п. 3.1. Результатом расчетов является разница потока наличности, полученного после и до проведения мероприятия в динамике по годам.

Как видно из расчетов, предложенные ГТМ по месторождению N не эффективны по всем рассматриваемым вариантам, что в большей степени связано с разработкой низкопродуктивного пласта Ю₁² самостоятельным фондом скважин (Вариант 1, 3). Реализация данных мероприятий необходима для достижения утвержденных извлекаемых запасов. Из всех вариантов Вариант 3 имеет наибольший прирост коэффициента извлечения нефти. Результаты расчетов экономической эффективности проведения мероприятий представлены на рис. 3.3.

Сопоставление основных экономических показателей в целом по месторождению N за расчетный период представлено на рис. 3.4 и в табл. 3.6.

Оценка экономической эффективности **варианта 0** показала, что разработка рентабельна на протяжении 9 лет. Капитальные затраты на реконструкцию объектов и ОНСС составят 5096 млн руб. Коэффициент извлечения нефти за расчетный период составит 0,199 ед. Дисконтированный доход недропользователей с дисконтом 10 % составит 6704 млн руб. Дисконтированный доход государства – 80 440 млн руб.

При реализации **варианта 1** в результате бурения 339 наклонно-направленных скважин пять водозаборных и проведения ряда геолого-технических мероприятий капитальные затраты составят 35 330 млн руб. Коэффициент извлечения нефти за расчетный период составит 0,347 ед. Рентабельный срок составляет 11 лет. Недропользователи получают дис-

контрированный (при ставке дисконта 10 %) убыток (–) 161 млн руб., дисконтрированный доход государства составит 168 776 млн руб.

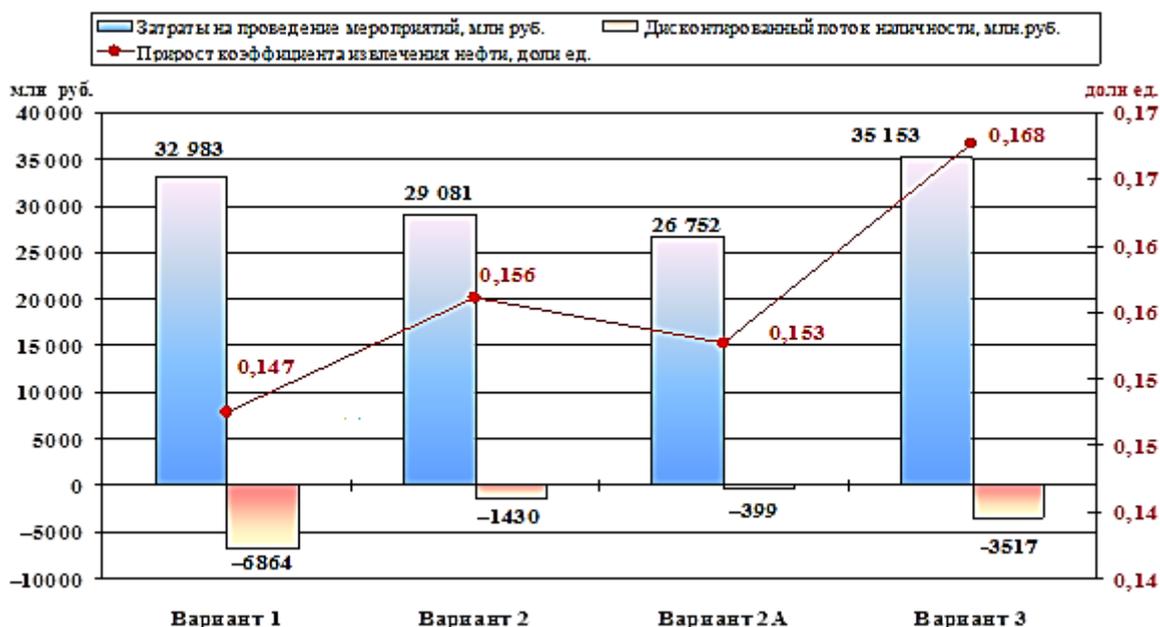


Рис. 3.3. Экономическая эффективность проведения мероприятий при разработке месторождения N относительно базового варианта

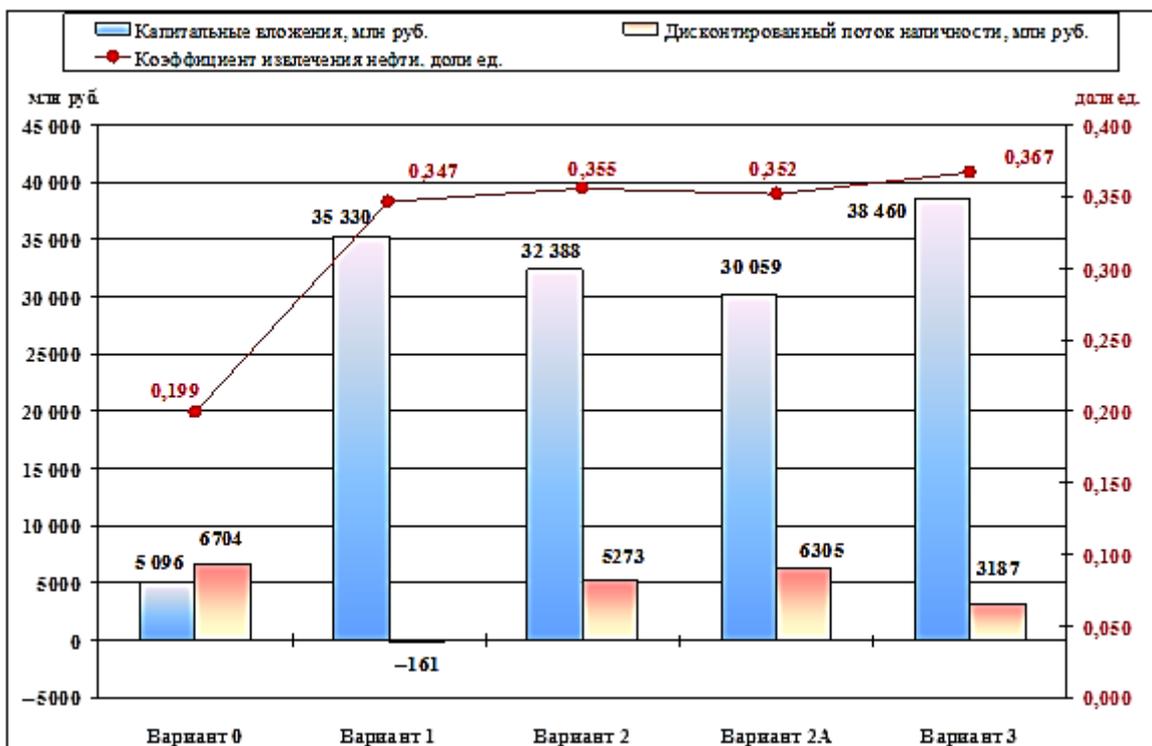


Рис. 3.4. Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки месторождения N

При реализации **варианта 2** в результате совместной разработки пластов, капитальные затраты составят 32 388 млн руб. Коэффициент извлечения нефти за расчетный период составит 0,355 ед. Рентабельный срок составляет 14 лет. Недропользователи получают дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход 5273 млн руб., дисконтированный доход государства составит 186 052 млн руб.

При реализации **варианта 2А** капитальные затраты составят 30 059 млн руб. Коэффициент извлечения нефти за расчетный период составит 0,352 ед., рентабельный срок разработки составит 16 лет. Недропользователи получают дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход 6305 млн руб., дисконтированный доход государства составит 179 437 млн руб.

Таблица 3.6

Сопоставление основных технико-экономических показателей месторождения N

	Показатели	Вариант 0	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 2А	Вариант 3
1	Проектный срок разработки, лет	81	118	89	89	89
2	Рентабельный срок разработки, лет	9	11	14	16	11
3	Проектная добыча нефти, тыс. т					
	• за рентабельный срок разработки	10 601	25 205	32 628	33 999	28 395
	• за расчетный срок разработки	21 602	51 086	52 815	52 141	55 130
4	Проектная добыча газа, млн м ³					
	• за рентабельный срок разработки	425	967	1282	1338	1115
	• за расчетный срок разработки	877	2016	2097	2071	2201
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.					
	• за рентабельный срок разработки	0,144	0,217	0,254	0,261	0,233
	• за расчетный срок разработки	0,199	0,347	0,355	0,352	0,367

Продолжение табл. 3.6

	Показатели	Вариант 0	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 2А	Вариант 3
6	Капитальные вложения, млн руб.	5096	35 330	32 388	30 059	38 460
	в том числе:					
	• на бурение скважин	0	14 619	14 840	12 778	18 806
	• расходы на ГРП	0	416,57	416,57	416,57	416,57
	• обустройство	2172	11 125	11 007	11 148	12 363
	• оборудование, не входящее в сметы строек	2925	9168	6123	5717	6875
7	Эксплуатационные затраты, млн руб.	203 818	483 132	446 304	434 870	473 450
	в том числе:					
	• текущие затраты	78 559	185 309	151 334	143 887	166 215
	• затраты на проведение МУН	0	2749	1790	1790	1790
	• отчисления и налоги в себестоимости	83 047	188 672	187 713	186 833	191 234
	• транспортные расходы	24 904	58 894	60 887	60 110	63 556
	• амортизация	17 308	47 507	44 581	42 250	50 655
8	Внереализационные расходы	1836	4016	3770	3744	4061
9	Выручка от реализации продукции, млн руб.					
	• за рентабельный срок разработки	138 764	330 082	427 295	445 244	371 866
	• за расчетный срок разработки	282 675	668 874	691 535	682 700	721 873
10	Прибыль после выплаты налогов, млн руб.					
	• за рентабельный срок разработки	-616	-5137	1169	2617	493
	• за расчетный срок разработки	-33 395	-80 876	-30 280	-23 990	-39 510
11	Поток наличности, млн руб.					
	• за рентабельный срок разработки	11 346	5416	12 788	14 420	8309
	• за расчетный срок разработки	-21 183	-68 699	-18 087	-11 799	-27 315

Продолжение табл. 3.6

	Показатели	Вариант 0	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 2А	Вариант 3
12	Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	окуп. в год влож.	3	окуп. в год влож.	2	окуп. в год влож.
13	Внутренняя норма рентабельности, %	–	–	–	–	–
14	Доход государства (налоги и платежи), млн руб.	193 463	451 275	459 455	454 910	475 107
	• федеральный бюджет	183 249	427 775	438 930	434 484	453 514
	• бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	6319	14 858	14 727	14 544	15 285
	• страховые взносы	3895	8643	5798	5882	6308
	Коэффициент дисконтирования 10 %					
15	Дисконтированный поток наличности, млн руб.					
	• за рентабельный срок разработки	8720	2733	6572	7140	4827
	• за расчетный срок разработки	6704	–161	5273	6305	3187
16	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,060	0,999	1,020	1,024	1,012
17	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	6,277	0,992	1,252	1,326	1,139
18	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	2,9	окупается в год вложения	окупается в год вложения	окупается в год вложения
19	Дисконтированный доход государства, млн руб.	80 440	168 776	186 052	179 437	189 368
20	Экономическая эффективность, млн руб.	172 280	382 576	441 368	443 111	447 792

При реализации **варианта 3** капитальные затраты составят 38 460 млн руб. Коэффициент извлечения нефти за расчетный период составит 0,367 ед., рентабельный срок разработки составит 11 лет.

Недропользователи получают дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход 3187 млн руб., дисконтированный доход государства составит 189 368 млн руб.

Выбор варианта для практического применения

Выбор варианта, рекомендуемого для практической реализации, основан на сопоставлении технико-экономических показателей вариантов разработки месторождения N (по областям и по пластам), приведенных в табл. 3.8 и прил. Б и В.

Сравнительный анализ эффективности вариантов разработки месторождения N показал, что разработка неэффективна только по Варианту 1, т. к. Вариант предусматривает сначала разработку основного высокопродуктивного пласта Ю₁³ самостоятельным фондом скважин, а пласт Ю₁² является возвратным объектом, на который переводятся скважины основного объекта при выполнении ими своего проектного назначения на пласт Ю₁³.

По остальным рассмотренным вариантам, максимальный КИН и соответственно максимальные показатели по доходам государства достигаются по Варианту 3, поэтому Вариант 3 рекомендуется к реализации.

Основные экономические показатели по рекомендуемому Варианту представлены на рис. 3.5 и в табл. 3.7

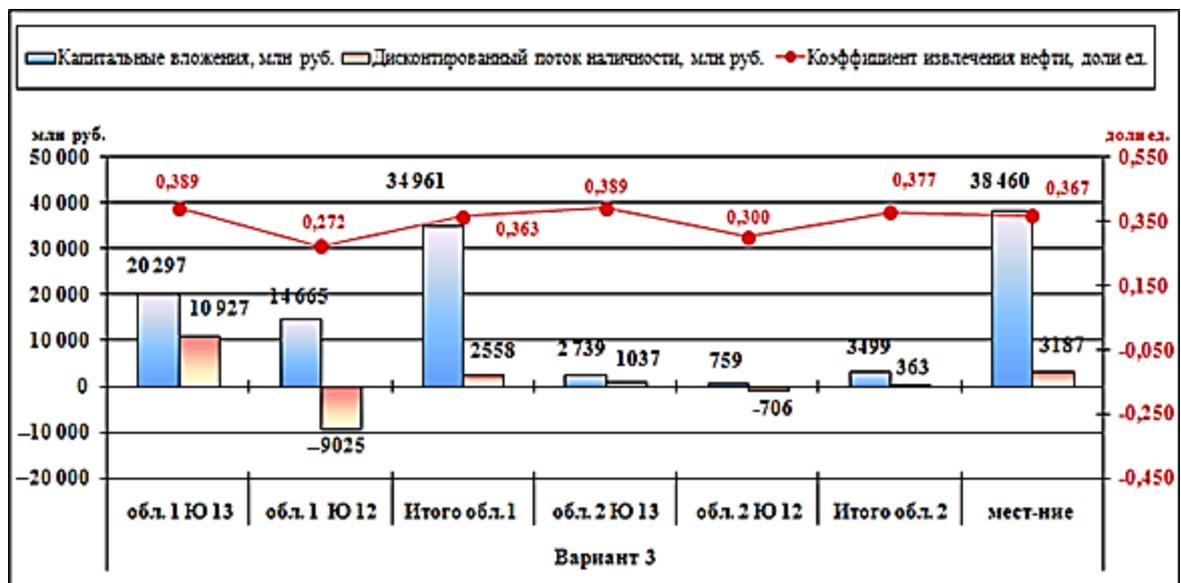


Рис. 3.5. Сопоставление основных технико-экономических показателей разработки месторождения N по рекомендуемому варианту

Выбор рекомендуемого варианта основывался на сопоставлении вариантов отдельно по областям и по пластам.

Так, по области 1 на капитальное строительство необходимо будет изыскать 34 961 млн руб. Рентабельный срок разработки составит 11 лет, КИН за расчетный период составит 0,363 ед., дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход недропользователя составит 2558 млн руб., при индексе доходности инвестиций (PI) – 1,12 доли ед. Дисконтированный доход государства составит 154 488 млн руб. По области 2 на капитальное строительство необходимо будет изыскать 3499 млн руб., КИН за расчетный период составит 0,377 ед., дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход недропользователя составит 363 млн руб. Дисконтированный доход государства составит 35 146 млн руб.

Таблица 3.7

Сопоставление основных технико-экономических показателей разработки месторождения N по рекомендуемому варианту

	Показатели	Обл. 1 Ю ₁ ³	Обл. 1 Ю ₁ ²	Итого Обл. 1 (объект Ю ₁ ²⁺³)	Обл. 2 Ю ₁ ³	Обл. 2 Ю ₁ ²	Итого Обл. 2 (объект Ю ₁ ²⁺³)	Мест-е (объект Ю ₁ ²⁺³)
1	Проектный срок разработки, лет	74	74	74	84	89	89	89
2	Рентабельный срок разработки, лет	35	0	11	6	0	6	11
3	Проектная добыча нефти, тыс. т							
	• за рентабельный срок разработки	32 587	0	23 308	2696	0	3112	28 395
	• за расчетный срок разработки	34 239	8891	43 130	10 352	1649	12 000	55 130
4	Проектная добыча газа, млн м ³							
	• за рентабельный срок разработки	1206	0	888	116	0	138	1115
	• за расчетный срок разработки	1267	400	1667	445	89	534	2201

Продолжение табл. 3.7

	Показатели	Обл. 1 Ю ₁ ³	Обл. 1 Ю ₁ ²	Итого Обл. 1 (объект Ю ₁ ²⁺³)	Обл. 2 Ю ₁ ³	Обл. 2 Ю ₁ ²	Итого Обл. 2 (объект Ю ₁ ²⁺³)	Мест-е (объект Ю ₁ ²⁺³)
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.							
	• за рентабельный срок разработки	0,375	0,002	0,231	0,211	0,059	0,199	0,233
	• за расчетный срок разработки	0,389	0,272	0,363	0,389	0,300	0,377	0,367
6	Капитальные вложения, млн руб.	20 297	14 665	34 961	2739	759	3499	38 460
	в том числе:							
	• на бурение скважин	8086	9846	17 932	609	265	874	18 806
	• расходы на ГРП	417	0	417	0	0	0	417
	• обустройство	9635	1827	11 463	888	13	901	12 363
	• оборудование, не входящее в сметы строек	2159	2991	5150	1243	481	1724	6875
7	Эксплуатационные затраты, млн руб.	257 695	101 406	359 101	96 809	17 540	114 348	473 450
	в том числе:							
	• текущие затраты	68 118	46 644	114 761	42 449	9005	51 454	166 215
	• затраты на проведение МУН	1315	146	1461	272	57	328	1790
	• отчисления и налоги в себестоимости	120 206	29 702	149 908	35 498	5828	41 327	191 234
	• транспортные расходы	39 471	10 250	49 722	11 934	1901	13 834	63 556
	• амортизация	28 586	14 664	43 249	6656	750	7405	50 655

Продолжение табл. 3.7

	Показатели	Обл. 1 Ю ₁ ³	Обл. 1 Ю ₁ ²	Итого Обл. 1 (объект Ю ₁ ²⁺³)	Обл. 2 Ю ₁ ³	Обл. 2 Ю ₁ ²	Итого Обл. 2 (объект Ю ₁ ²⁺³)	Мест-е (объект Ю ₁ ²⁺³)
8	Внереализационные расходы	2775	703	3478	516	67	583	4061
9	Выручка от реализации продукции, млн руб.							
	• за рентабельный срок разработки	426 838	0	305 341	35 252	0	40 702	371 866
	• за расчетный срок разработки	448 447	116 489	564 935	135 376	21 561	156 937	721 873
10	Прибыль после выплаты налогов, млн руб.							
	• за рентабельный срок разработки	15 269	0	2333	-1346	0	-1469	493
	• за расчетный срок разработки	8766	-31 567	-20 771	-14 675	-4434	-19 057	-39 510
11	Поток наличности, млн руб.							
	• за рентабельный срок разработки	23 489	0	6567	2160	0	1849	8309
	• за расчетный срок разработки	17 055	-31 568	-12 483	-10 759	-4443	-15 150	-27 315
12	Срок окупаемости по нетто-потоку, лет	окупается в год вложения	не окупается	4	окупается в год вложения	не окупается	окупается в год вложения	окупается в год вложения
13	Внутренняя норма рентабельности, %	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 3.7

	Показатели	Обл. 1 Ю ₁ ³	Обл. 1 Ю ₁ ²	Итого Обл. 1 (объект Ю ₁ ²⁺³)	Обл. 2 Ю ₁ ³	Обл. 2 Ю ₁ ²	Итого Обл. 2 (объект Ю ₁ ²⁺³)	Мест-е (объект Ю ₁ ²⁺³)
14	Доход государства (налоги и платежи), млн руб.	299 417	75 649	373 035	88 225	14 216	102 390	475 107
	• федеральный бюджет	284 157	71 644	355 598	84 285	13 667	97 947	453 514
	• бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	12 061	2332	12 566	2687	366	3006	15 285
	• страховые взносы	3199	1672	4871	1253	183	1437	6308
	Коэффициент дисконтирования 10 %							
15	Дисконтированный поток наличности, млн руб.							
	• за рентабельный срок разработки	10 960	0	3209	1759	0	1548	4827
	• за расчетный срок разработки	10 927	-9025	2558	1037	-706	363	3187
16	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,060	0,789	1,011	1,024	0,912	1,007	1,012
17	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	1,795	-0,180	1,120	1,844	-1,033	1,231	1,139
18	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	не окупается	4,3	окупается в год вложения	не окупается	окупается в год вложения	окупается в год вложения

Окончание табл. 3.7

	Показатели	Обл. 1 Ю ₁ ³	Обл. 1 Ю ₁ ²	Итого Обл. 1 (объект Ю ₁ ²⁺³)	Обл. 2 Ю ₁ ³	Обл. 2 Ю ₁ ²	Итого Обл. 2 (объект Ю ₁ ²⁺³)	Мест-е (объект Ю ₁ ²⁺³)
19	Дисконтиро- ванный доход государства, млн руб.	132 167	22 976	154 488	30 285	4893	35 146	189 368
20	Экономическая эффективность, млн руб.	316 472	44 081	360 552	77 467	9773	87 239	447 792

В целом на разработку месторождения N на капитальное строительство необходимо будет изыскать 38 460 млн руб. Рентабельный срок разработки составит 11 лет, КИН за расчетный период составит 0,367 ед., дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход недропользователей составит 3187 млн руб., при индексе доходности инвестиций (PI) – 1,14 доли ед. Дисконтированный доход государства составит 189 368 млн руб.

3.5. Анализ чувствительности рекомендуемого варианта

Для оценки влияния неточности прогнозирования основных параметров проекта на показатели эффективности была рассчитана чувствительность проекта к изменению таких факторов, как: цена реализации нефти, объем добычи нефти, эксплуатационные затраты на добычу нефти и капитальные вложения.

Исследование степени устойчивости проекта к изменению возмущающих факторов проведено на базе рекомендуемого варианта в целом по месторождению N, сводные результаты которых представлены на рис. 3.6 и в табл. 3.8.

Таблица 3.8

Анализ чувствительности по рекомендуемому Варианту разработки месторождения N

Экономические показатели	Цена продукции				
	-40 %	-20 %	0	+20 %	+40 %
Рентабельный срок разработки, лет	0	0	11	17	33
Добыча нефти за рентабельный период, тыс. т н.	0,0	0,0	28 394,6	37 320,3	49 865,3
NPV10 %, млн руб.	-13 125	-4766	3187	11 029	18 363

Продолжение табл. 3.8

Экономические показатели	Цена продукции				
	-40 %	-20 %	0	+20 %	+40 %
NPV10% за рентабельный срок, млн руб.	0	0	4827	11 351	18 463
Индекс прибыльности, доли ед.	0,4	0,8	1,1	1,5	1,8
Срок окупаемости, лет	не окупается	не окупается	окупается в год вложения	окупается в год вложения	окупается в год вложения
IRR, %	–	–	–	–	–
Доход государства с дисконтом 10 %, млн руб.	95 905	142 433	189 368	236 412	283 966
Рентабельный срок разработки, лет	12	11	11	9	0
Добыча нефти за рентабельный период, тыс. тн.	30 087,6	28 394,6	28 394,6	24 636,0	0,0
NPV10 %, млн руб.	11 676	7484	3187	-1143	-5521
NPV10 % за рентабельный срок, млн руб.	12 857	8870	4827	852	0
Индекс прибыльности, доли ед.	1,8	1,4	1,1	1,0	0,8
Срок окупаемости, лет	окупается в год вложения	окупается в год вложения	окупается в год вложения	6,1	не окупается
IRR, %	–	–	–	20,1	–
Доход государства с дисконтом 10 %, млн руб.	189 493	189 377	189 368	189 391	189 462
Рентабельный срок разработки, лет	46	32	11	0	0
Добыча нефти за рентабельный период, тыс.тн.	53 444,0	49 432,9	28394,6	0,0	0,0
NPV10 %, млн руб.	24 996	14 598	3187	-8805	-21 414
NPV10 % за рентабельный срок, млн руб.	25 014	14 711	4827	0	0
Индекс прибыльности, доли ед.	2,1	1,6	1,1	0,6	0,1
Срок окупаемости, лет	окупается в год вложения	окупается в год вложения	окупается в год вложения	не окупается	не окупается
IRR, %	–	–	–	–	–
Доход государства с дисконтом 10 %, млн руб.	193 468	190 911	189 368	188 405	188 059

Экономические показатели	Добыча нефти				
	-30 %	-15 %	0	+15 %	+30 %
Рентабельный срок разработки, лет	0	0	11	32	35
Добыча нефти за рентабельный период, тыс.тн.	0,0	0,0	28 394,6	56 847,8	65 820,3
NPV10 %, млн. руб.	-11 793	-4477	3187	11 830	20 850
NPV10 % за рентабельный срок, млн руб.	0	0	4827	11 991	20 958
Индекс прибыльности, доли ед.	0,5	0,8	1,1	1,5	1,9
Срок окупаемости, лет	не окупается	не окупается	окупается в год вложения	окупается в год вложения	окупается в год вложения
IRR, %	–	–	–	–	–
Доход государства с дисконтом 10 %, млн руб.	133 172	161 444	189 368	216 312	242 880

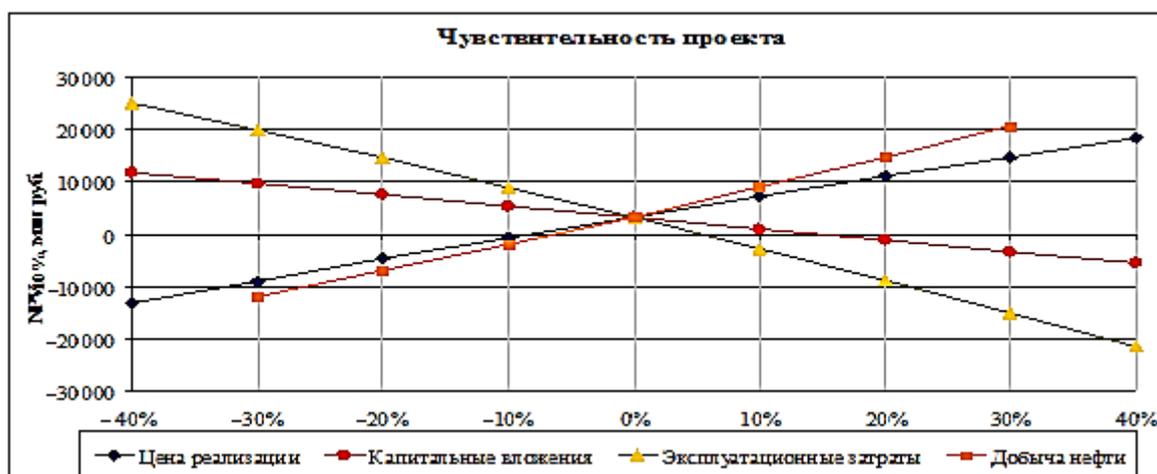


Рис. 3.6. Анализ чувствительности по рекомендуемому
Варианту разработки месторождения N

Оценка риска падения цены на нефть проводилась для возможных колебаний значений в диапазоне от $\pm 20\%$ до $\pm 40\%$. Так, при снижении объема добычи нефти на 6 % либо при падении цены более чем на 8,1 %, или увеличении эксплуатационных затрат на 5,4 %, или росте капитальных вложений на 14,8 %, разработка месторождения N по рекомендуемому Варианту становится нерентабельной. Расчеты показали, что основные показатели экономической эффективности наиболее чувствительны к изменению цены и объема добычи нефти.

ГЛАВА 4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

4.1. Перспективные направления оптимизации проекта

К направлениям прямого снижения капитальных и удельных затрат оптимизации проекта относятся:

- снижение стоимости бурения скважин;
- оптимизация капитальных вложений;
- оптимизация газовой программы проекта;
- оптимизация системы энергоснабжения;
- мероприятия по ограничению водопритока в скважины.

Оптимизацию комплексного проекта разработки месторождения планируется проводить с появлением дополнительной информации в процессе разработки:

- уточнение системы разработки месторождения и режима работы скважин;
- уточнение системы разработки краевых зон месторождения по результатам бурения кустов в чисто нефтяных зонах;
- оптимизация системы нефтесбора и подготовки нефти с учетом новых месторождений, а также при уточнении геологического строения месторождения;
- интенсификация подготовки запасов нефти категории C_1 , увеличение объемов финансирования геолого-разведочных работ на начальном этапе.

На прогнозный период в комплексном проекте разработки месторождения выделяются несколько этапов, на каждом из них происходит уточнение проекта:

I этап 2011 г.:

- уточнение геологической модели и пересчет геологических и извлекаемых запасов по результатам разведочного и эксплуатационного бурения;
- совершенствование дизайна ГРП для вовлечения в разработку пласта $Ю_1^2$;
- разработка нового проектного документа на основе утвержденных запасов.

II этап 2012 г.:

- уточнение геологической модели по результатам эксплуатационного и разведочного бурения;
- корректировка уровней добычи нефти.

III этап 2014 г.:

- уточнение геологической модели по результатам эксплуатационного бурения;
- корректировка уровней добычи.

IV этап 2015 г.:

- уточнение геологической модели по результатам эксплуатационного бурения;
- корректировка уровней добычи.

IV этап 2016 г.:

- уточнение геологической модели по результатам эксплуатационного бурения;
- пересчет запасов, разработка нового проектного документа;
- корректировка уровней добычи.

4.2. Анализ и управление проектными рисками при разработке месторождения

В данном разделе рассмотрены риски проекта «Полномасштабное освоение месторождения N», оценена степень их возможного ущерба, приведены мероприятия по минимизации вероятности их наступления.

Основными рисками проекта «Полномасштабное освоение месторождения N» являются:

- геологические риски;
- технические риски;
- внешние факторы и другие.

Рассмотрим данные риски сквозь призму системы их взаимодействия.

Наиболее важными элементами, положенными в основу классификации рисков, являются:

- время возникновения;
- основные факторы возникновения;
- характер учета;
- характер последствий;
- сфера возникновения и другие.

По времени возникновения риски распределяются на ретроспективные, текущие и перспективные риски. Анализ ретроспективных рисков, их характера и способов снижения дает возможности более точно прогнозировать текущие и перспективные риски.

По факторам возникновения риски подразделяются:

- на политические риски – это риски, обусловленные изменением политической обстановки, влияющей на коммерческую деятельность (заккрытие границ, запрет на вывоз товаров, военные действия на территории страны);

- экономические (коммерческие) риски – это риски, обусловленные неблагоприятными изменениями в экономике предприятия или в экономике страны. Наиболее распространенным видом экономического риска, в котором сконцентрированы частные риски, являются изменения конъюнктуры рынка, несбалансированная ликвидность (невозможность своевременно выполнять платежные обязательства), изменения уровня управления и другое. Особенно рискованным в отношении проекта «Полномасштабное освоение месторождения N» может стать незапланированное увеличение ставок НДС (налог на добычу полезных ископаемых) или экспортной пошлины во время реализации проекта.

По характеру учета риски делятся:

- на внешние риски – относятся риски, непосредственно не связанные с деятельностью предприятия или его контактной аудиторией (социальные группы, юридические и (или) физические лица, которые проявляют потенциальный и (или) реальный интерес к деятельности конкретного предприятия). На уровень внешних рисков влияет очень большое количество факторов: политические, экономические, демографические, социальные, географические и другие;

- внутренние риски – относятся риски, обусловленные деятельностью самого предприятия и его контактной аудитории. На их уровень влияет деловая активность руководства предприятия, выбор оптимальной маркетинговой стратегии, политики и тактики и другие факторы: производственный потенциал, техническое оснащение, уровень специализации, уровень производительности труда, техники безопасности.

По характеру последствий риски подразделяются:

- на чистые риски (иногда их еще называют простыми или статическими), которые характеризуются тем, что они практически всегда несут в себе потери для предпринимательской деятельности. Причинами чистых рисков могут быть стихийные бедствия, войны, несчастные случаи, преступные действия, недееспособности организации и другие;

- спекулятивные риски (иногда их еще называют динамическими или коммерческими) характеризуются тем, что могут нести в себе как потери, так и дополнительную прибыль для предпринимателя по отношению к ожидаемому результату. Причинами спекулятивных рисков могут быть изменение конъюнктуры рынка, изменение курсов валют, изменение налогового законодательства и т. д.

Классификация рисков по сфере возникновения, в основу которой положены сферы деятельности, является самой многочисленной группой. В соответствии со сферами предпринимательской деятельности обычно выделяют: производственный, коммерческий, финансовый и страховой риск.

Производственный риск связан с невыполнением предприятием своих планов и обязательств по производству продукции, товаров, услуг, других видов производственной деятельности в результате неблагоприятного воздействия внешней среды, а также неадекватного использования новой техники и технологий, основных и оборотных средств, сырья, рабочего времени. Среди наиболее важных причин возникновения производственного риска можно отметить: снижение предполагаемых объемов производства, рост материальных и/или других затрат, уплата повышенных отчислений и налогов, низкая дисциплина поставок, гибель или повреждение оборудования и др.

Коммерческий риск – это риск, возникающий в процессе реализации товаров и услуг, произведенных или закупленных предпринимателем. Причинами коммерческого риска являются: снижение объема реализации вследствие изменения конъюнктуры или других обстоятельств, повышение закупочной цены товаров, потери товаров в процессе обращения, повышения издержек обращения и др.

Финансовый риск связан с возможностью невыполнения фирмой своих финансовых обязательств. Основными причинами финансового риска являются: обесценивание инвестиционно-финансового портфеля вследствие изменения валютных курсов, неосуществления платежей.

Страховой риск – это риск наступления предусмотренных условиями страховых событий, в результате чего страховщик обязан выплатить страховое возмещение (страховую сумму). Результатом риска являются убытки, вызванные неэффективной страховой деятельностью как на этапе, предшествующем заключению договора страхования, так и на последующих этапах (перестрахование, формирование страховых резервов и т. п.). Основными причинами страхового риска являются: неправильно определенные страховые тарифы, азартная методология страхователя.

О последствиях рисков проекта «Полномасштабное освоение месторождения N» можно судить по матрице рисков «ущерб/вероятность», в которой каждый фактор риска относится к одному из уровней:

- высокий ущерб – данный фактор может существенно влиять на результаты и привести к провалу проекта;
- средний ущерб – фактор оказывает заметное воздействие на результаты проекта;
- низкий ущерб – отклонения, связанные с данным фактором, не окажут значительного воздействия на результаты проекта в целом; а также к одному из уровней вероятности:
- высокая вероятность – отклонения, связанные с данным фактором, являются ожидаемыми или очень возможными, это область, в которой сложно делать точные прогнозы;

- средняя вероятность – отклонения, связанные с данным фактором, возможны, но не очень распространены;
- низкая вероятность – ожидается, что никаких отклонений по данному фактору не будет, хотя теоретически они и возможны.

Для данного анализа в проекте выбраны факторы, которые имеют достаточно высокий ущерб и вероятность (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Риски, связанные с реализацией проекта

Риски	ущерб	вероятность	управляемость	статус риска
1. Невыполнение программы ГРП, изменение сроков бурения, уменьшение количества ввода новых скважин	сред.	сред.	высок.	желтый
2. Неподтверждение нефтенасыщенности	высок.	сред.	низк.	красный
3. Невыполнение показателей добычи нефти	высок.	сред.	сред.	красный
4. Преждевременный рост обводненности	сред.	сред.	низк.	желтый
5. Уменьшение промыслового газового фактора	сред.	низк.	низк.	зеленый
6. Увеличение промыслового газового фактора	низк.	сред.	высок.	зеленый
7. Увеличение содержания сероводорода	сред.	низк.	сред.	зеленый
8. Риск аварий на трубопроводах	сред.	низк.	высок.	зеленый
9. Снижение мировых цен на нефть	сред.	сред.	низк.	желтый
10. Увеличение тарифов на трубопроводный транспорт	высок.	низк.	сред.	желтый

Построенная матрица рисков проекта (рис. 4.1) показала, что наиболее существенными рисками при реализации данного проекта являются неподтверждение нефтенасыщенности и невыполнение показателей добычи нефти.

Остальные рассматриваемые риски имеют меньшую вероятность и ущерб, тем не менее необходимо предусмотреть мероприятия по их предупреждению.

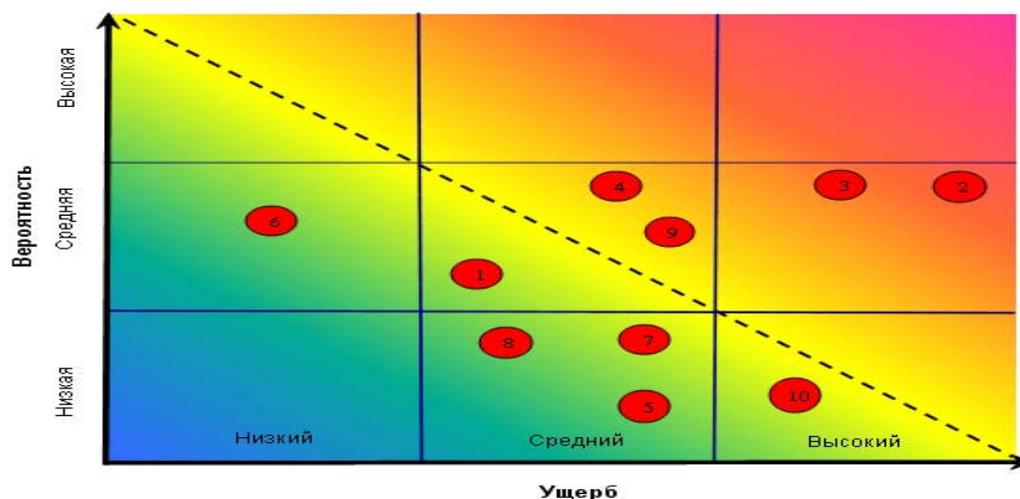


Рис. 4.1. Матрица рисков

Мероприятия по снижению рассматриваемых рисков представлены выше в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Риски и мероприятия по их снижению

Риски	Описание	Мероприятия по снижению
Геологические риски	Невыполнение программы ГРП, изменение сроков бурения, уменьшение количества ввода новых скважин, неподтверждение основных производственных показателей	Своевременное оформление проектной и технической документации, защита инвестиционных проектов, строгое выполнение запланированных сроков контрактования и заключения договоров. Оперативность принятия решений на уровне ДО и компании
	Неподтверждение нефтенасыщенности	Привлечение специалистов КНИПИ, проведение 3D-сеймики, ВСП, переинтерпретация по мере поступления новой информации, создание постоянно действующей геологической модели
	Невыполнение показателей добычи нефти	Супервайзерский контроль процессов бурения и освоения, проведение ГДИС, лабораторных исследований керна, создание постоянно действующей гидродинамической модели
Геологические риски	Преждевременный рост обводненности	Проведение детальных исследований PVT свойств флюидов, разработка технических решений по утилизации дополнительных объемов попутной воды
	Уменьшение промыслового газового фактора	Разработка мероприятий по переводу скважин на механизированную добычу
	Увеличение промыслового газового фактора	Разработка технических решений по увеличению пропускной способности системы нефтесбора, антикоррозионным мероприятиям. Разработка вариантов мероприятий по утилизации газа
	Увеличение содержания сероводорода	Применение инновационных технологий транспорта нефти и газа
Технические риски	Увеличение капитальных вложений за счет усложнения технологического процесса	Постоянный контроль и анализ пластовых флюидов
	Риск аварий на трубопроводах	Систематическое проведение капитального и текущего ремонтов
Внешние факторы	Снижение мировых цен на нефть	Заключение долгосрочных договоров
	Увеличение тарифов на трубопроводный транспорт	Заключение долгосрочных договоров

ГЛАВА 5. ОЦЕНКА ЗАНЯТОСТИ ТРУДОВЫХ РЕСУРСОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

5.1. Структура и практика занятости в российской нефтегазовой отрасли

Политика занятости нефтегазовой отрасли в РФ

В нынешних обстоятельствах невозможно отвергать влияние на формирование занятости и трудовых ресурсов множества условий, обладающих региональным характером и проявляющихся в совокупности с макроэкономическими условиями.

Развитие занятости и трудовых ресурсов зависят от действия факторов как макроэкономического, так и местного, регионального характера.

Макроэкономические факторы – это слабое формирование рыночных отношений, малого бизнеса, недостаток вложений и т. д. К местным, региональным факторам необходимо отнести производственную специализацию (нефтегазовая индустрия), недостаточность денежных потенциалов местного бюджета, жесткие природно-климатические данные, экологические проблемы и др.

В то же время ход научно-технического прогресса, глобализация принуждают пристально обращать внимание именно к общеотраслевой занятости, которая требует не просто (все равно каких) трудовых ресурсов, а трудовых ресурсов нужных специальностей и квалификаций, ход подготовки которых очень длителен и требует больших вложений в человеческий капитал любого предприятия и отрасли в целом. По сути, отраслевой подход к обсуждению занятости учитывает установление баланса между требованиями работодателей (рынка труда) к качеству трудовых ресурсов и профессионально-квалификационной структурой работающих. Развивающееся международное деление труда и процессы глобализации принуждают объединить занятость в отдельных отраслях с национальной среднеотраслевой себестоимостью производства, производительностью труда и конкурентоспособностью отрасли на мировом рынке.

Вместе с тем цель образования в России института отраслевой занятости передового типа отнюдь не может не учесть того, что сегодня и в ближайшем будущем Российская Федерация остается значительным экспортером сырой нефти и природного газа. Это значит, что при создании в государстве института отраслевой занятости современного типа необходимо преследовать цели далеко не свертывания занятости в НГК в пользу форсированного перетекания трудовых ресурсов в главные сегодня отрасли и сферы деятельности, но и соответствующей модернизации занятости – перехода на новое качество труда, новейшие производственные схемы (наиболее наукоемкие), новый менеджмент (опирающийся в информатив-

ные технологии), новое качество трудовых ресурсов (соответствующей аспектам роста человеческого капитала), новые отношения среди работодателей и наемных работников (соответствующие критериям общественного партнерства). Для российской экономики в ее нынешнем состоянии характерна задача перехода к современной отраслевой системе занятости, то есть в секторах экономики нефтегазового комплекса¹².

Национальная политика занятости обязана в современных условиях иметь четкий выбор направления отраслевого развития с приоритетной задачей обеспечения устойчивого процесса создания не вообще, все равно каких новых рабочих мест, но экономически высокоэффективных, требующих специалистов высокой квалификации и широкого образования, в том числе и в секторе высокотехнологичных услуг «несовременных (сырьевых) отраслей», таких, например, как НГК.

Развитие же национального сектора высокотехнологичных услуг может рассчитывать только лишь на наиболее успешную и инвестиционно привлекательную область государственной экономики, применяя ее в качестве «локомотива» планируемой структурной реформы. Формирование сектора высокотехнологичных услуг «с нуля» отнюдь не может быть быстрым и эффективным, в отличие от его формирования среди отраслей, где сейчас есть платежеспособная потребность на эти услуги. Последнее имеет возможность являться только лишь в экономически успешной отрасли (к примеру, в НГК), так как эффективные предприятия и сектор экономики в целом увеличивают собственную конкурентоспособность (внутриотраслевую и интернациональную), вырабатывая и свободно внедряя передовые технологические, организационные и управленческие технологии.

В последние годы в российском нефтегазовом комплексе заметны тенденции, связанные с масштабным внедрением новой техники и современных технологий. Инновационное и инвестиционное развитие отрасли существенно снижает спрос на низкоквалифицированные трудовые ресурсы и вызывает увеличение спроса на специалистов высокой и высшей квалификации. За последние 10 лет доля рабочих высших квалификационных разрядов в НГК значительно выросла, на многих предприятиях доля рабочих с высшим и среднеспециальным образованием достигла 24–25 %. В 2011 году, например, в ОАО «Газпром» среди рабочих 17,5 % имели высшее образование, 28,2 % – среднеспециальное; в ОАО «Лукойл» высшее образование имели 35 % рабочих, а 30,1 % – среднеспециальное. В це-

¹² Мартынов В.Г. Политика занятости в современных условиях структурного реформирования экономики: на примере нефтегазового комплекса России: дис. ... д-ра экон. наук. М., 2003. 403 с.

лом среди работающих доля специалистов с высшим и среднеспециальным образованием превысила 50 % и растет с темпом до 5 % в год при снижении общей численности занятых за 10 лет до 25–30 %, что коррелируется с общемировыми тенденциями занятости в нефтегазовом секторе.

В российских нефтегазовых компаниях среди работающих растет доля специалистов и снижается доля рабочих. Так, например, в ОАО «Газпром» численность дипломированных специалистов с 1996 по 2011 год выросла с 16,3 до 25 % при снижении доли рабочих с 74,1 до 58 %¹³. В ОАО «Лукойл» за тот же период численность специалистов выросла с 19,7 до 24,9 %, а численность рабочих снизилась с 76,7 до 58,4%¹⁴. По возрастной структуре работающих изменения, прошедшие за последние 10 лет в компаниях нефтегазового комплекса, привели структуру занятости почти к оптимальной. Так, доля работающих в большинстве компаний в возрасте до 30 лет составляет 20–23 %, 30–40 лет – 26–31 %, 40–50 лет – 30–36 %, свыше 50 лет – 16–19 %.

Национальная политика в сфере занятости в нынешних условиях должна содержать четкую отраслевую направленность развития. Главная задача – это предоставление стабильного процесса формирования рабочих мест, требующих специалистов высокой квалификации и широкого фундаментального образования, имеющих отношение к высокотехнологичному сектору, обеспечивающему конкурентоспособное формирование нефтегазового комплекса Российской Федерации в постиндустриальной мировой экономике.

Таблица 5.1

Численность и состав работников ряда ведущих компаний нефтегазового комплекса России

Компания	Численность работников, тыс. чел.	Возраст 50 лет и старше, чел.	Высшее профессиональное и среднеспециальное образование, %
ОАО «Газпром»	404,4	25	63
ОАО «Лукойл»	94	15,4	60,2
ОАО «Башнефть»	26,7	25,6	65
ОАО «Сургутнефтегаз»	111,5	21	41,7
ОАО «Татнефть»	74,2	18,5	40,4

¹³ Газпром в цифрах 2007–2011 гг. // Справочник. URL: <http://www.gazprom.ru/f/posts/05/298369/gazprom-reference-figures-2007-2011-rus.pdf>.

¹⁴ Отчет о деятельности в области устойчивого развития на территории РФ за 2009–2011 гг. ОАО «Лукойл». URL: http://www.lukoil.ru/materials/doc/social/2011/Sots_Luk_rus_2010.pdf.

Устойчивое развитие нефтегазового комплекса, его конкурентоспособность на мировом рынке во многом определяется обеспеченностью квалифицированными кадрами.

В табл. 5.1 представлен качественный характер состава работников ряда ведущих предприятий отрасли на 01.01.2011 г.

В этой связи необходимо отметить, что в компаниях нефтегазового комплекса России в последние годы наблюдается положительная тенденция по увеличению доли работников с высшим и среднеспециальным образованием.

5.2. Структура занятости по отраслям в топливно-энергетическом комплексе

Занятость в нефтегазовом комплексе, как и в ТЭК, имеет целый ряд особенностей:

- Сложная профессионально-квалификационная структура персонала вертикально интегрированных нефтегазовых компаний:
 - широкая номенклатура специальностей работающих (как специалистов, так и рабочих);
 - значительная доля специалистов с высшим и среднеспециальным образованием;
 - значительное преобладание рабочих высших квалификационных разрядов;
 - смыкание с сектором высокотехнологичных услуг;
 - постоянно растущие требования к квалификации персонала, международная сертификация персонала, широкое использование внутрикорпоративного обучения.
- Тяжелые условия и опасный характер труда.
- Присутствие среди работодателей ГУПов, акционерных предприятий, в т. ч. контролируемых государством, с иностранным участием или полностью принадлежащих транснациональным нефтегазовым корпорациям, и независимых малых частных предприятий.
 - Уровень заработной платы, значительно превышающий средний в промышленности.
 - Активное применение рыночных механизмов найма и отбора персонала.
 - Растущая степень вовлечения в международный рынок труда.
 - Высокая инвестиционная стоимость создания рабочих мест.
 - Расположение основных нефтегазодобывающих районов в удаленных, малообжитых и климатически непригодных для постоянного проживания местах.
 - Монопсонический характер рынка труда в нефтегазовых районах.

- Временный характер занятости в нефтедобывающих районах, связанный с истощением месторождений.
- Широкое использование вахтового метода организации труда, выделение категории «мобильный персонал».
- Корпоративная кадровая политика, широкое развитие производственных династий.

Основными факторами, влияющими на отраслевую занятость в нефтегазовом комплексе, являются:

- объем производства, производительность труда (в т. ч. в новых нефтегазодобывающих районах);
- стоимость нефти на мировом рынке;
- широкое применение новой техники и технологий;
- себестоимость добычи нефти и горно-геологические условия в основных добывающих районах;
- наличие и развитие эффективных маршрутов экспорта продукции;
- степень участия в международном разделении труда, превращение российских нефтегазовых компаний в транснациональные, выход на новые рынки;
- налогообложение, стимулирование добычи из малодебитных скважин, выработанных и мелких месторождений¹⁵.

В отраслях РФ и большинстве нефтегазовых компаний текучесть кадров остается важным аспектом (табл. 5.2 и 5.3). Так, согласно Федеральной службе государственной статистики по крупным и средним предприятиям численность принятых в 2012 году 28,2 %, а выбыло по различным причинам 28,7 %¹⁶.

Рассмотрим результаты исследования изменения занятости работников ТЭК за 2012 год.

Из данных табл. 5.4 видно, что на 1756 предприятиях ТЭК работает 1 764 710 человек, при этом необходимость в трудовых ресурсах остается.

Далее рассмотрим итоговые данные рынка труда ТЭК на 2012 год в отраслевом разрезе¹⁷.

¹⁵ Мартынов В.Г. Политика занятости в современных условиях структурного реформирования экономики: на примере нефтегазового комплекса России: дис. ... д-ра экон. наук. М., 2003. 403 с.

¹⁶ Прием, выбытие и забастовки // Федеральная служба государственной статистики. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/wages/labour_force/#.

¹⁷ Динамика изменения занятости работников в отраслях и на предприятиях ТЭК в разрезе субъектов РФ за период с 1 января 2009 года по 18 июля 2012 года // Информационно-аналитическая справка ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. М., 2012. 7 с.

Таблица 5.2

Численность принятых работников списочного состава в процентах от среднесписочной численности работников в Российской Федерации по видам экономической деятельности (без субъектов малого предпринимательства)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Всего в экономике	29,4	30,5	31,0	30,4	26,2	27,2	28,4	28,2
Добыча полезных ископаемых	29,1	32,6	29,6	29,0	20,7	26,7	28,6	27,9
• добыча топливно-энергетических полезных ископаемых	27,7	32,7	27,3	27,0	18,2	23,4	25,5	24,5
• добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических	31,9	32,2	34,6	33,5	26,5	34,4	35,6	35,4

Таблица 5.3

Численность выбывших работников списочного состава в процентах от среднесписочной численности работников в Российской Федерации по видам экономической деятельности (без субъектов малого предпринимательства)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
В целом по экономике	31,3	30,9	31,3	32,6	30,5	28,2	29,0	28,7
Добыча полезных ископаемых	30,9	34,2	29,7	32,5	29,8	27,1	27,1	26,0
• добыча топливно-энергетических полезных ископаемых	29,3	35,1	27,0	30,3	27,5	24,4	24,1	23,1
• добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических	34,2	32,5	35,3	37,4	35,1	33,3	33,7	32,3

Таблица 5.4

Занятость работников топливно-энергетического комплекса за 2012 год

Кол-во обследуемых предприятий	Увольнение	Сокращение	Отпуск без сохранения содержания	Вакансии	Кол-во принятых	Численность работающих
1756	2180	34	2797	12 577	2137	1 764 710

Из данных табл. 5.4 видно что по количеству занятых в ТЭК энергетика находится на лидирующей позиции, но и при этом количество уволенных и сокращенных также велико. Удельный вес работающих в нефтяной отрасли составляет 25,4 %, в газовой – 15,9. Текучесть в нефтяной и газовой отрасли составляет 0,08 % и 0,09 % соответственно.

Таблица 5.5

Данные рынка труда топливно-энергетического комплекса за 2012 год

Наименование	ТЭК				Проч.	Всего по ТЭК
	Угольная	Нефтяная	Газовая	Энергетика		
Увольнение	265	377	250	1186	88	2436
Сокращение	4	5	0	9	0	18
Укороченная рабочая неделя	0	18	180	825	1211	2234
Вакансии	938	1848	1498	9058	96	13438
Кол-во принятых	869	585	477	1130	49	3110
Численных рабочих	204 492	447 957	280 274	794 180	37 883	176 4786
Предприятий	158	360	278	900	60	1756

Рассмотрим динамику изменения численности работников нефтяной и газовой отрасли за последние за период с 2009 по 2012 год.¹⁸

Таблица 5.6

Динамика численности работников в отраслях

Нефтяная отрасль				Газовая отрасль			
2009	2010	2011	2012	2009	2010	2011	2012
469 360	451 066	449 266	448 085	286 644	284 075	281 358	280 255

Как видно из данных табл. 5.6, за обследуемый период количество работающих на 360 предприятиях нефтяной отрасли уменьшилось на 4,5 % и на 278 предприятиях газовой – уменьшилось на 2,2 %.

Текущее состояние работников на предприятиях с одним из наиболее высоких уровней заработной платы в экономике объясняется нелегкими условиями работы в отдельных областях, продолжающимися процессами реструктуризации бизнеса компаний, а кроме того, безусловно, несовершенством профессионально-квалификационной структуры работающих и увеличением требований к квалификации сотрудников, обеспеченных высокой степенью заработной платы и социальных гарантий. За счет мультипликативного результата, что заключается в создании и поддержании вплоть до 10 рабочих мест в смежных секторах экономики и обслуживании одного рабочего места в НГК, а кроме того, относительно высокой оплате труда, нефтегазовый комплекс содействует

¹⁸ Динамика изменения занятости работников в отраслях и на предприятиях ТЭК в разрезе субъектов РФ за период с 1 января 2009 года по 18 июля 2012 года // Информационно-аналитическая справка ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. М., 2012. 7 с.

удержанию и формированию человеческого капитала в машиностроении, связи, компьютерных разработках, автоматике и в фирмах прочих отраслей-подрядчиков, т. к. в настоящий период примерно 94 % оснащения, применяемого в НГК, производится российскими поставщиками, а 6 % поставляется из-за границы. Обладая финансовыми возможностями с целью покупки первоклассного технологического оборудования, нефтегазовые компании отдают предпочтение российской продукции только лишь в случае ее соответствия согласно критерию «цена–качество» наилучшим иностранным образцам, что содействует формированию (равно как в нефтегазовом комплексе, так и смежных секторах экономики) систем международной сертификации оборудования, и в последнее время – персонала.

На динамику формирования рабочих мест в нефтегазовом комплексе влияют в то же время повышающие и понижающие факторы. Из числа повышающих преобладающими представлены рост размеров добычи, регресс горно-геологических условий, поступление инвестиций, формирование малых форм нефтегазового бизнеса. Из числа понижающих – ликвидация рабочих мест на истощенных месторождениях, снижение вложений при понижении мировых цен на энергоносители, широкое использование новых современных технологий, рост производительности труда. Инвестиции в нефтегазовый комплекс проходят под его инновационное, наукоемкое и высокотехнологичное развитие, что образует дорогие, экономически эффективные рабочие места, требующие все более высокой квалификации персонала. В то же время с этим отходят низкооплачиваемые, экономически безрезультатные рабочие места, связанные с невысокой квалификацией персонала и выполнением трудоемкой, слабо механизированной работы.

Все это требует определенной количественной оценки необходимого числа специалистов с целью замещения формируемых рабочих мест и уточнения направленностей занятости в отрасли, очень значимой для экономики Российской Федерации. Кроме того, нужно принимать во внимание мультипликативный эффект образования экономически эффективных рабочих мест в высокотехнологичных конкурентоспособных секторах смежных сфер и сложных услуг, связанный с платежеспособным спросом со стороны инвестиционно-привлекательных предприятий НГК.

Нефтегазовый комплекс, обладая возможностью без значимого ущерба для нормы отдачи на капитал (из-за невысокой доли затрат в персонал в себестоимости) ставить уровень заработной платы, значительно превышающий оплату труда в прочих секторах экономики России, вынуждает последние, в свою очередь, увеличивать заработную плату, что приводит к единому положительному эффекту повышения

средней заработной платы в экономике государства, в особенности в областях месторасположения предприятий нефтегазового комплекса. При этом не происходит понижения конкурентоспособности продукции прочих отраслей во внутреннем и внешнем рынках из-за очень невысокой, согласно всемирным стандартам, значимости заработной платы в ВВП.

Не всегда, инвестируя в значительном размере производство, можно ожидать увеличения занятости напрямую в нефтегазовом комплексе. Абсолютно вероятно, что вклады в новую технику и технологии смогут явиться причиной уменьшения занятости, тем не менее при этом суммарный результат для экономики государства будет позитивным за счет формирования новых рабочих мест в машиностроении, информационно-компьютерном и прочих секторах экономики.

5.3. Расчет удельных экономических показателей, характеризующих сравнительную экономическую эффективность работы российских компаний

Для повышения производительности труда и конкурентоспособности на мировых энергетических рынках российские компании внедряют за счет притока инвестиций новые технологии.

Согласно рейтингу финансового состояния отраслей промышленности, подготовленному «РИА-Аналитика» по итогам 2011 года, на первое место по уровню финансового благополучия занимает производство кокса и нефтепродуктов, затем идет добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических, на третьем месте – добыча топливно-энергетических полезных ископаемых.

Методика рейтинга используемая «РИА-Аналитика» предполагает ранжирование отраслей на основе агрегирования ряда ключевых показателей, характеризующих те или иные аспекты финансового положения отрасли, в том числе производительность труда, рентабельность продаж, доля просроченной задолженности и так далее.

Наибольшее влияние на позиции лидеров российской промышленности оказала нефтепереработка: по объемам производства эта отрасль в 2011 году вышла на рекордный уровень по всем группам продукции (первичная переработка, производство бензина, дизельного топлива и топочного мазута). Рост производства в отрасли в 2011 году был обусловлен увеличением спроса на внешнем рынке, а также существенным увеличением экспорта российского мазута и дизельного топлива.

Кроме того, Россия демонстрирует положительную динамику добычи нефти второй год подряд. При этом, как отмечают эксперты, объем добычи в 2010 году на фоне роста цен на нефть достиг рекордного значе-

ния, впервые в новейшей истории был превзойден уровень добычи в 10 миллионов баррелей в день. По объему добычи нефти Россия уже несколько лет опережает Саудовскую Аравию и занимает лидирующие позиции в мире. Рост прибыли в условиях благоприятной конъюнктуры на мировых рынках сырья демонстрировали практически все компании и нефтяной, и газовой отраслей.

Высокие цены на нефть продолжают оказывать положительное влияние как на нефтедобычу, так и на нефтепереработку.

По уровню производительности труда лидерами прошлого года стали производство кокса и нефтепродуктов (38,151 тысячи рублей на одного занятого), добыча топливно-энергетических полезных ископаемых (9,531 тысячи рублей) и металлургическое производство (5,634 тысячи рублей).

Реальным резервом для создания и поддержания рабочих мест в нефтегазовом комплексе, как уже отмечалось, может быть проведение эффективной экономической и налоговой политики, особенно в области малого предпринимательства, и предоставление налоговых льгот при добыче нефти из истощенных и малодобитных месторождений¹⁹.

Мировая практика развития нефтегазового бизнеса выделяет три основных сегмента:

- поиск, разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, включающий в себя бурение скважин и добычу нефти и газа (сектор Upstream);
- нефтепереработка, распределение и сбыт, включающий в себя НПЗ, нефтебазы, транспортировка нефтепродуктов и сеть АЗК и АЗС (сектор Downstream);
- нефтехимия²⁰.

Преимущественное развитие секторов может быть охарактеризовано таким показателем, как отношение объемов переработки нефти и реализации нефтепродуктов к объемам добычи на одного работника.

Если провести корреляцию отношений между объемами добычи и переработки нефти и продаж нефтепродуктов в расчете на одного работника, то обнаруживается, что все компании, независимо от величины соотношения по отдельным секторам, перерабатывают и продают в рас-

¹⁹ Рейтинг финансового состояния отраслей промышленности по итогам 2011 года // Центр экономических исследований «РИА-Аналитика». URL: http://vid1.rian.ru/ig/ratings/rating_fin_sost_otrasl_2_2011.pdf.

²⁰ Мартынов В.Г. Политика занятости в современных условиях структурного реформирования экономики: на примере нефтегазового комплекса России: дис. ... д-ра экон. наук. М., 2003. 403 с.

чете на одного занятого в рассматриваемом секторе, примерно 50 % от объемов, которые они добывают на одного работника.

По ряду нефтегазовых компаний РФ был проведен расчет удельных экономических показателей. Анализ показал, что удельная выручка и удельные налоговые отчисления на одного работающего имеют значительную дифференциацию и характеризуют сравнительную экономическую эффективность работы компаний.

Так, например, средняя выручка на одного работника нефтегазовых компаний в 2011 году составила более 300 тыс. долл.

Рассмотрим динамику выручки некоторых российских нефтяных компаний в таблице.

Таблица 5.7

Динамика средней выручки российских нефтяных компаний

	2009	2010	2011
ОАО «Газпром»	263 тыс. долл.	303 тыс. долл.	390 тыс. долл.
ОАО «Лукойл»	565,4 тыс. долл.	807,4 тыс. долл.	1111 тыс. долл.
ОАО «ТНК-ВР»	н/д	930 тыс. долл.	1,2 млн долл.

Данные табл. 5.7 показывают что величина средней выручки на данных предприятиях выросла: в ОАО «Газпром» на 32,6 %, ОАО «Лукойл» – 96,5 %, ОАО «ТНК-ВР» – 29%.

Численность занятых на предприятиях нефтяной промышленности и обслуживающих ее отрасли превышает 16 % от общего количества занятых в России (это примерно 11,4 млн человек).

Таблица 5.8

Динамика изменения численности персонала ведущих нефтегазовых компаний России за период 1997–2011 гг., тыс. чел.

Компания	Год						
	1997	1999	2000	2001	2009	2010	2011
ОАО «Газпром»	386	322	265	274	393,6	400,6	404,6
ОАО «Транснефть»	54	49	52	53	97,8	98,7	104
ОАО «Транснефтепродукт»	12	12	12	13	15	15,7	16
ОАО «Лукойл»	112	104	120	129	104	101,7	94
ОАО «Сургутнефтегаз»	69	69	83	79	106	109	111,5
ОАО «Татнефть»	69	60	63	71	50	73,7	74,2
ОАО «ТНК»	55	41	41	44	47,5	48	50
ОАО «Башнефть»	59	47	41	42	29,2	28,2	26,7
ОАО «Роснефть»	70	53	54	53	167	167,9	168,4

В табл. 5.8 приведена динамика изменения численности персонала ведущих нефтегазовых компаний России за период 1997–2011 гг.

В целом все нефтегазовые компании стараются оптимизировать численность персонала. Штат сотрудников ТНК-ВР на составил около 50 тыс. человек (+118 человек к 2010 году за счет приобретения активов во Вьетнаме и Венесуэле). Продолжает набирать новых сотрудников уже четвертый год подряд лишь «Газпром».

Сейчас в холдинге работают 404,4 тыс. человек (+8,3 % к 2008 году). В 2007 году в штате числились 436,1 тыс. человек, на следующий год «Газпром» сократил персонал на 14,4 % из-за экономического кризиса.

На конец 2011 года численность персонала ОАО «Роснефть» и ее дочерних обществ составляла 168,4 тыс. человек. Рост на 519 человек по сравнению с концом 2010 года компания объясняет «развитием шельфовых проектов и расширением блока капитального строительства по причине реализации программы модернизации НПЗ».

5.4. Динамика и прогноз занятости на примере моногорода

Для нефтегазовой промышленности Российской Федерации свойственно расположение предприятий главным образом в отдаленных районах с неблагоприятными климатическими критериями и формирование моногородов, обязанных своим происхождением открытию больших месторождений нефти и газа. В основном нефтегазовые города сконцентрированы в Западной Сибири – Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах. Это всем знакомые Уренгой, Ямбург, Новый Уренгой, Когалым, Ноябрьск, Лангепас, Нижневартовск, Сургут, Нефтеюганск, Стрежевой и др. Выросшие из рабочих и вахтовых поселков в города с народонаселением до 250 тыс. чел., они в многом находятся в зависимости от развития нефтяной и газовой индустрии.

В данных моногородах организована существенная социальная сфера и основным работодателем и «налоговым донором» в них представлены нефтегазодобывающие компании. Нужно заметить, что в нынешний период в основной массе таких населенных пунктов непосредственно работает в нефтегазовой промышленности не больше 10–20 % населения. Все большую часть населения составляют пожилые люди, дети и неработающее население. Большая часть нефтегазовых компаний реализовывают в настоящее время социальные программы, связанные с переселением пожилых людей-ветеранов в наиболее хорошие климатические условия.

Вышеизложенное вынуждает анализировать занятость в нефтегазовых регионах, распределение нефтегазодобычи и охват подготовки специалистов в едином контексте.

Рассмотрим динамику и прогноз занятости на примере моногорода – г. Стрежевой Томской области.

Специфика производственной специализации хозяйственного комплекса Стрежевого вплоть до последнего времени позволяла ему удерживать относительно высокий уровень занятости экономически активного населения, в любом случае существенно более высокий, чем в многочисленных других моногородах. Однако состояние запасов углеводородного сырья в регионе производственного тяготения Стрежевого никак не дает возможность полагаться на значительное увлечение уровня занятости в ближайшем перспективе, в случае если не поменять концепцию формирования моногородов. Известно, что каждое нефтегазовое предприятие, так же как и их совокупность, взаимосвязанное с отработкой месторождений полезных ископаемых, проходит три стадии формирования²¹.

Первый этап включает период от момента начала эксплуатации вплоть до наращивания мощностей в соответствии с объемами существующих запасов извлекаемого из недр сырья. Анализируемый период может быть пролонгирован за счет прироста запасов, однако и тут имеется известный предел. Повышение производственных мощностей, безусловно, сопровождается увеличением занятости.

Второй этап является временем стабилизации добычи на определенном уровне. При этом могут наблюдаться определенные колебания объемов извлечения полезных ископаемых (ископаемого), однако они никак не нарушают условной устойчивости достигнутой производственной деятельности.

В течение рассматриваемого периода, как правило, прослеживаются две противоречивые тенденции, действующие на занятость. С одной стороны, при сравнительно устойчивых объемах добычи рост производительности труда обуславливает высвобождение некоторого количества работающих, а с иной – естественное регресс условий эксплуатации определенных месторождений повышает трудоемкость извлекаемых полезных ископаемых, требуя привлечения добавочной рабочей силы. В случае если преобладает первая из перечисленных направленностей, наблюдается общее снижение занятости. При доминировании второй направленности происходит рост занятости.

Рано или поздно в существования производств, эксплуатирующих природные ресурсы, настает третий этап, когда они встречаются с истощением запасов редуцией собственной деятельности. Этот период

²¹ Комплексный инвестиционный план развития моногорода Стрежевой на 2010–2020 годы. 2010. 105 с.

допускается растянуть в целях предупреждения резкого спада производства и уменьшения занятости, однако исключить его целиком, без изменения рода деятельности, невозможно.

Три этапа формирования производства, связанного с эксплуатацией месторождения минерального сырья, являющегося невозобновляемым природным ресурсом, тут рассматриваются схематически. В реальной же действительности происходят значительно более трудные процессы и явления, определяемые всей совокупностью дополнительных экономических и социальных условий. Тем не менее деятельность производства, эксплуатирующего природные ресурсы и базирующегося в использовании невозобновляемых ресурсов, постоянно происходит согласно приведенной схеме.

Вполне вероятно, что и каждый населенный пункт, появляющийся и действующий на основании осуществления производственной деятельности согласно отработке месторождений подходящих источников минерального сырья, испытывает на себе все результаты данных периодов в формировании, которые присущи для самого производства. Наглядным примером настоящего, являются и Стрежевой, и почти все похожие ему поселения.

Несмотря на то, что Стрежевой является базой нефтяников, в пределах городского образования нефтяные и газовые месторождения отсутствуют. Добыча ресурсов производится в богатейших нефтегазоносных территориях Нижневартовского района ХМАО и на месторождениях располагающегося рядом Александровского района Томской области. В непосредственной близости от муниципального округа находятся Стрежевское, Советско-Соснинское и Вахское месторождения, обеспечивающие наиболее пятидесяти процентов нефти, добываемой на территории Томской области, в следствие этого институциональная инфраструктура и основной профессиональный состав трудовых ресурсов города ориентированы на работу нефтедобывающей отрасли.

Основными социально-экономическими чертами муниципального образования городского округа Стрежевого в настоящее время являются: отсутствие в пределах утвержденных границ серьезных сырьевых запасов, присутствие существенного числа водных препятствий, заболоченность земель, недостаток автотранспортной доступности, крайне дискомфортные климатические условия. Все данные факторы в существенной степени понижают привлекательность территории для серьезных вложений, удерживают формирование и оказывают большое влияние на конкурентоспособность малого и среднего бизнеса. Подобным образом г. Стрежевой основан и существует по настоящее время в целях обеспечения добычи углеводородного сырья, оставаясь, по сути, типичным классическим моногородом.

В современных условиях невозможно отвергать влияния на формирование занятости и рынок труда многочисленных условий, имеющих региональный характер и проявляющихся в совокупности с макроэкономическими условиями. Развитие занятости и рынка труда Стрежевого находятся в зависимости от действия факторов как макроэкономического, так и местного, регионального характера.

Макроэкономические факторы – это слабое формирование рыночных отношений, малого бизнеса, нехватка вложений и т. д.

К местным, региональным факторам необходимо причислить производственную специализацию (нефтегазовая промышленность), ограниченность финансовых перспектив местного бюджета, суровые природно-климатические условия, экологические вопросы и др.

Анализ демографической ситуации, трудовых ресурсов, ситуации на рынке труда и в сфере занятости населения

Численность населения городского округа Стрежевой последние пять лет сохраняется на уровне более 40 тысяч человек. За этот период численность населения уменьшилась на 6 %, что в абсолютной величине составляет 2500 человек. На начало 2012 года численность населения составила 41,9 тысяч человек, что составляет 3,9 % от общего числа жителей Томской области²².

Демографические процессы, происходящие в городе Стрежевом с 2005 по 2012 год, характеризуется положительными показателями естественной прироста населения, обусловленными превышением числа родившихся над числом умерших.

Таблица 5.9

Удельный вес численности населения г. Стрежевого в Томской области

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
г. Стрежевой, тыс. чел.	44,2	44,2	44,27	44,4	44,6	42,2	42,4	41,9
Томская обл., тыс. чел.	1036,5	1034,1	1033,1	1035	1038,5	1047,3	1048,5	1057,7
Удельный вес, %	4,26	4,27	4,28	4,29	4,3	4,02	4,04	3,9

Число родившихся за все анализируемые 5 лет всегда превышало число случаев смерти. Коэффициент рождаемости в данный период в городе составил от 14,2 до 14,5 новорожденных на 1000 человек населения в год.

²² Мониторинг исполнения КИП г. Стрежевой. URL: <http://old.admstrj.tomsk.ru/index.php?id=193&uid=1>.

Таблица 5.10

Показатели демографических процессов, происходящих в г. Стрежевом

Показатели, чел.	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Число родившихся	522	560	602	628	626	651	648	642
Число умерших	336	344	324	326	319	327	320	326
Естественный прирост	186	216	278	302	307	324	328	322
Число прибывших	1184	1057	1042	1367	1228	1367	1228	1438
Число выбывших	1358	1251	1158	1415	1237	1415	1047	1207
Миграционный прирост	-174	-194	-116	-48	-9	-48	181	231

Показатели распределения населения по возрастным группам постепенно ухудшаются. Численность населения в трудоспособном возрасте несколько сокращается из-за отрицательного сальдо миграции, старения населения и увеличения числа лиц пенсионного возраста. Удельный вес населения в трудоспособном возрасте колеблется в диапазоне от 70 до 72 %. За пятилетний период численность трудоспособного населения сократилась на 0,2 %. Средний возраст населения города составляет 34 года (у мужчин – 32,7 года, у женщин – 35,2).

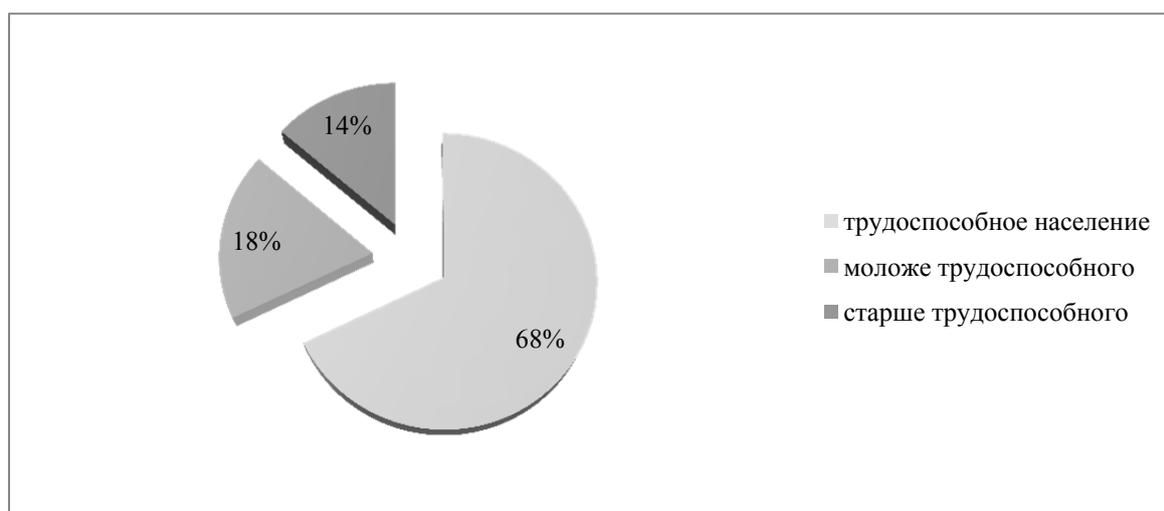


Рис. 5.1. Соотношение численности населения трудоспособного возраста к общей численности населения г. Стрежевого в 2012 году

Экономически активное население города составляет 27 тысяч человек. Доля занятого населения в экономике на территории города составляет 53 % в общем объеме трудовых ресурсов. Главными сферами деятельности для большинства занятого населения города Стрежевого остаются добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, строительство и транспорт. В результате доминирования в городской экономике нефтегазодобывающей отрасли в городе сложилась монопрофессиональная структура населения. За анализируемый период структура среднесписочной численности работников по экономическим видам деятельности в целом достаточно стабильна²³.

Вместе с тем мировой финансовый кризис положил начало негативному влиянию на рынок труда в городе, так же как и по всей стране. Сокращение издержек в нефтяной отрасли привело к сокращению численности работающих в организациях сервисных нефтедобыче, транспорта, строительства и операций с недвижимым имуществом. Таким образом, ситуация в сфере занятости в Стрежевом напрямую зависит от политики нефтедобывающего предприятия.

Тенденции на рынке труда города выглядят следующим образом. Начиная с 2005 года, наблюдалось сокращение численности безработных с 691 до 282 человек по итогам 2008 года. В 2009 году произошло значительное увеличение числа безработных. По данным Центра занятости населения за пятилетний период прирост числа безработных составил 4 %. На 1 января 2010 года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года численность безработных увеличилась в 2,5 раза и составила 722 человека. В течение 2010–2012 годов ситуация на рынке труда стабилизируется и по состоянию на 01.01.2013 численность безработных сократилась в 2 раза и составила 159 человека.

Уровень регистрируемой безработицы к концу 2012 года в Стрежевом составил 0,7 % против 0,52 % на начало года, средний период продолжительности регистрируемой безработицы составлял 4 месяца. Уровень безработицы почти сравнялся с уровнем 2005 года, а период ее продолжительности на 0,9 % превысил аналогичный показатель 2005 года. На графиках представлена динамика уровня и продолжительности безработицы с 2005 года, 2009 год в этом ряду имел наихудшие показатели. В 2010 году продолжительность безработицы сократилась до 3,1, а уровень безработицы приближается к уровню 2008 года, т. е. прослеживается положительная тенденция по сокращению безработицы.

²³ Мониторинг исполнения КИП г. Стрежевой. URL: <http://old.admstrj.tomsk.ru/index.php?id=193&uid=1>.

Таблица 5.11

Структура среднесписочной численности работников по экономическим видам деятельности

Вид деятельности	2009	2010	2011	2012	2012/ 2009, %
Добыча полезных ископаемых	2353	2587	2538	2550	+8
Обрабатывающие производства	1167	1234	1176	1193	+2,2
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	452	443	442	379	-16
Строительство	458	463	483	437	-4,6
Оптовая и розничная торговля, ремонт	184	166	159	155	-15,8
Гостиницы и рестораны	376	368	381	225	-40
Транспорт и связь	2668	2503	2569	2355	-11,8
Финансовая деятельности	172	261	279	266	54,6
Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг	1904	2034	2026	1768	-7,1
Государственное управление, обязательное социальное обеспечение	1146	1186	1123	1215	6
Образование	1702	1660	1629	1670	-1,9
Здравоохранение и предоставление социальных услуг	1080	1076	1024	1023	-5,3
Предоставление прочих коммунальных и социальных услуг	321	344	364	332	3,4

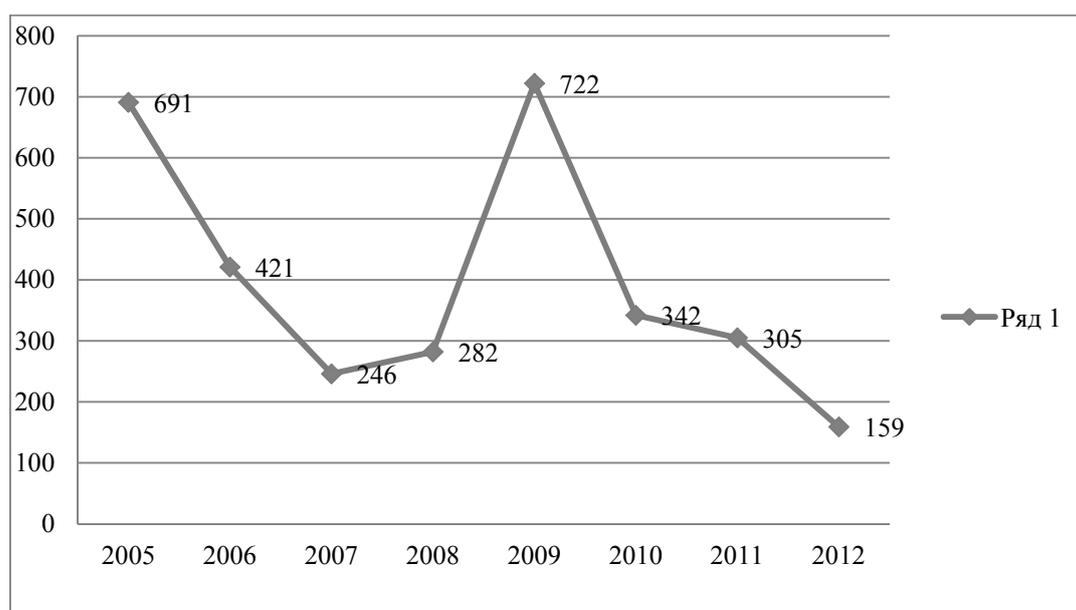


Рис. 5.2. Динамика численности безработных в г. Стрежевом

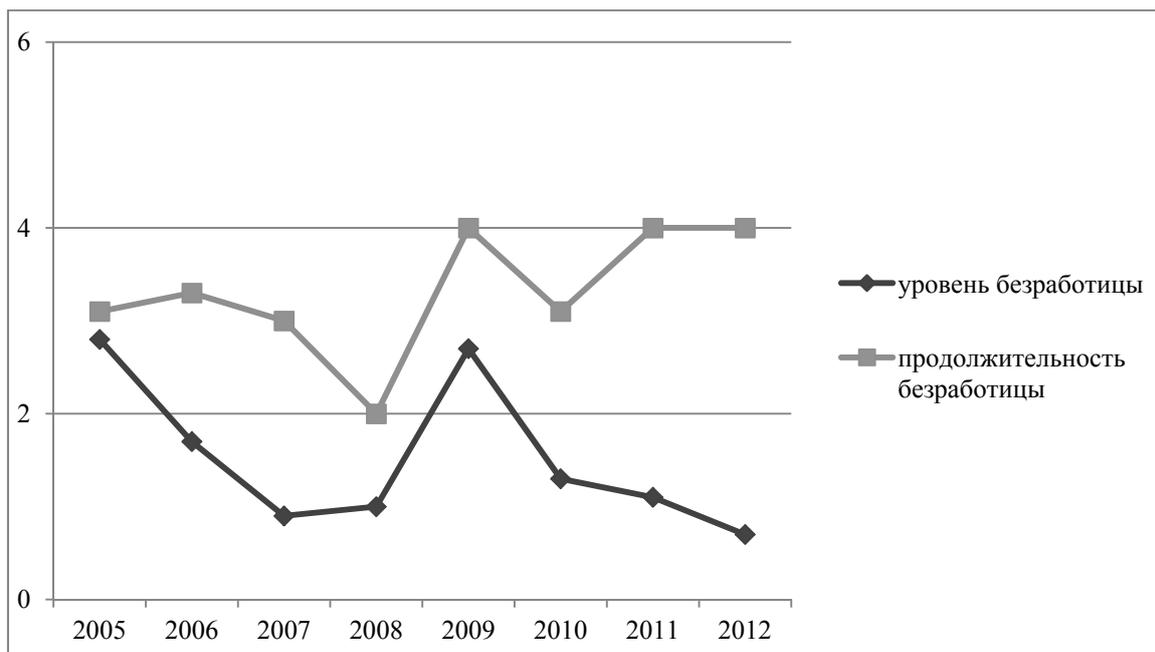


Рис. 5.3. Динамика уровня безработицы в г. Стрежевом

Ситуация, связанная с поисками работы, в городе всегда остается серьезной. Ежегодно в службу занятости в поисках работы обращается от 12 тыс. до 15 тыс. человек, т. е. более половины экономически активного населения города. Коэффициент напряженности на рынке труда в 2012 году уменьшился на 1,9 % к уровню 2009 года.

Таблица 5.12

Динамика показателей напряженности на рынке труда г. Стрежевого

Показатели	2009	2010	2011	2012	2012/ 2009
Обратилось в службу занятости в поисках работы, за консультацией, тыс. чел.	11,8	14,2	13,0	14,4	+22
Получили статус безработного, чел.	1561	1176	899	2088	+33,7
Коэффициент напряженности, %	1,3	0,3	1,2	3,1	+138

На рынке труда города наблюдается несоответствие спроса и предложения. Так, в информационном банке вакансий с учетом переходящего остатка в 2010 года имелось 3321 вакантное рабочее место от 239 предприятий. При этом вакансии, предоставляемые в службу занятости работодателями, как правило, остаются невостребованными. На предприятиях наблюдается дефицит квалифицированных кадров рабочих специальностей в таких сферах, как строительство, добыча полезных ископаемых, транспорт. Количество специалистов данного профиля на рынке труда недостаточно для удовлетворения потребностей промышленности в полном объеме.

По данным Центра занятости в 2011 году на регистрируемом рынке труда пользовались спросом профессии, представленные в табл. 5.13.

Таблица 5.13

Количество вакантных должностей за 2011 год в г. Стрежевом

Рабочие профессии	Вакансии	Профессии служащих	Вакансии
водитель автомобиля	125	воспитатель детского сада	24
продавец продовольственных и непродовольственных товаров	94	инженер по наладке и испытаниям	8
электрогазосварщик	69	бухгалтер	20
повар	68	милиционер	18
электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	66	участковый уполномоченный милиции	6
военнослужащий	54	музыкальный руководитель	11
стропальщик	53	тренер-преподаватель по спорту	8
официант	35	фармацевт	8
плотник	35	агент торговый	16
высокомонтажник	30	медицинская сестра	21
штукатур-маляр	29	инспектор дорожный	5
слесарь-сантехник	29	провизор	5
слесарь по ремонту автомобилей	16	судебный пристав-исполнитель	6
электромонтажник-наладчик	13	программист	5
почтальон	12	производитель работ (прораб) (в строительстве)	5

В структуре зарегистрированных безработных граждан преобладают высококвалифицированные кадры с высшим образованием, особенно женщины. Кроме того, вызывает опасение, что большая часть безработных (49 %) – это молодежь в возрасте от 16 до 29 лет. Данная ситуация объясняется, с одной стороны, более высокими требованиями молодежи к социальным параметрам рабочих мест – размеру заработной платы, режиму рабочего дня, тогда как их квалификация и уровень подготовки зачастую не соответствуют потребностям работодателей, с другой стороны, предприятия, оптимизировав численность персонала во время кризиса, не собираются ее наращивать за счет персонала, не имеющего опыта работы²⁴.

Резюмируя вышеописанную ситуацию на рынке труда города, можно отметить следующее: лица трудоспособного возраста составляют доминирующую долю населения города. Однако, принимая во внимание

²⁴ Комплексный инвестиционный план развития моногорода Стрежевой на 2010–2020 годы. 2010. 105.

спад рождаемости начала 1990-х годов, численность граждан трудоспособного возраста в перспективе снизится. Кроме того, численность населения старше трудоспособного возраста ежегодно будет увеличиваться в среднем на 7 %. Рынок труда города несбалансирован. В результате доминирования в городской экономике нефтегазодобывающей отрасли в городе сложилась монопрофессиональная структура населения.

Ядром промышленного производства, определяющим экономическую базу, рынок труда и уровень жизни населения города, являются организации нефтяной отрасли и сервисных производств. В региональный перечень организаций, имеющих социальную и (или) экономическую значимость для развития Томской области входят 31 предприятие и организации Стрежевого. Градообразующим предприятием городского округа Стрежевой и ряда других муниципальных образований Томской области является ОАО «Томскнефть» ВНК, которое составляет стабильную основу промышленности территории, являясь основным добывающим предприятием Томской области, базой томской экономики. Акционерами ОАО «Томскнефть» ВНК на паритетных началах являются НК «Роснефть» и ОАО «Газпром нефть».

Экономическая основа города состоит из 20 предприятий и организаций города (включая ОАО «Томскнефть» ВНК) с численностью работающих по итогам 2011 года 5325 человек, что составляет 37 % от численности работающих в городском округе Стрежевой. Большинство этих организаций являются дочерними предприятиями ОАО «Томскнефть» ВНК, и, несмотря на юридическую самостоятельность, экономически зависимы от ОАО «Томскнефть» ВНК и являются его непосредственными подрядчиками, которые обеспечивают работоспособность нефтяной отрасли и создают условия жизнедеятельности вахтовых поселков.

В городе существует ряд сложностей, которые сдерживают развитие сектора малого и среднего бизнеса. Сложившаяся отраслевая структура малого бизнеса сохранилась без существенных изменений с начала века, когда он заполнил нишу торговли, общественного питания и общей коммерческой деятельности. Численность занятых в малом бизнесе колеблется от 5–9 % от экономически активного населения, тогда как в среднем по стране этот показатель составляет 16 %.

В настоящее время в структуре экономики города преобладают предприятия сферы торговли и услуг. Это делает экономику города уязвимой: эта сфера не может обеспечить достаточный уровень занятости и доходов населения, не способствует значительному росту качества жизни населения, созданию новых видов продукции.

Таблица 5.14

Удельный вес работников на малых предприятиях г. Стрежевого

Показатели	2009	2010	2011	2012	2012/2009, %
Численность трудоспособного населения	31 650	28 500	28 689	28 589	-9,7
Среднесписочная численность работников малых предприятий	1759	1910	2500	2500	+42,1
Удельный вес численности работников малых предприятий, %	5,5	6,7	8,7	8,8	+60
В том числе:					
промышленность	0,9	1,3	1,78	1,8	100
строительство	1,1	1,8	1,8	1,87	70
транспорт и связь	0,5	0,5	0,9	0,9	80
торговля и общепит	0,6	0,7	1,5	1,6	166
прочие	2,3	2,4	2,7	2,5	8,9

На современном этапе развития города продукция и услуги малого бизнеса ориентированы исключительно на удовлетворение потребностей внутреннего городского рынка, приоритетные отрасли реального сектора экономики, в том числе инновационная деятельность, развиваются крайне медленно.

В промышленном производстве малый бизнес почти не представлен. Сказывается низкая конкурентоспособность бизнеса, связанная с отсутствием транспортной инфраструктуры, удаленностью города от крупных научных центров и регионального рынка, а также отсутствием доступных сырьевых запасов. В этой связи городской малый бизнес не в состоянии пробиться на рынки сопредельных муниципальных образований в ХМАО.

Уровень заработной платы населения моногорода

В целом за период 2012 года средняя начисленная заработная плата на крупных и средних предприятиях Томской области составила 42 771 рубль (2010 год – 36 241 рубль), в среднем по области рост составил 23 %. Величина заработной платы в городском округе Стрежевой превышает средний показатель по области в 1,6 раза. По области Стрежевой удерживает 2-е рейтинговое место. Первое – у жителей Александровского района Томской области (38 тыс. рублей), третье – в Парабельском (31,5 тыс. рублей).

По данным статистики фонд оплаты труда по городу (ФОТ общий) за двенадцать месяцев 2012 года составил 5 млрд 837,7 млн рублей. Фонд оплаты труда остался на уровне 2008 года (5 млрд 787 млн рублей), темп роста составил 0,9 %.

Таким образом, в городе сохраняется высокий уровень жизни населения, который стимулирует развитие потребительского рынка города. Вместе с тем отсутствие собственных сырьевых ресурсов и транспортной доступности сдерживает развитие предпринимательской инициативы по расширению сфер влияния на межмуниципальный и межрегиональный рынок.

В результате доминирования в городской экономике нефтегазодобывающей отрасли в городе сложилась монопрофессиональная структура населения, что является препятствием в развитии на территории города малого и среднего бизнеса. В г. Стрежевом сфера профессиональной подготовки не удовлетворяет требования рынка труда. Структура спроса и предложения на рабочую силу не соответствуют (по профессиональному и образовательному уровню) как в градообразующей отрасли, так и на предприятиях малого бизнеса. Развитие сферы переобучения и переподготовки – это одно из необходимых условий для задачи диверсификации сфер занятости населения, которая является первоочередной в экономической и социальной политике города.

В планах модернизации роста активности до 2020 года в сфере малого бизнеса будут созданы условия для развития предпринимательской инициативы за счет финансовой и имущественной поддержки предпринимателей. Число малых предприятий в городе в ближайшие три года возрастет на 12,6 %, в долгосрочной перспективе – на 46 %. Доля малых предприятий в общегородском объеме отгруженных товаров, выполненных работ и услуг в 2012 году увеличилось к 2009 году на 1,8 %, а в 2020 году ожидается увеличение на 16 %.

В 2012 году было создано 226 рабочих мест, а к 2020 году планируется 495 новых рабочих мест. Уровень безработицы сократился до 1 % в 2012 году и до 0,7 % прогнозируется к 2020 году.

Повысится финансовая устойчивость городского образования. К 2020 году часть собственных доходов местного бюджета возрастет вплоть до 64,5 %. Под воздействием усовершенствования ситуации в реальном секторе экономики повысится качество жизни жителей города.

Среднемесячная заработная плата в среднесрочной перспективе вырастет в 8,2 %, а к 2020 году – в 1,6 раза.

Итак, главными тенденциями занятости в нефтегазовой отрасли РФ являются рост производительности труда на основании использования новой техники и технологий в абсолютно всех звеньях научно-технической цепочки и управления, модификация числа занятых преувеличении объемов производства²⁵.

²⁵ Комплексный инвестиционный план развития моногорода Стрежевой на 2010–2020 годы. 2010. 105 с.

Итак, в структуре занятости произошли перемены в профессионально квалификационной структуре персонала, в частности, смена низкоквалифицированного труда высококвалифицированным, серьезный наплыв высококвалифицированных специалистов из иных секторов экономики; развитие доли специалистов с высшим и средним специальным образованием в общей численности работающих; повышение требований к квалификации работников; повышение доли работников до 30 лет и с 30 до 50 лет, значительное снижение числа сотрудников пенсионного года.

В целом структура занятости в российском НГК соответствует тому факту, что наиболее 40 % добываемой нефти и газа экспортируется как сырье. Это является ключевым различием структуры занятости в российских нефтегазовых компаниях от основных международных нефтегазовых корпораций. К тому же основной доход иностранные нефтегазовые компании зарабатывают от переработки и сбыта нефтепродуктов и нефтехимии, а российские компании с добычи и экспорта сырья, что существенно снижает экономическую результативность деятельности равно как отечественного НГК в целом, так и отдельных ВИНК. Последующее формирование нефтегазового комплекса Российской Федерации не будет сопровождаться повышением численности персонала.

Доминирующей тенденцией в отрасли будет поддержание и некоторое уменьшение занятости, сопровождаемое переменой профессионально-квалификационной структуры работающих и повышением доли специалистов, что отвечает мировым тенденциям.

Стабилизации занятости могли способствовать формирование малого нефтегазового бизнеса и применение новых, венчурных технологий. В «старых» регионах нефтедобычи в ближайшей перспективе ожидается поддержание либо определенное уменьшение занятости по основным нефтегазовым профессиям. Стабилизации занятости могло способствовать формирование малого нефтегазового бизнеса и применение новых, венчурных технологий.

Возможное развитие добычи в новых регионах Восточной Сибири будет сопровождаться существенной дополнительной потребностью в специалистах, т. к. новые технологические процессы нефтегазодобычи требуют роста числа работающих. Возникающая потребность в значительной мере будет компенсироваться имеющимися в этом регионе специалистами, а кроме того, вахтовиками и мобильным персоналом высокой квалификации, привлекаемыми из «старых» нефтегазовых районов и районов с падающей добычей нефти и газа.

ГЛАВА 6. ВЛИЯНИЕ ИННОВАЦИОННО-ИНВЕСТИЦИОННОГО КЛИМАТА НА СОСТОЯНИЕ ТРУДОВЫХ РЕСУРСОВ В НГК

6.1. Инновационная и инвестиционная политика развития НГК

В последнее время в нефтегазовой отрасли заметны тенденции, связанные с инновационным и инвестиционным развитием нефтегазовой отрасли. Развитие отрасли приводит к снижению экономически неэффективных рабочих мест, связанных с низкоквалифицированными трудовыми ресурсами и вызывает увеличение спроса на специалистов высокой квалификации.

На создание рабочих мест действуют повышающие факторы, такие как увеличение объемов добычи, приток инвестиций, развитие малых форм нефтегазового бизнеса. И, с другой стороны, понижающие: ликвидация рабочих мест на истощенных месторождениях, широкое применение новых технологий.

Инвестиции в нефтегазовый комплекс идут на инновационное, наукоемкое и высокотехнологическое развитие, которое позволяет создавать рабочие места, требующие более высокой квалификации.

Предприятия и производства нефтегазового комплекса, согласно мнению ученых и специалистов, напрямую никак не смогут быть отнесены к высокотехнологичному сектору экономики, к которому, как правило, относят компьютерные технологии, микроэлектронику, современные системы связи, производства космической и авиационной техники, биологический и генетический инжиниринг и др.

Тем не менее в настоящее время в отечественных и иностранных нефтегазовых компаниях в ключевом производстве и сервисном обслуживании повсюду применяются почти все технологические процессы, которые в значительном объеме или просто относятся к высокотехнологичному сектору, или используют элементы высоких технологий. К высокотехнологичным производствам в нефтегазовом комплексе могут быть определены:

- прямые поиски залежей нефти и газа, современные геоинформационные технологии, космическое зондирование и мониторинг, трехмерная (3D) и четырехмерная (4D) сейсморазведка;
- трехмерное моделирование залежей и гидродинамических процессов при разработке месторождений с учетом временного фактора и объемной визуализацией;
- технологии сооружения скважин с протяженными горизонтальными участками;

- проектирование и образование ледостойких платформ с целью бурения на арктическом шельфе;
- технологическая корпоративная связь (с применением спутниковой связи и систем GPS) и системы диспетчерского управления и автоматизации технологических процессов на базе микропроцессорной техники в добыче, транспорте и переработке нефти и газа;
- интегрированные системы управления в реальном времени;
- создание высокопроизводительных и экономичных газотурбинных аппаратов с целью перекачки газа и обеспечения электроэнергией²⁶.

Доля рабочих нефтегазовых компаний, связанных с использованием указанных ранее технологий, согласно экспертной оценке составляет до 5–15 % от общего числа занятых и их доля неизменно увеличивается, впрочем главная функция нефтегазового комплекса – в формировании в государстве высокотехнологичного сектора, создающего платежеспособный спрос на означенную продукцию.

Согласно экспертным данным, в российском НГК в целом занято примерно 16 % рабочей силы страны.

Необходимо иметь в виду наметившуюся в настоящее время тенденцию некоторого уменьшения занятости в нефтяной отрасли, о чем свидетельствует табл. 6.1, отражающая прогноз Минтопэнерго РФ на перспективу снижения числа трудящихся в нефтяной отрасли, притом что правительственная концепция формирования отрасли ставит задачу значительного повышения добычи нефти. Это должно подтолкнуть политику перевода отрасли на принципы интенсивного развития.

Таблица 6.1

Прогноз численности работающих в нефтяной отрасли России (тыс. чел)

Подотрасль	Год			
	2000	2005	2010	2020
Нефтедобыча	493,0	488,0	480,0	470,0
Нефтепереработка	110,0	110,0	100,0	100,0
Транспорт	64,6	67,5	69,0	70,0
Итого	667,6	665,5	659,0	640,0

²⁶ Мартынов В.Г. Политика занятости в современных условиях структурного реформирования экономики: на примере нефтегазового комплекса России: дис. ... д-ра экон. наук. М., 2003. 403 с.

Значения показывают, что нефтегазовая отрасль Российской Федерации, пусть даже в том виде, в котором она существует в настоящее время, формирует положение экономики, где рост гарантируется не числом, а качеством трудовых ресурсов. Согласно свидетельству международных специалистов, в нынешнее время в Российской Федерации «уменьшается доля занятых в промышленности, строительстве и науке, уменьшается занятость на крупных и средних предприятиях, прежде всего обрабатывающих отраслей, однако происходит стабильное увеличение занятости в добывающих секторах экономики». Последнее доказывают и отечественные эксперты, в частности замечая, что «нефтяники и газовики создали дополнительные рабочие места, к примеру «Лукойл» 2000 новых рабочих мест». Другими словами, в случае если в отрасли занятость никак не уменьшается (и даже увеличивается), а производительность труда находится на довольно высоком уровне, в таком случае данный результат однозначно говорит не только об «обмене» трудовых ресурсов на новые технологии, но и о повышении их качества.

В пользу этого вывода косвенно сообщает тот факт, что из числа всех отраслей реального сектора российской экономики наиболее высокий уровень заработной платы в 2011 году характеризовал собственно нефтегазовый комплекс, где средняя ежемесячная заработная плата составила примерно 48 000 руб.; для сопоставления – в обрабатывающем производстве 23 996 руб.; в электроэнергетике – 24 753 руб.

Например, в финансовом отчете государственной ОАО «Роснефти» можно найти информацию, что в I квартале 2011 года каждый ее сотрудник ежемесячно получал в среднем 141 тыс. рублей. Средний работник ОАО «Лукойл» зарабатывал 161 тыс. руб., а ОАО «Газпром нефть» – 534 тыс. руб. (с учетом выплаченной премии за 2010 г., без премии – 179 тыс. руб.). Чуть менее ОАО «Газпром» и ОАО «Сургутнефтегаз», которые ежемесячно выплачивали в среднем по 60–70 тыс. руб.

В любом случае на предприятии, которое существует согласно рыночным законам, а такими в Российской Федерации являются предприятия нефтегазового сектора, заработная плата определяет качество трудовых ресурсов. Одним словом, есть причины допустить, что российский нефтегазовый сектор в его нынешнем пребывании проводит новую политику занятости, выражая, активный спрос на высококвалифицированный кадровый состав.

В свою очередь, данная кадровая стратегия обязана повлечь за собой инновационную политику отрасли, потому как трудовые ресурсы высокой квалификации формируют потребность в корпоративном менеджменте знаний.

Российская нефтяная отрасль де-факто демонстрирует собственный локомотивный характер в национальной экономике. Это доказывает и анализ руководителей крупнейших отечественных предприятий, которые являются соучастниками опроса Ассоциации менеджеров, перспектив экономического роста Российской Федерации. Подавляющее число опрошенных (81,4 %) полагают, что именно ТЭК сохранит и в ближайшие годы роль «двигателя» экономического роста. Действительно, 2/3 анкетированных уверены, что НГК и ТЭК в целом сохранят в национальной экономике собственный приоритет не из-за качественных изменений в отрасли, а, как и прежде, из-за благоприятной конъюнктуры на интернациональных рынках.

Экспертиза отраслевой структуры инвестиций в стране подтверждает, что «примерно половина всех инвестиций в основной капитал следует в топливно-энергетический комплекс, а также в транспорт». Генератором инвестиционного спроса в экономике в последнее время неизменно выступают отрасли, направленные на экспорт. В 2011 году объем инвестиций в данных секторах экономики составил 175,1 % по отношению к уровню 2005 года, между тем как в целом в российской промышленности данный показатель равнялся 141,2 %.

Текущее положение российской нефтяной отрасли выглядит следующим образом:

- часть жизнеспособных мощностей в старых предприятиях в нефтедобывающей промышленности – 90 %, и в ближайшие 10 лет в одной только нефтедобыче объем зарубежных инвестиций может достигнуть 80 млрд долл., что соответствует 3 % отечественного ВВП ежегодно;
- иностранные нефтяные компании с их технологическим опытом смогли увеличивать эффективность буровых работ на новых месторождениях, и такого рода рост решил бы сразу три задачи: удовлетворения внутреннего спроса (при быстром росте российской экономики) не менее чем на 50 %; увеличения экспорта нефти на столько же; дополнительных налоговых поступлений с целью выплаты компенсаций «стратегическим» отраслям в связи с либерализацией цен на нефть²⁷.

В современной экономике эффективная инвестиционная политика непременно осуществляется в рамках стратегии инновационного развития. Поэтому не удивительно, что благополучный инвестиционный прогноз для российской нефтяной отрасли справедливо аргументирован

²⁷ Мартынов В.Г. Политика занятости в современных условиях структурного реформирования экономики: на примере нефтегазового комплекса России: дис. ... д-ра экон. наук. М., 2003. 403 с.

тем, что в отрасли ведется инновационная политика. Реализуются крупные инвестиционные и инновационные проекты в сферы транспорта нефти, нефтяной геофизики (увеличиваются объемы поисковых работ, формируются такие направления сервиса, как комплексная обработка и интерпретация данных моделирования, скважинные технологии) и т. д.

Прогноз устанавливает для российской нефтяной отрасли приоритет реструктуризации (рост эффективности, открытости, диверсифицированности нефтяных компаний, переход в новое качество корпоративного управления, стратегию инновационного развития) для повышения капитализации, т. е. инвестиционной привлекательности. К более «весомым» в российской экономике принадлежат предприятия, относящиеся к нефтегазовому сектору. И это значит, что в настоящее время отечественный нефтегазовый сектор де-факто содержит лучшие в стране инвестиционные, инновационные и трудовые возможности для задания целой национальной экономике наукоемкого и высокотехнологичного (инновационного) вектора развития.

Аудит по крупным нефтяным компаниям – ОАО «Лукойл», ОАО «Газпром», ОАО «Славнефть» и др. – доказывает, что все данные ВИНК де-факто являются в государственной экономике центром инвестиционной и инновационной активности. Другое дело, что не все так хорошо и в отечественном НГК имеются трудности, которые имеют не только внутренний, российский, но и внешний, связанный с тенденциями на мировом нефтегазовом рынке, ресурс. Внешний фактор проблем для российского НГК состоит в этом, что, согласно авторитетным международным специалистам, в частности американскому эксперту Ф. Верлегеру, в мире назревает следующий энергетический кризис. К тому же провоцируется этот кризис отнюдь не истощением мировых запасов нефти и мощностей для ее добычи, но как раз тем, что крупные нефтяные компании в последнее время стремятся не инвестировать в модернизацию своих добывающих мощностей, а буквально избавиться от них, сбывая более мелким компаниям.

Между тем наиболее значительный вывод касательно положения дел в российской нефтяной отрасли состоит в том, что занятость в отрасли не соответствует современным требованиям к качеству трудовых ресурсов, а именно: невысокая производительность в нефтяной отрасли сопряжена с неудовлетворительной организацией труда и излишком рабочей силы. А в частности:

- относительно организации труда. В Российской Федерации оценку нефтяных месторождений дают большие группы геологов, в то время как на Западе – небольшие функциональные бригады, куда входят геологи, инженеры-разработчики и экономисты, и это предоставляет

больше возможностей установить оптимальный (инженерно и экономически) профиль выработки месторождения;

- относительно занятости в отрасли. Избытки трудовых ресурсов не менее 35 %; для российской нефтедобычи характерны самостоятельные и относительно небольшие нефтедобывающие управления, в которых заняты сотни работников административных служб, – в США на сопоставимых промыслах занято персонала на 90 % меньше.

Таблица 6.2

Предприятия, имеющие наибольший вес в экономике России

Компания	Отрасль	Объем выручки в 2011 г., млн руб.	Кол-во занятых на предприятии, тыс. чел.	Коэффициент влияния отрасли на экономику	Итоговый рейтинговый балл
ОАО «Газпром»	Газовая промышленность	4 637 090	404,4	97,00	91,72
ОАО «Лукойл»	Нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность	4 009 500	94	100,00	71,59
ОАО «Сургутнефтегаз»	Нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность	754 431	111,5	100,00	59,02
ОАО «ТНК»	Нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность	1 085 970	50	100,00	54,61
ОАО «Татнефть»	Нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность	615 867	74,2	100,00	54,34
ОАО «Транснефть»	Нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность	632 780 132	104	53,00	54,27
ОАО «Роснефть»	Нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность	2 142 700	168,4	100,00	53,34
ОАО «Башнефть»	Нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность	496 470	26,7	100,00	51,64
ОАО «Славнефть»	Нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность	6663,4	27,90	100,00	51,47

Иллюстрацией данных выводов может служить «Газпром». С одной стороны, в настоящее время это лучшее предприятие Российской Федерации. С другой стороны, «Газпром» – предприятие, значительно превосходящее по удельной численности сотрудников иностранные аналоги.

Обратной стороной избыточной занятости представляется малоэффективная организация труда, что обосновывается высокой долей в российской нефтедобыче неработающего фонда скважин по отношению к эксплуатационному, превышавшей 20 %. По признанию руководства Минэнерго РФ, «один из главных недостатков отечественной нефтепереработки – крайне низкая загрузка производственных мощностей». И это – при избытке в отрасли рабочей силы²⁸.

Экспертная оценка отмечает простаивание большого количества бурового оборудования при избыточной рабочей силе и, главное, наличии в Западной Сибири привлекательных подтвержденных запасов, совокупные производственные расходы на разработку которых (при условии применения эффективных технологий) должны составить не более 6 долл. за баррель. Отечественные нефтедобывающие предприятия бесхозяйственно относятся к сбору и переработке нефтяного попутного газа, просто сжигая его в факелах, а на вновь вводимых в эксплуатацию месторождениях концепция применения нефтяного попутного газа не предусмотрена вообще. Между тем 100 % сбор и переработка нефтяного попутного газа дали бы возможность сократить не менее чем в 3 раза выбросы в атмосферу вредоносных веществ, увеличить выпуск продукции газоперерабатывающих и нефтехимических предприятий в 1–1,5 млрд долл. в год и создать в дополнение не менее 10 тыс. рабочих мест. Энергетическая политика Российской Федерации в период до 2020 года предполагает усиленное формирование газо-перерабатывающей и газохимической промышленности в частности на основе извлечения из добываемого газа всех ценных компонентов.

Объем вложений напрямую оказывает большое влияние на динамику формирования и поддержания экономически эффективных рабочих мест. Согласно сведениям НИИ Труда, стоимость создания рабочих мест в различных секторах экономики промышленности отличается очень сильно. Если в легкой промышленности стоимость одного рабочего места принять равной 1, в таком случае в машиностроении она составит 1,5; в пищевой промышленности 1,8; в промышленности строительных материалов 2; в химии и нефтехимии 5; в электроэнергетике 18; в топливной промышленности 34.

²⁸ Мартынов В.Г. Политика занятости в современных условиях структурного реформирования экономики: на примере нефтегазового комплекса России: дис. ... д-ра экон. наук. М., 2003. – 403 с.

6.2. Прогноз потенциальной занятости на проектах нефтегазового комплекса РФ

Для повышения эффективной занятости целесообразно использовать для развития российского НГК в первую очередь отечественные инвестиции (в основном часть прибыли нефтегазовых компаний), а не основной капитал зарубежных инвесторов.

На сегодняшний день основная часть добываемой в стране нефти транспортируется согласно системе магистральных трубопроводов АК «Транснефть», основанной в основном более 20 лет назад, которую обслуживает примерно 60 тыс. чел. Общая протяженность магистральных нефтепроводов превышает 48 тыс. км. Согласно экспортным направлениям загрузка трубопроводов близка к 100 %, по ряду внутренних же – никак не превосходит 50 %, что связано с общим падением добычи нефти и переменой маршрутов прокачки.

В настоящее время проектируется еще целый ряд нефтепроводов, призванных реализовать новые маршруты экспорта российской нефти. Это, к примеру, Западная Сибирь – Мурманск, Восточная Сибирь – Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР, Находка), Российская Федерация – Китай и др.

Общая потребность в инвестициях российской трубопроводной системы вплоть до 2020 года расценивается более чем в 100 миллиардов долл. По отдельным из трубопроводных проектов были проведены исследования стоимости строительства трубопроводов и образования новых рабочих мест при их эксплуатации.

Примером крупных комплексных проектов в нефтегазовом комплексе страны является «Сила Сибири».

В октябре 2012 года Правление ОАО «Газпром» утвердило окончательное инвестиционное решение согласно плану обустройства Чаяндинского месторождения, строительства магистрального газопровода «Якутия–Хабаровск–Владивосток», получившего наименование «Сила Сибири».

«Сила Сибири» будет общей газотранспортной системой для Иркутского и Якутского центров газодобычи и будет транспортировать газ данных центров через Хабаровск до Владивостока.

На первом этапе будет сооружен магистральный газопровод «Якутия–Хабаровск–Владивосток», на втором этапе Иркутский центр будет объединен газопроводом с Якутским центром²⁹.

²⁹ В чем «Сила Сибири»? // Дальневосточная электронная газета. URL: http://www.dalgazeta.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=1065:---l-r&catid=70:2011-12-07-23-27-58&Itemid=120.

Маршрут магистрали ГТС пройдет вдоль трассы функционирующего магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан», что даст возможность оптимизировать расходы в инфраструктуру и энергоснабжение. Трасса ГТС преодолет, в том числе, заболоченные, горные и сейсмоактивные места.



Рис. 6.1. Схема магистрального трубопровода «Сила Сибири»

Строительство нового газотранспортного проекта началось, и уже в октябре 2013 года планируется сдать первый участок длиной 270 км от Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения до Ленска.

Общая протяженность газопровода составит около 4000 км. Ввод в эксплуатацию первой части ГТС «Сила Сибири» – магистрального газопровода «Якутия–Хабаровск–Владивосток» намечен на конец 2017 года.

Строительство газопровода оценивается в 770 миллиардов рублей. ОАО «Газпром» определило компанию «Газпром трансгаз Томск» эксплуатирующей организацией этого магистрального газопровода.

Газопровод «Сила Сибири» создается для транспортировки газа с Чаяндинского месторождения, запасы газа составляют 1,2 трлн кубометров, извлекаемые запасы нефти и конденсата – 79,1 млн тонн. Протяженность газопровода составит порядка 3,2 тыс. км. Производительность газопровода составит 61 млрд кубометров газа в год³⁰.

За весь период реализации проекта «Сила Сибири», согласно мониторингам специалистов, для граждан Российской Федерации будет сформировано 13 000 рабочих мест. На пике строительства ожидается занятость вплоть до 21 тыс. жителей России.

³⁰ «Сила Сибири» // ОАО «Газпром». URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/ykv/>.

Таблица 6.3

Прогнозные данные по трудоустройству российских граждан на период строительства по проекту «Сила Сибири»

Этап	Сроки выполнения работ		Среднее число занятых, чел.	Количество занятых в пиковый период, чел.
	начало	конец		
1-й этап	2013	2017	7000–8000	13 000
2-й этап	2018	2021	4000–5000	8000
Итого			11 000–13 000	21 000

Основное число рабочих мест будет формироваться временно, для рабочих строительных профессий, в период от нескольких недель вплоть до нескольких лет.

На период эксплуатации объектов проекта «Сила Сибири» долгосрочная занятость значительно меньше временной периода строительства. При эксплуатации газопровода и добычных объектов «Газпрома» на территории республики нужно будет задействовать примерно 3000 специалистов. Предполагается, что к 2017 году 90 % из них будет занято российскими специалистами. Таким образом, из приведенных данных очевидно, что численность постоянно занятых в период эксплуатации приблизительно в 10 раз меньше занятых в пиковый период строительства, и по существу инвестиционная стоимость постоянных эксплуатационных рабочих мест данного проекта превышает 5 миллионов долларов каждое³¹.

Реализация проектов таких масштабов содействует формированию многочисленных возможностей с целью осуществления предпринимательской деятельности на местном уровне. Освоение нефтегазовых месторождений активизирует подъем других, необязательно связанных между собой либо с нефтегазовой промышленностью отраслей.

По мере создания новых рабочих мест, внесения инвестиций и роста налоговых поступлений возникают новые сферы деятельности и новые виды услуг. Подразумевается, что любое рабочее место в нефтегазовом комплексе содействует созданию с семи до десяти новых рабочих мест в прочих секторах экономики, в частности в сфере услуг, общественного питания, связи, здравоохранения, образования, строительном и транспортном секторах и др.

³¹ «Сила Сибири» // ОАО «Газпром». URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/ykv/>.

Таблица 6.4

Предполагаемое число работников на объектах проекта «Сила Сибири» в период эксплуатации

Уровень	Количество новых рабочих мест
специалисты	3000
рабочие	4000
Всего	7000

Рост уровня занятости способствует повышению качества трудовых ресурсов (квалификации работников), а высокая квалификация рабочих способствует формированию новых производственных видов деятельности, связанных с высокими технологиями. Установлено, что высокий уровень занятости способствует повышению покупательной способности населения и росту количества денежных средств, выделяемых ими на приобретение авто, мебели, электробытовой техники, одежды, на отдых и образование. Все данное стимулирует развитие местной экономики. При этом принесенный полезный эффект в несколько раз больше суммы начальных капиталовложений, что ведет к оздоровлению местной экономики с долгосрочными перспективами занятости.

6.3. Развитие нефтегазового комплекса как фактор формирования рабочих мест

Как демонстрирует современная практика проектирования в нефтяной и газовой промышленности, в технико-экономических обоснованиях проектов, абсолютно игнорируется такой фактор производства, как трудовые ресурсы. Впрочем анализ трудовых затрат должен являться неотъемлемым и предусматриваться регламентом по составлению технологических схем и проектов разработки нефтяных и газовых месторождений и иными документами.

На стадии технико-экономического обоснования невозможно использовать методы нормирования численности рабочих, привлекаемых к осуществлению проекта, из-за недоступности нужной информации о видах, объемах и трудоемкости выполняемых работ. Вследствие этого на данной стадии допускается использование эмпирических зависимостей, приобретенных путем обработки фактических данных о затратах труда на находящиеся в эксплуатации месторождениях. На основании материалов, характеризующих затраты труда в нефтяных месторождениях Урало-Поволжья, Коми и Западной Сибири, автором В.Г. Мартыновым были получены для каждого района зависимости затрат труда от величины некоторых факторов. Кроме того, были обусловлены зависи-

мости, определяющие средние затраты труда на эксплуатацию месторождений в данных районах.

Так, например, численность рабочих, занятых непосредственно на промысле, в расчете на одну добывающую скважину (в среднем по названным районам) можно определить следующим образом:

$$Ч'_д = 0,187 \times S^{0,314}, \quad (3.1)$$

где $Ч'_д$ – численность рабочих, занятых в добыче нефти, в расчете на одну добывающую скважину (удельная численность), чел.; S – площадь месторождения в расчете на одну скважину, га/скв.

Общие затраты труда в добыче нефти определяются умножением удельной численности рабочих на число добывающих скважин по годам эксплуатации:

$$Ч_{др} = Ч'_д \times N_d, \quad (3.2)$$

где $Ч_{др}$ – общая численность рабочих, занятых в добыче нефти; N_d – число добывающих скважин.

При необходимости можно рассчитать затраты труда по способам эксплуатации скважин, для чего также были выведены определенные зависимости.

Удельную численность рабочих цехов поддержания пластового давления (ППД) в расчете на одну нагнетательную скважину можно определить по формуле:

$$Ч'_п = 36,2 \times N_n^{-0,581}, \quad (3.3)$$

где $Ч'_п$ – численность рабочих, занятых в цехах ППД, в расчете на одну нагнетательную скважину (удельная численность), чел.; N_n – число нагнетательных скважин.

Общая численность рабочих определяется умножением удельной численности на число нагнетательных скважин по годам эксплуатации:

$$Ч_{пр} = Ч'_п \times N_n. \quad (3.4)$$

Численность рабочих, занятых обслуживанием основного производства (капитальный и подземный ремонт скважин, цеха: прокатно-ремонтные, пароводоснабжения и др.), можно определить с помощью коэффициента β , выражающего соотношение между численностью рабочих этих подразделений и рабочих, занятых в добыче нефти и цехах ППД:

$$\beta = 1/(0,000284 \times N_n + 0,451). \quad (3.5)$$

Умножая общую численность рабочих, занятых в добыче нефти и цехах ППД, на этот коэффициент, можно получить примерную численность рабочих подразделений, обслуживающих основное производство

$$Ч_{ор} = \beta(Ч_{др} + Ч_{пр}). \quad (3.6)$$

По данным исследований российской и зарубежной практики, за последнее время доля специалистов, привлекаемых к эксплуатации нефтяного месторождения, может быть принята в диапазоне 17–20 % от численности рабочих, занятых в добыче нефти и цехах ППД. Таким образом, можно определить численность специалистов по каждому подразделению

$$Ч_{дс(пс, ос)} = 0,17 \times Ч_{дс(пс, ор)}, \quad (3.7)$$

где $Ч_{дс(пс, ос)}$ – численность специалистов в добыче, цехах ППД и обслуживающих производствах, чел.; $Ч_{дс(пс, ор)}$ – численность рабочих в указанных производствах, чел.

Далее предпринята попытка определения зависимости между объемами капитальных вложений, направляемых в разработку нефтяных месторождений, и потребностями в рабочих и специалистах.

По всем месторождениям известны капитальные вложения в строительство скважин и их обустройство.

Удельные капвложения в расчете на одну добывающую скважину по рассматриваемым месторождениям в среднем составляют

$$\frac{K_{общ}^1 + K_{общ}^2 + \dots + K_{общ}^{30}}{N_{общ}^1 + N_{общ}^2 + \dots + N_{общ}^{30}} = \frac{\sum_1^n K_{общ}^n}{\sum_1^k N_{д}^k}. \quad (3.8)$$

Численность работников, приходящаяся на 1 млн долл. капитальных вложений, рассчитывается по формуле

$$Ч_{кв} = \frac{\sum Ч_{общ}^n}{\sum K_{общ}^k}, \quad (3.9)$$

где $Ч_{кв}$ – численность работников, приходящаяся на 1 млн долл. капитальных вложений.

В результате расчетов по вышеприведенной методике была определена необходимая численность персонала по месторождениям Западной Сибири, расположенным на суше.

Анализ таблицы демонстрирует, что капитальные вложения, осуществляемые в разработку рассматриваемых месторождений, различны по своей величине, что зависит от условий залегания углеводородного сырья, мощности пластов, площади нефтегазоносности, района работ. Стоимость скважин колеблется по месторождениям с 3,31 вплоть до 8,4 млн долл. за 1 скважину. Стоимость обустройства согласно всем рассматриваемым месторождениям, как правило, составляет до 50 % стоимости скважин. Общая

величина капитальных вложений в расчете на одну скважину содержит достаточно широкий диапазон и составляет от 5,87 до 17,13 млн долл/скв.

Численность работающих согласно рассматриваемым месторождениям колеблется в пределах от 277 до 1217 чел., к тому же наиболее высокая численность приходится на крупные объекты с максимальным числом скважин. Как уже отмечалось ранее, это связано с прямой зависимостью численности работников в нефтегазодобыче от числа обслуживаемых скважин. Подобная же зависимость отмечается и по численности специалистов. По группе представленных месторождений она колеблется с 47 до 207 чел.

Для нахождения зависимости между объемом капитальных вложений, обращаемых в разработку месторождений, и необходимостью в рабочих и специалистах была рассчитана численность сотрудников, приходящаяся в 1 млн долл. инвестиций. Данные величины колеблются в следующих пределах (чел/млн долл.): работников – с 0,41 до 1,42; специалистов – с 0,07 до 0,24. В среднем число рабочих на каждый вкладываемый миллион долларов согласно рассматриваемой группе месторождений составляет 0,55 чел., а специалистов – 0,09. Таким образом, каждый миллион долларов, заложенный в разработку месторождения, приводит в среднем, суммарно, к росту общей численности работников на 0,64 чел.

При нынешних технологиях горизонтального бурения, строительства многоствольных скважин, одновременно – раздельной эксплуатации горизонтов, бурения боковых стволов, операций гидроразрыва и эффективного применения систем заводнения с использованием полимеров, стало быть, что бурение новых скважин и освоение новых месторождений значительно дороже, нежели повышение нефтеотдачи функционирующих.

Эти данные говорят о том, что инвестиции, нацеленные в развитие добычи нефти, далеко не всегда создают новые рабочие места, однако нередко содействуют лишь поддержанию занятости, а кроме того, ужесточают требования к качеству трудовых ресурсов – с целью перехода на новые технологии.

В целом в российской нефтепереработке в последние годы никак не наблюдалось тех тенденций к уменьшению численности персонала за счет автоматизации процессов обработки, внедрения новой техники и технологий, какие происходят в ведущих нефтегазовых компаниях мира.

К этому необходимо добавить, что мероприятия по абсолютному сокращению числа персонала в российских нефтеперерабатывающих предприятиях никак не могут значительно повлиять на их экономику в части сокращения расходов на заработную плату, т. к. доля данных затрат в себестоимости продукции с учетом отчислений на социальные

нужды никак не превышает 10 %, и в том числе и в условиях переработки давальческого сырья составляет не более 12 %.

В этих условиях затраты на автоматизацию технологических процессов и механизацию вспомогательных работ навряд ли окупятся за счет экономии затрат на производство. Причина в первую очередь скрывается в низком уровне оплаты труда в Российской Федерации по сравнению с развитыми государствами.

Таким образом, НГК Российской Федерации обеспечивает занятость существенного числа рабочих, в том числе и в других секторах национальной экономики, выступая основным источником инвестиционных ресурсов, образуя большую часть инвестиционного спроса в продукцию российской экономики. Таким образом, в промышленности на электроэнергетику и экспортно ориентированные топливно-сырьевые отрасли доводится практически 80 % всех капиталовложений, в то время как часть инвестиций в машиностроении, легкой и пищевой промышленности не выше 15 %.

Вместе с тем вопреки тому, что нынешнее положение и перспективы НГК Российской Федерации с позиции критериев наукоемкой и высокотехнологичной экономики человеческого развития и кажутся предпочтительными в сравнении с другими секторами экономики в силу того, что НГК – более продвинутый в российской экономике сектор, с точки зрения международных стандартов экономики человеческого развития эта область требует модернизации.

Проблема повышения инвестиционной привлекательности российского НГК напрямую сопряжена с решением кадровой проблемы отрасли. Инвестиции в отрасль пойдут только лишь под ее инновационное – наукоемкое и высокотехнологичное – становление, а подобное развитие способно осуществлять только отраслевое кадровое ядро высокой и высшей квалификации. Для этого нужно формирование образовательной инфраструктуры НГК Российской Федерации, работающей на отрасль системы как общего, так и профессионального (в том числе ДПО) образования, сведение данной системы в соответствие с перспективными потребностями рынка труда в отрасли: потребностями в новых экономических специальностях, прежде всего, в области управления, менеджмента и информационных технологий.

Стоимость формирования рабочих мест в нефтегазовом комплексе наибольшая среди отраслей экономики. Инвестиционная стоимость их в секторах разведки и добычи нефти, газа и магистрального трубопроводного транспорта является более 1 млн долл. на одно рабочее место, в секторе нефтепродуктообеспечения – примерно 70 тыс. долл.

Основная часть вложений в нефтегазовом комплексе направляется в сектор разведки и добычи нефти, где формируются новые экономически эффективные рабочие места при разведке и разработке новых месторождений нефти и газа.

В секторе переработки нефти приток вложений ведет к сокращению рабочих мест за счет автоматизации производства, введения новых технологий, увеличения производительности труда.

Новые рабочие места в нефтегазовом комплексе при осуществлении масштабных комплексных проектов формируются главным образом в период строительства новых объектов. Число непрерывного эксплуатационного персонала практически в 10 раз менее числа временного, привлекаемого на этапе строительства.

При общем объеме годовых инвестиций в нефтегазовом комплексе около 10 млрд долл. предельная численность новых рабочих мест, создаваемых за счет инвестиций, составит не более 5000–6000, в этом числе примерно 1500 для ИТР всех специальностей.

Учитывая, что в ВИНК число специалистов нефтегазовых специальностей составляет (от общей численности работающих специалистов) примерно 40 %, то число новых рабочих мест для них никак не превысит 600.

Однако реально число новых рабочих мест значительно меньше, т. к. эффективность применения инвестиций в случае применения новой техники и высоких технологий на разрабатываемых месторождениях и функционирующих объектах часто оказывается значительно больше, и значительная часть вложений направляется не на новые объекты, а в реконструкцию и внедрение новых технологий на существующих.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для нефтегазового комплекса вне зависимости от страновой принадлежности свойственен стратегический характер функционирования, что проявляется в обеспечении воспроизводственных процессов как на национальном, так и на мировом уровне. Неравномерность распределения месторождений нефти и газа, интенсификация производства, выступающая одновременно следствием и причиной роста потребностей, значительные затраты на организацию производства (многоэтапного, осуществляемого множеством компаний), взаимодействие с государством как с собственником недр, обладающим полномочиями не присущими более ни одному хозяйствующему субъекту – вот далеко не полный перечень факторов, формирующих уникальный статус комплекса и обуславливающих настоятельную необходимость выработки уникальных, свойственных лишь НГК, методов и инструментов управления. В качестве основных факторов, учитываемых при определении способа воздействия на характер развития комплекса, в представленной монографии выбраны: государственное регулирование; сложность производственно-экономической системы; рентообразующий характер комплекса; участие в глобальной мировой энергетике, мировом производстве и экспорте энергоносителей.

Закрепив за НГК статус базового сектора экономики России, следует признать необходимость реализации непрерывного мониторинга процессов, происходящих на всех уровнях хозяйствования, с целью выявления тенденций развития и поддержания релевантной динамики в условиях подвижности параметров сред бизнеса. В качестве подходов к повышению эффективности функционирования комплекса рассматривают: финансово-экономический; технико-технологический; организационно-управленческий.

Первый связан с совершенствованием нормативно-законодательной базы, затрагивающей, в т. ч. систему налогообложения, инвестиционную политику, в аспекте достижения сбалансированности между интересами государства и хозяйствующих субъектов (ВИНК и ННК). Предполагается, что законодательные изменения должны быть направлены на создание условий привлечения иностранного капитала, развития ННК и повышения отдачи от функционирования ВИНК. Второй подход предполагает повышение эффективности использования существующей и создания новой технической и технологической базы. Третий – ориентирован на развитие вертикальной интеграции. Реализация данных подходов возможна при рассмотрении НГК как территориально-промышленного комплекса, объединяющего крупные корпоративные промышленные структуры и широ-

кую сеть предприятий малого и среднего бизнеса, связанных устойчивыми финансовыми взаимодействиями.

Динамика развития комплекса определяется политикой государства, задающего вектор его развития, посредством разработки нормативно-законодательной базы, программ развития и т. д. Так, согласно Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года (утверждены распоряжением Правительства РФ от 17 ноября 2008 г. № 1662-р) государственная политика в нефтегазовом комплексе предусматривает развитие сырьевой базы и, как следствие, развитие транспортной инфраструктуры, перерабатывающих мощностей и увеличение доли продукции с высокой добавленной стоимостью. Разведанность углеводородных запасов составляет в целом по России около 50 %, из них Волго-Уральская – 75 %, Западная Сибирь – 50 %, Восточная Сибирь – 15 %. Участие федерального бюджета в геолого-разведочных работах не превышает 8 %. Объемы и интенсивность финансирования геолого-разведочных работ заданы геологическими перспективами, особенностями правового регулирования и государственного управления в геологоразведке и смежных областях и т. д.

Остановимся подробнее на наиболее значимых критических моментах в сфере управления фондом недр, регулирование которых возможно лишь в рамках политики государства:

- поддержка в сфере налогообложения; специфика ее связана с длительностью цикла работ и их высокой затратоемкостью – требуются годы от момента начала поисковых работ до запуска месторождения в эксплуатацию, получение же дохода непосредственно связано с продажами продукции;
- простота и прозрачность процедуры приобретения прав пользования недрами. Зачастую выступает решающим аргументом в принятии решения об инвестировании поисковых работ, а еще большее значение имеет возможность свободной продажи этих прав (важно для компаний, специализирующихся на проведении геолого-разведочных работ и последующей продаже участка);
- высокая стоимость разведки месторождений и ограниченные возможности привлечения кредитных ресурсов повышают привлекательность рынка рискованного капитала. Сам факт существования данного рынка определяет возможность становления бизнеса;
- доступность архивной геологической информации. По оценкам Геологической службы штата Иллинойс (США), использование архивных данных, в том числе каменного материала, позволяет снизить стоимость планируемых ГРП на 40–70 %.

В организационно-технологическом аспекте успех геолого-разведочных работ напрямую зависит от уровня организации производственного процесса, состоящего из подготовительных работ; мобилизации; обустройства и монтажных работ; бурения и крепления скважины; испытания; демонтажа и рекультивации. Для повышения эффективности геолого-разведочных работ представляется целесообразным внесение изменений в действующие нормативно-правовые акты и деление фонда недр Российской Федерации на два вида с различающимися подходами к их управлению:

- участки с разведанными и предварительно оцененными запасами;
- остальной фонд, изучение которого ограничено региональной стадией или проведением поисковых работ без значимых результатов.

Подобное деление приобретает значимость при формировании политик лицензирования, налогообложения и т. д., определении преференций. Также необходимо рассмотрение вопросов выявления инструментов привлечения частного капитала в малый геолого-разведочный бизнес и определение принципов обращения с геологической информацией, полученной за счет разных источников финансирования.

Обоснование эффективности проекта разработки нефтегазовых месторождений осложнено высокими затратами на геолого-разведочные работы, длительными сроками разработки месторождений, необходимостью использования долгосрочных прогнозов изменения рыночных цен на углеводородное сырье и т. д. Кроме того, период разработки (разбуривания) месторождения нередко охватывает несколько десятилетий, а инвестиционная деятельность часто продолжается даже в заключительной стадии его эксплуатации. В процессе разработки месторождения появляется новая информация, используемая для уточнения параметров оптимизации проекта – это уточнение систем разработки месторождения и режима работы скважин, краевых зон месторождения по результатам бурения кустов в чистонефтяных зонах; оптимизация системы нефтесбора и подготовки нефти с учетом новых месторождений; увеличение объемов финансирования геолого-разведочных работ на начальном этапе и др. Еще одним значимым фактором, определяющим содержание оптимизации выступает риск, классифицируемый по времени возникновения; факторам возникновения; характеру учета; характеру последствий и т. д. О последствиях рисков судят на основе матрицы рисков «ущерб/вероятность», в которой каждый фактор риска классифицируется по уровню (высокий, средний, низкий ущерб) и по вероятности возникновения (высокая, низкая, средняя).

Формированию риска способствует и инновационная активность нефтегазового комплекса, связанная с применением высокотехнологич-

ных производств (космическое зондирование и мониторинг, трехмерное моделирование залежей и гидродинамических процессов при разработке месторождений с учетом временного фактора и объемной визуализацией; технологии сооружения скважин с протяженными горизонтальными участками; технологическая корпоративная связь (с применением спутниковой связи и систем GPS) и системы диспетчерского управления и автоматизации технологических процессов и др.), что обуславливает повышение требований к качеству рабочей силы.

Основная часть вложений в нефтегазовом комплексе направляется в сектор разведки и добычи нефти, где формируются новые экономически эффективные рабочие места при разведке и разработке новых месторождений нефти и газа. Стоимость формирования рабочих мест в нефтегазовом комплексе наибольшая среди отраслей экономики. Инвестиционная стоимость их в секторах разведки и добычи нефти, газа и магистрального трубопроводного транспорта является более 1 млн долл. на одно рабочее место, в секторе нефтепродуктообеспечения – примерно 70 тыс. долл.

Основными факторами, влияющими на отраслевую занятость в нефтегазовом комплексе, выступают объем производства; стоимость нефти на мировом рынке; применение новой техники и технологий; горно-геологические условия в добывающих районах; наличие и развитие эффективных маршрутов экспорта продукции; степень участия в международном разделении труда, превращение российских нефтегазовых компаний в транснациональные, выход на новые рынки и др. Дополнительные рабочие места в нефтегазовом комплексе при осуществлении масштабных комплексных проектов формируются главным образом в период строительства новых объектов. Число непрерывного эксплуатационного персонала практически в 10 раз менее числа временного, привлекаемого на этапе строительства. При общем объеме годовых инвестиций в нефтегазовом комплексе около 10 млрд долл. предельная численность новых рабочих мест, создаваемых за счет инвестиций, составит не более 5000–6000, в т. ч. примерно 1500 для ИТР.

Отраслевой подход к вопросу занятости учитывает достижение баланса между требованиями работодателей к качеству трудовых ресурсов и профессионально-квалификационной структурой работающих. Занятость в нефтегазовом комплексе имеет ряд особенностей – это сложная профессионально-квалификационная структура персонала ВИНК, широкая номенклатура специальностей работающих; преобладание рабочих высших квалификационных разрядов; растущие требования к квалификации персонала, его международная сертификация, использование внутрикорпоративного обучения и др.

Значимы и хозяйственные связи НГК с другими отраслями экономики. Так, для обслуживания одного рабочего места в НГК требуется создание до 10 рабочих мест в смежных секторах экономики, нефтегазовый комплекс содействует удержанию и формированию человеческого капитала в машиностроении, связи, компьютерных разработках, автоматике и в фирмах прочих отраслей-подрядчиков, т. к. в настоящий период примерно 94 % оснащения, применяемого в НГК, производится российскими поставщиками, а 6 % поставляется из-за границы.

Таким образом, масштабность и сложность организации функционирования нефтегазового комплекса требуют становления специфических подходов к выявлению и воздействию на тенденции его развития, охватывающие как комплекс в целом, так и его отдельно взятые этапы с обязательным учетом существующих хозяйственных взаимосвязей (внутренних и с поддерживающими отраслями). Ведущая роль в данном процессе принадлежит государству, формирующему законодательные основы хозяйствования. Последние охватывают весь спектр как основных, так и вспомогательных/сопутствующих видов деятельности – инвестиционную политику, налогообложение, информационную поддержку и т. д.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Политика занятости в современных условиях структурного реформирования экономики: на примере нефтегазового комплекса России : дис. ... д-ра экон. наук / В.Г. Мартынов. – Москва, 2003. – 403 с.
2. Шабурова А.Б. Воспроизводство трудовых ресурсов нефтегазодобывающих предприятий Сибири : дис.... д-ра экон. наук / А.Б. Шабурова. – Новосибирск, 2012. – 399 с.
3. Персонал. Словарь понятий и определений / П.В. Журавлев, С.А. Карташов, Н.К. Маусов, Ю.Г. Одегов. – Москва : Экзамен, 1999. – 512 с.
4. Буланова В.С., Волчина Н.А. Рынок труда / В.С. Буланова, Н.А. Волчина. – Москва : Экзамен, 2003. – 480 с.
5. Потапова О.С. Социально-демографические факторы воспроизводства трудовых ресурсов России : автореферат дис. ... канд. социол. наук / О.С. Потапова. – Саратов, 2010. – 21 с.
6. Землянухина С.Г. Уровневый подход к управлению человеческими ресурсами / С.Г. Землянухина. – 2010. – 10 с.
7. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 года № 197-ФЗ. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_law_34683/ (дата обращения: 02.02.2016).
8. Виртуальный музей истории профсоюза работников нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства России. Хроника событий. – Режим доступа: <http://museum-rogwu.ru/chronicle/> (дата обращения: 02.02.2016).
9. Труд и страхование // Издание. – 2008. – № 2.
10. Отраслевое соглашение на 2011–2013 годы по организациям нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса Российской Федерации. – Режим доступа: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/55070587/> (дата обращения: 02.02.2016).
11. Генеральный коллективный договор ОАО «Газпром» и его дочерних обществ на 2013–2015 годы. – Режим доступа: progazprom.ru/ (дата обращения: 17.12.2016).
12. Российская Федерация. Законы. О профессиональных союзах, их правах и гарантиях деятельности от 12.01.1996 № 10-ФЗ // Собрание законодательства РФ. – 1996. – № 3. – Ст. 148; 2005. – № 19. – Ст. 1752
13. «Лукойл» присоединился к Глобальному договору ООН. – Режим доступа: <http://www.unionstoday.ru/news/social/2008/07/03/7933> (дата обращения: 02.02.2016).

14. Веселов П. Сотрудничество без границ // Социальное партнерство. – 2004. – № 3. – Режим доступа: <http://www.oilru.com/sp/4/134/oilru.com> (дата обращения: 02.02.2016).
15. Конференция труда России. – Режим доступа: <http://www.ktr.su/news/social/2008/07/03/7933> (дата обращения: 02.02.2016).
16. International Federation of Chemical, Energy, Mine and General Workers' Unions. – Режим доступа: <http://www.icem.org/> (дата обращения: 02.02.2016).
17. Зайцева Л.В. Социальное партнерство в нефтегазовой отрасли как метод регулирования социально-трудовых отношений // ИПС «Кодекс». – 2013. – 8 с.
18. Газпром в цифрах 2007–2011 гг. // Справочник. Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/f/posts/30/035480/gazprom-reference-figures-2007-2011-rus.pdf> (дата обращения: 02.02.2016).
19. Отчет о деятельности в области устойчивого развития на территории РФ за 2009–2011 гг. ОАО «Лукойл». – Режим доступа: http://www.lukoil.ru/materials/doc/social/2011/Sots_Luk_rus_2010.pdf (дата обращения: 02.02.2016).
20. Ответственность и энергия // Отчет об устойчивом развитии ОАО «ТНК-ВР» за 2011 год. – Режим доступа: <http://fs.moex.com/content/annualreports/986/3/tnk-bp-ar-eng-120531-for-the-site.pdf> (дата обращения: 02.02.2016).
21. Динамика изменения занятости работников в отраслях и на предприятиях ТЭК в разрезе субъектов РФ за период с 1 января 2009 года по 18 июля 2012 года // Информационно-аналитическая справка ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. – Москва, 2012. – 7 с.
22. Прием, выбытие и забастовки // Федеральная служба государственной статистики. – Режим доступа: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/wages/labour_force/ (дата обращения: 02.02.2016).
23. Рейтинг финансового состояния отраслей промышленности по итогам 2011 года. – Режим доступа: <http://vid1.rian.ru/ig/ratings/Sector-2011.pdf> (дата обращения: 02.02.2016).
24. Комплексный инвестиционный план развития моногорода Стрежевой на 2010–2020 годы. – Режим доступа: <http://admstrj.tomsk.ru/> (дата обращения: 17.02.2016).
25. Мониторинг исполнения КИП г. Стрежевой. – Режим доступа: <http://admstrj.tomsk.ru/gorod/investitsionnyj-pasport-goroda.ru> (дата обращения: 17.02.2016).

26. В чем «Сила Сибири»? // Дальневосточная электронная газета. 2013. – Режим доступа: http://www.dalgazeta.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=1065:---l-r&catid=70:2011-12-07-23-27-58&Itemid=120 (дата обращения: 02.02.2016).

27. «Сила Сибири» // ОАО «Газпром». – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/ykv/> (дата обращения: 02.02.2016).

28. Growth and Labor Sufficiency in Russia: Will Russia Face Labor Force Shortage in the Next 20 Years? – Режим доступа: <http://siteresources.worldbank.org/INTECA/Resources/RussiaGrowthAccountingLaborJuly122011.pdf> (дата обращения: 02.02.2016).

29. ECA Migration – Analytics // World Bank. – Режим доступа: <http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/COUNTRIES/ECAEXT/0,,contentMDK:23089164~pagePK:146736~piPK:146830~theSitePK:258599,00.html> (дата обращения: 02.02.2016).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А1

Исходные данные для расчета экономических показателей

№ п/п	Показатели	Значения	
		Область 1	Область 2
1	Цена реализации		
	• нефти на внутреннем рынке, руб/т	8101,8	
	• нефти на внешнем рынке, долл./бар.	81,0	
	• газа, руб/1000 м ³	631,3	
2	Платежи и налоги		
	• НДС, %	18,0	
	• налог на добычу полезных ископаемых нефть (2010 г.), руб/т.	419	
	• налог на добычу полезных ископаемых нефть (2011 г.), руб/т.	446	
	• налог на добычу полезных ископаемых нефть (2012 г.), руб/т.	470	
	• экспортная пошлина, руб/т	9231	
	• транспортные расходы, руб/т	2411	
	• налог на имущество, %	2,2	
	• налог на прибыль, %	20,0	
	• страховые взносы, %	34,0	
	• страхование от несчастного случая и профзаболеваний, %	0,5	
	• арендная плата, млн руб/год	10,17	7,84
3	Капитальные вложения		
	Бурение скважин, млн руб/скв.		
	• наклонно-направленной	35,4	27,7
	• наклонно-направленной с ГРП	38,9	36,3
	• горизонтальной	–	73,7
	• водозаборной	26,6	–
	Зарезка БННС с ГРП	35,7	40,8
	Зарезка БГС	38,7	–
	Промысловое обустройство		
	Подготовительные работы (на куст), млн руб/куст	76,3	
	Обустройство (на скв.), млн руб/скв.	3,1	
	Нефтеборные сети, млн руб/км	6,5	
	Напорные водоводы, млн руб/км	5,1	
	Нефтепроводы, млн руб/км	8,6	

Продолжение табл. А1

№ п/п	Показатели	Значения	
		Область 1	Область 2
	Газопроводы, млн руб/км	10,4	
	ВЛ-6 кВ, млн руб/км	2,9	
	ВЛ-35 кВ, млн руб/км	4,0	
	Дороги грунтовые, млн руб/км	38,1	
	ОНСС на существующие скважины, млн руб/скв.	0,367	
	ОНСС на новые скважины, млн руб/скв.	1,2	
	• прочие, %	10	
	• природоохранные мероприятия на бурение, %	2	
	• природоохранные мероприятия на обустройство, %	7	
4	Эксплуатационные затраты		
	Обслуживание скважин, тыс. руб/скв.год	3474,5	4509,9
	в том числе:		
	• заработная плата основная	62,3	249,5
	• содержание и эксплуатация оборудования	2813,7	2761,2
	• капитальный ремонт	344,1	419,8
	• цеховые расходы	156,9	1047,6
	• прочие	97,6	31,9
	Общепроизводственные расходы, руб/т.	184,8	75,8
	Технологическая подготовка нефти, руб/т жид.	25,8	62,2
	Сбор и транспорт нефти, руб/т жид.	23,1	45,4
	Сбор и транспорт газа, руб/тыс. м ³	40,7	3,3
	Стоимость 1 кВт.-часа покупной электроэнергии, руб.	2,44	2,51
	Стоимость воды, руб/м ³	0,43	0,005
	Стоимость ГРП, млн руб	5,496	8,602
5	Дополнительные данные		
	Норма амортиз. отчислений на реновацию, %:		
	• скважины и промышленное оборудование	16,7	
	• автодороги и внешний транспорт нефти	12,5	
	• быстро изнашивающееся оборудование доб. скважин	25,0	
	• электроснабжение и площадные объекты	8,3	
	Удельный расход электроэнергии:		
	• добыча нефти, кВт-ч/т жид.	17,9	21,0
	• закачка воды, кВт-ч/т м ³	7,2	10,5
	Коэффициент дисконтирования, %	10	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б1

Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки месторождения N (область 1), Варианты 0 и 1

Показатели	Вариант 0			Вариант 1		
	Обл. 1 Ю 13	Обл. 1 Ю 12	Итого Обл.1	Обл. 1 Ю 13	Обл. 1 Ю 12	Итого Обл.1
Проектный срок разработки, лет	70	60	70	74	118	118
Рентабельный срок разработки, лет	9	16	9	13	0	12
Проектная добыча нефти, тыс. т:						
• за рентабельный срок разработки	5751	761	6245	22099	0	21757
• за расчетный срок разработки	10 086	1215	11301	34239	5431	39 669
Проектная добыча газа, млн м ³ :						
• за рентабельный срок разработки	213	34	235	818	0	810
• расчетный срок разработки	373	55	428	1267	244	1511
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.:						
• за рентабельный срок разработки	0,146	0,025	0,118	0,285	0,002	0,221
• расчетный срок разработки	0,183	0,039	0,151	0,389	0,167	0,340
Капитальные вложения, млн руб.	2670	240	2910	27 778	4148	31 927
в том числе:						
• на бурение скважин	0	0	0	13 966	0	13 966
• расходы на ГРП	0	0	0	417	0	417
• обустройство	1560	0	1560	9880	589	10 469
• оборудование, не входящее в сметы строек	1110	240	1350	3516	3560	7075
Эксплуатационные затраты, млн руб.	91 870	10 060	101 930	294 348	73 218	367 566
в том числе:						
• текущие затраты	29 185	3799	32983	88848	42780	131628
• затраты на проведение МУН	0	0	0	1329	1016	2345
• отчисления и налоги в себесто- имости	40 090	4622	44 713	128 614	19 055	147 669
• транспортные расходы	11 628	1400	13 028	39 471	6261	45 732
• амортизация	10 966	239	11 206	36 087	4106	40 193
Внереализационные расходы	1280	42	1322	3103	342	3445
Выручка от реализации продукции, млн руб.:						
• за рентабельный срок разработки	75 315	9962	81 795	289 494	0	285 006
• расчетный срок разработки	132 053	15 903	147 956	448 437	71 125	519 562
Прибыль после выплаты налогов, млн руб.:						
• за рентабельный срок разработки	-1189	348	-835	-2834	0	-2592
• расчетный срок разработки	-12 910	-445	-13 304	-26 230	-30142	-56 367
Поток наличности, млн руб.:						0
• за рентабельный срок разработки	7028	332	7363	4855	0	4717
• расчетный срок разработки	-4614	-446	-5008	-17922	-30 184	-48 101

Окончание табл. Б1

Показатели	Вариант 0			Вариант 1		
	Обл. 1 Ю 13	Обл. 1 Ю 12	Итого Обл. 1	Обл. 1 Ю 13	Обл. 1 Ю 12	Итого Обл. 1
Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	окупается в год вложения	окупается в год вложения	окупается в год вложения	6	не окупается	6
Внутренняя норма рентабельности, %	—	—	—	—	—	—
Доход государства (налоги и платежи), млн руб.	91 904	10 867	102 721	305 830	46 762	352 587
• федеральный бюджет	86 123	10 418	96 536	291 005	42 478	333 483
• бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	3310	313	3577	10 687	1451	12 133
• страховые взносы	2471	136	2607	4139	2833	6971
Коэффициент дисконтирования 10 %						
Дисконтированный поток наличности, млн руб.:						
• за рентабельный срок разработки	5484	213	5710	1707	0	1685
• расчетный срок разработки	4505	183	4717	446	-495	-46
Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,076	1,032	1,073	1,002	0,938	1,000
Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	9,306	3,667	8,721	1,024	-0,573	0,998
Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	окупается в год вложения	окупается в год вложения	6,6	не окупается	6,4
Дисконтированный доход гос-ва, млн руб.	43 068	3973	47 011	132 152	5053	137 202
Экономическая эффективность, млн руб.	87 290	10 422	97 712	287 908	16 578	304 486

Таблица Б2

*Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов
разработки месторождения N (область 1) Варианты 2, 2А и 3*

Показатели	Вариант 2			Вариант 2А			Вариант 3		
	Обл. 1 Ю 13	Обл. 1 Ю 12	Итого Обл. 1	Обл. 1 Ю 13	Обл. 1 Ю 12	Итого Обл. 1	Обл. 1 Ю 13	Обл. 1 Ю 12	Итого Обл. 1
Проектный срок разработки, лет	74	74	74	85	83	85	74	74	74
Рентабельный срок разработки, лет	35	0	16	53	0	19	35	0	11
Проектная добыча нефти, тыс. т: • за рентабельный срок разработки	32 586	0	28 586	33359	0	30030	32587	0	23 308
• расчетный срок разработки	34 239	6576	40 815	33738	6403	40141	34239	8891	43 130
Проектная добыча газа, млн м ³ : • за рентабельный срок разработки	1206	0	1089	1234	0	1145	1206	0	888
• расчетный срок разработки	1267	296	1563	1248	288	1536	1267	400	1667
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.: • за рентабельный срок разработки	0,375	0,002	0,267	0,382	0,002	0,276	0,375	0,002	0,231
• расчетный срок разработки	0,389	0,202	0,348	0,385	0,197	0,344	0,389	0,272	0,363
Капитальные вложения, млн руб.	20 275	8614	28 889	18 693	7867	26560	20 297	14 665	34 961
в том числе:									
• на бурение скважин	8074	5892	13 966	6615	5289	11 904	8086	9846	17 932
• расходы на ГРП	417	0	417	417	0	417	417	0	417
• обустройство	9661	446	10 107	9849	398	10 247	9635	1827	11 463
• оборудование, не входящее в сметы строек	2123	2276	4399	1812	2180	3993	2159	2991	5150
Эксплуатационные затраты, млн руб.	258 155	73801	331 956	249 187	71335	320 522	257 695	101 406	359 101
в том числе:									
• текущие затраты	65 720	34 160	99 880	59 476	32 957	92 433	68 118	46 644	114 761
• затраты на проведение МУН	1315	146	1461	1315	146	1461	1315	146	1461
• отчисления и налоги в себестоимости	123 086	23 300	146 386	122 524	22 983	145 507	120 206	29 702	149 908
• транспортные расходы	39 471	7581	47 053	38 894	7382	46 276	39471	10 250	49 722
• амортизация	28562	8613	37 176	26 979	7866	34 845	28 586	14 664	43 249
Внерезервационные расходы	2782	405	3186	2783	377	3161	2775	703	3478
Выручка от реализации продукции, млн руб.: • за рентабельный срок разработки	426 830	0	374 478	436 915	0	393 397	426 838	0	305 341

Окончание табл. Б2

Показатели	Вариант 2			Вариант 2А			Вариант 3		
	Обл. 1 Ю 13	Обл. 1 Ю 12	Итого Обл.1	Обл. 1 Ю 13	Обл. 1 Ю 12	Итого Обл. 1	Обл. 1 Ю 13	Обл. 1 Ю 12	Итого Обл. 1
• расчетный срок разработки	448 441	86 157	534 598	441 873	83 890	525 763	448 447	116 489	564 935
Прибыль после выплаты налогов, млн руб.									
• за рентабельный срок разработки	14 040	0	3676	17 874	0	5668	15 269	0	2333
• расчетный срок разработки	8617	-21 880	-11 621	12 729	-20 727	-5662	8766	-31 567	-20 771
Поток наличности, млн руб.:									
• за рентабельный срок разработки	22 269	0	11636	26 150	0	13 682	23 489	0	6567
• расчетный срок разработки	16 905	-21 881	-3334	21 014	-20 727	2623	17 055	-31 568	-12 483
Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	окупается в год влож.	не окуп.	4	окупается в год влож.	не окупается	4	окупается в год влож.	не окуп.	4
Внутренняя норма рентабельности, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доход государства (налоги и платежи), млн руб.	301 973	57 131	357 462	299 698	55 888	353 249	299417	75 649	373 035
• федеральный бюджет	286 892	54 294	341 022	283 693	53 151	336 610	284 157	71 644	355 598
• бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	11 916	1641	12 079	12 720	1576	12 193	12 061	2332	12 566
• страховые взносы	3165	1196	4361	3285	1160	4446	3199	1672	4871
Коэффициент дисконтирования 10 %									
Диск-ный поток наличности, млн руб.:									
• за рентабельный срок разработки	10 841	0	5114	11 261	0	5742	10 960	0	3209
• расчетный срок разработки	10 825	-6810	4622	11 255	-6375	5562	10 927	-9025	2558
Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,059	0,807	1,021	1,065	0,808	1,027	1,060	0,789	1,011
Индекс доходности диск. инвестиций (PI), д.ед.	1,786	-0,228	1,239	1,886	-0,253	1,313	1,795	-0,180	1,120
Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год влож.	не окуп.	4,4	окупается в год влож.	не окуп.	4,3	окупается в год влож.	не окуп.	4,3
Дискный доход государства, млн руб.	132 330	19471	151 194	127 014	18 339	144 672	132 167	22 976	154 488
Экономическая эффективность, млн руб.	318 878	35 251	354 129	320 712	35 160	355 872	316 472	44 081	360 552

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В1

Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки месторождения N (область 2), Варианты 1 и 2

Показатели	Вариант 0			Вариант 1		
	Обл. 2 Ю 13	Обл. 2 Ю 12	Итого Обл. 2	Обл. 2 Ю 13	Обл. 2 Ю 12	Итого Обл. 2
Проектный срок разработки, лет	81	57	81	91	107	107
Рентабельный срок разработки, лет	10	0	9	0	0	0
Проектная добыча нефти, тыс. т:						
• за рентабельный срок разработки	4360	0	4356	0	0	0
• за расчетный срок разработки	9728	573	10 301	10 192	1226	11 417
Проектная добыча газа, млн м ³ :						
• за рентабельный срок разработки	187	0	190	0	0	0
• за расчетный срок разработки	418	31	449	438	66	504
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.						
• за рентабельный срок разработки	0,250	0,059	0,224	0,195	0,059	0,136
• за расчетный срок разработки	0,375	0,143	0,343	0,385	0,238	0,365
Капитальные вложения, млн руб.	1985	201	2186	2709	694	3403
в том числе:						
• на бурение скважин	0	0	0	653	0	653
• расходы на ГРП	0	0	0	0	0	0
• обустройство	611	0	611	621	36	657
• оборудование, не входящее в сметы строек	1374	201	1575	1434	659	2093
Эксплуатационные затраты, млн руб.	95 307	6581	101 888	100 129	15 436	115 565
в том числе:						
• текущие затраты	41 997	3579	45 576	44 598	9084	53 682
• затраты на проведение МУН	0	0	0	272	133	404
• отчисления и налоги в себестоимости	36 192	2142	38 334	36 883	4121	41 004
• транспортные расходы	11 215	661	11 876	11 749	1413	13 162
• амортизация	5903	199	6102	6628	686	7314
Внереализационные расходы	483	31	514	506	65	571
Выручка от реализации продукции, млн руб.:						
• за рентабельный срок разработки	57 016	0	56 970	0	0	0
• расчетный срок разработки	127 220	7499	134 719	133 284	16 028	149 312
Прибыль после выплаты налогов, млн руб.:						
• за рентабельный срок разработки	-56	0	-11	0	0	0
• расчетный срок разработки	-18 306	-2040	-20 320	-19 181	-5712	-24 882
Поток наличности, млн руб.:						
• за рентабельный срок разработки	3736	0	3754	0	0	0
• расчетный срок разработки	-14 388	-2043	-16 404	-15 262	-5721	-20 971
Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	окуп. в год влож.	не окуп.	окуп. в год влож.	не окуп.	не окуп.	не окуп.
Внутренняя норма рентабельности, %	-	-	-	-	-	-

Окончание табл. В1

Показатели	Вариант 0			Вариант 1		
	Обл. 2 Ю 13	Обл. 2 Ю 12	Итого Обл. 2	Обл. 2 Ю 13	Обл. 2 Ю 12	Итого Обл. 2
Доход государства (налоги и платежи), млн руб.	85 929	5069	90 971	88 712	10 361	99 061
• федеральный бюджет	81 853	4885	86 735	84 631	9700	94 329
• бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	2843	129	2948	2723	348	3060
• страховые взносы	1232	56	1288	1359	313	1672
Коэффициент дисконтирования 10 %						
Дисконтированный поток наличности, млн руб.:						
• за рентабельный срок разработки	2809	0	2845	0	0	0
• расчетный срок разработки	1974	-171	1822	-128	-306	-424
Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,044	0,950	1,038	0,997	0,915	0,991
Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	4,230	-2,543	3,763	0,897	-2,559	0,683
Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окуп.в год влож.	не окуп.	окуп.в год влож.	не окуп.	не окуп.	не окуп.
Дисконтированный доход гос-ва, млн руб.	31 447	2166	33 594	29 674	2220	31 884
Экономическая эффективность, млн руб.	71 541	3026	74 567	73 450	4640	78 090

Таблица В2

*Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов
разработки месторождения N (область 2) Варианты 2, 2А и 3*

Показатели	Вариант 2			Вариант 2А			Вариант 3		
	Обл. 2 Ю 13	Обл. 2 Ю 12	Итого Обл.2	Обл. 2 Ю 13	Обл. 2 Ю 12	Итого Обл.2	Обл. 2 Ю 13	Обл. 2 Ю 12	Итого Обл. 2
Проектный срок разработки, лет	84	89	89	84	89	89	84	89	89
Рентабельный срок разработки, лет	6	0	6	6	0	6	6	0	6
Проектная добыча нефти, тыс. т: • за рентабельный срок разработки	2696	0	3112	2696	0	3112	2696	0	3112
• расчетный срок разработки	10 352	1649	12 000	10 352	1649	12 000	10 352	1649	12 000
Проектная добыча газа, млн м ³ : • за рентабельный срок разработки	116	0	138	116	0	138	116	0	138
• расчетный срок разработки	445	89	534	445	89	534	445	89	534
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.: • за рентабельный срок разработки	0,211	0,059	0,199	0,211	0,059	0,199	0,211	0,059	0,199
• расчетный срок разработки	0,389	0,300	0,377	0,389	0,300	0,377	0,389	0,300	0,377
Капитальные вложения, млн руб.	2739	759	3499	2739	759	3499	2739	759	3499
в том числе:									
• на бурение скважин	609	265	874	609	265	874	609	265	874
• расходы на ГРП	0	0	0	0	0	0	0	0	0
• обустройство	888	13	901	888	13	901	888	13	901
• оборудование, не входящее в сметы строок	1243	481	1724	1243	481	1724	1243	481	1724
Эксплуатационные затраты, млн руб.	96 809	17 540	114 348	96 809	17 540	114 348	96 809	17 540	114 348
в том числе:									
• текущие затраты	42 449	9005	51 454	42 449	9005	51 454	42 449	9005	51 454
• затраты на проведение МУН	272	57	328	272	57	328	272	57	328
• отчисления и налоги в себестоимости	35 498	5828	41 327	35 498	5828	41 327	35 498	5828	41 327
• транспортные расходы	11 934	1901	13 834	11 934	1901	13 834	11 934	1901	13 834
• амортизация	6656	750	7405	6656	750	7405	6656	750	7405
Внерезервационные расходы	516	67	583	516	67	583	516	67	583

Окончание табл. В2

Показатели	Вариант 2			Вариант 2А			Вариант 3		
	Обл. 2 Ю 13	Обл. 2 Ю 12	Итого Обл.2	Обл. 2 Ю 13	Обл. 2 Ю 12	Итого Обл.2	Обл. 2 Ю 13	Обл. 2 Ю 12	Итого Обл. 2
Выручка от реализации продукции, млн руб.: • за рентабельный срок разработки	35 252	0	40 702	35 252	0	40 702	35 252	0	40 702
• расчетный срок разработки	135 376	21 561	156 937	135 376	21 561	156 937	135 376	21 561	156 937
Прибыль после выплаты налогов, млн руб.: • за рентабельный срок разработки	-1346	0	-1469	-1346	0	-1469	-1346	0	-1469
• расчетный срок разработки	-14 675	-4434	-19 057	-14 675	-4434	-19 057	-14 675	-4434	-19 057
Поток наличности, млн руб.: • за рентабельный срок разработки	2160	0	1849	2160	0	1849	2160	0	1849
• расчетный срок разработки	-10 759	-4443	-15 150	-10 759	-4443	-15 150	-10 759	-4443	-15 150
Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	окуп. в год влож.	не окуп.	окуп. в год влож.	окуп. в год влож.	не окуп.	окуп. в год влож.	окуп. в год влож.	не окуп.	окуп. в год влож.
Внутренняя норма рентабельности, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доход государства (налоги и платежи), млн руб.	88 225	14 216	102 390	88 225	14 216	102 390	88 225	14 216	102 390
• федеральный бюджет	84 285	13 667	97 947	84 285	13 667	97 947	84 285	13 667	97 947
• бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	2687	366	3006	2687	366	3006	2687	366	3006
• страховые взносы	1253	183	1437	1253	183	1437	1253	183	1437
Коэффициент дисконтирования 10 %									
Дискный поток наличности, млн руб.: • за рентабельный срок разработки	1759	0	1548	1759	0	1548	1759	0	1548
• расчетный срок разработки	1037	-706	363	1037	-706	363	1037	-706	363
Индекс доходности дисконт. Затрат, доли ед.	1,024	0,912	1,007	1,024	0,912	1,007	1,024	0,912	1,007
Индекс доходности дисконт. Инвестиций (PI), доли ед.	1,844	-1,033	1,231	1,844	-1,033	1,231	1,844	-1,033	1,231
Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окуп. в год влож.	не окуп.	окуп. в год влож.	окуп. в год влож.	не окуп.	окуп. в год влож.	окуп. в год влож.	не окуп.	окуп. в год влож.
Дискный доход государства, млн руб.	30 285	4893	35 146	30 285	4893	35 146	30 285	4893	35 146
Экономическая эффективность, млн руб.	77 467	9773	87 239	77 467	9773	87 239	77 467	9773	87 239

Научное издание

ПОЖАРНИЦКАЯ Ольга Вячеславовна
ШАРФ Ирина Валерьевна
ЦИБУЛЬНИКОВА Маргарита Радиевна
МАТЮГИНА Элеонора Григорьевна
РОМАНЮК Вера Борисовна
ВЕДИНСКАЯ Ольга Викторовна

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Монография

Редактор *Е.Л. Тен*

Компьютерная верстка *Д.В. Сотникова*

Дизайн обложки *А.И. Сидоренко*

Подписано к печати 30.12.2015. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».

Печать XEROX. Усл. печ. л. 9,65. Уч.-изд. л. 8,73.

Заказ 58-15. Тираж 500 экз.



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ