

Казахстанско-Британский Технический Университет

УДК 336.714+346.543.1;553.982

На правах рукописи

САДВАКАСОВ ДАРМЕН КАНАТОВИЧ

Управление инвестиционной привлекательностью нефтедобывающего сектора Казахстана в условиях глобальных тенденций

6D050700 – Менеджмент

Диссертация на соискание ученой степени
доктора философии (PhD)

Научные консультанты:
Доктор экономических наук,
профессор Яновская О.А.
PhD, профессор Юэ Ксю (Yue Xu)

Республика Казахстан
Алматы, 2015 год

СОДЕРЖАНИЕ

	ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	3
	ВВЕДЕНИЕ	4
1	ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ УПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬЮ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕМ СЕКТОРЕ	9
1.1	Сущностное содержание инвестиций: определение, характеристики и специфические особенности	9
1.2	Современные подходы управления инвестиционной привлекательностью нефтедобывающего сектора	18
1.3	Управление организационными структурами нефтегазовых компаний для повышения инвестиционной привлекательности	28
2	АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО СЕКТОРА КАЗАХСТАНА	37
2.1	Глобальные тенденции в сфере прямых иностранных инвестиций и их влияние на инвестиционную привлекательность нефтегазовой отрасли	37
2.2	Анализ факторов инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора Казахстана	46
2.3	Исследование моделей инвестиционной привлекательности нефтедобывающей страны и нефтедобывающей компании	61
2.4	Анализ управления вертикально-интегрированной нефтегазовой компанией АО «НК «Казмунайгаз» с целью повышения инвестиционной привлекательности	83
3	ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО СЕКТОРА	89
3.1	Международный опыт управления нефтедобывающими компаниями и регулирования в нефтедобывающих странах	89
3.2	Модели инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора и капитальных вложений в нефтедобывающие компании	99
3.3	Совершенствование управления инвестиционной привлекательностью нефтедобывающего сектора Казахстана	109
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
	СПИСОК ИСТОЧНИКОВ	130
	ПРИЛОЖЕНИЯ	142

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей диссертации применяются следующие обозначения и сокращения:

АО	–	Акционерное общество
НК	–	Национальная компания
ПИИ	–	Прямые иностранные инвестиции
ТНК	–	Транснациональные корпорации
ВВП	–	Внутренний валовой продукт
ВТО	–	Всемирная торговая организация
МВФ	–	Международный валютный фонд
ООН	–	Организация Объединенных Наций
ЕС	–	Европейский союз
США	–	Соединенные штаты Америки
ВИНК	–	Вертикально интегрированные нефтегазовые компании
ОАО	–	Открытое акционерное общество
ЦДС	–	Цепочка добавленной стоимости
ОПЕК	–	Организация стран-экспортеров нефти
НПЗ	–	Нефтеперерабатывающий завод
ННК	–	Национальная нефтяная компания
ЧНК	–	Частная нефтяная компания
ПГ	–	Природный газ
СПГ	–	Сжиженный природный газ
др.	–	другие
ОЭСР	–	Организация экономического сотрудничества и развития
WTI	–	сорт нефти West Texas Intermediate
UNCTAD	–	Конференция ООН по торговле и развитию (ЮНКТАД)
млрд.	–	миллиард
млн.	–	миллион
долл.	–	доллар
EIA	–	Energy Information Administration
РК	–	Республика Казахстан
BP	–	British Petroleum
ADF тест	–	Augmented Dickey–Fuller test
КПН	–	Корпоративный подоходный налог
МНЭ	–	Министерство нефти и энергетики
ННД	–	Норвежский нефтяной директорат
НИОКР	–	Научно-исследовательские и опытно конструкторские разработки

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Последние два десятилетия характеризуются усилением конкуренции в мире за привлечение инвестиций. Тенденции в глобальной экономике указывают на то, что в среднесрочной и долгосрочной перспективе изменятся направления мировых потоков инвестиционного капитала, еще больше усилится конкуренция между государствами и региональными объединениями за привлечение инвестиций.

Это ставит перед государствами задачи по разработке и реализации мер экономической политики для привлечения инвестиций. По сути, речь идет об управлении инвестиционной привлекательностью.

С учетом роста мирового потребления энергии, нефтегазовая отрасль, особенно сектор разведки и добычи, останется ключевым реципиентом глобального инвестиционного капитала. Для стран-производителей и экспортеров углеводородного сырья особенно важно обеспечить привлечение инвестиций, так как развитие нефтегазовой отрасли в любой стране является капиталоемким и обусловлено необходимостью привлекать существенные объемы долгосрочных инвестиций.

Ключевую роль для многих нефтедобывающих стран играет привлечение иностранного капитала. Приток ПИИ оказывает влияние на ускорение развития предприятий, повышение качества человеческого капитала и внедрение передовых технологий, а также способствует ускорению интеграции государства в глобальную экономику и созданию рабочих мест.

С момента приобретения Казахстаном независимости, в нефтегазовый сектор страны успешно привлекались прямые иностранные инвестиции, что обеспечивало его активное развитие и реализацию крупных инвестиционных проектов. В результате, нефтегазовый сектор стал локомотивом экономики Казахстана, обеспечивая устойчивый рост экономики.

В соответствии со Стратегией «Казахстан-2050» республика стремится войти в число тридцати самых развитых государств мира. При этом, одним из ключевых стратегических преимуществ Казахстана являются большие запасы углеводородного сырья, добыча которого позволяет придавать значительный импульс экономическому росту страны.

Для развития нефтедобывающего сектора Казахстана важно обеспечить устойчивый приток зарубежного инвестиционного капитала для развития и реализации крупных индустриальных нефтегазовых проектов, создания рабочих мест, усиления производственного и технологического потенциала.

В этих условиях повышение эффективности управления инвестиционной привлекательностью нефтедобывающего сектора Казахстана является весьма актуальным.

Степень изученности темы. Изучению темы инвестиций и инвестиционной привлекательности посвящено множество исследований в зарубежной и отечественной научной литературе. Среди зарубежных авторов значимую роль в изучении вопросов инвестиций и инвестиционной сферы

сыграли исследования Д.Кейнса, Д.Тобина, С.Хаймера, Д.Даннинга, М.Портера, Ч.Киндлбергера, М.Кассона, К.Кожима, Р.Кейвса и других.

Среди ученых ближнего зарубежья и Казахстана в изучение темы инвестиций и инвестиционной привлекательности, в том числе в нефтегазовом секторе, заметный вклад внесли Валинурова Л.С., Конопляник А.А., Веретенникова О.Б., Гуськова Т.Н., Окаев К.А., Баймуратов У.Б., Егоров О.И., Нурланова Н.К., Саткалиева Т.С., Чигаркина О.А. и другие.

Тема управления инвестициями в нефтегазовом секторе остается высоко актуальной и сегодня, несмотря на значительное число публикаций, посвященных данной тематике. На фоне наблюдаемых тенденций, включая высокую волатильность цен на нефть, различные аспекты управления инвестиционной привлекательностью в нефтегазовой отрасли в целом остаются до конца неизученными.

Цель исследования состоит в разработке научно-теоретических и практических рекомендаций по совершенствованию подходов к управлению инвестиционной привлекательностью нефтедобывающего сектора Казахстана с учетом влияния современных глобальных тенденций.

В соответствии с целью исследования в диссертации поставлены и решены следующие **задачи**:

- рассмотреть и обобщить научные подходы к определению к сущностной характеристики инвестиций и инвестиционной привлекательности с учетом специфических особенностей нефтегазовой отрасли;

- рассмотреть методологические подходы к оценке инвестиционной привлекательности и определить ключевые факторы инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора Казахстана;

- изучить теоретические и практические подходы по управлению нефтегазовыми компаниями для повышения инвестиционной привлекательности через вертикальную интеграцию и управление цепочкой создания добавленной стоимости;

- определить степень влияния ключевых факторов инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора;

- исследовать опыт и модели управления нефтегазовой отраслью в зарубежных странах для повышения инвестиционной привлекательности с учетом влияния глобальных тенденций;

- разработать практические рекомендации по совершенствованию подходов управления по повышению инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора Казахстана.

Объект исследования – нефтедобывающий сектор Казахстана в условиях глобальных тенденций.

Предмет исследования – совокупность теоретических, методических и практических вопросов управления инвестиционной привлекательностью нефтедобывающего сектора.

Теоретической и методологической основой исследования послужили труды зарубежных и отечественных ученых и экспертов в сфере инвестиций, а

также научные и прикладные исследования по вопросам регулирования прямых иностранных инвестиций.

В диссертации использованы нормативно-правовые акты, информация с официальных сайтов государственных органов Республики Казахстан, методические и информационные материалы международных и консалтинговых организаций, а также периодические издания.

В формировании информационной базы исследования использованы материалы, документы и публикации международных организаций, таких как Организация Объединенных Наций, Всемирный Банк, Международный валютный фонд и другие, в которых проводился детальный и глубоко аргументированный анализ исследуемых в диссертации вопросов.

Информационную и статистическую базу работы составили данные государственной и ведомственной статистики, информация Министерства национальной экономики Республики Казахстан, Национального банка Республики Казахстан, Министерства энергетики Республики Казахстан, Министерства финансов Республики Казахстан, а также исследовательских институтов, в том числе АО «Институт экономических исследований» при Министерстве национальной экономики Республики Казахстан, АО «Информационно-аналитический центр нефти и газа». Наряду с этим, использовались материалы и статистика крупных консалтинговых компаний в нефтегазовой сфере, таких как IHS, Wood Mackenzie, Rystad Energy и др.

Методы исследования. Исследование базируется на комплексном и системном подходе, использовании методов обзорно-теоретического, логического, сравнительного, статистического и эконометрического анализа, специфических методах анализа управленческой деятельности. Также были использованы общенаучные приемы и методы классифицирования и агрегирования, комбинаторного и графического анализа информации, структурного описания объектов и экспертных оценок.

Научная новизна исследования заключается в разработке теоретических, методологических подходов и практических рекомендаций по управлению инвестиционной привлекательностью нефтедобывающего сектора Казахстана, а именно:

1) предложена авторская трактовка понятия «инвестиционная привлекательность» на основе обобщения научных подходов к сущностному содержанию, характеристик и определений инвестиций и инвестиционной привлекательности с учетом специфических особенностей нефтедобывающего сектора;

2) обоснованы факторы инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора Казахстана на основе проведенного комплексного анализа притока инвестиций в экономику страны и глобальных тенденций;

3) предложены подходы к управлению инвестиционной привлекательностью нефтедобывающих компаний через вертикальную интеграцию и цепочку добавленной стоимости;

4) разработаны эконометрические модели инвестиционной привлекательности на макроуровне (нефтедобывающей страны) и микроуровне (нефтедобывающей компании), позволяющие определить степень влияния ключевых факторов инвестиционной привлекательности;

5) выработаны практические рекомендации по совершенствованию подходов управления в нефтегазовой отрасли, направленные на повышение инвестиционной привлекательности.

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Авторское определение «инвестиционной привлекательности» на основе изучения и обобщения научных материалов как совокупности различных факторов, отражающих прибыльность и риски инвестиций.

2. Классификация и оценка факторов инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора Казахстана.

3. Подходы к управлению структурами нефтегазовых компаний для повышения инвестиционной привлекательности через вертикальную интеграцию и цепочку создания добавленной стоимости.

4. Модель управления инвестиционной привлекательностью нефтедобывающего сектора Казахстана, позволяющая повысить эффективность взаимодействия заинтересованных государственных органов и организаций для повышения притока инвестиций в нефтегазовую отрасль.

Теоретическая и практическая ценность исследования заключается в научном обосновании и решении комплекса прикладных задач, связанных с разработкой управленческих подходов для повышения инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора Казахстана.

Теоретические, методические, практические рекомендации исследования могут быть использованы государственными органами при формировании инвестиционной политики и разработке стратегических и программных документов для сектора разведки и добычи нефти.

Материалы диссертации могут составить теоретико-методологический базис дальнейших научных исследований по данной проблематике, а также использоваться в учебном процессе.

Публикации. Основные вопросы диссертационного исследования были опубликованы в 9 статьях, в том числе 1 научная статья – в международном научном издании, входящем в информационную базу научных материалов Scopus; 4 статьи – в изданиях, рекомендованных Комитетом по контролю в сфере образования и науки Министерства образования и науки Республики Казахстан; 4 публикации – на международных научно-практических конференциях, 2 из которых – в материалах зарубежных конференций.

Структура исследования. Диссертация выполнена на 159 страницах, состоит из введения, 3 разделов, подразделов, заключения, списка использованных источников из 211 пунктов, а также 40 рисунков, 22 таблиц и 11 приложений.

В первой главе исследования изучены теоретические аспекты привлечения инвестиций и управления инвестиционной привлекательностью. Предложена

авторская трактовка к определению «инвестиционной привлекательности» с учетом особенностей нефтегазового сектора. Рассматриваются теоретические подходы к оценке инвестиционной привлекательности, а также подходы к управлению нефтегазовыми компаниями через вертикальную интеграцию и цепочку создания добавленной стоимости.

Вторая глава посвящена анализу привлечения прямых иностранных инвестиций в нефтедобывающий сектор экономики Казахстана. В ней анализируются и оцениваются факторы инвестиционной привлекательности на уровне страны и нефтедобывающего сектора, автором разработаны и предложены модели инвестиционной привлекательности на уровне нефтедобывающих стран и компаний, анализируется управление в АО «НК «Казмунайгаз» с точки зрения цепочки создания добавленной стоимости и повышения инвестиционной привлекательности.

В третьей главе дается оценка влиянию глобальных тенденций на уровень капитальных затрат в глобальном нефтедобывающем секторе и приток инвестиций в нефтедобывающий сектор Казахстана. Кроме того, на основе моделей инвестиционной привлекательности нефтедобывающей страны и нефтедобывающей компании оцениваются тенденции инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора и нефтедобывающей компании на пятилетний период, а также на основе анализа международного опыта предлагаются рекомендации и меры по повышению инвестиционной привлекательности нефтегазового сектора Казахстана.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ УПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬЮ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕМ СЕКТОРЕ

1.1 Сущностное содержание инвестиций: определение, характеристики и специфические особенности

Возросшая в мире конкуренция за прямые иностранные инвестиции привела к повышению интереса в академической литературе к изучению вопросов прямых иностранных инвестиций, а также увеличила заинтересованность практиков к выявлению наилучших мер, направленных на привлечение ПИИ.

Кроме того, расширение потока ПИИ в последние десятилетия, как следствие повышенной активности транснациональных компаний, привело к увеличению интереса в научной литературе к факторам, влияющим на принятие инвестиционных решений.

Инвестиции и мотивы принятия инвестиционных решений изучаются учеными давно. В начале XX века французский экономист Альбер Афталъон и американский экономист Джон Бейтс Кларк утверждали, что объемы инвестиций изменяются под влиянием экономического роста. Это утверждение было оспорено рядом экономистов в различных исследованиях, ключевым из которых является Джон Кейнс, который доказывал, что динамика экономического роста определяется динамикой инвестиций, а изменения потоков инвестиций являются драйверами экономических циклов. При этом, динамика инвестиций зависит от предельной эффективности капитала, как соотношения нормы прибыли и стоимости капитала.

Другим важным направлением изучения вопросов инвестиций стала так называемая q-теория инвестиций американского экономиста, лауреата Нобелевской премии Джеймса Тобина [1], которая была основана на предположении, что инвестиции будут сделаны во всех случаях, когда они позволят увеличить стоимость компании.

Однако эмпирические тесты теории Тобина показали, что данная теория не объясняет динамику инвестиций. Это связано с тем, что результаты принятия инвестиционных решений зависят не только от экономической политики в текущий момент, но и от политики в будущем.

С 60-х годов XX века теория инвестиций постоянно совершенствовалась, что стало отражением практических тенденций в инвестиционной сфере. Так, Стефан Хаймер предложил теорию несовершенства рынка [2].

Согласно данной теории, иностранные инвесторы стремятся использовать несовершенство рынка в стране-реципиенте капитала на основе наличия специфического преимущества, позволяющем использовать несовершенство рынка и покрывать издержки и риски инвестирования за рубежом. Хаймер был одним из первых ученых, который начал разделять прямые инвестиции от портфельных, отмечая, что прямые инвесторы, мотивированы не только получением высокой прибыли, но и обретением контроля над предприятием.

Теорию несовершенства рынка расширил Чарльз Киндлбергер [3], определив четыре ключевых несовершенства рынка, связанные с:

- 1) торговой политикой фирм (маркетинг, имидж торговой марки, расширение линейки товаров);
- 2) факторами производства (контроль, наличие технологий, квалификация персонала, доступ к рынкам капитала);
- 3) возможностью использования эффекта масштаба;
- 4) политикой правительства для интервенции на внешние рынки.

В свою очередь, теория несовершенства рынка критиковалась английскими экономистами Баккли и Кассоном [4] за чрезмерное акцентирование важности использования специфического преимущества. Во второй половине 70-х годов они предложили свою теорию интернализации, согласно которой конкурентное преимущество основывается не на одном специфическом факторе в определенной функциональной сфере, а на основе интернализации – способности компании объединять и использовать все технологии, устанавливая эффективные связи между своими прямыми инвестициями и своей внутренней организацией.

Важное влияние на развитие теории инвестиций оказал Майкл Портер в своем исследовании о конкурентном преимуществе наций [5]. В данном исследовании изучалось, как отдельные страны смогли привлечь ПИИ в отрасли с высокой добавленной стоимостью. В этом исследовании, Портер выделил четыре фактора конкурентного преимущества наций:

- 1) корпоративная стратегия, в том числе управление, лидерство, цели корпорации, организация бизнеса и др.;
- 2) состояние факторов производства;
- 3) характеристики рынков сбыта, в том числе объем спроса в стране и темпы его роста, уровень покупательской способности и др.;
- 4) наличие поддержки со стороны смежных отраслей для вхождения транснациональных компаний на рынок страны-реципиента инвестиций.

В научной литературе важной является эклектическая теория [6] Джона Даннинга, которая дает практически исчерпывающее объяснение возникновения транснациональных компаний и причин роста прямых иностранных инвестиций, объединяя некоторые вышеуказанные теории. Согласно этой теории, транснациональные компании возникают вследствие реализации трех преимуществ.

Первое, компания должна обладать так называемым преимуществом собственности – например патентом или технологией, что позволяет ей успешно действовать на зарубежном рынке.

Второе, компания должна обладать преимуществом местоположения, что предполагает умение эффективно использовать производственные активы в других странах. Для этого необходимо наличие необходимых кадров, управление транспортными издержками, рынки сбыта, снижение налоговой нагрузки, доступ к факторам производства и т.д.

Третье, компания должна обладать преимуществом интернализации, что означает стремление к собственному контролю и управлению зарубежным активом, а не передача его в пользование внешней фирме.

В целях дальнейшего анализа данных вопросов целесообразно обратиться к определению инвестиций, а также рассмотрению их видов и классификации.

В переводе с латинского языка слово «invest» значит «вкладывать». Под инвестициями часто понимается вложение денег с целью экономической выгоды [7].

Под инвестированием понимается вложение в реализацию проектов денежных средств с целью последующего их увеличения. Вкладываемые денежные средства называются инвестициями. Инвесторами называются лица, осуществляющие инвестиционные вложения с целью получения выгоды [8].

При этом многие ученые и практики под инвестициями понимают долгосрочные вложения капитала с целью получения прибыли [9]. Краткосрочные же вложения, не основанные на тщательном анализе, называются спекуляцией [10].

В зависимости от источника инвестиции могут делиться на внешние (иностранные, зарубежные) и внутренние (отечественные) [11].

Конечно, в любой стране упор при развитии экономики делается на внутренние ресурсы как наиболее дешевые, доступные и долгосрочные. Однако, внутренние инвестиции как правило ограничиваются внутренними возможностями страны по осуществлению инвестиций, связанного с наличием внутренних страновых сбережений.

Другим важным ограничением является емкость внутреннего рынка, определяемого темпами роста странового ВВП. Еще одним ограничителем внутренних инвестиций является уровень развития отечественных технологий и уровень подготовки специалистов, которые не всегда достаточны для освоения сложных месторождений. Кроме того, существенное значение имеет наличие производственной и научно-технической базы, вспомогательной инфраструктуры, которая также не всегда соответствует современным требованиям.

В этих условиях важно значение приобретают иностранные инвестиции, которые, как правило, свободны от названных ограничений. Важнейшим преимуществом иностранных инвестиций перед внутренними инвестициями является возможность их быстрого привлечения в больших объемах.

Иностранные инвестиции, в свою очередь, по характеру участия в инвестировании можно разделить на прямые и непрямые инвестиции. К непрямым инвестициям в основном относят портфельные инвестиции, которые являются вложениями иностранных инвесторов в зарубежные ценные бумаги с целью получения доходов в форме дивидендов, процентов или разницы биржевых котировок [12].

Целью инвесторов при портфельном инвестировании является получение прибыли. При портфельном инвестировании необязательно создание новых производств, а также контроль их использования, так как инвестор в

управлении активами полагается на другие лица. Портфельные иностранные инвестиции напрямую не связаны с созданием новых средств производства или иных активов [13].

Важным различием между прямыми и портфельными видами иностранных инвестиций является принципы инвестирования и управления. Так, прямой инвестор обладает правами непосредственного контроля над предприятием, а инвестиции осуществляются в реальное производство [14].

Современная международная теоретическая концепция и сложившаяся практика позволяет несколько интерпретировать понятие прямых иностранных инвестиций.

Согласно определению Всемирной торговой организации (ВТО), прямые иностранные инвестиции – это такой вид инвестиций, при котором инвестор-резидент страны-донора, размещает свои активы в стране-реципиенте, при условии получения или сохранения контроля за этими активами [15].

Схожее определение дает Международный Валютный Фонд (МВФ), согласно которому прямые иностранные инвестиции – это «прямые вложения в предприятия любой отрасли экономики, но только не в стране инвестора, целью которых является получение длительной прибыли. Задача инвестора также заключается в получении существенного права голоса в управлении иностранным предприятием» [16].

Комиссия ООН по торговле и развитию дает несколько иное определение: «ПИИ – это трансграничное инвестирование, при котором резидент одной экономики (прямой инвестор) приобретает долгосрочный интерес в другой экономике (прямое инвестиционное предприятие)» [17].

В целом, под ПИИ принято понимать инвестирование средств, совершенное с целью получения долговременного дохода от предприятий, расположенных за пределами экономики инвестора [18].

При этом, общей характеристикой практически для всех определений значения ПИИ является наличие термина «контроль» или «долгосрочного интереса», что определяет разницу между ПИИ и портфельными инвестициями, так как портфельные инвесторы не ищут контроля или долгосрочных интересов.

Контроль предполагает определенную долю участия инвестора в предприятии. Как правило, прямыми иностранными инвестициями принято считать вложение иностранным инвестором средств в приобретение более чем 10% уставного капитала компании. Однако, размеры доли участия прямого инвестора в различных странах отличаются.

По определению МВФ, если зарубежный инвестор владеет не менее 25% уставного капитала акционерного общества, то иностранные инвестиции считаются прямыми [19]. При этом размер доли, определяющей право контроля, в законодательстве различных стран определяется по-разному.

По законодательству США доля должна составлять не менее 10%, стран Европейского союза – 20-25%, а в таких странах, как Канада, Австралия и Новая Зеландия – 50% [20].

В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об инвестициях», миноритарным инвестором является инвестор, «осуществивший инвестиции в размере менее десяти процентов от голосующих акций (менее 10% голосов от общего количества голосов участников)» [21].

В этой связи, в Казахстане прямым иностранным инвестором можно считать физическое или юридическое лицо-нерезидента, которое владеет более 10% уставного капитала предприятия.

Таким образом, ПИИ можно охарактеризовать как долгосрочное участие иностранного капитала в реализации инвестиционных проектов или управление компанией на территории страны-реципиента инвестиций, которое проходит при активном вовлечении инвестора. Данное определение особенно справедливо для нефтедобывающего сектора, в котором долгосрочное участие зарубежного инвестиционного капитала широко распространено и, в определенной степени, является необходимой практикой.

В целом, для ПИИ характерны следующие особенности:

- 1) стремление инвестора к долгосрочному вложению средств и, как следствие, ориентация на постоянную модернизацию и развитие предприятия;
- 2) тенденция постоянного увеличения активов и других материальных (нематериальных) ценностей;
- 3) эффективное управление капиталом за счет присутствия представителей инвестора в органах управления предприятием;
- 4) повышенный уровень риска инвестора в связи с масштабами капиталовложений в экономику принимающей страны [20], в то время как для принимающей страны риски будут минимальны.

Главными экспортерами инвестиционного капитала в нефтедобывающем секторе являются транснациональные компании. Они играют огромную роль в осуществлении потоков движения ПИИ. В целом термин ТНК используется по отношению к компаниям, которые в своей деятельности направляют значительные объемы ПИИ в различные страны.

Можно отметить отличия ТНК от следующих организаций:

- 1) большой местной компании, которая мало инвестирует за рубеж;
- 2) небольшой местной компании, которая инвестирует за рубеж;
- 3) большой компании, которая инвестирует только в одну или две зарубежные страны;
- 4) большого портфельного инвестора, который не стремится контролировать объект своих инвестиций [22].

Анализ структуры прямых иностранных инвестиций показывает, что существуют различные виды классификации ПИИ. Одной из них является классификация, разработанная Джоном Даннингом [23], которая основана на мотивах ориентации инвесторов. Согласно данной классификации существует четыре вида ПИИ.

1. Большинство инвестиций, привлекаемых в страны с развивающейся или переходной экономикой, являются ресурсо-ориентированными. Данный вид инвестиций направлен на разведку и добычу полезных ископаемых,

включая углеводороды, а также продукты сельского хозяйства. Характерной особенностью данного вида ПИИ является его нацеленность на поиск дешевой рабочей силы, что связано с ориентацией производимых товаров на экспорт. Главным недостатком этого вида инвестиций является то, что в результате их масштабного привлечения увеличивается сырьевая зависимость страны [24].

2. Другим видом ПИИ являются рыночно-ориентированные инвестиции, которые нацелены на получение доступа к рынкам потребления. Иногда этот вид ПИИ может осуществляться в те же страны, где работают клиенты инвесторов-поставщиков. Так, например, производитель комплектующих товаров может последовать в другую страну за производителем основного товара. Привлечение подобных инвестиций позволяет создавать различные виды товаров и услуг, совершенствовать местное производство и повысить конкуренцию на местном рынке.

Вместе с тем, несмотря на то, что рыночно-ориентированные инвестиции действительно позволяют инвестору обеспечить расширение масштабов деятельности и расширить свои рынки сбыта, жесткая конкуренция внутри страны между зарубежными и местными производителями может в итоге вытеснить последних с рынка.

3. Затрато-ориентированные инвестиции осуществляются с целью минимизации издержек производства. Подобные вложения могут осуществляться путем переноса производств в страны с меньшими издержками, в первую очередь, на оплату труда. При этом, затрато-ориентированные инвестиции часто являются продолжением ранее осуществлённых инвестиций. Их нередко применяют в регионально интегрированных рынках, ориентируясь в основном на обрабатывающий сектор.

Как правило, для любой страны этот вид инвестиций выгоден, так как способствует диверсификации экономики, трансферу технологий и др. В подобных инвестициях во многом заинтересованы нефтедобывающие страны с переходной экономикой, для которых диверсификация экономики является важной стратегической целью.

4. Стратегически-ориентированные инвестиции осуществляются при сделках слияния и поглощения, когда компании проводят реализацию своих долгосрочных стратегических планов. Такой тип инвестиций характерен для промышленно развитых стран.

Таким образом, с точки зрения инвестора в нефтедобывающем секторе характерными являются ресурсо-ориентированные инвестиции. Вместе с тем, нефтяные страны, привлекающие инвестиции, преследуют свои собственные цели. Им часто наряду с ресурсо-ориентированными интересно привлекать затрато-ориентированные инвестиции, что позволяет развить обрабатывающую промышленность и диверсифицировать экономику.

Основные мотивы привлечения ПИИ странами также изложены в классификации Кейвса, согласно которой ПИИ делятся на горизонтальные, вертикальные и конгломератные [25].

Горизонтальные ПИИ используются для горизонтальной экспансии для производства за рубежом примерно сходного объема продукции, как и в своей стране. Целью является диверсификация, а также стремление избежать нарушения законодательства ввиду достижения монопольного или олигопольного статуса в своей стране.

Вертикальные ПИИ используются для использования природных ресурсов (обратные вертикальные ПИИ) или для приобретения сети на рынке сбыта (передние вертикальные ПИИ).

Конгломератные ПИИ включают в себя как горизонтальные, так и вертикальные ПИИ.

В исследованиях Кожима [26] дается классификация ПИИ с разбивкой на торгово-ориентированные и антиторгово-ориентированные ПИИ. Торгово-ориентированные ПИИ направлены на увеличение спроса на импорт и предложения на экспорт, а антиторгово-ориентированные ПИИ ориентированы, наоборот – на снижение спроса на импорт и предложения на экспорт.

Со стороны страны-получателя инвестиций, ПИИ могут быть также разделены на импортозамещающие ПИИ и экспорто-ориентированные ПИИ.

Импортозамещающие ПИИ направлены на создание производств, снижающих импорт товаров. Важными факторами для привлечения импортозамещающих ПИИ являются размеры рынка, имеющиеся торговые барьеры и стоимость транспортировки товаров.

Экспорто-ориентированные ПИИ направлены на увеличение использования природных ресурсов и полуфабрикатов страны-реципиента в производстве товаров и их экспорте.

Наряду с вышеизложенными теориями, немаловажно рассмотреть поведенческие концепции ПИИ.

Психологические мотивы ПИИ описываются Иоганном Ахарони [27], который исследовал поведение инвесторов при принятии инвестиционных решений.

По его мнению, психологические мотивы основаны на следующих убеждениях и поведенческих мотивах, таких как опасение потери перспективного рынка сбыта, включая успешная деятельность конкурентов как на местном, так и на зарубежном рынке. Кроме того, на инвестиционные решения важное влияние оказывают предложения от государства или дистрибьюторов.

В целом, конечно, психологические мотивы оказывают достаточно ограниченное влияние, но тем не менее выступают в качестве катализаторов при принятии инвестиционных решений.

Существуют определённые причины, по которым государства стремятся к привлечению зарубежных инвестиций. Например, экономические кризисы вызывают необходимость стран привлекать ПИИ для быстрого преодоления кризисных последствий.

Опыт многих стран показывает, что привлечение ПИИ благоприятно влияет на внутреннюю экономику, предприятия страны-реципиента, в том

числе за счет систематического повышения их производительности. Тем не менее, принято считать, что качество ПИИ более важно, чем их количество. Под качеством ПИИ подразумевается экспортная ориентация отрасли, уровень технологического развития и знание рынка [28].

ПИИ способны определять экономическое развитие, занятость и конкурентоспособность экономики. В ряде исследований подчеркиваются преимущества ПИИ для роста экономики и уровня занятости в стране. Кроме того, ПИИ помогают развить долгосрочный потенциал, способный поддерживать общую конкурентоспособность страны [29].

Для страны-реципиента ПИИ имеют приоритетное значение в силу следующих своих возможностей.

1. ПИИ ускоряют процессы интеграции в мировую и региональную экономику, способствуют поиску ниш в мировом хозяйстве и рынке, ускоряют развитие отраслей и регионов.

2. Привлечение ПИИ позволяет улучшить материально-техническую базу, обновить основной капитал, развить транспортную инфраструктуру.

3. ПИИ способствуют развитию обрабатывающей промышленности, производству продукции с более высокой долей добавленной стоимости и ориентацией на экспорт.

4. Привлечение ПИИ повышает научно-инновационный потенциал путем внедрения передовых технологий и разработок.

5. Привлечение ПИИ способствует росту занятости и доходов населения. Например, согласно исследованию экспертов UNCTAD, иностранные филиалы примерно 64 тысяч транснациональных компаний создают во всем мире 53 миллиона рабочих мест [30].

6. Привлечение ПИИ способствует увеличению налоговых поступлений в государственную казну, что способствует решению фискальных проблем государства, а также увеличению валютных поступлений, что позитивно сказывается на стабильности национальной валюты и возможностях властей обслуживать государственный внешний долг.

7. Привлечение зарубежных фирм на национальный рынок ведет к повышению конкуренции, более эффективному перераспределению внутренних ресурсов, способствует росту производительности труда.

8. Благодаря привлечению ПИИ в стране появляются квалифицированные иностранные специалисты и менеджеры, за счет обмена опытом с которыми местные кадры смогут перенимать управленческий и инженерный опыт, изменять качество управления в местных компаниях [31].

Привлечение ПИИ помимо вышеперечисленных преимуществ, предоставляемых странам-реципиентам, может повлечь за собой и негативные последствия вследствие побочных эффектов.

По мнению экономистов, привлечение ПИИ не всегда является наиболее эффективным средством совершенствования технологий и индустриального развития, что государство вместо проведения эффективной политики внутри страны передает всю ответственность на иностранных инвесторов [32].

В целом, к негативным последствиям привлечения ПИИ можно отнести следующее.

1. Экономическая зависимость. Увеличение зависимости страны от иностранных инвесторов (государств, компаний, физических лиц) может повлечь за собой снижение экономической независимости.

2. Технологическая зависимость. Вследствие ввоза и внедрения иностранных технологий в стране происходит отказ от финансирования национальных научных разработок, технологических и инновационных проектов, что влечет за собой усиление технологической зависимости страны.

3. Ухудшение предпринимательской активности. Предоставление иностранным компаниям законодательных преимуществ угнетает активность местных производителей.

4. Ухудшение экологической ситуации. Нередко наблюдается, что производство, осуществляемое иностранными компаниями в развивающихся странах, сопровождается загрязнением окружающей среды и ухудшением экологической ситуации, хищнической эксплуатацией местных природных ресурсов.

5. Репатриация капитала. В периоды ухудшения экономического положения в стране-реципиенте инвестиций или в странах-источниках инвестиций, может происходить репатриация капитала и вывоз прибыли, что ведет к ухудшению платежного баланса страны.

6. Игнорирование местных особенностей. Иностранные инвесторы зачастую игнорируют местные условия и особенности, что может привести к социальному напряжению внутри страны [33].

7. Усиление сырьевой зависимости. На практике иностранных инвесторов интересуют главным образом отрасли экономики, которые могут обеспечить извлечение сверхприбылей. Это ресурсные отрасли, в первую очередь, нефтедобывающий сектор. Концентрация ПИИ в этих отраслях усиливает дисбалансы развития и сырьевую зависимость, способствует деградации научно-технологического потенциала страны [34].

По мнению отдельных экспертов, привлечение ПИИ не гарантирует рост экономики для развивающихся стран. Ввиду неблагоприятных условий институциональной среды, низкого ВВП на душу населения, ограничений участия в мировой торговле и других причин положительный опыт развитых стран с низкой долей вероятности повторяется в других развивающихся странах, применяющих данную стратегию [35].

В целом, в случае проведения государством недальновидной политики по бесконтрольному привлечению ПИИ в страну, привлечение ПИИ может повлечь за собой негативные последствия для страны-реципиента. Однако, негативные последствия являются лишь потенциально вероятными и во многом зависят от особенностей страны и проводимой ею политики.

В этой связи, в странах, привлекающих инвестиции, обычно считают, что положительные последствия от привлечения прямого зарубежного капитала

перевешивают негативные, при этом последние могут и должны быть устранены целенаправленными действиями государства.

1.2 Современные подходы управления инвестиционной привлекательностью нефтедобывающего сектора

Глобальный нефтедобывающий сектор является одним из наиболее привлекательных секторов для инвестиций, что обуславливается исторической высокой прибыльностью нефтегазовых проектов и устойчивым ростом мирового спроса на нефть. При этом, привлечение прямых иностранных инвестиций является одной из ключевых задач органов государственной власти. Это связано с тем, что национального капитала и финансовых ресурсов местных компаний обычно бывает недостаточно. Кроме того, реализация нефтегазовых проектов характеризуется высокой технологической сложностью. Поэтому органы власти, как правило, заинтересованы в том, чтобы иностранные инвесторы участвовали в развитии предприятия. В этой связи, в рамках инвестиционной политики государства предпочтение, как правило, отдается привлечению ПИИ.

В современных условиях в отношении нефтедобывающих стран наибольшее распространение получили именно прямые иностранные инвестиции. В нефтедобывающем секторе ПИИ являются наиболее востребованной формой капиталовложений, так как позволяют реализовывать долгосрочные и капиталоемкие проекты, привлекать передовые технологии, внедрять современные практики корпоративного управления. Это является характерным для всей нефтегазовой отрасли, в которой инвестиционные решения носят долгосрочный характер.

Следует отметить, что в нефтегазовых компаниях и инвестиционных проектах нефтегазового сектора под инвестициями часто рассматриваются капитальные вложения. В целом, капитальные вложения являются более узким понятием, являясь одной из форм инвестиций. Вместе с тем, в нефтегазовом секторе использование понятия капитальных вложений имеет широко распространенный характер.

Для нефтедобывающего сектора привлечение ПИИ дает возможности для формирования следующих преимуществ:

- 1) предоставляет доступ к более дешевому капиталу, дает значительные дополнительные возможности финансирования инвестиционных проектов в разведке и добыче;
- 2) способствует внедрению передовых управленческих практик, притоку эффективных менеджеров;
- 3) приводит к внедрению лучших технологий, развитию научно-инновационного потенциала, повышению производительности;
- 4) позволяет построить необходимую наземную и подземную инфраструктуру, трубопроводы и др.;
- 5) способствует снижению расходов на баррель нефти (маржинальную стоимость единицы продукции) за счет экономики масштаба;

б) обеспечивает привлечение средств для поиска новых месторождений и увеличения ресурсной базы [36].

Под влиянием последнего глобального экономического кризиса наблюдается повышение конкуренции стран за ПИИ. Тем не менее, мировой нефтедобывающий сектор в течение многих десятилетий является одним из наиболее привлекательных секторов для инвестиций, что обуславливается исторической высокой прибыльностью нефтегазовых проектов и устойчивым ростом мирового спроса на нефть. Так, начиная с 1973 года, цен на нефть и другие энергоресурсы росли, что способствовало резкому росту интереса инвесторов к странам-нефтеэкспортерам.

В начале 2000-х годов нефтедобывающий сектор получил дополнительный импульс с ростом цен на нефть на мировых рынках. В 2013 году прямые инвестиции в нефтегазовую отрасль уже составили более 1 трлн. долларов США, что стало подтверждением важнейшей роли нефтегазового сектора в глобальной экономике [37].

При этом, в последние годы мировая нефтегазовая отрасль проходила новый этап развития. Так, на глобальном рынке с середины 2014 года произошло снижение цен на нефть примерно со 110 до 60-65 долларов за баррель. Это кардинальным образом повлияло на инвестиционную привлекательность проектов нефтедобывающего сектора во всем мире.

Вместе с тем, несмотря на текущее снижение мировых цен на нефть, инвесторы по-прежнему заинтересованы в инвестировании в нефтедобывающий сектор ввиду стабильно растущего спроса на углеводородное сырье в мире в долгосрочном горизонте, а также прогнозируемом повышении цен на нефть. Это позволяет нефтедобывающим странам принимать меры по привлечению прямых иностранных инвестиций.

В мире имеется много стран с месторождениями нефти и газа, что позволяет инвесторам выбирать наиболее привлекательную для себя страну по инвестиционному потенциалу и с наименьшими рисками. Данное обстоятельство вынуждает нефтедобывающие страны улучшать свою инвестиционную привлекательность для привлечения иностранных инвесторов.

Наряду со снижением цен, в последние годы мир наблюдал за активным развитием сланцевой революции, появлением новых прорывных технологий, позволяющих вести разведку и добычу на месторождениях с труднодоступными или нетрадиционными ресурсами. На рынке появлялись новые производственные компании, которые занимаются разведкой труднодоступных или нетрадиционных ресурсов. Однако, высокая капиталоемкость таких проектов, технические трудности, риски и неопределенность требуют новых путей к привлечению долгосрочных инвестиций.

Сегодня в мире имеется много стран с месторождениями нефти и газа, что дает инвесторам выбор стран с наиболее высокой инвестиционной привлекательностью и наименьшими рисками. Данное обстоятельство вынуждает нефтедобывающие страны стремиться к повышению своей

инвестиционной привлекательности для привлечения иностранных инвесторов. Ожидается, что конкуренция в мире за инвестиционный капитал будет усиливаться.

В этой связи, на этом этапе можно ожидать, что правительства стран-производителей углеводородов будут стремиться к повышению открытости и инвестиционной привлекательности своих экономик, включая модели ресурсной политики и фискальных режимов, для привлечения прямого иностранного капитала в сектора геологоразведки и добычи углеводородов, а также сектор нефтепереработки.

Для инвесторов одним из привлекательных направлений являются инвестиции в так называемую «трудную нефть», что связано в большей мере с упрощением и предоставлением многочисленных льгот на такие месторождения. В свою очередь, национальные компании стремятся выкупать доли в месторождениях на суше.

Для привлечения инвестиций в добычу нетрадиционной нефти при разработке месторождений тяжелой нефти нефтяных песков и сланцевой нефти государственная политика стран применяет смешанные стратегии, предусматривающие партнерства и привлечение иностранных компаний [38].

В целом, привлечение зарубежных инвестиций в нефтедобывающий сектор является приоритетом ввиду его высокой капиталоемкости и технологичности. В этой связи, повышение инвестиционной привлекательности должно рассматриваться нефтедобывающими государствами как ключевая цель инвестиционной политики. Для ее достижения необходимо учитывать влияние внешних и внутренних тенденций и факторов инвестиционной привлекательности.

Несмотря, что привлечение инвестиций в нефтедобывающий сектор является целью многих государств, обладающих углеводородными ресурсами, приток инвестиций в них происходит в различном объеме. Это во многом объясняется разным уровнем инвестиционной привлекательности.

Инвестиционная привлекательность страны зависит как от мотивации иностранных инвесторов, так и от целей и инвестиционной политики страны, привлекающей инвестиции. Данное обстоятельство особенно важно учитывать при оценке перспектив привлечения ПИИ в экономику стран нефтеэкспортеров.

В научной литературе изучению вопроса инвестиционной привлекательности посвящено много трудов и исследований отечественных и зарубежных авторов, однако, несмотря на высокую изученность темы, в экономической литературе нет единого подхода к определению данного термина.

Более того, наряду с термином инвестиционной привлекательности в ряде источников в качестве тождественных применяются такие характеристики инвестиций как инвестиционный климат [39] или инвестиционный потенциал [40]. Такую трактовку понятий применяют и отдельные рейтинговые агентства [41].

В этой связи, сначала важно рассмотреть определения понятия инвестиционной привлекательности и определить ее отличия от понятий инвестиционного климата и инвестиционного потенциала.

Многие исследователи рассматривают понятие инвестиционной привлекательности с точки зрения потенциального инвестора – как условие инвестирования. Например, по мнению Безлепкиной Н.В. под «инвестиционной привлекательностью объектов стоит понимать желание различных субъектов (фирм, государственных структур, населения) направлять свои ресурсы на цели инвестирования в конкретные объекты (предприятия, отрасли, регионы, страны)» [42].

На наш взгляд, эта точка зрения является абсолютно логичной. Так, в толковом словаре В. Даля понятие «привлекательность» определяется как заманчивость [43], что предполагает внешнее действие по отношению к субъекту привлечения.

Многие авторы определяют инвестиционную привлекательность как совокупность факторов. Так, по мнению Валинуровой Л.С. под этим термином понимается совокупность объективных признаков, свойств, средств и возможностей, обуславливающих потенциальный платежеспособный спрос на инвестиции [44]. А. Мозгоев считает, что инвестиционная привлекательность определяется совокупностью свойств внешней и внутренней среды объекта инвестирования, определяющих возможность граничного перехода инвестиционных ресурсов [45].

Веретенникова О.Б. и Рыбина Е.С. дают инвестиционной привлекательности следующее определение: «совокупность инвестиционно-привлекательных признаков объекта инвестирования, основанных на аналитических и прогнозных данных, отражающих уровень риска и доходности на осуществляемые инвестиции» [46].

При этом, в ряде определений инвестиционной привлекательности указывается на эффективность использования средств, что предполагает доходность инвестиционного капитала. Так, Пуяткина Л.М. и Ванчугов М.Ю. дают следующее определение инвестиционной привлекательности: «это экономическая категория, характеризующая, эффективность использования имущества предприятия, его платежеспособность, финансовую устойчивость, способность к инновационному развитию на базе повышения доходности капитала, технико-экономического уровня производства, качества и конкурентоспособности выпускаемой продукции» [47].

Гуськова Т.Н. определяет инвестиционную привлекательность предприятия как «состояние его хозяйственного развития, при котором с высокой долей вероятности в приемлемые для инвестора сроки инвестиций могут дать удовлетворительный уровень прибыльности или может быть достигнут другой положительный эффект» [48].

Крылов Э.И. понимает под инвестиционной привлекательностью эффективность использования собственного и заемного капитала, анализ платежеспособности и ликвидности [49].

Даются и иные определения, например, учитывающие динамические свойства инвестиционной привлекательности. Так, Толмачев В.А. считает, что инвестиционная привлекательность – это «динамическая категория, представляющая собой определенный вектор (или систему векторов) инвестиционного развития» [50].

В целом, рассмотрев научные подходы к определению понятия инвестиционной привлекательности, мы хотели бы предложить авторское определение. На наш взгляд, инвестиционная привлекательность – это совокупность различных социально-экономических, политических и других факторов, отражающих прибыльность и риски инвестиций в приемлемые для инвестора сроки.

Инвестиционную привлекательность можно рассматривать на различных уровнях: группы стран (торговые или экономические союзы), страна [51], регион [52] или отрасль [53], предприятие [54] и даже структурное подразделение предприятия, генерирующее финансовые потоки.

Например, Семина Л.А. рассматривает инвестиционную привлекательность на четырех уровнях: страна, регион, отрасль и предприятие [55].

Следует отметить, что вышестоящие уровни инвестиционной привлекательности оказывают непосредственное влияние на нижестоящие. Так, например, при оценке инвестиционной привлекательности компании, необходимо учитывать уровень инвестиционной привлекательности страны и регионов, в которых оперирует данная компания.

Анализ понятий инвестиционная привлекательность и инвестиционный потенциал указывает на их сильные взаимосвязи, наличие единых характеристик и факторов.

В то же время, по мнению отдельных авторов, эти понятия можно рассматривать как самостоятельные категории. Так, понятие «инвестиционная привлекательность» отражает инвестиционный процесс со стороны стимулов инвестирования в конкретные объекты, «инновационный потенциал» – со стороны его возможностей, а назначение категории «инвестиционный климат» состоит в широкой трактовке условий, факторов и темпов самого инвестиционного процесса [56].

Другое определение инвестиционного потенциала «это способность предприятия самостоятельно обеспечить инвестору ожидаемый доход от инвестиций» [57]. При этом, инвестиционный потенциал наряду с инвестиционным риском рассматривается в качестве составляющей инвестиционной привлекательности.

В целом, прямые иностранные инвестиции в нефтедобывающий сектор также характеризуются сильной зависимостью от условий вложения капитала за рубежом, особенно от финансовых и политических рисков.

Для принятия инвестиционного решения потенциальному инвестору необходимо проводить анализ возможных рисков. Понятие инвестиционного риска заключается в уровне неопределенности прогноза относительно

получения дохода от будущих инвестиций. Более высокий уровень неопределенности создает меньше рациональных оснований для инвестирования при том же уровне инвестиционного дохода.

Инвестиционный риск также можно определить как возможность или вероятность возникновения убытков по отношению к ожидаемой доходности по любому конкретному виду инвестиций [58].

При этом, принятие решений по инвестированию в нефтедобывающий сектор отличается от решений инвестирования в другие сектора экономики. Инвесторам в нефтяной промышленности требуется оценить ресурсную базу, финансовое состояние и потенциал компании или проекта, будь то разработка новых месторождений, проект по увеличению добычи нефти, модификация существующих нефтепромысловых объектов и оборудования и др.

Существуют различные классификации инвестиционных рисков, так как степень инвестиционного риска зависит от различных факторов. Например, их можно разделять на внешние и внутренние риски. Можно выделить следующие основные виды инвестиционных рисков:

1) экономические риски: тенденции в экономическом развитии, включая инфляцию, степень сбалансированности бюджета, финансовая устойчивость предприятий и др.;

2) политические риски: политическая стабильность, результаты выборов, коррупция, изменение законодательства, защита прав инвесторов, защита интеллектуальной собственности и другое;

3) социальные риски: уровень социальной напряженности, уровень преступности и др.

Для инвесторов нефтедобывающего сектора привычными являются такие экономические риски, как ценовой, валютный и операционный. Вместе с тем, эти риски нередко отходят на второй план после политических рисков.

К ключевым политическим рискам нефтедобывающего сектора можно отнести следующие: риски вмешательства государства через национализацию активов, изменение законодательства, включая пересмотр или разрыв соглашений, договоров, предоставленных прав на недропользование, повышение налоговых и экспортных ставок, дополнительное законодательное экологическое регулирование и т.д. [59].

Как показывают эмпирические исследования, в зависимости от мотивов инвестор учитывает лишь определенные виды рисков [60].

В целом, инвесторы определяют целесообразность инвестирования в зависимости от уровня доходности, рисков и сроков реализации инвестиционного проекта.

Для страны-реципиента инвестиций, в привлечении значительных объемов ПИИ в нефтедобывающий сектор могут содержаться следующие риски.

1. Риск появления дисбалансов отраслевого развития с закреплением сырьевой ориентации экономики, так называемой «голландской болезни». В нефтедобывающем секторе это приводит к тому, что большая часть нефти экспортируется.

2. Риск усиления неравномерности регионального развития. Крупный объем инвестиций в определенный район страны, богатый месторождениями углеводородного сырья, зачастую приводит к экономической отсталости других районов страны и миграции населения в районы добычи нефти.

3. Риск сильной зависимости экономики от внешней конъюнктуры нефтяных цен существенно дестабилизирует динамику развития национальной экономики.

4. Риск загрязнения экологии. Увеличение выбросов вредных загрязняющих веществ в атмосферу, разливы нефти ввиду аварий, технологических проблем или прямых экологических нарушений (например, слива буровых растворов в водоемы), загрязняют окружающую среду, в первую очередь, почву и водные ресурсы (включая подземные источники). Биологические и социальные последствия реализации проектов нефтедобычи зависят от профилактических действий нефтяных компаний, соблюдения ими экологических требований.

5. Риски нерационального использования природных ресурсов, в том числе из-за хищнической эксплуатации.

Следовательно, привлекаемый иностранный капитал может оказывать неоднозначное воздействие на нефтедобывающий сектор. При правильном использовании иностранных инвестиций обеспечивается привлечение средств для поиска новых месторождений и увеличения ресурсной базы, внедряются передовые технологии геологоразведки и нефтедобычи, строится необходимая инфраструктура и др.

Однако привлечение иностранного капитала накладывает определенные обязательства на реципиента инвестиций, создает различные формы зависимости и риски, включая риск несбалансированного экономического развития, загрязнения окружающей среды и повышения зависимости экономики от конъюнктуры цен на мировых рынках [61].

Нефтедобывающий сектор играет, как правило, значимую роль в экономике, особенно в развивающихся странах с высоким уровнем запасов и добычи углеводородов. В этой связи, при оценке инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора целесообразно внимательно анализировать инвестиционную привлекательность на макро- и микроуровне: от страны в целом до ключевых предприятий нефтедобывающего сектора.

Первым уровнем, интересующим потенциального инвестора, является инвестиционная привлекательность страны.

На этом уровне рассматриваются макроэкономические показатели развития экономики страны в целом, отражающие инвестиционную привлекательность. При этом, важно определить на какой фазе развития находится данная страна, какие ожидаются перспективы и какие возможны риски в различных временных отрезках.

Ориентиром для инвесторов являются рейтинги международных организаций. В мировой практике существует множество различного рода рейтингов, в которых оцениваются различные компоненты инвестиционной

привлекательности, такие как уровень экономического развития и конкурентоспособности стран, легкости ведения бизнеса, открытости экономики, коррупции, эффективности нормативно-правовой базы, научно-технического потенциала, квалификации трудовых ресурсов, а также энергоёмкость экономики, уровень социальной удовлетворенности и другое.

Еще одним важным инструментом для инвестора являются оценки суверенного кредитного рейтинга, оценивающие вероятность дефолта в перспективе. Например, суверенные кредитные рейтинги рейтинговой службы Standard & Poor's оценивают способность суверенных правительств в будущем выполнять свои долговые обязательства [62].

Наиболее авторитетными международными рейтинговыми агентствами, публикующими суверенные рейтинги, являются компании Standard & Poor's, Moody's и FitchRatings.

Анализ инвестиционной привлекательности региона проводится на основе оценки ключевых факторов регионального значения. Одним из наиболее важных факторов является оценка внутреннего регионального продукта и его удельный вес в ВВП страны.

При оценке инвестиционной привлекательности региона также учитываются такие факторы как социально-экономическая ситуация в регионе, включая торговлю с другими регионами, уровень безработицы и наличие квалифицированных кадров, уровень развитости инфраструктуры в регионе, особенности регионального налогообложения, удельный вес убыточных предприятий в общем их количестве в регионе и другое.

Для оценки инвестиционной привлекательности региона могут составляться специальные рейтинги регионов, оценивающие их конкурентоспособность.

Отраслевая инвестиционная привлекательность проводится на анализе основных факторов и характеристик состояния отрасли, например, величины среднеотраслевой прибыли на инвестиционный капитал [63].

Также важно оценить, на какой фазе жизненного цикла находится отрасль, какие прогнозируются перспективы, какая поддержка оказывается развитию отрасли со стороны государства. Наряду с этим, можно проанализировать влияние глобальных тенденций, уровень текущих и долгосрочных конъюнктурных колебаний в данной отрасли. На основе такого анализа также определяется степень инвестиционного риска [64].

Анализ инвестиционной привлекательности предприятия проводится на основе комплекса различных факторов.

Во-первых, это финансовые показатели предприятия: выручка, прибыль до налогов, чистая прибыль, уровень долга. Кроме того, используются также различные коэффициенты финансовой эффективности, например, коэффициент соотношения заемных и собственных средств, коэффициент текущей ликвидности, коэффициент оборачиваемости активов, рентабельность продаж по чистой прибыли, рентабельность собственного капитала по чистой прибыли и многие другие [65].

Наряду с финансовыми показателями, важно оценить уровень корпоративного управления, эффективность организационной структуры управления компанией, цепочки создания ее добавленной стоимости. В рамках такого анализа необходимо учитывать роль и доли акционеров в структуре собственников компании, влияние государства, степень раскрытия информации и др. [66].

Немаловажным с точки зрения инвестора является степень технологичности и инновационности компании. При оценке можно рассматривать использование технологий и инноваций в производстве товаров и услуг компании, связь с научными и исследовательскими организациями, наличие патентов, технологических и конструкторских разработок и т.д.

Еще одним важным направлением оценки инвестиционной привлекательности предприятия является эффективность управления человеческими ресурсами. В этом направлении важно оценить такие факторы, как доля административных расходов и фонда оплаты труда в общих затратах, текучесть кадров, квалифицированность персонала, наличие трудовых конфликтов, соблюдение кодекса этики, эффективность системы мотивации персонала и т.д.

В классификации UNESCAP [67] факторы инвестиционной привлекательности делятся на следующие категории:

- 1) факторы наличия экономических условий;
- 2) факторы проводимой национальной инвестиционной политики;
- 3) факторы учета стратегий иностранных инвесторов.

В научной литературе применяют и другие разнообразные классификации. В целом на основе изучения различных классификаций, можно выделить пять следующих основных групп факторов привлечения ПИИ в экономику страны:

- 1) макроэкономические факторы: размер рынка, валовой национальный продукт, себестоимость производства и др.;
- 2) развитость инфраструктуры: транспортно-логистическая, финансовая, коммуникационная, и др.;
- 3) реализация экономической и инвестиционной политики (национальной, региональной и др.);
- 4) легкость ведения бизнеса в стране;
- 5) географические особенности рынка.

Понимание движущих факторов может помочь инвестору в выработке правильной стратегии инвестирования и реализации проекта.

В нефтедобывающем секторе существуют различные факторы, которые должен анализировать инвестор при принятии инвестиционного решения. Факторы инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора можно разделить на факторы макроуровня и микроуровня.

На макроуровне на инвестиционную привлекательность нефтедобывающего сектора влияют мировые цены на нефть, основные макроэкономические показатели страны, стабильность курса национальной валюты, а также политическая стабильность, уровень коррупции и бюрократии

по отношению к инвесторам, защита прав инвесторов, независимость судебной системы, предсказуемость законодательной базы, уровень налоговой нагрузки, строгость экологического регулирования и др.

На микроуровне инвестиционная привлекательность нефтедобывающего сектора, в первую очередь, зависит от имеющегося уровня запасов и добычи нефти. Кроме того, она может зависеть от географического расположения нефтедобывающих активов, наличия других природных ресурсов (воды и т.д.), наличия мощностей транспортной, наземной и подземной нефтегазовой инфраструктуры, присутствия на рынке необходимых сервисных компаний, квалифицированных инженерных кадров, финансовой устойчивости предприятий нефтедобывающего сектора и других факторов.

Еще одним распространенным подходом является классификация факторов инвестиционной привлекательности по принципу возможности их изменения на «жесткие» и «мягкие» [68].

К «жестким» факторам относятся те, которые, являясь частью существующей среды, не могут быть изменены в краткосрочной перспективе и/или среднесрочной перспективе. Возможность оказания на них влияния весьма ограничена. «Мягкие» факторы могут быть изменены под влиянием эффективной политики властей с учетом мнения инвесторов.

К «жестким» факторам нефтедобывающего сектора можно отнести ресурсные и геолого-промысловые факторы, такие как, объем запасов нефти, начальный рабочий дебит существующих скважин, глубину залегания нефти, сложность добычи углеводородных ресурсов [69]. Кроме того, к жестким факторам относятся географическое расположение месторождений, объем внутреннего рынка (например, мощность имеющихся нефтеперерабатывающих заводов и объем потребления нефтепродуктов), развитость транспортной и энергетической инфраструктуры, наличие природных неуглеводородных ресурсов (воды и др.) [70]. Государство, имеющее на своей территории нефтегазовые месторождения, имеет весьма ограниченные возможности влияния на эти факторы или не имеет вовсе.

«Жесткие» факторы учитываются инвестором с самого начала анализа, что позволяет сократить список стран, рассматриваемых для инвестирования. Кроме того, жесткие факторы позволяют оценить расходы на освоение месторождений, что является одним из важнейших факторов определения экономической эффективности инвестиций в нефтегазодобывающей отрасли. Например, низкий уровень запасов углеводородов приведет к высоким удельным затратам на обустройство месторождения, а большая глубина залегания нефти потребует увеличения затрат на бурение. В этой связи, основываясь на подобной информации, инвесторы стремятся вкладывать в месторождения с меньшими затратами на баррель нефти.

Особенностью инвестиций, привлекаемых в нефтедобывающий сектор, является их принадлежность к ресурсо-ориентированным инвестициям. В этой связи, факторы оценки инвестиционной привлекательности нефтегазового сектора имеют как общие с другими отраслями, так и специфические критерии.

Так, в отличие от жестких факторов, мягкие факторы в нефтедобывающем секторе имеют меньше специфических особенностей в сравнении с другими отраслями экономики.

К «мягким» факторам, например, можно отнести: экономическую, политическую и социальную стабильность, уровень коррупции, независимость судебной системы, стоимость и наличие квалифицированной рабочей силы и др. Кроме того, к мягким факторам отнести специфичные факторы инвестиционного процесса: законодательство, реализация инвестиционных проектов с участием зарубежных инвесторов, интерес властей в привлечении ПИИ, ориентированность на инвестора и др. Эти факторы затрагивают не только нефтедобывающий сектор, но и остальные отрасли экономики.

В основном «жесткие» факторы, например, такие как географическое положение месторождений нефти и газа и объемы запасов определяют концентрацию ПИИ в западных областях Казахстана. Изменение таких факторов возможно только в долгосрочном периоде и требует больших усилий со стороны властей, в том числе по проведению масштабной геологоразведки и привлечения для этого крупных инвесторов.

Очевидно, что государство имеет намного больше возможностей по улучшению «мягких» факторов. В этой связи, для повышения инвестиционной привлекательности в краткосрочном периоде целесообразно работать с «мягкими факторами»: разработка мер инвестиционной политики на основе «мягких» факторов может дать достаточно быстрый эффект. Меры в нефтедобывающем секторе могут быть направлены на увеличение эффективности нефтедобычи и снижение издержек нефтедобывающих компаний, в том числе за счет внедрения передовых технологий.

1.3 Управление организационными структурами нефтегазовых компаний для повышения инвестиционной привлекательности

Во второй половине 60-х годов мировой нефтяной бизнес начал претерпевать существенные перемены. Страны-экспортеры нефти, входившие в ОПЕК, установили контроль над большей частью своих нефтяных ресурсов. В 80-е годы они стали диверсифицировать свою политику, приобретая материальные и финансовые активы нефтеперерабатывающих производств и сбытовых компаний на территории стран-потребителей нефти в Западной Европе и Северной Америке. В этой связи вертикальная интеграция в компаниях нефтедобывающих стран ОПЕК развивалась в направлении от разведки и добычи нефти к ее переработки и маркетингу готовой продукции. Важнейшим фактором этого процесса стало стремление овладеть рынками конечного спроса и повысить конкуренцию в сфере нефтедобычи в условиях довольно насыщенного рынка и снижающейся эффективности инвестиций в освоение новых нефтегазовых ресурсов.

Вертикальная интеграция в большинстве западноевропейских нефтяных компаниях проходила иначе. В Италии и Франции сформировавшаяся нефтехимическая и нефтеперерабатывающая промышленность в 50-е годы

находилась в государственном секторе, который в значительной степени зависел от поставок нефти крупнейших нефтяных компаний мира. Используя конкурентные противоречия между международными нефтяными компаниями и правительствами нефтедобывающих стран, европейские частные и государственные компании сумели войти в сферу нефтедобычи на условиях концессий. Основным стимулом данного интеграционного процесса стало стремление к преодолению зависимости от поставок сырья. В результате этого процесса были образованы такие крупные нефтегазовые компании, как Тоталь (Франция) и Эни (Италия).

В США развитие нефтяного бизнеса с самого начала пошло путем вертикальной интеграции. Крупнейшие нефтяные компании Стандарт Ойл, Галф, Тексако, Шелл, Шеврон, Мобил, Амоко и другие установили контроль над всеми сферами нефтяной отрасли вначале в национальном, а потом и международном масштабе.

В России большинство вертикально интегрированных нефтегазовых компаний были образованы в ходе приватизации начала 90-х годов, другие появились на свет в результате процессов дробления, слияния и поглощения. К ВИНК в России относятся как частные компании, такие как ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», так и государственные национальные компании «Роснефть» и «Газпром нефть».

В Казахстане вертикально интегрированной нефтегазовой компанией является АО «НК «КазМунайГаз». Эта компания осуществляет производственный цикл разведки и добычи нефтегазового сырья, его транспортировки, переработки, оказания специализированных сервисных услуг, а также маркетинг готовой продукции. Компания «КазМунайГаз» является владельцем 44 месторождений, обеспечивает 65% транспортировки нефти, добываемой в стране, 50% танкерной транспортировки, 100% транспортировки газа [71].

Анализируя опыт создания ВИНК в западных странах, следует выделить следующие общие предпосылки вертикальной интеграции, которые проявляются достаточно опосредованно:

- 1) возможность повышения эффективности и экономии на масштабах производства и синергии сегментов бизнеса;
- 2) потребность в создании эффективно управляемой организации производства и сбыта;
- 3) обеспечение в рамках вертикально-интегрированных структур контролируемых источников сырьевого обеспечения;
- 4) стремление нефтяных компаний к контролю над рынками сбыта конечной продукции нефтепродуктов и продуктов нефтехимии;
- 5) международный характер нефтяного бизнеса и его тесная связь с национальной и мировой политикой.

В современной нефтегазовой отрасли, вертикально интегрированные нефтегазовые компании занимают видное место. В них бизнес ведется по всем возможным направлениям технологического процесса нефтегазовой отрасли:

разведке месторождений и добыче нефти и газа, их транспортировке и переработке, сбыте нефтепродуктов, газа, а также в некоторых случаях в нефтехимии.

В этой связи, ВИНК отличаются многообразием видов своей деятельности и процессов. При этом, вертикальная интеграция основывается на финансово-экономической основе различных технологически, технически и финансово взаимосвязанных производств, связи формируются, в том числе на уровне дочерних компаний или подразделений. Указанный технологический процесс в нефтяной отрасли фактически является цепочкой создания добавленной стоимости.

Анализ цепочки добавленной стоимости, популяризованный Майклом Портером еще в 1985 году [72], направлен на исследование последовательности операций, в результате которых добавляется стоимость к продукции и услугам, проходящим разные стадии разработки и обработки. Анализ цепочек добавленной стоимости является важным методом для оценки конкурентоспособности компаний, включая компании нефтегазового сектора.

Под добавленной стоимостью понимается стоимость, созданная в процессе производства продукции компанией, и охватывающая ее реальный вклад в создание стоимости ее конечной продукции. Она может рассчитываться как разница между общей выручкой от реализации, суммой себестоимости добычи ресурсов и стоимости покупки ресурсов у сторонних фирм. Иными словами, добавленная стоимость – это стоимость продукции «на выходе» минус стоимость ресурса «на входе».

Добавленная стоимость и стоимость конечного продукта являются взаимосвязанными экономическими категориями. При создании стоимости продукта в отдельной отрасли каждый из участников цепочки производства, осуществляя свою деятельность, создает не просто стоимость промежуточного продукта, а добавленную стоимость. Продажная цена конечного продукта определяется суммированием добавленной стоимости каждого этапа производства и реализации продукта.

Добавленная стоимость возрастает по мере роста числа переделов в продуктовой цепочке от производства сырья до реализации продукции. Именно поэтому углубленная переработка сырья и диверсификация производства приводят к росту добавленной стоимости на отдельных стадиях цепочки создания продукта и к росту цены конечного продукта отрасли.

Анализ цепочки создания стоимости исследует последовательность различных видов деятельности, которые необходимы для доведения продукта от стадии задумки, через различные фазы производства и распределения к потребителю. Такой анализ может быть сделан для отдельных фирм, для кластеров фирм, как правило, с участием поставщиков, дистрибьюторов (продавцов) и покупателей, или для отдельных отраслей промышленности (в пределах или за пределами национальных границ).

При анализе ЦДС важно обращать внимание на возможные выгоды от горизонтальной или вертикальной интеграции. Рассмотрев отдельные этапы

цепочки создания стоимости в нефтяной отрасли, можно найти возможности для генерации добавленной стоимости через интеграцию.

Выгоды от экономии на масштабе в ЦДС признаются при горизонтальной концентрации. Нефтяные проекты, как правило, требуют больших объемов капиталовложений, долго окупаются и являются рисковыми. В сегменте разведки и добычи масштабы проекта помогают получить доступ к финансированию, диверсификации инвестиций и развитию рисков, и служат долгосрочным гарантом партнерам, в том числе, правительствам принимающих стран. Из-за высоких финансовых и операционных рисков, нефтяные и газовые компании, как правило, совместно участвуют в проектах разведки и добычи и в то же время конкурируют на корпоративном уровне.

В других сегментах ЦДС некоторым странам удалось привлечь значительные инвестиции за пределами своих внутренних потребностей. Например, Сингапур и Нидерланды, воспользовавшись преимуществами инфраструктуры, включая крупные природные порты вдоль оживленных торговых путей, привлекли средства в такие сегменты, как нефтепереработка, хранение и маркетинг нефти.

Добавленная стоимость ВИНК образуется не одновременно, а наращивается по мере приложения труда в процессе производства продукции, то есть при прохождении последней через этапы цепочки создания добавленной стоимости. Чтобы определить каков вклад каждого из этапов в добавленную стоимость компании, нужно рассчитать разницу между стоимостью выходящей продукции и входящего ресурса по каждому из сегментов деятельности.

Как показывает практика, наибольший вклад в добавленную стоимость ВИНК, как правило, вносит сегмент разведки и добычи нефти и газа, в силу того, что стоимость ресурса «на входе» здесь минимальна (нефть и газ добывают из месторождения, а не покупают у поставщиков).

Вертикальная интеграция, также характерная для нефтегазовой отрасли, может существовать в двух основных формах: финансовая вертикальная интеграция (последующие этапы производственно-сбытовой цепи принадлежат одному холдингу, который контролирует свои денежные потоки) и операционная вертикальная интеграция (физический обмен между различными этапами ЦДС).

Вертикальная интеграция на страновом уровне может осуществляться с целью (1) диверсификации ценовых рисков и рисков спроса для экономики, (2) получения большей доли в добавленной стоимости, или (3) гибкого реагирования на изменение внутреннего и мирового спроса. Считается, что вертикальная интеграция имеет смысл в том случае, если активы специфичны. Например, если производители тяжелой или кислой нефти не могут быть уверены в достаточном спросе со стороны НПЗ на открытом рынке, то создается стимул для вертикальной интеграции сегмента разведки и добычи с сегментом переработки и маркетинга с целью обеспечения рынка сбыта для добывающего сегмента.

Цепочка добавленной стоимости начинается с идентификации пригодных для разработки месторождений нефти и газа. После первоначальной разведки месторождение оценивается, затем разрабатывается, после чего следует собственно добыча.

Таким образом, основными этапами ЦДС в нефтяной отрасли являются разработка, производство, переработка, транспортировка и сбыт углеводородов (рисунок 1).

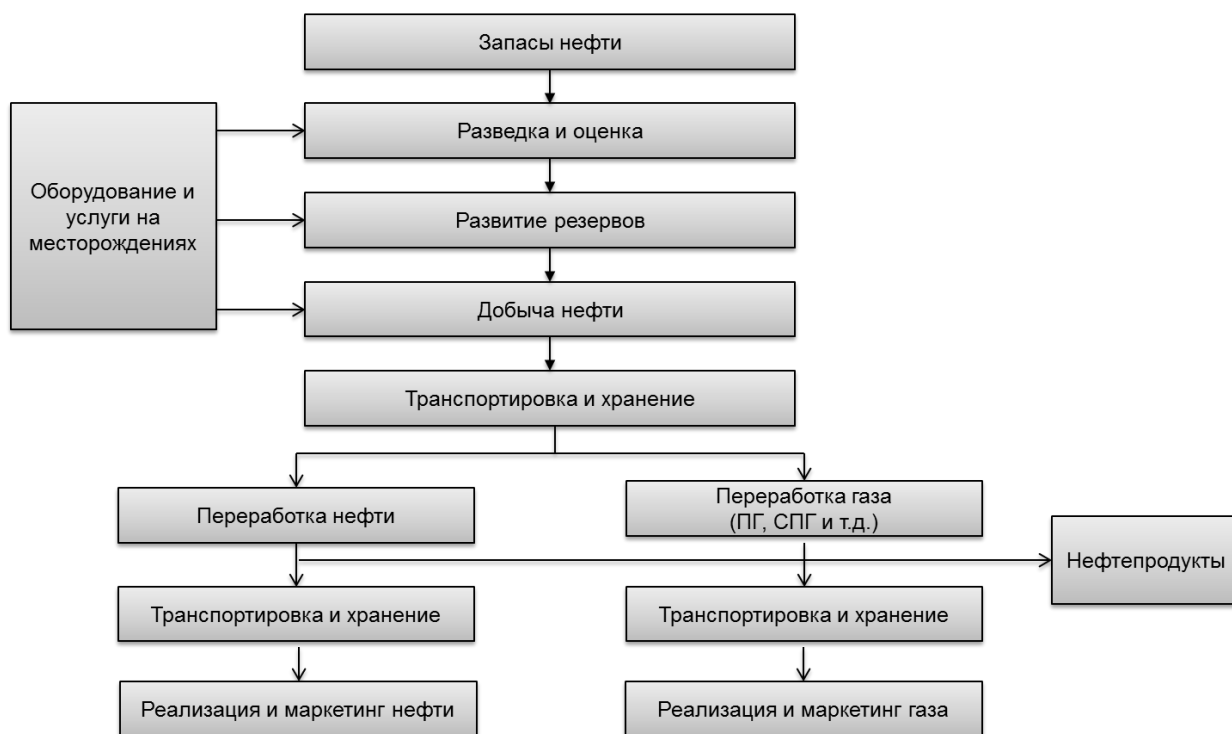


Рисунок 1 – Основные этапы ЦДС в нефтяной отрасли

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных [73]

Транспортная инфраструктура (трубопроводы, доступ к автодорогам, железным дорогам и портам) и временное хранение имеют важнейшее значение на различных этапах цепочки добавленной стоимости, включая связи между добывающими и обрабатывающими мощностями, и обрабатывающими мощностями и конечными потребителями. Этот этап в цепочке добавленной стоимости объединяется в понятие мидстрим или сектор транспортировки.

Переработка нефти и подготовка газа представляют собой превращение добытых природных ресурсов в пригодные к использованию продукты. Эти продукты затем реализуются оптовым, розничным или индивидуальным клиентам. Данный этап называется переработка и маркетинг или даунстрим.

Таким образом, в состав ВИНК входят производственные объединения по добыче нефти, нефтеперерабатывающие заводы и торгово-сбытовые организации, в чьи задачи входит реализация произведенных нефтепродуктов. Сосредоточение основных подсистем нефтегазового комплекса в рамках одной

компания обеспечивает дополнительное получение нефти, газа, широкой фракции легких углеводородов и сжиженного газа.

Следует отметить, что стремление компаний к участию во всех стадиях нефтегазового бизнеса приводит иногда к неоправданному дублированию производственных и сбытовых структур. Так, экономия на издержках, достигаемая внутри вертикально-интегрированных компаний, имеет своей оборотной стороной нерациональное расходование ресурсов, контрпродуктивную структуру бизнеса.

Например, во времена высоких цен на нефть, вертикально-интегрированная нефтегазовая компания может иметь более низкую маржу прибыли, чем ее «не интегрированный» конкурент из-за того, что основная ее деятельность может заключаться в переработке и реализации нефтегазового сырья с меньшим акцентом на его разведку и добычу.

С другой стороны, в случае отсутствия достаточных перерабатывающих мощностей и/или сетей по сбыту нефтепродуктов нефтегазовые компании более подвержены влиянию ценовой конъюнктуры.

В целом, наличие в ВИНК мощностей по нефтепереработке является естественным хеджем, снижая риски колебаний цен на нефть. Таким образом, ВИНК с более сбалансированной структурой цепочки добавленной стоимости менее подвержены влиянию изменений конъюнктуры на глобальных рынках.

Следует также отметить, что универсальной и оптимальной для всех производственно-хозяйственных образований структуры организации не существует и зависит от конкретных условий внешней и внутренней среды компании. Многие компании используют сложную организационную структуру, в рамках которой улучшение вертикального взаимодействия часто достигается через децентрализацию функций. Децентрализованные структуры применяются обычно в условиях диверсифицированного производства, динамичных рынков и жесткой конкуренции.

Эволюция организационной структуры компании в зависимости от масштабов глобализации операций и диверсификации хозяйственной деятельности представлена ниже.

На рисунке 2 представлена пирамида вспомогательных для нефтегазовой отрасли сегментов. Пирамида состоит из пяти уровней, начиная от вершины с наиболее капиталоемкими операциями, требующими высокого уровня знаний до основания пирамиды с высокой трудоемкостью деятельности. Глобальная конкуренция становится более жесткой для наиболее специализированных, капиталоемких и наукоемких видов деятельности. По мере движения от вершины к основанию пирамиды потенциалы по созданию рабочих мест возрастают, хотя наиболее высокооплачиваемая работа зачастую связана со специализированными навыками, необходимыми для высокотехнологичных операций.



Рисунок 2 – Пирамида вспомогательных сегментов

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных [74]

Одним из формальных критериев создания добавленной стоимости на протяжении цепочки добавленной стоимости является устойчивое превышение совокупных доходов над совокупными расходами (все издержки, такие как себестоимость производства, износ, истощение и амортизация), то есть не что иное, как наличие валовой прибыли. Потенциальными источниками создания добавленной стоимости в нефтедобывающем секторе являются следующие факторы [75]:

1) качественная и количественная обеспеченность природными ресурсами (включая геологические свойства и права на геологические исследования), от которой зависит доступность, техническая сложность и структура себестоимости производства;

2) географическое расположение ресурсов (активов), от которых зависит легкость доступа на внутренний и внешние рынки, а также приспособленность природной среды (наличие трубопроводов, морских портов и прочее);

3) структура экономики страны, включая степень зависимости от нефтегазовой отрасли и ее взаимосвязь с другими секторами.

К основным типам компаний, действующим в нефтегазовой отрасли, можно отнести национальные нефтяные компании, транснациональные корпорации и частные нефтяные компании.

К решающим элементам создания добавленной стоимости компаниями относятся:

– эффективность всех операций, как производственных (включая разведку, добычу, транспортировку, переработку и реализацию), так и

экономических, включая рентабельность инвестиций и/или капитальных вложений;

- уровень технического оснащения, от совершенства которого зависит уровень коэффициентов восполнения запасов и нефтеотдачи скважин, уровни потерь, выпуск продукции с более высокой добавленной стоимостью (в особенности в переработке) и т.д.;

- потенциальные выгоды от горизонтальной концентрации (экономия на масштабах) и вертикальной интеграции (транзакционные и операционные издержки, экономия на диверсификации производства);

- стратегические решения компаний, такие как, выбор активов, ориентация на внутренние или внешние рынки и т.д.

На возможность и способность эффективного функционирования ВИНК влияют структура организации и система регулирования в отрасли, которые в свою очередь во многом являются результатом конкретных политических решений, таких как:

- механизм/режим принятия решений о распределении капитала между различными звеньями цепочки добавленной стоимости, а внутри отдельных звеньев – возможные варианты включают свободу и конкурентоспособность рынков, ограниченность или регулируемость входа на рынок, или комбинацию того и другого;

- политика в области лицензирования и прав недропользователей, формируемая в целях регулирования различных элементов деятельности в отрасли, таких как минимального/максимального уровня разведки, добычи, переработки, числа автозаправочных станций и т.д.;

- фискально-налоговая система, включая таможенные и экспортные пошлины, цены на нефть на внутренний рынок и др. субсидии, в целях стимулирования желаемого поведения, а также поступления в бюджет государства части создаваемой стоимости;

- особенности, функции и компетенции регулирующих органов;

- юридические и регулятивные нормы на общеэкономическом уровне, включая рыночное и коммерческое регулирование;

- национальная политика в отрасли, включая коммерческие и некоммерческие цели, местное и региональное развитие и т.д.

Ключевыми факторами создания прибыли и убытков в секторе разведки и добычи, которые напрямую влияют на создание стоимости, являются цены на нефть, затраты и налоги.

Цены на нефть являются основным фактором, формирующим доходы фирмы и налоги, подлежащие уплате. Однако практически для всех фирм и государств в нефтяном секторе рыночные цены определяются экзогенно. Страны ОПЕК (в частности, Саудовская Аравия) имеют некоторое влияние на настроения участников рынка, а также на объем предложения ввиду высокого объема производства нефти. Однако высокая волатильность цен в последние годы показала, что этого влияния не достаточно, чтобы удерживать цены на желаемом уровне (или в пределах заданного диапазона цен).

На создание стоимости в нефтедобывающем секторе также существенно влияют расходы, включая производственные и инвестиционные затраты.

Во-первых, эффективное управление затратами на отдельных фирмах, в том числе конкурсные торги для нефтесервисных услуг, имеет решающее значение для создания общей стоимости. Любая относительная неэффективность действующих компаний представляет собой прямую потерю социального благосостояния.

Во-вторых, в целях поддержки развития национальной экономики следует поощрять налаживание взаимных связей нефтяной отрасли с другими секторами отечественной экономики. Однако эта политика может не согласовываться с политикой поддержки конкуренции на рынках. Другими словами, есть тонкая грань между адресной поддержкой сектора и неэффективными субсидиями.

В-третьих, первоначальные капитальные затраты на проекты разведки и добычи, и длительные сроки их окупаемости, как правило, часто требуют создания прочных партнерских связей или инновационных финансовых структур.

Еще одним важным фактором являются налоги. Налоговые доходы чаще всего являются наиболее важным фактором общественного благосостояния. Фискальный режим используется нефтедобывающими государствами в следующих целях:

- 1) для получения доли от ренты нефтяных компаний;
- 2) для направления инвестиционных решений частного сектора;
- 3) для обеспечения стимулов эффективной работы.

Однако необходимо отметить, что нефтяные компании ОЭСР (к примеру, Эксон Мобил, Бритиш Петролеум, Шелл, Тоталь и др.) извлекают выгоду из устаревших аспектов фискальной политики в странах с низким уровнем налогообложения.

Кроме того, в дополнение к корпоративному и другим налогам, правительство и/или общественные регулирующие органы могут вводить другие обязательные платежи и сборы для участников отрасли, такие как расходы на здравоохранение, безопасность и природоохранные мероприятия. При их правильной оценке могут быть исправлены негативные внешние воздействия и будет повышаться создание добавленной стоимости. Неправильная оценка дополнительных платежей может исказить эффективное распределение производственных ресурсов.

2 АНАЛИЗ И ОЦЕНКА УПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬЮ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО СЕКТОРА КАЗАХСТАНА В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛЬНЫХ ТЕНДЕНЦИЙ

2.1 Глобальные тенденции в сфере прямых иностранных инвестиций и их влияние на инвестиционную привлекательность нефтегазовой отрасли

В современных условиях глобализации прямые иностранные инвестиции рассматриваются в качестве одного из ключевых драйверов экономического роста, а для развития нефтегазового сектора отдельной страны привлечение ПИИ имеет определяющее значение.

Для устойчивого развития нефтедобывающей страны, в том числе Казахстана, требуется привлечение ПИИ для поддержания потенциала как основы экономического развития для всех отраслей экономики.

Несмотря на существенное изменение текущей рыночной конъюнктуры и высокой волатильности цен на нефть, в среднесрочной и долгосрочной перспективе нефтегазовый сектор останется привлекательным для инвесторов [76].

Это предположение основывается на прогнозах о росте спроса на энергоресурсы, в том числе нефть, а также прогнозах роста экономики и населения мира. В этой связи важно проанализировать наметившиеся глобальные инвестиционные тенденции.

В течение последних десятилетий в мире наблюдалось увеличение потоков инвестиционного капитала.

Данная динамика прерывалась в 2008-2009 годах ввиду влияния глобального финансово-экономического кризиса.

После глубокого спада в 2009 году глобальный поток прямых иностранных инвестиций рос в течение двух лет, составив по итогам 2011 года около 1,6 трлн. долл. США. Однако, в 2012 года снова наблюдалось снижение объемов инвестиций, а также нестабильность потоков ПИИ. Так, в 2013 году наблюдалось небольшое повышение объемов ПИИ, а в 2014 по предварительным оценкам приток ПИИ снова снизился на 7,5%, составив 1,26 млрд. долларов США [77].

Этот уровень объема глобальных ПИИ еще находится выше дна в посткризисном 2009 году, но тенденция к дальнейшему снижению остается вызовом для экономического роста.

Несмотря на это, в ближайшие годы эксперты UNCTAD ожидают увеличение объемов инвестиционного капитала в мире. По прогнозу UNCTAD, объем глобальных ПИИ составит в 2015 и 2016 годах году 1,75 и 1,85 триллиона долларов, соответственно [78]. В случае если этот сценарий реализуется, развитию мировой экономики, включая реализацию инвестиционных проектов нефтедобывающего сектора, будет задан значительный импульс.

В течение многих лет развитые экономики оставались не только основным источником инвестиционного капитала, но и его основным реципиентом. К примеру, в 2000 году приток ПИИ в развитые страны составлял около 75% от всего глобального объема ПИИ.

Тот факт, что глобальные потоки прямых иностранных инвестиций преимущественно направлялись в развитые страны, объяснялся более стабильным экономическим развитием в этих странах, высоким потреблением и, соответственно, меньшими инвестиционными рисками.

Вместе с тем, с 2000 года наблюдается снижение доли развитых экономик в общем объеме глобальных прямых иностранных инвестиций. Так в 2014 году на развитые страны по оценкам приходилось уже всего лишь 41% от глобальных ПИИ [77].

Сегодня порядка 56% от общего объема прямых иностранных инвестиций направляется в страны с развивающейся экономикой. По сравнению с 12% в начале 2000-х годов это является кардинальным изменением географии инвестиционных потоков. Как результат изменения инвестиционных потоков, наблюдается кардинальное повышение роли развивающихся стран в глобальном экономическом развитии. По оценкам, в 2014 году ПИИ в страны с развивающейся экономикой составили около 700 млрд. долларов США. На долю стран с переходной экономикой пришлось 45 млрд. долларов США, а в развитые страны приток ПИИ в 2014 году составил по предварительным оценкам 511 млрд. долл. США [77].

Изменение географии потоков ПИИ в определенной мере объясняется глобальным финансово-экономическим кризисом и его последствиями. Невысокие темпы экономического роста в странах Европейского союза были одной из главных причин изменения направлений потоков инвестиционного капитала.

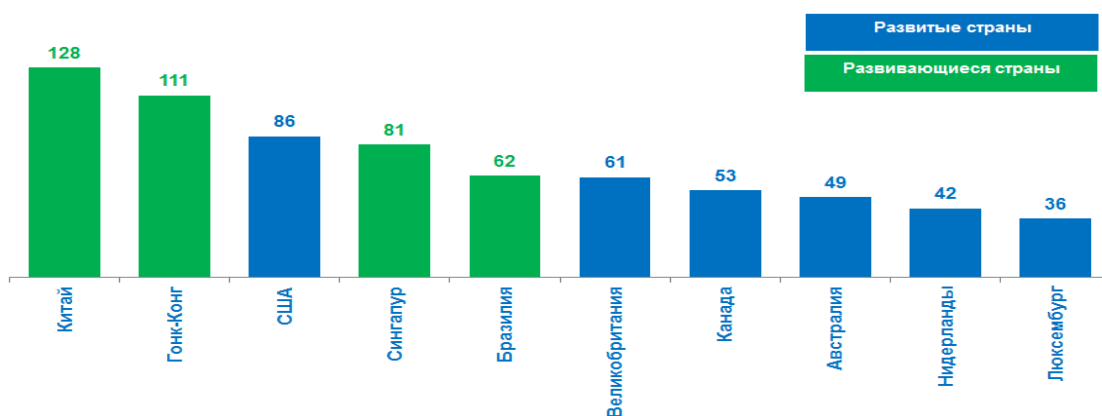


Рисунок 3 – Оценка притока ПИИ по 10 крупнейшим экономикам мира, млрд. долл. США

Примечание – составлено автором диссертационной работы на основе данных [77]

Кроме того, важно отметить, что развивающиеся страны занимают лидирующие позиции по привлечению ПИИ ввиду более привлекательных

инвестиционных условий и предоставления привлекательных проектов для инвестирования. Из 5 стран мира, которые привлекли наибольший объем ПИИ в 2014 году, 4 экономики относятся к развивающимся странам [77].

На фоне кризисных явлений в экономике еврозоны наиболее высокий уровень конкурентоспособности в борьбе за инвестиции демонстрируют страны Азиатско-Тихоокеанского региона. На их долю сегодня приходится около 40% от всех глобальных ПИИ [77].

Таблица 1 – Динамика притока ПИИ по регионам мира в 2011-2014 годах, млрд. долл. США

Регион / экономика мира	2011	2012	2013	2014
Мир	1691	1324	1363	1260
Развитые страны	866	590	594	511
Европа	521	310	225	305
Северная Америка	267	213	302	139
Развивающиеся страны	729	650	677	704
Африка	46	55	56	55
Латинская Америка и Карибы	242	178	190	153
Азия	439	414	427	492
Страны с переходной экономикой	96	84	92	45

Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [77]

Крупнейшими странами-реципиентами ПИИ являются Китай, Гонконг, США, Сингапур, Бразилия, Великобритания и страны Европейского союза, в то время как в качестве крупнейших стран-источников ПИИ выступают США и Япония и Китай [78, 79].

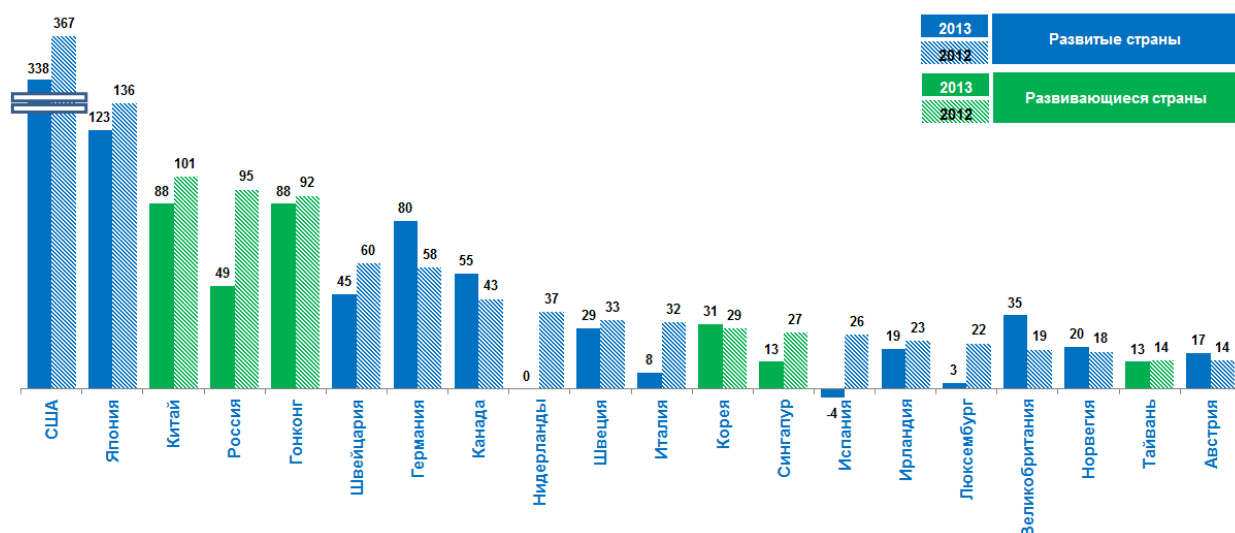


Рисунок 4 – Крупнейшие страны-источники ПИИ, млрд. долл. США

Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [78]

Нефтегазовый сектор традиционно играл значимую роль в привлечении прямых инвестиций в силу своей высокой капиталоемкости. С начала 2000-х годов наблюдалось активное увеличение притока прямых инвестиций в глобальную нефтегазовую отрасль [80]. Ежегодные показатели роста притока инвестиций в нефтедобывающий сектор до 2013 года составляли от 13% до 15% [81].

Значительное увеличение притока инвестиций в нефтедобывающий сектор во многом объяснялось стабильным увеличением спроса на углеводородное сырье в мире. На сегодня среднегодовой показатель мирового потребления нефти составляет вдвое больше, чем в 1970 году, немного превышая 90 млн. баррелей в сутки.

По краткосрочным прогнозам, в течение нескольких следующих лет спрос на нефть продолжит расти в среднем на 1,3-1,5% в год [82]. В долгосрочном периоде также ожидается увеличение спроса. Так, согласно базовому прогнозу ОПЕК, спрос на нефть вырастет к 2040 году свыше 111 млн. баррелей в сутки [83].

По прогнозам Международного энергетического агентства [84], в перспективе до 2035 года глобальный спрос на энергетическое сырье будет расти за счет роста потребления в Китае, Индии, странах АТР и Ближнего Востока. Потребление нефти также будет расти в среднем с темпом 12% в год. В результате, Международное энергетическое агентство считает, что в период с 2014 по 2035 год объем инвестиций в сектор «нефть» и «природный газ» заметно вырастут.

Очевидно, что такие прогнозы обуславливают необходимость постоянного прироста объемов добычи углеводородов, что, в свою очередь, требует привлечения инвестиционных ресурсов. В мировом масштабе спрос на углеводороды сохранит тенденцию к устойчивому росту даже с учетом рационального использования энергии или развития возобновляемых источников. По оценкам экспертов, в долгосрочном периоде нефть и природный газ будут оставаться основными приоритетами для привлечения инвестиций.

На фоне роста спроса на нефть наблюдалось повышение цен на мировых рынках. С 2011 года до середины 2014 года цены на нефть были относительно стабильны на исторически высоком уровне 100-110 долларов США за баррель. Однако ряд факторов, таких как сланцевая революция в США и решение стран ОПЕК не снижать уровень добычи нефти, привели к тому, что мировые цены на нефть резко снизились.

При этом в течение последних лет колебания цен находились на высоком уровне, что обуславливалось различными факторами, включая влияние кризисных явлений в мировой экономике, а также геополитический и спекулятивный факторы.

Высокая волатильность цен на нефть также объясняется несовершенством действующей модели рынка. Цена нефти во многом определяется не как баланс

спроса и предложения, а на производных финансовых инструментах (нефтяные фьючерсы и др.).

Согласно отчету Всемирного банка [85], основными драйверами недавнего падения цены на нефть являются:

- 1) многолетний переизбыток поставок нефти на рынки и снижение темпов роста спроса на сырье;
- 2) изменения в политике ОПЕК;
- 3) усиление курса доллара против основных валют мира;
- 4) увеличение геополитических рисков в мире.

Следует отметить, что повышение инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора отражается в динамике капитальных затрат в секторе разведки и добычи. По различным оценкам, капитальные затраты на разведку и добычу в 2013 году превысили 600 млрд. долл. США. Так, по данным российских ученых К.Миловидова и В.Симоненко капитальные расходы в сфере разведки и добычи в 2013 году составили около 620 млрд. долл. США, еще 100 млрд. долл. США было потрачено на геологоразведочные и оценочные работы [86].

Согласно оценке Международного энергетического агентства, общие затраты нефтяных компаний в 2013 году впервые превысили порог в 1 трлн. долл. США [84].

По оценке компании Rystad Energy [127], капитальные затраты в разведку и добычу в 2014 году составили 876 млрд. долл. США, из которых большая часть расходов пришлась на бурение (около 45%) и инфраструктуру (около 40%).

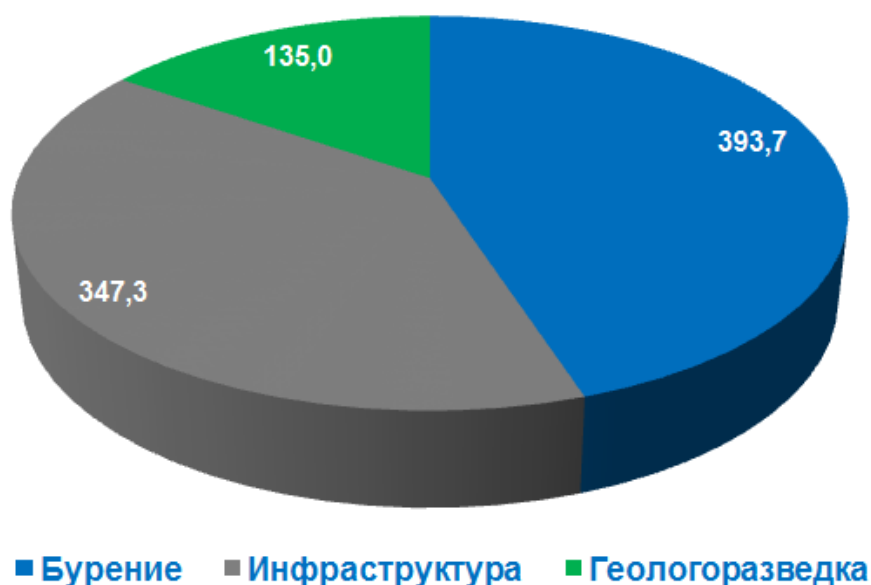


Рисунок 5 – Капитальные затраты в разведку и добычу в 2014 году, млрд. долл. США

Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [127]

Следует отметить, что динамика роста капитальных затрат в целом оставалась высокой. При этом, высокие темпы роста инвестиций в разведку и добычу нефти пришлось на период с 2000 по 2008 год, в дальнейшем же рост несколько замедлился. Так, темпы роста капитальных расходов в 2013 году уже составили менее 5%. Однако даже при этом, общие расходы в сектор разведки и добычи в 2013 году по сравнению с 2008 годом увеличились на 48% или 140,6 млрд. долл. США [87]. В целом, некоторое увеличение расходов было обусловлено расходами на разведку и разработку месторождений, имевших место в предыдущих годах [88, 89].

В 2014 году наблюдалось снижение расходов на геологоразведку по сравнению с предыдущим годом со 138 до 135 млрд. долл. США [127]. Данное обстоятельство объясняется тем, что во второй половине 2014 года стали снижаться цены на нефть на мировых рынках, что снизило инвестиционную привлекательность разработки отдельных месторождений.

В результате, с 2005 года чистая мировая добыча нефти увеличилась на 5,8 млн. баррелей в день [130]. Крупнейшими источниками нового предложения являются нетрадиционные виды сырья США (сланцевый газ, нефть и др.), которые выросли до 5,1 млн. баррелей в день с 2005 года, нефтеносные пески Канады и производство газоконденсатных жидкостей в странах ОПЕК (рост до 1,7 млн. баррелей в день с 2005 года).

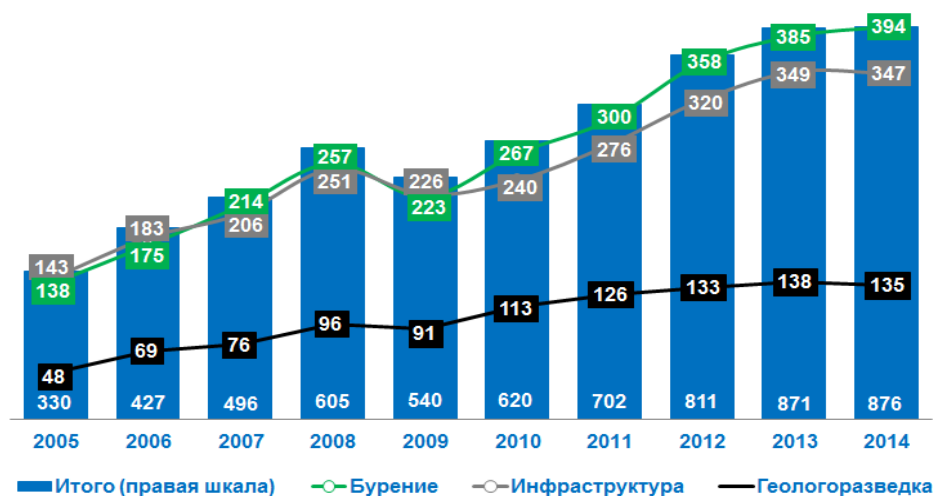


Рисунок 6 – Глобальные капитальные затраты в секторе разведки и добычи углеводородов, млрд. долл. США

Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [127]

Реализация большого количества крупных проектов в нефтяной отрасли во многом стала причиной изменения географической структуры потоков глобального инвестиционного капитала [90]. Анализ по странам показывает, что в течение последних лет наибольшее количество инвестиций привлекалось в США. Это обуславливалось динамичным развитием сланцевой добычи нефти и газа.

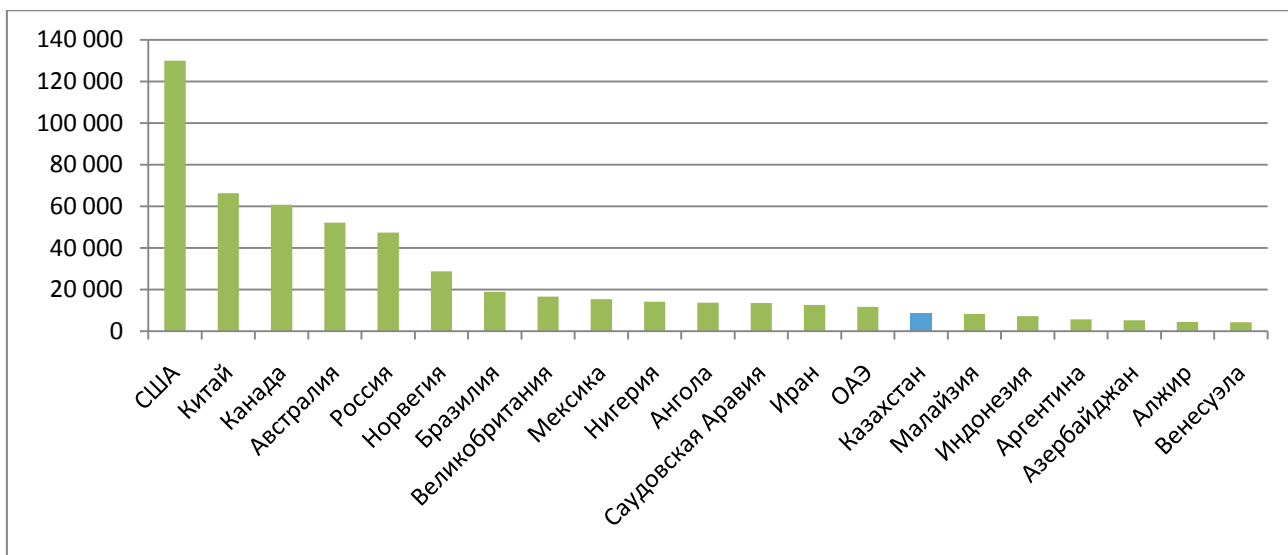


Рисунок 7 – Капитальные затраты в секторе разведки и добычи углеводородов в 2014 году по странам мира, млн. долл. США

Примечание – составлено автором диссертационной работы на основе данных [91]

На развитие нетрадиционных и глубоководных залежей углеводородного сырья в США в настоящее время приходится более 85% всех капиталовложений. Расходы США только на добычу трудноизвлекаемой нефти в 2013 году превысили 70 млрд. долл. США что больше, чем суммарные расходы Австралии, Китая или Канады.

Долгосрочные прогнозы капитальных расходов на разведку и добычу в разрезе стран отражают неоднозначную динамику [91]. Ожидается, что в долгосрочной перспективе интенсивность капитальных вложений будет существенно увеличиваться в Бразилии (до 34,5 млрд. долл. США), Венесуэле (29,7 млрд. долл. США), США (28,2 млрд. долл. США) и Канаде (22,5 млрд. долл. США). Великобритания, Австралия и Ирак также являются крупными государствами по масштабу капиталовложений в отрасль, однако ожидается, что в долгосрочной перспективе объемы капиталовложений в разведку и добычу этих стран будут значительно уменьшаться.

Африканский континент продолжает оставаться растущим «потребителем» инвестиций, направленных на развитие добычи глубоководной нефти. Уже подготовлены к запуску крупные проекты в Танзании и Мозамбике, а также ряд проектов в Западной и Центральной Африке, открывающие новые горизонты в добыче нефти из глубоководных залежей. Гигантские проекты по развитию СПГ, требующие крупных вложений средств, уже запланированы на ближайшие несколько лет. Ожидается, что эти проекты потребуют беспрецедентных объемов внешних инвестиций для каждой из стран.

Объемы инвестиций в Мексиканском заливе за прошедшие годы выросли более чем на 15%. В ближайшем будущем ожидается рост инвестиций в данный регион ввиду реализации ряда инвестиционных проектов, включая строительство крупных мощностей по переработке нефти.

Только Австралия, как один из основных районов добычи нефти из глубоководных залежей, может столкнуться с падением уровня инвестирования в течение нескольких ближайших лет. В этот период планируется запуск ряда крупных проектов и, поэтому маловероятно, что темпы развития новых месторождений останутся прежними.

В целом, ожидается, что капитальные вложения последних лет позволят увеличить ежегодный чистый рост поставок нефти стран, не входящих в ОПЕК примерно до 1 млн. баррелей в день в 2017-2020 годы [92]. Нетрадиционные виды сырья США, как ожидается, останутся главным источником нового предложения вне ОПЕК (около 3 млн. баррелей в день в 2017-2020 годах), также как ультра-глубоководное производство в Бразилии (3 млн. баррелей в день к 2020 году) и Канаде (0,84 млн. баррелей в день к 2017).

На нефтяном рынке в долгосрочной перспективе не ожидается существенных изменений: главные роли в производстве нефти сохранят за собой Саудовская Аравия, Россия и США [93].

Крупнейшими центрами спроса на нефть по-прежнему будут оставаться США и Китай.

При этом в США, согласно прогнозам EIA, темпы роста импорта сырой нефти в 2015-2020 годах будут замедляться, составляя в среднем 2,6% в год [87]. Ежегодный импорт нефти в США, как ожидается, достигнет минимума в 300 млн. тонн (6,05 млн. баррелей в сутки) в 2019 году с последующим ростом до 307 млн. тонн (6,14 млн. баррелей в сутки) к 2020 году.

Напротив, в Китае к 2020 году прогнозируется ежегодный рост объемов чистого импорта нефти Китая на 5,9% до 434 млн. тонн или 8,68 млн. баррелей в сутки. При этом импорт будет удовлетворять 66% общей потребности Китая в сырой нефти [94].

Совокупный среднегодовой темп роста объемов потребления нефти второй крупнейшей экономикой в мире, как ожидается, составит 4% в 2015-2020 годах, в течение которых Китай вероятнее всего продолжит наращивать стратегические и коммерческие запасы сырой нефти для увеличения безопасности национальной экономики [95].

В то же время на фоне роста цен на нефть наблюдались следующие тенденции.

1. Увеличение капитальных расходов. Анализ данных по ежегодным объемам капитальных вложений в разрезе видов ресурсов и способу производства показывает увеличение по всем видам категорий [96].

Особенный рост отмечается в 2000-2006 годах, который связан с ростом нетрадиционных видов топлива в США, таких как сланцевый газ и др. Другой отраслью с устойчивым ростом капиталовложений было ультра-глубоководное производство в Бразилии, Мексиканском заливе и других странах.

2. Снижение производительности капитальных вложений [97]. Рост инвестиций сопровождался снижением темпов роста мировых поставок нефти. Всего за период с 1999 по 2013 годы капитальные расходы на баррель нефти в

секторе разведка и добыча увеличивались на 10,9% в год, что примерно в 10 раз быстрее, чем в период за 1985-1999 годы.

Одной из основных причин снижения производительности капитальных расходов является переход на производство с более капиталоемкими издержками.

Снижение производительности частично отражает рост производства «нетрадиционной» нефти (сланцевая нефть, тяжелая нефть, нефтеносные пески), а также переход производства «традиционной» нефти в реализацию глубоководных и ультра-глубоководных проектов. В среднем эти проекты, особенно в производстве нефтеносных песков, как правило, имеют более высокие производственные затраты на баррель.

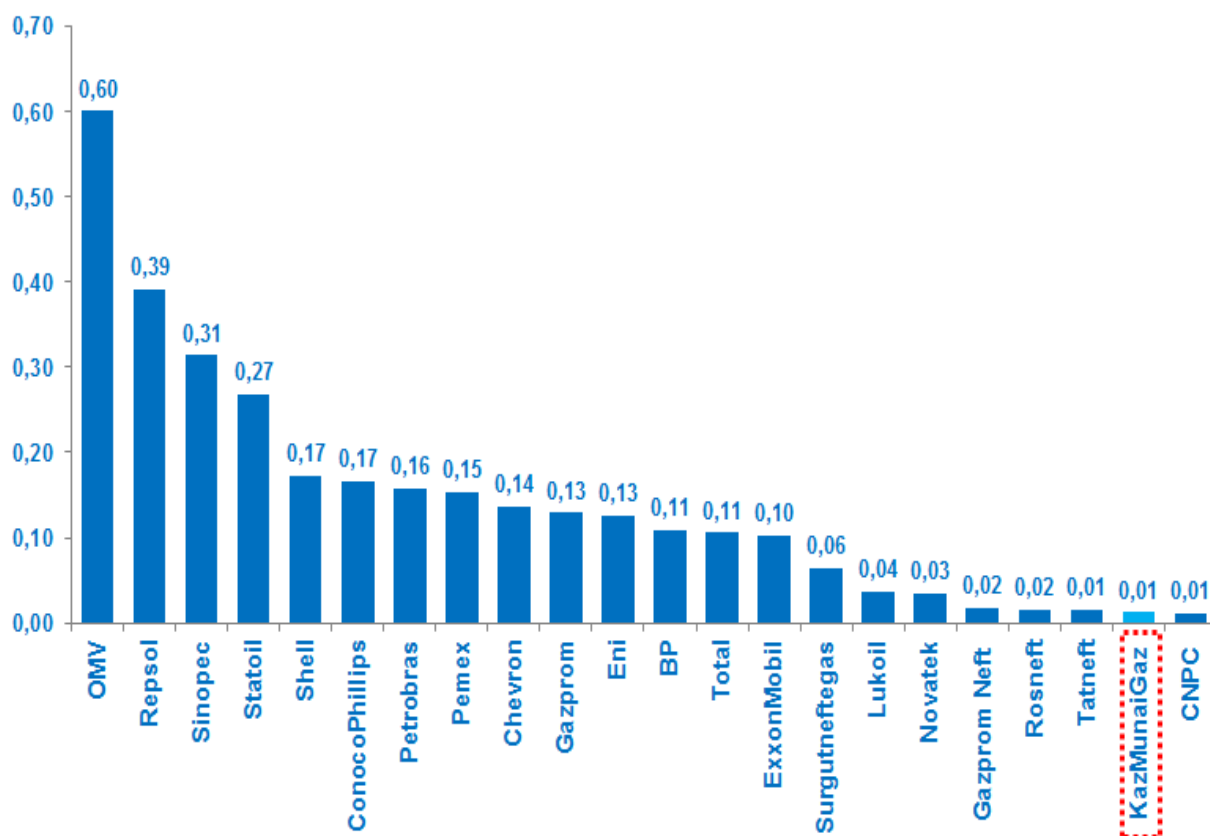


Рисунок 8 – Капитальные затраты в геологоразведку на баррель запасов в разрезе крупных компаний в 2014 году, долл. США

Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [127]

3. Величина прибыли крупнейших нефтегазовых компаний находится ниже среднего уровня за последние 30 лет [98]. После достижения пика в 21% в 2008 году, средний уровень прибыли проектов сектора разведки и добычи приближается к минимальному уровню доходности в 12-13%.

На уменьшение прибыли в секторе разведки и добычи повлиял ряд факторов. В первую очередь, это увеличение производственных издержек, увеличение расходов на техническое обслуживание в действующих проектах, возросшая стоимость на процедуры слияний и приобретения новых

месторождений. Кроме того, влияние оказывают такие факторы, как требования по местному содержанию и ограниченность строительных и трудовых ресурсов, колебания валютных курсов.

Инфляция издержек на протяжении последних лет также была одним из важных факторов, которые оказывали влияние на объемы инвестирования, особенно в тех секторах, где были самые высокие потребности в материалах, оборудовании и услугах. В целом, издержки компаний превышают их доходы в среднем на 2-3% в год. Прибыль упала в среднем на 10-20%. Уменьшение прибыли происходит в связи с тем, что производственные издержки растут быстрее, чем доходы. Для нивелирования текущего негативного тренда в прибыли компаниям нефтегазового сектора необходимо ввести экономический контроль над издержками и перейти в режим «жесткой дисциплины» капитальных затрат [98].

Таким образом, можно сделать следующие основные выводы.

1) Учитывая ретроспективную динамику, высокие колебания цен на нефть будут сохраняться. Высокая степень зависимости прибыли от волатильности цен является причиной того, чтобы нефтегазовые компании задумались над диверсификацией инвестиционных вложений и хеджированием возможных рисков.

2) Большинство ведущих международных нефтегазовых компаний в последние годы сталкиваются со значительными трудностями при поддержании или увеличении уровня добычи [84].

3) В нефтегазовых компаниях будет усиливаться смещение стратегических приоритетов от «роста производства» к «эффективному управлению». Нефтегазовые компании будут пересматривать своим портфели активов, стремясь к сокращению проектов с относительно низкой прибыльности даже при необходимости сокращения объемов добычи и ресурсной базы. Маловероятно, что это вызовет резкий спад инвестиций, но однозначно приведет к внедрению более жесткой дисциплины капиталовложений.

2.2 Анализ факторов инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора Казахстана

В условиях динамичного роста для экономики любой страны привлечение ПИИ является естественной необходимостью. В прошлом в таких странах, как США, Германия, Франция, Великобритания и др., иностранный капитал играл важную роль катализатора инвестиционной активности и развития экономики. В последние годы активность инвестиционного капитала отчетливо наблюдается в ряде развивающихся экономик Юго-Восточной Азии и Латинской Америки. В структуре промышленного производства Бразилии удельный вес совместных и иностранных предприятий в машиностроении, металлургии, химии, нефтехимии превышает 30% [99].

Привлечение ПИИ в экономику Казахстана также является одной из приоритетных задач государственной политики, что отражается в

выступлениях и поручениях Президента Республики Казахстан Назарбаева Н.А. [100], Стратегии развития Казахстана до 2050 года [101] и других государственных стратегических и программных документах. В них указывается на пользу от притока ПИИ, который содействует экономическому росту, созданию новых рабочих мест, привлечению в страну квалифицированных кадров, а также получению необходимых знаний, технологий, опыта и ресурсов [102].

Согласно данным Конференции ООН по торговле и развитию, Казахстан входит в двадцатку стран-лидеров по притоку прямых иностранных инвестиций [103], а среди стран СНГ занимает второе место после Российской Федерации [104].

С 2005 по 2014 год приток прямых иностранных инвестиций в Казахстан составил более 205 млрд. долл. США [105]. Значительному притоку ПИИ в Казахстан в предыдущие годы во многом способствовали благоприятный бизнес-климат и политическая стабильность.

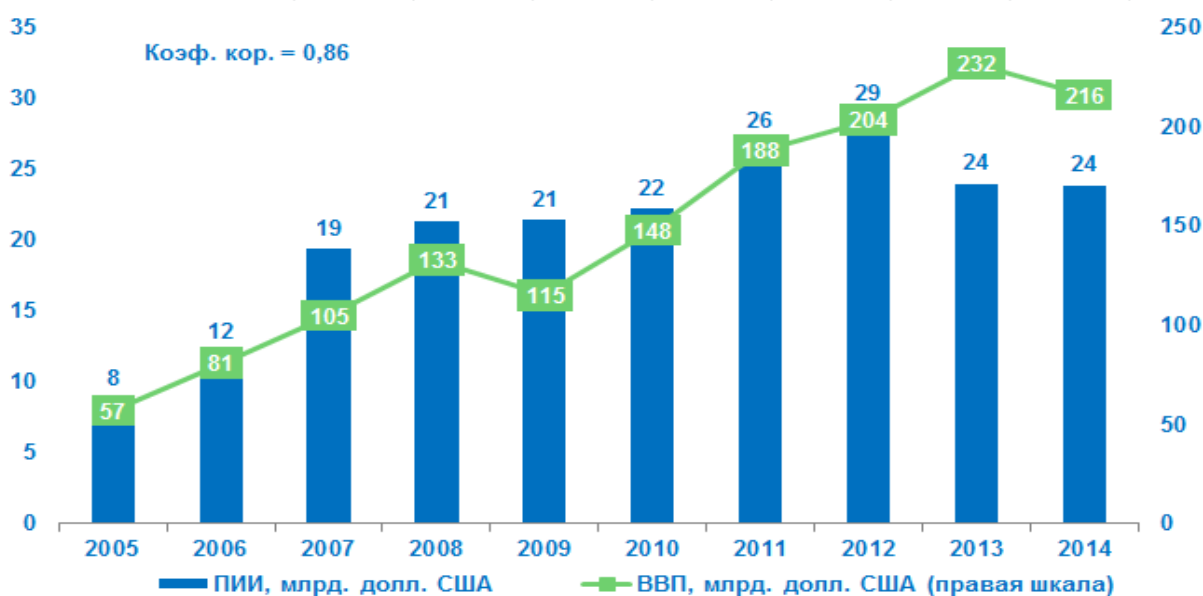


Рисунок 9 – Валовой приток ПИИ в Казахстан, млрд. долл. США

Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [105; 106]

Высокий приток ПИИ оказал положительное воздействие на рост ВВП. Значение коэффициента корреляции между показателями роста ВВП и валового притока ПИИ в Казахстан в период с 2005 по 2014 годы составляет 86%, что говорит о высокой зависимости этих двух параметров.

С 2009 года наблюдается снижение соотношения объема ПИИ к ВВП страны, который по итогам 2014 года составил около 11% [105].

Согласно международного опыта, для обеспечения стабильного экономического роста объем инвестиций должен составлять 30-40% от ВВП [107]. Задача повышения уровня ПИИ до 30% от ВВП поставлена перед Правительством страны Президентом Казахстана Назарбаевым Н.А. [100].

Таблица 2 – Соотношение притока ПИИ к ВВП Казахстана

Показатели	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ПИИ	8	12	19	21	21	22	26	29	24	24
ВВП	57	81	105	133	115	148	188	204	232	216
ПИИ к ВВП	13,9%	14,9%	18,5%	16,0%	18,6%	15,0%	14,1%	14,2%	10,4%	11,1%
Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [105; 106]										

Следует отметить, что на сегодняшний день приток инвестиций в Казахстан достаточно диверсифицирован по странам-источникам ПИИ. В число основных стран-инвесторов Казахстана входят Нидерланды, США, Швейцария, Китай, Франция, Великобритания, Виргинские острова, Россия и Италия. На долю этих стран в 2014 году пришлось 79% от всего притока ПИИ [105] (таблица 3).

Таблица 3 – Валовый приток ПИИ в РК по странам, млн. долл. США

Страна	2011	2012	2013	2014	2005-2014
Нидерланды	8 876	8 692	6 521	6 982	58 465
США	1 113	1 976	2 439	4 104	21 008
Швейцария	3 200	3 312	1 877	2 377	13 107
Китай	1 693	2 415	2 246	1 857	12 741
Франция	1 571	1 169	954	835	11 252
Великобритания	1 097	1 396	886	714	11 022
Виргинские острова	745	492	1 121	159	9 686
Россия	1 000	1 069	1 299	1 536	9 081
Италия	485	866	564	470	5 646
Прочие	5 270	5 759	4 390	3 927	43 811
Итого	26 467	28 885	24 012	23 888	207 635
Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [105]					

В целом, анализ позволяет выделить ряд сильных и слабых факторов инвестиционной привлекательности Республики Казахстан.

Согласно исследованию компании EY, работающие в Казахстане инвесторы отмечают высокие макроэкономические показатели и размер потребительского рынка, который предлагает расширенные возможности в рамках Евразийского экономического союза. Потенциальные инвесторы, только рассматривающие возможность инвестирования в Казахстан, оценивают этот уровень несколько ниже [108] (таблица 4).

Государственная политика, ориентированная на обеспечение макроэкономической стабильности, содействует успешной реализации инвестиционных проектов. Однако девальвация национальной валюты и

высокая степень зависимости Казахстана от волатильности цен на нефть вызывают беспокойство у ряда инвесторов, работающих в стране.

Политическая система Казахстана – стабильная, что позитивно отражается на деловой среде для работающих в стране инвесторов. Росту уверенности инвесторов способствуют долгосрочные государственные стратегические документы, которые определяют приоритеты страны. Одним из ключевых стратегических документов является «Казахстан-2050» [101].

Доля трудоспособного населения Казахстана, на которое приходятся основные объемы потребления, составляет около 67% [109], что делает внутренний рынок достаточно привлекательным для инвесторов [110]. Кроме того, Казахстан предоставляет инвесторам доступ на рынки многих соседних стран.

Таблица 4 – Факторы инвестиционной привлекательности Казахстана

Факторы	Доля респондентов, считающих указанные факторы привлекательными
По мнению действующих инвесторов	
Макроэкономическая стабильность	81,2%
Политическая и социальная стабильность	79,6%
Телекоммуникационная инфраструктура	72,8%
Размер внутреннего рынка	63,4%
Корпоративное налогообложение	56,8%
По мнению потенциальных инвесторов	
Уровень оплаты труда	46,5%
Телекоммуникационная инфраструктура	40,6%
Размер внутреннего рынка	37,4%
Макроэкономическая стабильность	35,9%
Культура предпринимательства	35,4%
Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [108]	

56,8% респондентов из числа инвесторов, работающих в Казахстане, положительно оценивают уровень налогообложения в стране. Однако только 21,6% из опрошенных потенциальных инвесторов придерживается аналогичного мнения.

С одной стороны, низкие ставки корпоративного и индивидуального подоходного налога, 20% и 10%, соответственно, являются конкурентным преимуществом Казахстана с точки зрения инвестиционной привлекательности. С другой стороны, иностранные инвесторы отмечают частые и необоснованные проверки со стороны налоговых органов [108].

В пользу инвестиционной привлекательности Казахстана также свидетельствует улучшение позиций страны в международных рейтингах,

таких как, «Легкость ведения бизнеса», «Индекс глобальной конкурентоспособности», «Индекс экономической свободы» и др.

Наряду с этим, ряд факторов характеризуется на слабом уровне и требует реформирования в целях повышения инвестиционной привлекательности страны.

Таблица 5 – Факторы инвестиционной привлекательности, требующие улучшения

Факторы	2013	2014
Транспортно-логистическая инфраструктура	18,6%	33,7%
Открытая торговая политика	25,7%	32,6%
Гибкость трудового законодательства в области найма и увольнения работников, продолжительности рабочего дня	23,2%	29,9%
Визовая процедура и порядок получения разрешений на работу – условия для найма иностранных специалистов	17,5%	28,1%
Прозрачность и стабильность нормативной и административной среды	17,6%	25,7%
Система налогового администрирования	19,7%	24,7%
Наличие и качество НИОКР	10,1%	24,6%
Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [108]		

С одной стороны, Казахстан обладает значительным транзитным потенциалом ввиду большой территории и границе с большими экономиками России и Китая. Согласно докладу ВЭФ о глобальной конкурентоспособности, по общему состоянию инфраструктуры Казахстан находится на 62 месте среди 144 стран [111].

Вместе с тем, отсутствие у Казахстана выхода к морю и невысокая плотность населения обуславливают высокие транспортные расходы. В этой связи, необходимо дальнейшее совершенствование транспортно-логистической инфраструктуры страны, что позволит Казахстану реализовать огромный транзитный и торговый потенциал.

По показателю международной торговли рейтинга Всемирного банка «Легкость ведения бизнеса» за 2014 год Казахстан занимает 186 место среди 189 государств [112]. Очевидно, что требуется проведение более открытой торговой политики: на сегодня для осуществления экспортно-импортных операций, компании, работающие в стране, вынуждены проходить длительные процедуры.

Несмотря на высокий уровень политической стабильности, в Казахстане сохранялись такие проблемы, как коррупция и бюрократия. Так, согласно «Индексу восприятия коррупции за 2013 год», Казахстан занимает 140-е место среди 177 стран мира [113].

Учитывая влияние факторов в инвестиционной сфере Казахстана можно выделить несколько ключевых тенденций.

1. Из-за крайне неравномерного распределения ПИИ в экономике Казахстана наблюдаются диспропорции развития. Анализ структуры валового притока ПИИ последних лет показывает, что большой объем привлекаемых в Казахстан ПИИ идет в добывающую промышленность и связанные с ней геологоразведочные работы.

Таблица 6 – Распределение ПИИ в Казахстан по отраслям за 2005-2014 годы

Наименование вида деятельности	ПИИ, млн. долл. США	Доля в общем притоке ПИИ, %
Добыча сырой нефти и природного газа	44 819,3	21,59%
Добыча металлических руд	6 520,8	3,14%
Металлургическая промышленность и производство готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования	18 677,1	9,00%
Строительство	7 307,4	3,52%
Оптовая и розничная торговля; Ремонт автомобилей и мотоциклов	17 735,4	8,54%
Финансовые услуги, за исключением услуг страховых и пенсионных фондов	11 067,3	5,33%
Деятельность по проведению геологической разведки и изысканий	67 317,9	32,42%
Прочее	34 190,1	16,47%
ИТОГО	207 635,2	100,00%
Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [105]		

Так, в общем объеме ПИИ, составляющих за 2005-2014 годы около 207,6 млрд. долл. США, 62,7% пришлось на сырьевые сектора экономики, в том числе:

- 67,3 млрд. долл. США на проведение геологической разведки и изысканий;

- 44,8 млрд. долл. США – на добычу нефти и природного газа [105].

В целом большинство несырьевых отраслей экономики характеризуется относительно низкой производительностью, а экономика страны подтверждена колебаниям цен на сырьевые товары.

В качестве одного из приоритетных инвестиционных направлений в нефтегазовом секторе является сектор нефтепереработки и инфраструктура. Активное развитие перерабатывающей и другой инфраструктуры, позволило бы обеспечить более сбалансированное и гармоничное развитие экономике Казахстана, создавать более высокую добавленную стоимость [114].

2. Наблюдается отток больших объемов инвестиционного капитала. Анализ статистики показывает, что, наряду с притоком ПИИ, в Казахстане наблюдается стабильно высокий уровень оттока инвестиционного капитала.

Таблица 7 – Чистый отток и приток прямых инвестиций в РК, млрд. долл. США

Показатели	2011	2012	2013	2014
Прямые инвестиции, нетто	-8583	-11856	-7934	-5938
Прямые инвестиции за границу (чистый отток)	5390	1481	2287	3624
Прямые инвестиции в Казахстан (чистый приток)	13973	13337	10221	9562
Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [105]				

3. Рейтинги инвестиционного уровня Казахстана, присвоенные тремя ведущими международными рейтинговыми агентствами, за последнее время, хотя и незначительно, но снижаются [115]. Так, в феврале 2015 года агентство Standard&Poor's (S&P) снизило долгосрочный суверенный кредитный рейтинг Казахстана в иностранной валюте с уровня ВВВ+ до ВВВ с негативным прогнозом [116]. Изменение суверенного кредитного рейтинга страны было вызвано ухудшением прогнозов экономического роста на фоне снижения цен на нефть.

Таблица 8 – Кредитный рейтинг Казахстана по обязательствам в иностранной валюте

Рейтинговое агентство	Рейтинг
Standard & Poor's	ВВВ (негативный)
Moody's	Вaa2 (стабильный)
Fitch	ВВВ+ (стабильный)
Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [117]	

Нефтегазовая отрасль экономики Казахстана с момента обретения страной независимости рассматривалась в качестве основного направления для ПИИ, привлекая зарубежных инвесторов, благодаря хорошо изученным и освоенным месторождениям, обширным запасам углеводородов в Каспийском бассейне. С каждым годом объем притока ПИИ в нефтедобывающий сектор Казахстана рос высокими темпами, что в том числе обуславливалось стабильностью политической и экономической ситуации в стране.

Привлечение значимых объемов ПИИ в нефтедобывающий сектор, в том числе реализовывалось посредством выдачи концессий и заключения Соглашений о разделе продукции. Инвесторам предоставлялись привлекательные условия по налогообложению добычи и экспорта нефти в дополнение к стандартным инвестиционным стимулам подобных соглашений, таким как покрытие инвестиционных затрат на подготовку к разработке месторождения.

Доля инвестиций в нефтегазовую отрасль от общего объема ПИИ была высокой, что в результате позволило Казахстану значительно повысить объемы добычи нефти. На сегодня по добыче нефти среди стран бывшего Советского Союза Казахстан занимает второе место после России [118].

2000-е годы характеризовались высокой динамикой роста добычи нефти и запасов. Так, совокупный объем добычи нефти за 2000-2013 годы составил более 800 млн. тонн. Рост запасов в указанный период составил 2025 млн. тонн, почти в 2,5 раза превысив объем добычи. По конденсату наблюдалась обратная ситуация: добыча превысила рост запасов в 2,1 раза [119].

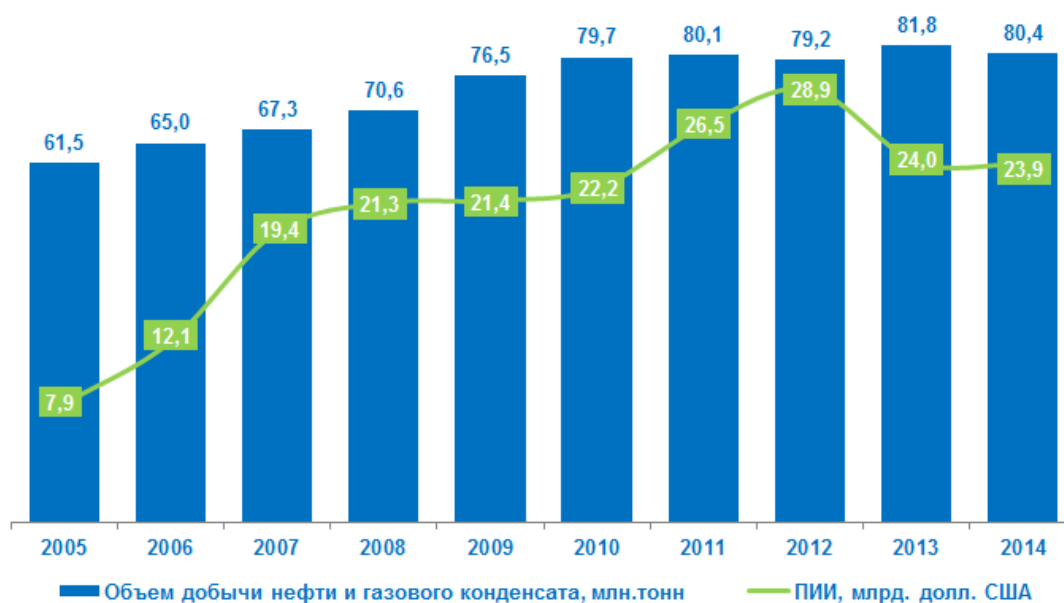


Рисунок 10 – Приток ПИИ к объемам добычи нефти в РК, млн. долл. США

Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [105; 120]

В результате динамичного развития, нефтегазовая отрасль Казахстана заняла ключевую роль в динамичном экономическом развитии, обеспечивая привлечение зарубежных инвестиций и поступлений в государственный бюджет и Национальный фонд. Так, например, за 2013 год в государственный бюджет Казахстана нефтегазовыми компаниями было выплачено более 22 млрд. долл. США [121].

Следует отметить, что экономика Казахстана в значительной степени зависит от экспортных операций с нефтью. В 2013 году 88% от всей добываемой в Казахстане нефти пошло на экспорт, а 12% – на внутренний рынок. Выплаты по экспортным пошлинам на сырую нефть за 2013 год составили 528 млрд. тенге или 3,47 млрд. долл. США. Стоимость экспортируемой нефти и газового конденсата составила около 57 млрд. долл. США или 72,6% от общих экспортных доходов страны [122]. В стоимостной структуре экспорта из Казахстана в 2013 году доля сырой нефти составила 66,9% из общего объема 82,5 млрд. долл. США [123].

Основными торговыми партнерами Казахстана на зарубежном рынке сырой нефти являются Италия, Нидерланды, Франция, Австрия, Швейцария, Китай, Россия и другие страны [124].

При этом, зарубежные нефтегазовые компании активно представлены в Казахстане в сфере разведки и добычи нефти. Основные зарубежные страны по величине капитальных затрат в секторе разведки и добычи в Казахстане – это США и Китай [125]. В топ-10 также входят Италия, Россия, Франция, Нидерланды и др.

Большее половины производства нефти осуществляется рядом зарубежных нефтегазовых компаний, таких как ЭксонМобил, Шеврон, Аджип, Биджи, Шелл, Тоталь, Эни, Лукойл, CNPC и другие [126]. Интересы Казахстана во всех нефтегазовых проектах представляет АО «Национальная компания «КазМунайГаз».

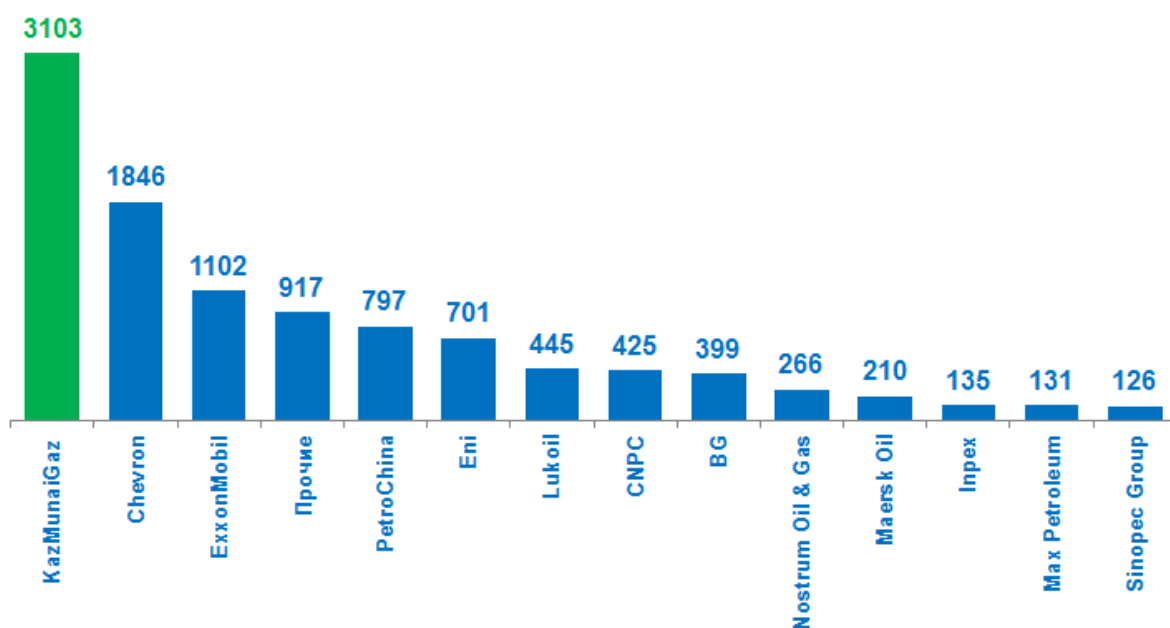


Рисунок 11 – Капитальные затраты в нефтедобывающий сектор Казахстана в разрезе компаний, за 2014 год, млн. долл. США

Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [127]

При этом лидирующие позиции в инвестировании проектов казахстанского сектора разведки и добычи занимают компании Казмунайгаз, Шеврон и ЭксонМобил [127].

Нефтегазовая отрасль Казахстана представлена во всех звеньях цепочки добавленной стоимости: разведке, добыче и транспортировке сырой нефти и газа, нефтепереработке и сбыте нефтепродуктов. При этом, на этапе добычи формируется более 81% добавленной стоимости в отрасли [128].

Доля нефтегазовой отрасли в ВВП с 2004 года динамично росла, составив в 2012 году порядка 26,5% ВВП. Однако в 2013 и 2014 годах наблюдалось снижение доли нефтегазовой отрасли в ВВП до 20-21%.

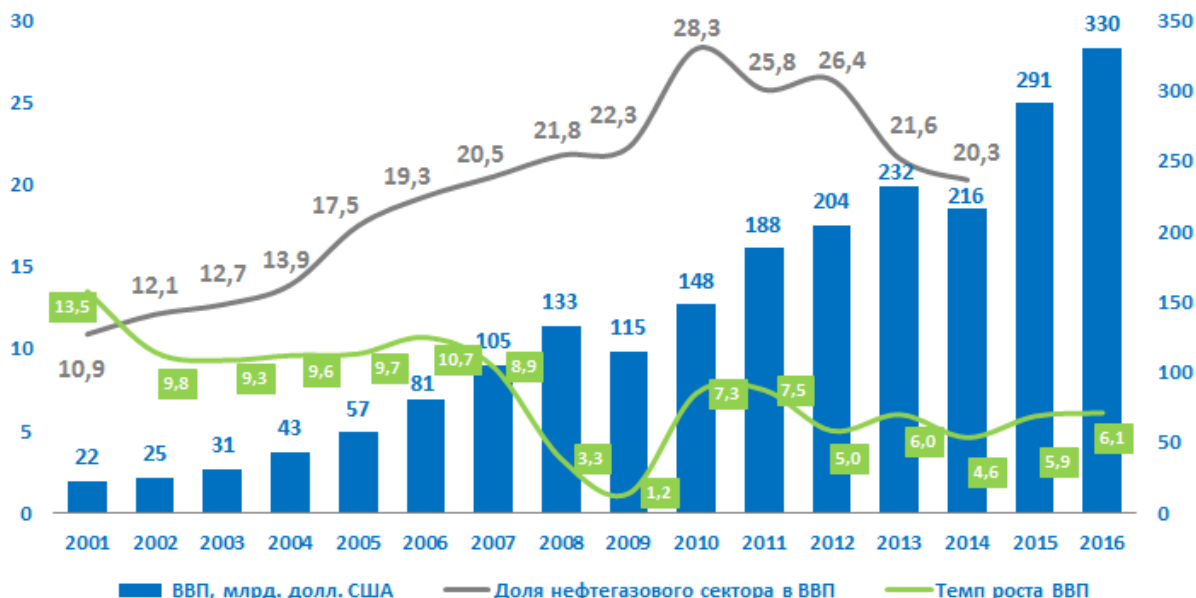


Рисунок 12 – Доля нефтегазового сектора в ВВП Казахстана, 2004-2016 годы

Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [106]

После повышения нефтяных цен на глобальных рынках реализация проектов в нефтедобывающем секторе Казахстана стала более привлекательной, что позволило наращивать объемы производства.

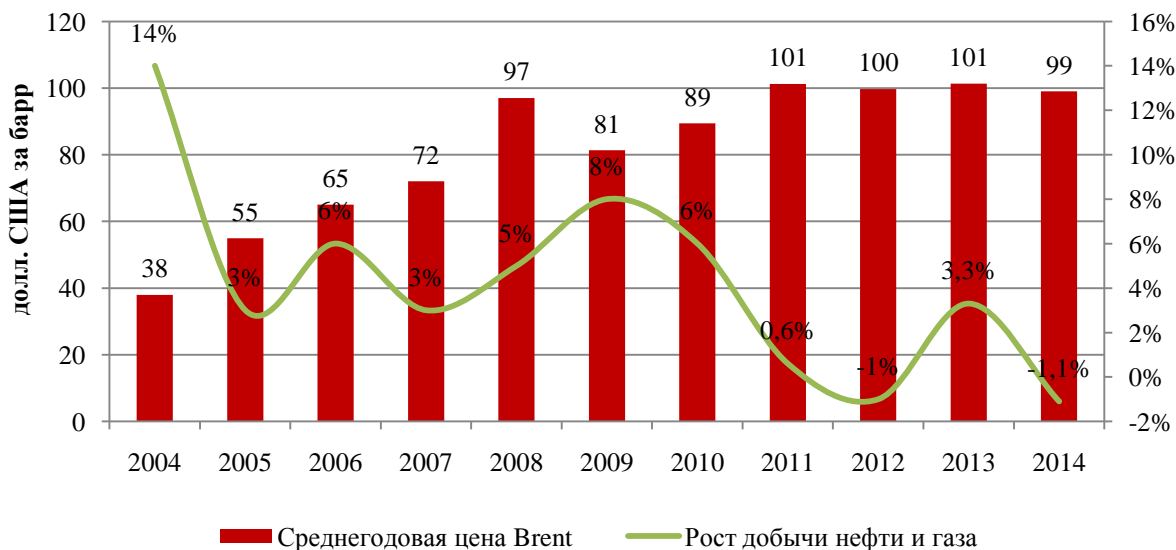


Рисунок 13 – Среднегодовая цена нефти сорта Brent и темпы роста добычи нефти и газа в РК, 2004-2014 годы

Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [106; 129]

Доля прямых инвестиций в нефтедобывающий сектор колебалась на фоне влияния мирового экономического кризиса 2008-2009 года. Однако с 2011 года

наблюдается стабильный рост. Следующий рисунок демонстрирует динамику ежегодных объемов ПИИ с 2005 по 2014 год.

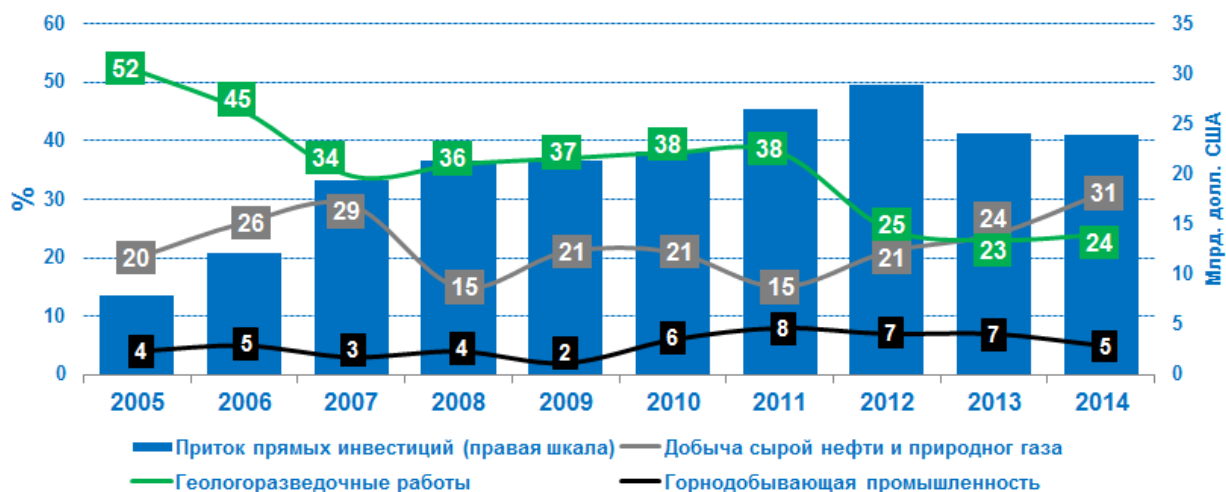


Рисунок 14 – Прямые инвестиции в Казахстан, 2005-2014 годы, млрд. долл. США

Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [105]

Вместе с тем, наметилась тенденция снижения доли инвестиций в геологоразведку, которая сократилась с 38% в 2011 году до 24% в 2014 году [105]. В этой связи, в будущем нельзя исключать снижения коэффициентов обеспеченности и восполнения запасов и сокращения темпов роста добычи.

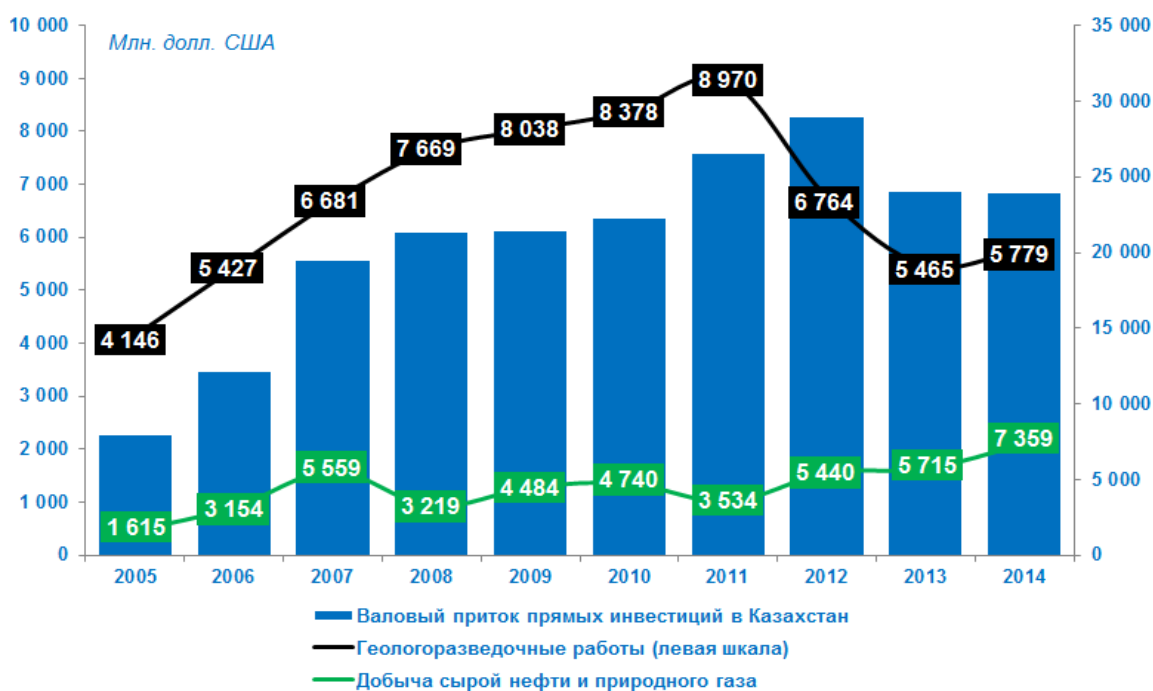


Рисунок 15 – Приток ПИИ в разведку и добычу, млрд. долл. США

Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [105]

Необходимо отметить, что сектор разведки и добычи углеводородов является стратегически важным направлением. Предприятия в данном секторе реализовывают значимые социально-экономические программы, повышают уровень благосостояния граждан и финансовой стабильности государства.

Нефтедобывающий сектор в целом оказывает позитивное влияние на экономику, дает импульс развитию смежных и связанных отраслей, например, таких как транспорт, коммуникации, нефтесервис, нефтехимия и другие. При качественном планировании и реализации несырьевые сектора могут успешно развиваться, способствуя становлению устойчивой диверсифицированной экономики.

К ключевым факторам, обуславливающим инвестиционную привлекательность нефтедобывающего сектора Казахстана, прежде всего, необходимо отнести имеющийся уровень запасов и объемы добычи углеводородного сырья.

Запасы

В Казахстане зарегистрировано 172 нефтяных и 42 газоконденсатных месторождения [120].

Согласно Статистическому обзору мировой энергетики, опубликованному компанией BP в июне 2014 года, Казахстан обладает доказанными запасами нефти в размере 3,9 млрд. тонн и доказанными запасами природного газа в размере 1,5 трлн. куб. метров, что в общемировом объеме запасов данных полезных ископаемых составляет 1,8% и 0,8%, соответственно [130].

По объему доказанных запасов нефти Казахстана занимает 12 место в мире [130].

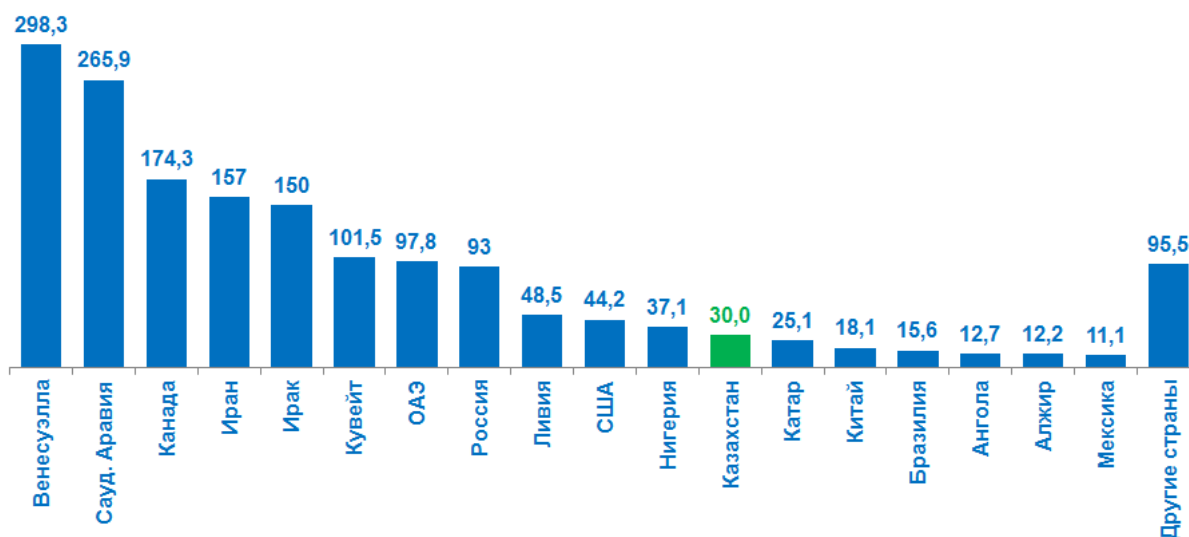


Рисунок 16 – Доказанные запасы нефти по итогам 2013 года, млрд. баррелей

Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [130]

По уровню обеспеченности запасами Казахстан также находится на 12 месте в мире, имея самый высокий показатель среди стран СНГ. При текущем уровне добычи запасов нефти Казахстана хватит на 46 лет. Страны ОПЕК

обеспечены нефтяными запасами на 90 лет, Европейский союз – 13 лет, страны СНГ – 26 лет. Обеспеченность запасами свыше 100 лет при текущем уровне добычи имеют следующие страны: Венесуэла, Канада, Иран, Ирак, Сирия и Ливия [130].

На начало 2014 года в Казахстане извлекаемые запасы нефти учтены по 253 месторождениям, запасы газового конденсата – по 61 месторождению [119].

98% от общих извлекаемых запасов нефти и газоконденсата от общих извлекаемых запасов нефти и газоконденсата сосредоточено на месторождениях в западном регионе страны (территория Западно-Казахстанской, Атырауской, Актюбинской и Мангистауской областей), при этом наибольшая доля приходится на Атыраускую область – 3,5 млрд. тонн или 68 % от всех извлекаемых запасов Казахстана [119].

Более 50% запасов нефти сконцентрированы в 3 крупнейших месторождениях: Тенгиз, Кашаган, Карачаганак. Более 90% запасов нефти приходится на 15 крупнейших месторождений: Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Узень, Жетыбай, Жанажол, Каламкас, Кенкияк, Каражанбас, Кумколь, Северные Бузачи, Алибекмола, Центральная и Восточная Прорва, Кенбай, Королевское [131].

Добыча

Объемы добычи, безусловно, являются важнейшим фактором инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора.

Начиная с 1911 по 2013 год, в Казахстане добыто более 1,6 млрд. тонн нефти и газового конденсата [119].

За годы независимости Казахстана наблюдается высокая положительная динамика добычи нефти по стране. Так, в 1991 году было добыто 25,1 млн. тонн, в 1999 году – 30 млн. тонн, в 2005 году – 61,4 млн. тонн, в 2012 году – 79,2 млн. тонн, в 2013 году – 81,8 млн. тонн нефти. В 2014 году наблюдалось некоторое снижение до 80,8 млн. тонн [120].

Таким образом, за годы независимости объем добычи нефти в республике увеличился более чем в три раза.

По показателям добычи нефти и газоконденсата страна занимает 17 место в мире (1,79 млн. баррелей в сутки или 2% от мировой добычи), по товарному газу – 33 место (18,5 млрд. куб. м., 0,5% от мирового показателя добычи) [130] (таблица 9).

На сегодняшний день в Казахстане промышленную добычу нефти и газоконденсата в этих областях осуществляют 81 нефтегазодобывающих компания [119]. Нефтедобыча практически полностью сконцентрирована в западном регионе страны: в Атырауской, Мангистауской, Западно-Казахстанской, Актюбинской, а также Кызылординской областях [119]. Лидирующими регионами по добыче нефти в Казахстане являются Атырауская, Мангистауская и Западно-Казахстанская область, на долю которых приходится 76,8% от общего объема добычи нефти и газового конденсата по стране [119].

Таблица 9 – Добыча нефти по странам мира, млн. тонн

№	Страна	Добыча нефти, млн. тонн
1	Саудовская Аравия	542,34
2	Россия	531,43
3	США	446,23
4	Китай	208,13
5	Канада	193,01
6	Иран	166,08
7	ОАЭ	165,67
8	Ирак	153,24
9	Кувейт	151,25
10	Мексика	141,85
11	Венесуэла	135,09
12	Нигерия	111,26
13	Бразилия	109,94
14	Ангола	87,36
15	Катар	84,24
16	Казахстан	83,81
17	Норвегия	83,17
Примечание – составлено автором диссертационной работы по данным [130]		

Ввиду отсутствия экономических и фискальных стимулов к оптимизации режимов нефтеотдачи, разрабатываемые месторождения Республики Казахстан характеризуются низким коэффициентом извлечения нефти, который составляет около 30%. Для сравнения коэффициенты извлечения нефти составляют в других странах на порядок больше: около 68% в Норвегии, 58% – в Ираке, 46% – в Великобритании. При этом на казахстанских месторождениях наблюдается негативная динамика по показателю коэффициента извлечения нефти: 10 лет назад данный показатель находился на уровне около 40% [119].

Прогнозируется, что объем добычи нефти на суше (без учета проектов Тенгиз и Карачаганак) до 2030 года снизится до 15 млн. тонн с 43,6 млн. тонн в 2013 году. Иными словами, возрастает значимость проблем зависимости от нескольких месторождений, добычи на суше и низкорентабельных месторождений [119].

Таким образом, можно сделать следующие основные выводы об инвестиционной привлекательности экономики Казахстана.

1. Сохраняется относительно стабильная политическая, институциональная и макроэкономическая среда, достаточно высокие темпы экономического роста остаются (4-6%), инфляция находится в заданном коридоре 5-6%.

2. Казахстан лидирует среди стран СНГ по привлечению ПИИ на душу населения, однако последствия мирового финансового кризиса, внутренние проблемы банковского сектора и усиление девальвационных ожиданий может

отрицательно повлиять на инвестиционный климат страны в среднесрочной перспективе.

3. Экономика Казахстана сохраняет высокую зависимость от нефтегазовой отрасли, что в условиях высокой волатильности цен на нефть и их падение с середины 2014 года несет среднесрочные риски для стабильного экономического роста и инвестиционной привлекательности.

4. Наблюдается усиление оттока инвестиций и некоторое ослабление инвестиционных рейтингов, что требует активных дополнительных мер правительства по улучшению инвестиционного климата и привлекательности экономики страны.

В целом инвестиционная привлекательность нефтедобывающего сектора Казахстана характеризуется наличием ряда следующих преимуществ и вызовов. Основными позитивными факторами являются:

- 1) высокий мировой спрос на нефть;
- 2) значительные балансовые запасы и перспективы обнаружения новых нефтяных месторождений, особенно на море и в подсоловых отложениях;
- 3) присутствие в стране целого ряда ведущих мировых компаний, обладающих современными технологиями разведки и добычи;
- 4) соседство с Китаем, как крупнейшего потребителя углеводородных ресурсов в ближайшие 10-15 лет.

К основным проблемам или вызовам нефтедобывающего сектора страны можно отнести следующее:

- 1) низкий коэффициент восполнения запасов;
- 2) недостаточная полнота и объективность текущей геолого-геофизической информации;
- 3) относительно высокая себестоимость добычи;
- 4) прогнозируемое падение добычи на суше (без учета Кашагана, Карачаганак и Тенгиза);
- 5) значительность транспортных расходов при экспорте нефти;
- 6) отсталая научно-техническая база.

Казахстан обладает значительными ресурсами нефти, однако ее разведка, разработка и дальнейшая добыча требует решения ряда серьезных проблем.

1. Необходимость привлечения ПИИ в геологоразведку – в последние годы наблюдался низкий уровень затрат на геологоразведку, что снижает перспективы долгосрочного развития.

2. Практическая недоступность существующей геологической информации, что ограничивает потенциальных инвесторов в принятии инвестиционных решений.

3. Необходимость предоставления дополнительных фискальных и других экономических стимулов, так как значительная часть ресурсов расположена в подсоловых породах, что в перспективе значительно увеличивает капитальные затраты инвесторов и несет высокий уровень инвестиционного риска.

Таким образом, устойчивое развитие нефтегазовой отрасли является практически невозможным без притока ПИИ ввиду высокой капиталоемкости

нефтегазовых проектов. Для развития нефтегазовой отрасли необходимо обеспечить привлечение ПИИ, в первую очередь в геологоразведку.

2.3 Исследование моделей инвестиционной привлекательности нефтедобывающей страны и нефтедобывающей компании

Прямые иностранные инвестиции являются локомотивом роста для всех стран, способствуя притоку финансового капитала, технологий, управленческих навыков, возможностей трудоустройства, получения современных товаров и услуг, которые позволяют сделать национальную экономику более конкурентоспособной на мировом рынке. В наибольшей мере это касается развивающихся стран и стран с переходной экономикой, которые часто испытывают недостаток финансирования, что находит свое отражение в наличии дисбалансов между сбережениями и инвестициями, а также экспортом и импортом. Это означает, что развивающиеся страны имеют недостаточный объем сбережений и иностранной валюты для финансирования своих инвестиционных нужд. Для преодоления этого разрыва, они нуждаются в притоке иностранного капитала. Следовательно, ПИИ являются важным источником капитала для роста в развивающихся странах. Они позволяют привлекать долгосрочные потоки капитала, а также крупные международные компании, что способствует росту производства и производительности.

Однако благоприятная ситуация различных стран к привлечению ПИИ существовала не всегда. В 1960-х и 1970-х годах многие страны поддерживались осторожной и иногда негативной позиции по отношению к ПИИ, так как не хотели роста зависимости своих экономики от иностранного капитала. Они предпочитали привлекать банковские кредиты, а наиболее бедные страны – безвозмездную помощь от богатых стран.

Вместе с тем, в 1980-х годах ПИИ заняли важное место в финансировании потребностей экономик развивающихся стран. Это было связано, главным образом, с экономическими проблемами этих стран в то время, а именно разразившимся долговым кризисом, охватившим многие развивающиеся страны. Из-за кризиса доступ к банковскому кредитованию для таких стран оказался закрыт, так как процентные ставки по кредитам поднялись до запретительного для дальнейшего продолжения производства уровня. Более того, резко снизившийся рейтинг многих развивающихся стран, из-за долговых проблем, привел к фактическому выходу их из кредитного рынка. Поэтому развивающимся странам пришлось пересмотреть свое отношение к ПИИ. В результате объемы ПИИ резко выросли, в то время как значение других форм привлечения капитала заметно снизилось. Например, доля безвозмездной помощи в притоке капитала постоянно снижалась с 1960 года, а коммерческие кредиты, на которые приходился основной притока капитала в 1970-х, после долгового кризиса 1980-х годов вообще перестали привлекаться. В настоящее время общепризнано, что ПИИ способствуют экономическому росту и модернизации экономик в развивающихся странах.

В отчете Азиатского банка развития [132] отмечается, что в последние годы приток ПИИ существенно ускоряется в результате многих факторов, таких как быстрое развитие технического прогресса, появление глобально интегрированных производственных и сбытовых сетей, заключение двусторонних преференциальных инвестиционных соглашений, рекомендаций крупных международных компаний и положительного опыта развивающихся стран.

Имеется много исследований, которые обычно объясняют лишь причины резкого роста ПИИ в развивающиеся страны в 1980-х и 1990-х годах, однако они не объясняют, почему приток ПИИ не всегда сопровождается повышением темпов роста в разных странах [133].

Более того, усилилась конкуренция между развивающимися и развитыми странами за привлечение ПИИ, которые дают возможность странам войти или укрепить свои позиции в мировой системе производства, торговли и инвестиций. Как упоминал J. Vouoiyouou [134], многие страны активно пытаются привлечь иностранные инвестиции путем предоставления иностранным фирмам налоговых каникул, льгот по импортным пошлинам, субсидии, а также мер по развитию инфраструктуры, преференций, а иногда и монопольных прав на выпуск продукции.

Для устранения препятствий на пути ПИИ, в этом исследовании мы стремимся выявить ключевые факторы, определяющие их приток в нефтедобывающие страны. Другой задачей исследования является изучение путей повышения привлекательности ПИИ в нефтегазовый сектор экономики, который является ключевым для многих нефтедобывающих стран, включая Казахстан.

О высоком значении нефтегазового сектора для экономики Казахстана, говорят то, что его доля нефтегазовой отрасли в ВВП страны достигает 25%, в поступлениях валютной выручки – около 60%, в государственных доходах - около 44% [135; 136]. Ситуация во многих развивающихся нефтедобывающих странах в основном похожая. Доля нефтегазового сектора в ВВП составляла от 12% в Венесуэле до 66% в Анголе. В государственных доходах на него приходится от 45% в Иране, до 60% в Нигерии и 75% в Саудовской Аравии [137]. На него приходится от 80% в Венесуэле до 95% в Кувейте всех экспортных поступлений [138].

Актуальность данного исследования усилилась в последние годы, так как наблюдается стагнация добычи нефти и газа в Казахстане, которая застыла на отметке 80 млн. тонн нефти. Конечно, основной причиной выступает структура собственности в нефтяном секторе страны, где наблюдается засилье зарубежных игроков (их доля составляет более 80%), а также резкое снижение мировых цен на нефть, что вынудило крупные нефтегазовые компании сдерживать реализацию своих планов наращивания добычи нефти в надежде в расчете на повышение цен в будущем. Однако, с другой стороны, по мнению зарубежных обозревателей, существуют проблема чрезмерного регулирования

и проверок в нефтегазовом секторе, что также снизило стимулы по привлечению ПИИ в страну.

Таким образом, для Казахстана привлечение ПИИ являются с одной стороны желательными, так как благодаря их использованию, удалось сравнительно быстро нарастить объемы добычи нефти, что на протяжении всех лет независимости страны выступало основным локомотивом экономического роста. Это также дало возможность привлечь страну новые технологии, управленческие навыки и создать новые рабочие места. С другой стороны, это вызвало проблемы для развития экономики страны, такие как высокая степень уязвимости экономики от снижения мировых цен на нефть; высокая доля в структуре собственности зарубежных нефтяных компаний, чьи интересы могут идти в разрез с национальными интересами; потеря основной части эффекта от добычи для экономики, так как страна все больше специализируется на добыче сырой нефти, а продукции ее глубокой переработки осуществляется в основном в зарубежных странах. Иначе говоря, если бы условно ПИИ в страну ранее не привлекались бы не в таких масштабах, то экономика страны была бы более устойчивой и динамично развивающейся, а нынешнее снижение нефтяных цен заметно не повлияло бы на темпы ее роста и бюджетной устойчивости.

В этой связи большое значение имеет выбор адекватной политики привлечения ПИИ в нефтедобывающий сектор, которая должна быть нацелена на максимизацию выгод страны в долгосрочной перспективе. Кроме того, большое значение имеет выбор ключевых параметров инвестиционной политики государства, за счет которых ее следовало бы реализовать, не ухудшая при этом долгосрочной конкурентоспособности страны. В этом исследовании, мы ориентируемся на приток ПИИ в нефтегазовый сектор страны, с помощью анализа панельных данных по 20 нефтедобывающим странам.

Первоначально в качестве теоретической базы для эмпирических исследований факторов ПИИ использовались теория международной торговли и теории фирмы. Они предполагают наличие совершенной конкуренции и одинаковую производственную функцию, в качестве причины ПИИ рассматривают разницу в процентных ставках между странами. Тем не менее, теория разницы процентных ставок объясняет лишь часть потоков ПИИ между странами [139].

Другие исследователи [140] рассматривали рынок несовершенной конкуренции, а движение ПИИ связывали в основном с действием транснациональных корпораций, которые в ходе инвестирования получали монопольное преимущество над местными конкурентами. Например, отмечалось, что ПИИ связаны в основном с поведением транснациональных компаний [141]. Факторы, влияющие на поведение ТНК, могут влиять на величину и направление ПИИ. Это такие факторы как эффект масштаба, преимуществ, связанных с жизненным циклом продукции, и т.д. С другой стороны, национальные правительства также конкурируют между собой за привлечение ПИИ путем изменения ключевых параметров своей

экономической политики, таких как условия на рынке труда, размер корпоративных налогов, тарифных барьеров, субсидий, приватизация и либерализация торгового режима.

Однако, лежащие в их основе гипотезы о благоприятном влиянии низкой зарплаты, тарифных барьеров, налогов и т.д. не всегда подтверждаются. Например, Tsai [142] обнаружил подтверждение гипотезы о благоприятном влиянии дешевой рабочей силы на ПИИ за период 1983 по 1986, но слабое подтверждение для периода с 1975 по 1978. С другой стороны, Goldsbrough [143] и Schneider and Frey [144] показали, что повышение заработной платы препятствует притоку ПИИ в развивающиеся страны.

Одни исследования [145; 146; 147] показали, что величина корпоративных налогов в принимающей стране оказывают негативное влияние на потоки ПИИ. Другие исследователи [148; 149; 150] считают, что налоги не оказывают заметного влияния на ПИИ. Swenson [151] вообще обнаружил положительную связь между налогами и ПИИ. Такая неоднозначная ситуация вызвана тем, что парадигма развития мировой экономики после 1980-х годов поменялась. Если раньше ПИИ шли в те страны, которые обладали сравнительно дешевыми ресурсами, то сейчас они идут, прежде всего, в те страны, где есть квалифицированные кадры. Это подтверждает исследование ODI [152], которое обнаружило, что относительные затраты на рабочую силу важны для ПИИ в трудоемких отраслях или экспортно-ориентированных дочерних фирм. Однако, в капиталоемких отраслях, где стоимость труда в готовой продукции низкая, именно квалификация труда, а не их дешевизна, оказывают влияние на место вложения ПИИ. Это имеет быть место и в Казахстане, так как добывающие отрасли относятся к капиталоемким отраслям производства.

Другим подходом к объяснению движения ПИИ является «OLI парадигма» Данинга [153], согласно которой, фирмы осуществляют зарубежные инвестиции с целью реализации преимуществ от использования либо своего права собственности (O), либо местоположения (L), либо интернационализации (I). Преимущества от собственности фирма получает от владения нематериальными активами, такими как технология, управленческие навыки, патент, торговая сеть, репутация и другие. Эти активы дают фирме рыночную силу, которая компенсирует недостатки производства продукции за рубежом. Преимущества местоположения связаны с наличием на зарубежном локальном рынке таких ценных активов, как богатые природные ресурсы, крупный размер рынка, дешевые факторы производства и развитая инфраструктура. Преимущества интернационализации связаны с возможностью минимизации транзакционных издержек, если фирма, например, будет производить продукцию за рубежом через дочерние компании и совместные предприятия, а не через выдачу лицензий или субподрядные организации.

В то время как преимущества от собственности и интернационализации вызываются особенностями самой фирмы, то преимущества месторасположения – особенностями страны базирования, которые делают ее привлекательной для потенциальных прямых инвесторов. Здесь можно

выделить три типа инвестиций: горизонтальный, вертикальный и смешанный типы [154].

При горизонтальном типе, ПИИ являются инвестициями зарубежных фирм, ориентированы на рынок с целью получения выгод в торговых издержках или улучшения своих стратегических преимуществ. Происходит это через более близкое знакомство с предпочтениями и поведением местных покупателей в условиях конкуренции с местными конкурентами. При этом зарубежная фирма выходит на местный рынок через свой филиал с теми же продуктами, которые она предлагала у себя дома.

Вертикальный тип ПИИ является, напротив, нацеленными на ресурсы с целью повышения собственной обеспеченности ими, либо снижение издержек производства за счет использования более дешевых ресурсов. Такие инвестиции привлекаются обычно разницей в ценах издержек производства и отталкиваются через разницу в торговых издержках.

Смешанный тип ПИИ (the knowledge-capital model) включает оба типа поведения как вертикальное, так и горизонтальное [155].

Для нефтегазовой сферы Казахстана характерным являются все три названные типы привлечения ПИИ, но доминирующим является второй тип, так как привлечение ПИИ связано в основном с поведением инвесторов, нацеленных на поиск более дешевых ресурсов углеводородов.

Вместе с тем, несмотря на то, что названные факторы определяют основные причины ПИИ, они не в состоянии эффективно объяснить неравномерное распределение инвестиций между странами [133].

По этой причине, другими важными причинами привлечения ПИИ являются страновые риски, которые обычно связываются с приграничными инвестициями [156; 157]. Действительно, инвестиции, пересекающие международные границы, несут дополнительные риски, не характерные для внутренних инвестиций и обусловленные разнообразием национальных различий в социально-политических институтах, экономических структурах, политике, география и валюты.

De Mello [158] утверждал, что политический режим принимающих стран является потенциально важным фактором, определяющим ПИИ. Иностранные инвесторы руководствуются в первую очередь стремлением поиска ренты при стандартных предположениях максимизации прибыли.

Наличие развитых институтов, обеспечивающих защиту прав собственности, политическую стабильность и низкую коррупцию, способствуют созданию благоприятного инвестиционного климата [140; 159]. Singh и Jung [160] проанализировали влияние сводного индекса из двух переменных политических рисков и бизнес-климата на ПИИ, а Busse и Hefeker [161] – 12 индивидуальных показателя политического риска на ПИИ.

Sekkat и Varoudakis [162] оценили значение бизнес-климата на приток ПИИ и пришли к выводу, что улучшение торгового режима (открытости), инфраструктуры, экономических и политических условий ведет к росту притока ПИИ.

Анализ, проведенный Botric и Skuflic [163] в отношении стран Юго-Восточной Европы за период 1996-2002, подтверждает, что торговая открытость и уровень развития инфраструктуры приводил к росту притока ПИИ в эти страны. Этому же взгляду придерживаются Kok и Ersoy [164], которые исследовав факторы, влияющие на ПИИ в 24 развивающихся странах за 1976-2005, пришли к выводу, что торговая открытость, рост ВВП на душу населения, валовое накопление капитала и наличие развитой инфраструктуры (измерялось через доступ к телефонным линиям) положительно влияло на ПИИ.

К положительным факторам бизнес-климата можно отнести и экономический рост. Эта гипотеза была выдвинута Lim [165], который утверждал, что быстрый рост экономики представляет больше возможностей для получения прибыли, чем медленный или отсутствие всякого роста. Однако, данная гипотеза подтверждается не всегда. Например, Lunn [166], Schneider и Frey [144], Culem [167], Ancharaz [168] выявили значимую положительную связь между экономическим ростом и ПИИ, в то время как Nigh [169] обнаружил ее только для развивающихся стран и слабо отрицательную связь – для развитых стран.

С другой стороны, увеличение ПИИ, даже в обрабатывающую промышленность, не обязательно ведет к более высоким темпам роста экономики. ПИИ ускоряют рост только при выполнении определенных условий [170]: образование принимающей страны выше определенного порогового значения [171]; отечественный и иностранный капитал взаимно дополняют друг друга [172]; страна достигла определенного уровня дохода [173]; экономика страны открыта [174] и ее финансовый сектор достаточно развит [175].

В то же время, бремя обслуживания внешнего долга, инфляция оказывали негативное влияние на ПИИ. Demirhan and Masca [176] исследовали факторы потоков ПИИ в 38 развивающихся странах за 2000-2004. Они также обнаружили значимое влияние на привлечение ПИИ бизнес климата в стране и уровня развития инфраструктуры. Так, рост темпов роста дохода на душу населения, открытости торгового режима и количество телефонных линий положительно влияло на приток ПИИ, в то время как инфляция и ставка налогообложения отрицательно влияло на их приток. При этом, как малозначимые факторы проявили себя расходы на заработную плату и риски.

Jordaan [177] утверждал, что хорошее качество и хорошо развитая инфраструктура повышает производительность потенциал инвестиций в стране, и, следовательно, стимулирует приток ПИИ к стране. Согласно Asiedu [178], количество телефонов на 1000 жителей является стандартным показателем оценки уровня инфраструктуры. Тем не менее, Asiedu [178] утверждает, что эта мера не очень адекватная, потому что она фиксирует лишь наличие, но не качество самой инфраструктуры. Кроме того, она включает только инфраструктуру стационарной телефонной связи без учета наличия сотовой (мобильной) связи.

Развернутый анализ провели Majeed и Ahmad [139], которые использовали панельные данные 72 развивающихся стран за 1970-2008. Они обнаружили, что доходы на душу населения, темпы роста ВВП, денежные переводы, открытость торговли, и наличие средств связи положительно влияли на ПИИ в процентах от ВВП, в то время как реальный обменный курс, инфляция, военные расходы, сальдо платежного баланса, внутренние инвестиции и уровень неработающих в расчете на одного работающего оказывали значимое негативное влияние. В то же время внешний долг, кредиты частному сектору, а также официальная помощь развития имели практически нулевое влияние на приток ПИИ.

Согласно исследованию Jordaan [177], влияние открытости на ПИИ зависит от типа инвестиций. Если инвестиции ориентированы на рынок (a market-seeking investment), то торговые ограничения (меньшая открытость) имеют положительное влияние на ПИИ, так как закрытость рынка для иностранных фирм вынуждает их создавать филиалы в принимающей стране. Напротив, в отношении инвестиций, ориентированных на ресурсы, наблюдается обратная связь между закрытостью рынка и притоком ПИИ, так как ТНК предпочитают инвестировать в более открытые экономики, где меньше торговые издержки, связанные с экспортно-импортными операциями.

Тем не менее, политический риск, бизнес климат в стране и уровень развития инфраструктуры не всегда являются определяющими факторами при принятии решений о ПИИ. Согласно исследованию ODI [152], в случае если принимающая страна владеет богатыми природными ресурсами, дополнительных стимулов для привлечения ПИИ не требуется. Это видно в политически нестабильных странах, таких как Нигерия и Ангола, где высокие доходы в добывающих отраслях с лихвой компенсируют их политическую нестабильность. В общем, пока иностранная компания уверена в том, что она способна прибыльно работать без чрезмерного риска для своего капитала и персонала, инвестиции будут продолжаться. Например, крупные добывающие компании могут преодолеть некоторые из политических рисков путем инвестирования в создание собственной инфраструктуры и служб безопасности. Кроме того, эти фирмы не ограничены ни небольшим размером местных рынков, ни валютным риском, так как они продают продукцию на международном рынке по мировым ценам.

Исследование, проведенное Европейским банком реконструкции и развития [179], показало, что инвестиционный климат в странах СНГ зависит от широкого круга факторов, включая обременительное налогообложение, широко распространенную коррупцию и плохое управление, слабые правовые и нормативные рамки (в том числе нарушения прав собственности) в сопровождении распространенной практики государственного участия в экономике, и необходимость следовать программам структурных реформ.

Касательно Казахстана в опросах инвесторов в последнее время отмечается улучшение нормативно-правовой базы, в частности налогового законодательства. Вместе с тем, отмечаются и проблемы: высокий уровень коррупции в предоставлении базовых услуг (здравоохранения, образования,

внутреннего порядка, юридических и таможенных услуг), зарегулированность законодательства, высокая степень монополизации рынков [180].

На основе изучения научных подходов, нами была разработана эконометрическая модель, панель данных которой содержит наблюдения по 21 развитой и развивающейся нефтедобывающей стране за период с 2008 по 2013. В число рассматриваемых стран были включены только те страны и такие периоды времени, по которым в основе были доступны данные по всем переменным.

Вместе с тем, не по всем переменным удалось найти полные данные по всем странам за все рассматриваемые периоды времени: это касается реального эффективного курса и объемов внешней торговли. Все используемые переменные за исключением данных по объемам добычи нефти, капитальным и операционным вложениям, индексам ощущения коррупции были взяты из статической базы данных Всемирного банка.

Перечень 21 выбранной стран для формирования модели приводится в таблице 10.

В Приложении А указан перечень переменных и источники данных. Их краткое обозначение и способы расчета представлены в Приложение Б.

Все потенциальные переменные для включения в модель на стационарность проверены с использованием теста по ADF методике (Приложение В). Все данные являются стационарными в уровнях, включая стационарность в изменениях по первому и второму уровню.

Таблица 10 – Нефтедобывающие страны, включенные в модель

США	Саудовская Аравия	Аргентина
Китай	Австралия	ОАЭ
Россия	Мексика	Малайзия
Канада	Ангола	Венесуэла
Норвегия	Бразилия	Азербайджан
Нигерия	Великобритания	Алжир
Казахстан	Индонезия	Иран
Примечание – составлено автором диссертационной работы		

Зависимая переменная – это натуральный логарифм капитальных вложений в нефтедобывающий сектор на одного человека. Мы взяли данную переменную в качестве объясняющей переменной, так как отсутствует статистика по прямым иностранным инвестициям. Данные о капитальных вложениях в нефтедобывающий сектор были взяты из базы данных Ucube компании Rystad Energy [127].

ПИИ относятся к иностранным инвестициям, в которых транснациональные корпорации владеют 10% или более от местной фирмы. Данные ПИИ относятся только к части ресурсов, вложенных транснациональными корпорациями в принимающей стране. Инвестиции,

финансируемые за счет долгового финансирования или выпуска акций, в ПИИ не включаются.

Кроме того, мы проверили наличие долгосрочной сходимости данных по тесту Johansen Cointegration, результаты расчетов которого представлены в Приложении Г.

Расчеты показали существование 13 сходящихся уравнений при 5% уровне значимости, что означает наличие долгосрочной сходимости переменных и возможность построения значимой модели.

Наблюдается высокая взаимная корреляция между объясняющей переменными (INV_CAP) и независимыми переменными (FBS и PROD_CAP), которая превышает 60%. В этой связи, эти переменные либо не должны включаться в модель, либо их нужно брать в изменениях, а затем проверять на наличие остаточной взаимной корреляции с объясняющей переменной.

Отношение между капитальными вложениями в нефтедобывающий сектор на душу населения и объясняющими переменными имеет следующую формулу (1):

$$\ln_inv_cap = c(1)*\ln_inv_cap(-1) + c(2)*\ln_corr + c(3)*gdpr + c(4)*\ln_reer + c(5)*\ln_res + c(6)*\ln_fbs + c(7)*\ln_tax_rate + c(8)*defl + c(8)*trade \quad (1)$$

где \ln_inv_cap – это изменение капитальные вложения в нефтедобывающем секторе на душу населения;

\ln_corr – изменение ощущаемого уровня коррупции, рассчитанного по данным компании Transparency International;

$gdpr$ – темпы роста реального ВВП и отражает изменение бизнес климата в стране;

\ln_reer – изменения ценовой конкурентоспособности продукции страны по отношению к другим странам;

\ln_res – изменение подтвержденных резервов нефти;

\ln_fbs – темпы развития современной инфраструктуры на основе взятой в качестве замещающей переменной, отражающей использование фиксированной широкополосной связи в расчете на 100 человек;

\ln_tax_rate – изменение общей налоговой нагрузки предприятий в стране;

$defl$ – среднегодовые темпы чистого изменения инфляции;

$trade$ – влияние на капитальные вложения в нефтегазовый сектор также степени открытости торгового режима.

Почти все переменные, кроме темпа реального роста ВВП, взяты в логарифмической форме, что дает возможность отследить влияние темпов изменения анализируемых переменных, а также позволяет устранить проблему мультиколлинеарности между объясняющими переменными.

При этом предполагается наличие инерционности процесса повышения ПИИ на душу населения в нефтедобывающем секторе, что отражается через использование лаговой зависимости ПИИ в текущий момент времени от их величины в предшествующий период времени.

Следует ожидать следующих знаков влияния независимых переменных на объясняемую переменную.

1. Ожидаемый знак переменной $\ln \text{ inv_cap}$ с лагом (-1) будет положительным, так как достигнутый уровень ПИИ на душу населения будет стимулировать новые капитальные вложения в нефтегазовый сектор страны.

2. Влияние коррупции на приток ПИИ будет отрицательным, поэтому знак при данной переменной ожидается негативным.

3. Рост реального ВВП страны будет означать улучшение бизнеса в стране и может привести к уменьшению привлекательности инвестиций в нефтедобычу, поэтому знак при данной переменной gdpr ожидается отрицательным.

4. Повышение реального эффективного курса приводит к удорожанию продукции страны по сравнению с другими странами, что снижает прибыльность местного производства и новых инвестиций в его развитие. В этом случае следует ожидать отрицательного знака при данной переменной. Однако, с другой стороны, рост реального курса способствует удешевлению импорта оборудования, которое занимает значительную долю в стоимости нефтегазовых проектов, что способствует повышению их привлекательности. Кроме того, повышение реального эффективного курса национальной валюты увеличивает прибыль инвестора от повышения стоимости капитала, вложенного в местные активы. В этом случае следует ожидать положительного знака при данной переменной.

Следовательно, на начальных стадиях эксплуатации нефтяных месторождений в стоимости проекта будет преобладать доля зарубежного оборудования. В этой связи, в данный период времени стоит ожидать положительного знака при переменной реального эффективного курса. Однако, на стадии выхода большинства нефтегазовых проектов на стадию зрелости, следует ожидать отрицательного знака при данной переменной. Соответственно, по величине знака при переменной реального эффективного курса $\ln \text{ _geer}$ можно судить, о какой стадии разработки нефтедобывающих проектов в стране идет речь. Знак при переменной подтвержденных запасов $\ln \text{ _res}$ ожидается положительным, так как с ростом запасов повышается инвестиционная привлекательность страны для ПИИ.

5. Следует ожидать положительное влияние улучшение местной инфраструктуры на развитие нефтегазовых проектов, что снижает издержки на их разработку и увеличивает долю прибыли в цене конечной продукции. Ожидаемый знак при переменной налога $\ln \text{ _tax_rate}$ будет отрицательным, так как в случае роста налоговых ставок будет снижаться прибыль, что негативно отразится на привлекательности ПИИ.

6. Иностранные инвесторы предпочитают страны с более открытой экономикой. В этой связи, знак при переменной торгового режима trade ожидается положительным. Данные теоретические предположения подтверждаются наличием корреляции между названными объясняющими переменными и объясняемой переменной (приложение Д).

В результате получена модель инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора (таблица 11 и рисунок 17), которая показывает зависимость привлечения ПИИ в нефтедобывающий сектор на душу населения от различных факторов.

Таблица 11 – Модель инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора

LS // Dependent Variable is LN_INV_CAP
 Sample(adjusted): 2 120
 Included observations: 113
 Excluded observations: 6 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LN_INV_CAP(-1)	0.557838	0.063506	8.783983	0.0000
LN_CORR	-0.214957	0.099892	-2.151881	0.0337
GDPR	-0.015193	0.019763	-0.768754	0.4438
LN_REER	0.254945	0.174511	1.460911	0.1470
LN_RES	0.103927	0.050524	2.056984	0.0422
LN_FBS	0.177954	0.058254	3.054821	0.0029
LN_TAX_RATE	-0.105034	0.197006	-0.533150	0.5951
LN_TRADE	0.196597	0.176274	1.115288	0.2673
R-squared	0.748357	Mean dependent var		5.747817
Adjusted R-squared	0.731581	S.D. dependent var		1.242763
S.E. of regression	0.643865	Akaike info criterion		-0.812367
Sum squared resid	43.52904	Schwarz criterion		-0.619277
Log likelihood	-106.4413	F-statistic		44.60835
Durbin-Watson stat	1.541865	Prob(F-statistic)		0.000000

Примечание – Составлено автором

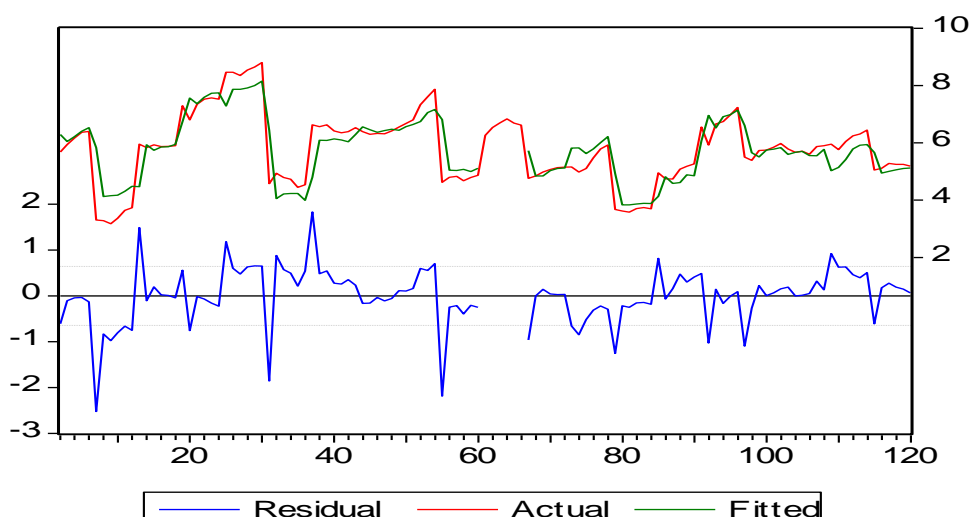


Рисунок 17 – Зависимость ПИИ на душу населения в нефтедобывающий сектор

Примечание – составлено автором диссертационной работы

Данная модель в определенной мере соответствует основным статистическим критериям и объясняет капитальные вложения в нефтедобывающий сектор вышеуказанных стран в расчете на душу населения от действия различных факторов на 73%. Остальные 27% составляют неучтенные факторы. При этом все знаки при объясняющих переменных, кроме индекса инфляции, соответствуют теоретическим ожиданиям.

Исключениями являлись дефлятор ВВП, а также темпы роста реального ВВП. Первый показатель был исключен из модели, так как при оценке корреляционной зависимости он показывал правильный знак. Возможная причина искажения могла быть его корреляция с индексом реального эффективного курса, при расчете которого также используется индекс инфляции.

Темпы роста реального ВВП показывали в модели правильный знак по корреляционной матрице. На наш взгляд, данный факт объясняется тем, что в условиях общего роста бизнес климата в нефтедобывающих странах, что отражается на быстром росте реального ВВП, становятся привлекательными вложения в ненефтяные отрасли. Кроме того, с увеличением темпов роста реального ВВП у стран появляется реальная возможность уйти от нефтяной зависимости. Однако, такие возможности снижаются с ухудшением бизнес климата в стране.

В целом, разработанная эконометрическая модель показывает, что наиболее важными факторами роста ПИИ на душу населения в нефтедобывающем секторе являются уже достигнутый уровень таких инвестиций в прошлом периоде $LN_INV_CAP(-1)$, улучшение инфраструктуры LN_FBS , увеличение подтвержденных минеральных ресурсов LN_RES , а также снижение уровня коррупции в стране в рейтинге Transparency International. Это подтверждает величина t статистики, значение которой составляет больше 2.

Таким образом, предположения, что инвесторы привлекаются в страны с более развитой и современной инфраструктурой, ростом подтвержденных запасов углеводородов, меньшей коррумпированностью, подтверждаются.

Остальные факторы, к которым относится изменение реального эффективного курса национальной валюты, повышение открытости торгового режима, рост реального ВВП и снижение уровня налогообложения бизнеса, оказывали слабое влияние на приток ПИИ в нефтедобывающий сектор. Это подтверждается низкими значениями t статистики.

Положительная зависимость ПИИ в нефтедобывающий сектор от изменения реального эффективного курса может косвенно свидетельствовать о том, что рассматриваемые нефтяные страны еще не вышли на стадию зрелой добычи. Другим возможным объяснением может быть то, что рост реального эффективного курса приводит к получению дополнительных доходов инвестора, вкладывающего в местные активы от изменения курса национальной валюты.

Рост реального ВВП приводит к снижению привлекательности инвестиций в нефтедобычу, поэтому отрицательный знак закономерен.

Улучшение открытости торгового режима также благоприятно сказывалось на инвестициях в нефтяной сектор, что также соответствует теоретическим ожиданиям. Рост налогового бремени фирм снижало их желание расширять инвестиции в добычу нефти и газа, что также логично.

В целом, полученная модель помогает понять, что необходимо государству, для повышения инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора. В порядке снижения значимости можно указать следующие меры повышения инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора:

- 1) улучшать инфраструктуру;
- 2) снижать уровень коррупции;
- 3) увеличивать подтвержденные резервы нефти;
- 4) сохранять устойчивость курса национальной валюты;
- 5) снижать налоги на бизнес.

Более того, разработанная модель инвестиционной привлекательности нефтедобывающей страны позволяет количественно оценить влияние различных факторов на повышение привлекательности инвестиций в нефтедобывающий сектор. Согласно модели, улучшение инфраструктуры на 1% ведет к росту ПИИ на душу населения в нефтедобывающий сектор на 0,17%. Рост подтвержденных резервов на 1% приводит к росту ПИИ на 10%, а снижение коррупции на 1% ведет к росту инвестиций на 0,21%.

Еще одной нашей задачей было построение модели инвестиционной привлекательности нефтедобывающей компании. В этой связи, разработана эконометрическая модель инвестиционной привлекательности предприятия на основе данных за период с 2008 по 2013 годы по 22 крупным нефтедобывающим компаниям из различных стран мира, включая национальную компанию Казахстана АО «НК «КазМунайГаз». Перечень нефтедобывающих компаний, включенных в модель, приводится в таблице 12.

Таблица 12 – Нефтедобывающие компании мира, включенные в модель

Repsol	Shell	Татнефть
ExxonMobil	Chevron	GazpromNeft
Petrobras	Sinopec	KazMunaiGas
BP	ГазПром	Eni S.p.A.
OMV	Rosneft	Total
Pemex	Новатэк	CNPC
ConocoPhillips	Lukoil	
Statoil	Сургутнефтегаз	
Примечание – составлено автором диссертационной работы		

Всего в исследование вошло 130 наблюдений, что позволило нам построить эконометрические модели на панельных данных.

Использование временных рядов из-за короткого периода оказалось нецелесообразным.

Источниками данных явились данные по разным компаниям, включенные базу данных Rystad Energy, а также данные собранные с интернет-сайтов и аналитических и статистических материалов компаний (таблица 13). Наименование используемых показателей и способов их расчета приведены в таблице 14. Некоторые из них, касающиеся анализа национальных нефтяных компаний, предлагались в свое время ученым из Всемирного банка Paul Stewens [181].

Таблица 13 – Источники информации по нефтедобывающим компаниям

Компании	Источники данных	Компании	Источники данных
Repsol	www.repsol.com	Газпром	www.gazprom.ru
ExxonMobil	www.exxonmobil.com	ТНК-BP	www.tnk-bp.ru
Petrobras	www.petrobras.com	Роснефть	www.rosneft.ru
BP	www.bp.com	Новатек	www.novatek.ru
OMV	www.omv.com	Лукойл	www.lukoil.ru
Pemex	www.pemex.com	Сургутнефтегаз	www.surgutneftegas.ru
ConocoPhillips	www.conocophillips.com	Татнефть	www.tatneft.ru
Statoil	www.statoil.com	Газпромнефть	www.gazprom-neft.ru
Shell	www.shell.com	Eni	www.eni.com
Chevron	www.chevron.com	Total	www.total.com
Sinopec	www.sinopec.com	CNPC	www.cnpc.com.cn
Примечание – составлено автором диссертационной работы			

Таблица 14 – Краткое обозначение переменных и методика их получения

Переменные	Описание переменных и способа их получения
1	2
CAPEX	Капитальные затраты в текущих долларах США.
CAPEX_BAR	Капитальные затраты компании в расчете на 1 баррель нефти. Находится как отношение капитальных затрат к текущему объему добычи нефти по каждой компании.
CAPEX_BAR_OE	Капитальные затраты компании в расчете на 1 баррель нефти и газа в нефтяном эквиваленте. Находится как отношение капитальных затрат к текущему объему добычи нефти и газа по каждой компании в нефтяном эквиваленте.
SALES_CAP	Объем продаж на одного работника. Находится как отношение объема продаж нефти к численности занятых в компании.
ROACE	Рентабельность инвестиций в компанию.
ROE	Рентабельность собственного капитала. Находится как отношение чистой прибыли к собственному капиталу компании. Чем выше рентабельность собственного капитала, тем больше прибыли получает компания и тем больше инвестиций она может осуществить.
EBITDA_MA	Маржа свободной доходности компании
OPEX_BAR	Операционные затраты компании в расчете на 1 баррель нефти. Находится как отношение текущих производственных затрат к текущему объему добычи нефти по каждой компании.

Продолжение таблицы 14

1	2
OPEX_BAR_OE	Операционные затраты компании в расчете на 1 баррель нефти и газа в нефтяном эквиваленте. Находится как отношение текущих производственных затрат к объему добычи нефти и газа по каждой компании в нефтяном эквиваленте.
RISK	Инвестиционные риски, рассчитаны по показателю изменчивости ROACE для различных компаний.
RISK2	Риски доходности, рассчитанные по показателю EBITDA margin для различных компаний.
PRICE	Средняя цена на продукцию предприятия в долларах США на 1 баррель нефтяного эквивалента нефти и газа. Находится как отношение объема продаж в долларах США на объем добычи углеводородов в нефтяном эквиваленте.
PRICE_RISK	Ценовые риски, рассчитанные по изменчивости цен по продаже нефти различными компаниями.
PRICE_DIFF	Отношение мировых цен на нефть к ценам ее продаж компаниями
PROF	Рентабельность производства компании.
RRR	Норма замещения резервов показывает обеспеченность добычи компании новыми запасами нефти. Находится как отношение прироста подтвержденных запасов нефти к объему ее добычи.
RES_YEARS	Обеспеченность компании запасами нефти. Находится как отношение подтвержденных запасов компании на объемы ее текущей добычи.
INT_DEBT	Бремя обслуживания долга компании. Находится как отношение выплачиваемых процентов по кредитам к сумме внутреннего и внешнего долга компании.
INT_SALE	Способность компании осуществлять процентные выплаты по кредитам. Находится как отношение выплачиваемых процентов по доходам компании к объемам продаж компании. Данный показатель показывает инвестиционную привлекательность предприятия с коммерческой точки зрения, как объект, который позволяет производить определенное количество выручки в расчете на человека.
DEBT_BURD	Бремя долга. Находится как отношение суммы внутреннего и внешнего долга к чистому доходу компании до налогообложения и выплаты процентов.
TAX_BURD	Налоговое бремя. Находится как отношение налоговых платежей к чистому доходу компании до налогообложения и выплаты процентов.
OUTPUT_CAP	Производительность труда на одного работника. Находится как отношение добычи нефти к численности работников компании.
Примечание – составлено автором диссертационной работы	

Общая описательная статистика собранной базы данных в разрезе используемых переменных представлена в Приложении Е. Для проверки данных на коллинеарность также была построена корреляционная матрица, показывающая зависимости между переменными в выборке (Приложение Ж). Из нее следует, что мультиколлинеарность между выбранными показателями в выборке, как правило, отсутствует, так как корреляция между показателями не превышает 45%.

Тем не менее, имеются несколько пар показателей, такие как COST_BARREL и Capex_bar, OPEX_barrel и COST_BARREL, PRICE_DIFF и PRICE_Risk, которые превышают названный уровень и должны быть исключены из рассмотрения и дальнейшего использования при построении модели.

При проведении теста переменных на устойчивость была использована ADF методика. В качестве нулевой гипотезы ($\alpha = 0$) сделано предположение, что переменная нестационарна и имеет единичный корень, а в качестве альтернативной гипотезы ($\alpha < 0$), что переменная стационарна или не имеет единичный корень. Гипотеза о единичном корне может быть отвергнута, если рассчитанное псевдо t значение находится слева от соответствующего критического значения, т.е. когда $\alpha < 0$. В этом случае переменная может оцениваться как стационарная. При этом предполагается, что при взятии вместо уровневых значений переменных ее изменений, она, как правило, становится стационарной.

Таблица 15 – Результаты теста по ADF методике

Переменные	Level	1st Diff	2nd Diff	Level	1st Diff	2nd Diff
CAPEX	-1.411922	-6.285521	-10.13360		***	***
CAPEX_BARREL	-1.721771	-8.665588	-11.40545	*	***	***
CAPEX_BARREL_OE	-3.196463	-6.695548	-9.277287	**	***	***
SALES_CAP	-1.670313	-6.384330	-8.929238	*	***	***
ROACE	-1.378728	-6.364981	-11.14161		***	***
ROE	-2.097887	-7.280927	-9.787508	**	***	***
EBITDA_MA	-1.360237	-6.408860	-8.466195		***	***
OPEX_BARREL	-1.213369	-5.291694	-7.917850		***	***
OPEX_BARREL_OE	-3.651987	-5.920421	-7.517092	***	***	***
RISK	-2.247496	-10.73029	-13.27554	**	***	***
RISK2	-2.259733	-6.714501	-10.79950	**	***	***
PRICE_RISK	-2.564736	-7.558186	-10.99960	**	***	***
PRICE_DIFF	-2.566828	-5.966943	-6.693440	**	***	***
PROF	-2.345358	-6.761083	-8.443460	**	***	***
RRR	0.209910	-8.116029	-12.00378		***	***
RES_YEARS	-1.100347	-5.831673	-7.352854		***	***
INT_DEBT	-4.833622	-8.515147	-10.97751	***	***	***
INT_SALE	-3.495749	-7.016768	-10.07487	***	***	***
DEBT_BURD	-4.578675	-7.600727	-10.38554	***	***	***
TAX_BURD	-1.109756	-7.267656	-9.498095		***	***
OUTPUT_CAP	-2.699421	-5.596064	-6.519392	***	***	***
*, **, *** обозначают соответственно 10%, 5% и 1% уровень значимости						
Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе расчетов						

Из таблицы 15 видно, что такие объясняющие переменные как CAPEX, ROACE, EBITDA_MA, OPEX_BARREL, COST_BARREL, RRR, RES_YEARS, TAX_BURD нужно брать в разнице, в то время как другие можно оставить в уровнях, так как они уже являются стационарными в уровнях.

В нашем случае, в качестве объясняющей переменной был выбран показатель «CAPEX_BARREL», который показывает капитальные расходы на 1 тонну добываемой нефти. В качестве объясняющих переменных были выбраны следующие переменные: CAPEX_BARREL(-1), LN(ROACE), LN(OPEX_BARREL), RISK, LN(ROE), Ln(TAX_BURD), RES_YEARS и SALES_CAP.

Первый объясняющий показатель показывает инерцию в добычи нефти, второй показатель – изменение инвестиционной доходности компании, третий – изменение операционных затрат на баррель добываемой нефти, четвертый – риски, связанные с изменчивостью ее инвестиционной привлекательности, пятый показатель – изменение рентабельности собственного капитала, шестой показатель – изменение налогового бремени, седьмой показатель – ее обеспеченность подтвержденными запасами, восьмой показатель – производительность труда работников, выражаемая в объемах продаж.

Данные объясняющие показатели характеризуют инвестиционную привлекательность предприятия со всех ключевых сторон.

Следующим шагом, было рассмотрение наличия долгосрочной связи между показателями, включаемыми в модель. Для этого был проведен Johansen Co-integration тест (таблица 16). Результаты данного теста показывают наличие долгосрочной сходимости между переменными в модели, так как Trace Statistics выше критических значений при 1% и 5% уровне.

Таблица 16 – Johansen Co-integration тест

Sample: 1 132

Included observations: 127

Test assumption: Linear deterministic trend in the data

Series: COST_BAR_OE DEBT_BURD EBITDA_MA INT_DEBT INT_SALE
OPEX_BAR_OE OUTPUT_CAP PRICE PRICE_DIFF PRICE_RISK PROF PRP RES_Y RISK
RISK2 ROACE ROE SALES_CAP TAX_BURD

Lags interval: 1 to 4

Eigen value	Likelihood Ratio	5 Percent Critical Value	1 Percent Critical Value	Hypothesized No. of CE(s)
1	2	3	4	5
None **	0.924057	1931.930	222.21	234.41
At most 1 **	0.883052	1604.553	182.82	196.08
At most 2 **	0.823212	1332.008	146.76	158.49
At most 3 **	0.818200	1111.942	114.90	124.75
At most 4 **	0.705737	895.4265	87.31	96.58
At most 5 **	0.618649	740.0699	62.99	70.05
At most 6 **	0.577764	617.6375	42.44	48.45
At most 7 **	0.550257	508.1392	25.32	30.45
At most 8 **	0.475663	406.6563	12.25	16.26
At most 9 **	0.451635	324.6626	233.13	247.18
At most 10 **	0.377352	248.3592	192.89	205.95
At most 11 **	0.346906	188.1899	156.00	168.36
At most 12 **	0.287675	134.0835	124.24	133.57

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5
At most 13	0.231883	91.00244	94.15	103.18
At most 14	0.179781	57.49819	68.52	76.07
At most 15	0.124616	32.32876	47.21	54.46
At most 16	0.090746	15.42595	29.68	35.65
At most 17	0.018149	3.344308	15.41	20.04
At most 18	0.007986	1.018257	3.76	6.65
*(**) denotes rejection of the hypothesis at 5% (1%) significance level				
L.R. test indicates 13 cointegrating equation(s) at 5% significance level				
Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе расчетов				

Как минимум 13 переменных сходятся в долгосрочном периоде. Таким образом, тест подтвердил наличие долгосрочной связи между выбранными переменными. В результате, построена модель инвестиционной привлекательности нефтедобывающей компании (таблица 17).

Таблица 17 – Модель инвестиционной привлекательности нефтедобывающей компании за 2008-2013 годы

LS // Dependent Variable is LN_CAPEX_BAR_OE

Sample (adjusted): 2 132

Included observations: 131 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 8 iterations

Переменные	Коэффициент	Стандартная ошибка	t-статистика	Вероятность
ROACE	-0.148815	0.367056	-0.405428	0.6859
INT_SALE	0.363160	0.192315	1.888357	0.0614
LN_OPEX_BAR_OE	0.822141	0.043951	18.70574	0.0000
LN_OUTPUT_CAP	-0.130389	0.054087	-2.410749	0.0174
RRR	0.182641	0.196701	0.928521	0.3550
LN_SALES_CAP	0.181586	0.059664	3.043480	0.0029
LN_PRICE	0.122533	0.050075	2.447009	0.0158
LN_PRICE_RISK	-0.023148	0.021762	-1.063721	0.2896
LN_RISK2	-0.039515	0.020765	-1.902986	0.0594
AR(1)	0.761007	0.060609	12.55600	0.0000
R-squared	0.943531	Mean dependent var		1.867381
Adjusted R-squared	0.939331	S.D. dependent var		1.221980
S.E. of regression	0.300987	Akaike info criterion		-2.328111
Sum squared resid	10.96178	Schwarz criterion		-2.108630
Log likelihood	-23.38968	F-statistic		224.6414
Durbin-Watson stat	2.021603	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	0.76			
Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе расчетов				

Данная модель объясняет изменение величины капиталовложения на 1 баррель добытой нефти на 93,9% (рисунок 18). Для исключения

мультиколлинеарности серийных остатков рядов данных в уравнение регрессии был включен авторегрессионный коэффициент AR(1).

Общие параметры модели отвечают основным статистическим требованиям. Значения коэффициента DW находятся в пределах нормы = 2. Значения F статистики достаточно высокие = 224, что говорит о высокой значимости построенного уравнения. Модель свободна от автокорреляции: парной и серийной. Кривая распределения ее остатков имеет распределение, близкое к нормальному.

Единственным недостатком модели является наличие гетероскедастичности. Это связано с тем, что данные собирались по компаниям, которые сильно различаются по масштабам деятельности.

Кроме того, в модель вошли переменные, показывающие теоретически правильные знаки, но с незначительной t статистикой. Это было сделано для того, чтобы подтвердить наличие теоретических взаимосвязей между переменными.

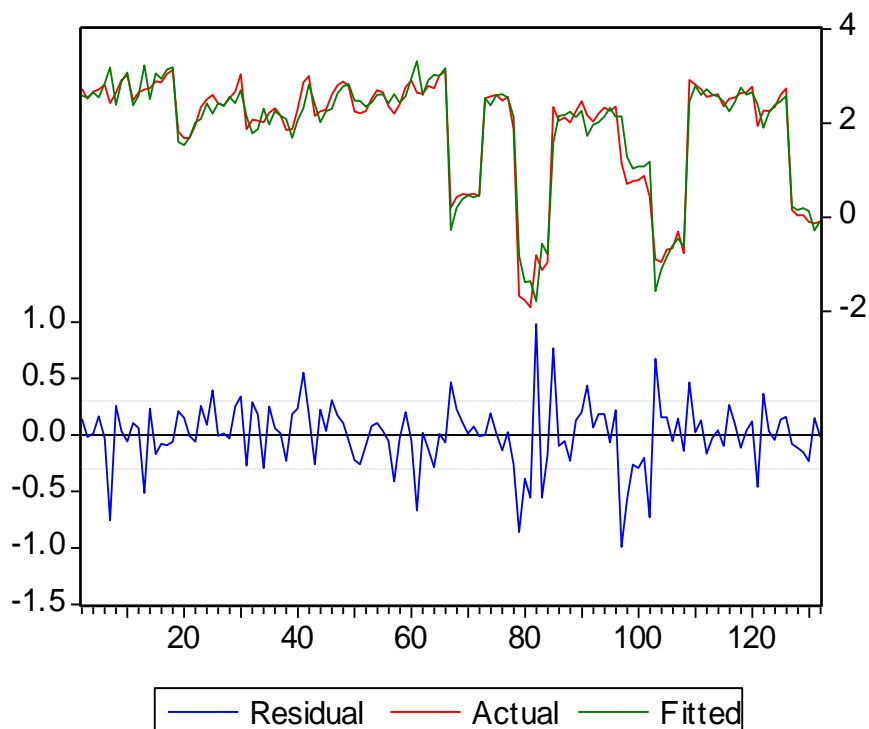


Рисунок 18 – Фактическое и расчетное значение CAPEX в долл. США на баррель добычи

Примечание – Составлено автором диссертационной работы

В математическом виде модель факторов инвестиционной привлекательности нефтедобывающих компаний (2) будет выглядеть в следующем виде:

$$\ln_capex_bar_oe = c(1)*roace + c(2)*int_sale + c(3)*\ln_opex_bar_oe + c(4)*\ln_output_cap + c(5)*rrr + c(6)*\ln_sales_cap + c(7)*\ln_price + c(8)*\ln_price_risk + c(9)*\ln_risk2 + c(10)*ar(1) \quad (2)$$

где $roace$ – это рентабельность инвестиций в компанию;

int_sale – бремя процентных выплат к объемам продажи или способность компании осуществлять процентные выплаты по кредитам;

$\ln_opex_bar_oe$ – операционные затраты компании в расчете на 1 баррель нефти и газа в нефтяном эквиваленте;

\ln_output_cap – производительность труда в натуральном выражении на одного работника;

rrr – норма замещения резервов показывает обеспеченность добычи компании новыми запасами нефти;

\ln_sales_cap – объем продаж в стоимостном выражении на одного работника;

\ln_price – средняя цена на продукцию предприятия в долларах США на 1 баррель нефтяного эквивалента нефти и газа;

\ln_price_risk – ценовые риски, рассчитанные как среднее квадратичное изменение нефтяных цен продажи рассмотренными нефтяными компаниями;

\ln_risk2 – риски доходности, рассчитанные как среднее квадратичное изменение показателя EBITDA margin по рассмотренным нефтяным компаниям.

В качестве объясняющей переменной используется переменная LN_CAPEX_BAR_OE, которая показывала изменение капитальных вложений в нефть и газ на единицу добытых углеводородов в нефтяном эквиваленте. Что согласно полученной t статистики, наиболее значимыми факторами в порядке убывания значимости оказались следующие:

1) изменение операционных расходов предприятия на каждый баррель нефти и газа в нефтяном эквиваленте (LN_OPEX_BARREL), $t = 18,7$;

2) изменение объема продаж продукции в долларах США на одного работника (SALES_CAP), $t = 3,0$;

3) изменение средней цены на готовую продукцию компании (LN_PRICE) в долларах за баррель нефти и газа в нефтяном эквиваленте, $t = 2,47$;

4) изменение производительности труда на 1 работника (LN_OUTPUT_CAP), $t = -2,41$;

5) изменение риска доходности, рассчитанного по показателю «EBITDA margin» (LN_RISK2), $t = -1,9$;

6) Величина процентной ставки по общему долгу к продажам компании (INT_SALE), $t = -1,88$;

7) Изменение ценовых рисков (LN_PRICE_RISK), $t = -1,06$;

8) Величина нормы замещения резервов (RRR), $t = 0,92$;

9) Величина рентабельности инвестиций компании (ROACE), $t = -0,4$.

Следует отметить, что значимость переменных изменения ценовых рисков (LN_PRICE_RISK), нормы замещения резервов (RRR), величина

рентабельности инвестиций компании (ROACE), которые показывали правильные знаки, оказалась не очень высокой. В этой связи данные переменные были исключены из прогнозной модели регрессии.

При этом рост на 1% операционных издержек (LN_OPEX_BAR_OE), бремени обслуживания долга компании (INT_SALE), нормы замещения резервов (RRR), продаж продукции на одного работника компании (LN_SALES_CAP) и продажной цены готовой продукции (LN_PRICE) приводил к росту капиталовложений на 1 баррель нефти и газа на 0,82%, 0,36%, 0,182%, 0,181% и 0,12%, соответственно.

Первую зависимость можно объяснить необходимостью инвестиций в новые месторождения при росте операционных расходов на баррель нефти на действующих месторождениях.

Вторую зависимость можно объяснить тем, что рост процентных ставок по кредитам ведет к необходимости увеличения добычи нефти и газа для поддержания финансовой устойчивости компании, а значит и росту капитальных вложений в добычу.

Положительное влияние нормы замещения резервов на капитальные вложения было связано с тем, что для повышения этого показателя компания должна была инвестировать дополнительные средства в разведку нефти и газа, что нередко осуществляется за счет разработки месторождений с более сложными геолого-техническими условиями.

Положительное влияние продаж на одного работника и цены на единицу готовой продукции было связано с тем, что они повышали привлекательность компании как объекта инвестирования.

В то же время прирост на 1% рентабельности инвестиций компании (ROACE), производительности труда работника (LN_OUTPUT_CAP), рисков доходности (RISK2) и ценовых рисков (LN_PRICE_RISK) приводили к снижению капитальных вложений в нефть и газ компаний на 0,15%, 0,13%, 0,04% и 0,02%, соответственно.

Отрицательное влияние рентабельности инвестиций на объем капиталовложений связано с тем, что с их ростом компания снижает привлечение более дорогих внешних источников инвестирования.

Отрицательное влияние роста добычи нефти на одного работника (OUTPUT_CAP) на капиталовложения фирмы, связано с тем, что рост производительности труда относительно снижает потребность в основных фондах.

Негативное влияние рисков доходности и рисков цены на объем капиталовложений, связан с тем, что рост таких рисков снижает привлекательность компании как объекта инвестиций.

Остальные факторы не оказывали значимого влияния или показывали неправильные знаки, поэтому они были исключены из модели регрессии.

В целом, полученная в математической форме модель 2 может использоваться для улучшения управления инвестиционной привлекательностью, так как данная модель не только ранжирует различные

факторы, действующие в нефтегазовой отрасли по значимости их влияния на рост капиталовложений в компанию, но и дает их количественное выражение. С помощью применения данной модели, путем изменения отдельных независимых переменных нефтедобывающая компания может достичь заданных параметров капиталовложений в компанию на прогнозный период, при учете ограничений, накладываемых внутренней и внешней средой на различные факторы.

Таким образом, на основе моделирования можно сделать следующие основные выводы.

5. Прирост рентабельности инвестиций компании (ROACE), производительности труда работника (OUTPUT_CAP), рисков доходности (RISK2) и ценовых рисков (PRICE_RISK) на 1% приводили к снижению капитальных вложений в нефть и газ компаний соответственно на 0,15%, 0,13%, 0,04% и 0,02%. При этом рост на 1% операционных издержек (OPEX_BAR), бремени обслуживания долга компании (INT_DEBT), нормы замещения резервов (RRR), продаж продукции на одного работника компании (SALES_CAP) и продажной цены готовой продукции (PRICE) приводил к росту капиталовложений на 1 баррель нефти и газа на 0,82%, 0,36%, 0,182%, 0,181% и 0,12%, соответственно.

6. Для повышения своей инвестиционной привлекательности нефтегазовая компания должна иметь высокий объем доходов от продажи продукции в расчете на одного работника (SALES_CAP), повышать обеспеченность своей добычи подтвержденными запасами (RRR).

7. Касательно способности компании осуществлять процентные выплаты по кредитам (INT_SALE) следует отметить, что для повышения инвестиционной привлекательности, ей следует не наращивать размер долга, так как это ставит компанию в очень жесткие финансовые условия, которые чреваты банкротством при неблагоприятном стечении обстоятельств. Вместо этого, ей следует повысить рентабельность инвестиций за счет снижения своих текущих долговых обязательств.

8. Инвестиционная привлекательность компании растет в условиях роста нефтяных цен и снижается в условиях их падения. В этой связи, для компании выгоднее привлечь инвестиции в условиях растущих цен на нефть и газ, чем в условиях их падения.

9. Касательно роста добычи нефти на одного работника (OUTPUT_CAP) следует отметить, что он снижает потребность в инвестициях (LN_OPEX_BAR_OE), так как фирма в условиях роста производительности труда работников относительно меньше нуждается в основных фондах.

10. Капитальные инвестиции компании в расчете на 1 баррель нефти и газа в нефтяном эквиваленте (CAPEX_BAR_OE) растут с ростом ее операционных затрат (OPEX_BAR_OE) в связи с тем, что рост операционных расходов на добычу 1 барреля нефти приводит к необходимости увеличения инвестиций в повышение отдачи существующих месторождений или инвестиций в новые месторождения для повышения прибыльности добычи. Однако, это вовсе не

означает, что для привлечения инвестиций следует увеличивать операционные расходы на 1 баррель добываемых углеводородов. Напротив, операционные издержки на единицу сырья следует снижать для повышения рентабельности инвестиционных вложений.

2.4 Анализ управления вертикально-интегрированной нефтегазовой компанией АО «НК «Казмунайгаз» с целью повышения инвестиционной привлекательности

В I главе настоящей работы отмечалось, что вертикально интегрированные нефтегазовые компании ведут деятельность по всем возможным направлениям: разведке месторождений и добыче нефти и газа, их транспортировке и переработке, сбыте нефтепродуктов, и др.

АО «НК «Казмунайгаз» (КМГ) является национальной вертикально интегрированной нефтегазовой компанией Казахстана и включает в себя весь цикл от разведки запасов до сбыта углеводородов и нефтепродуктов.

Сравнительный анализ по 15 вертикально-интегрированным компаниям, включая КМГ, показывает, что компании с высокой производительностью, как правило, имеют высокую операционную рентабельность.

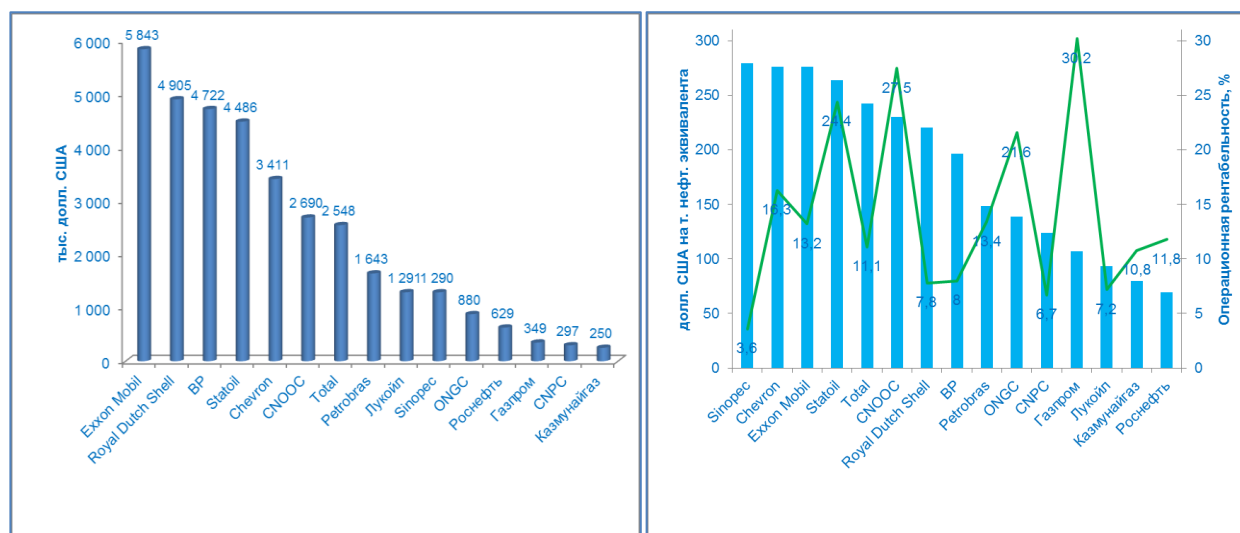


Рисунок 19 – Производительность труда по ВИНК за 2013 год, тыс. долл. на 1 работника

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных по компаниям

Следует отметить, что большие объемы добычи не всегда являются ключевым условием наличия больших размеров валовой выручки. Так, например, компании Газпром и Роснефть, соответственно занимающие 1 и 3 место по объемам добычи среди 15 рассматриваемых компаний, по размеру выручки занимают 8 и 9 место, соответственно. В то же время, китайская компания Sinorec, занимающая лишь 12 место по объему добычи, находится на 1 месте по размеру валовой выручки.

В формировании больших размеров выручки большую роль играет производство и реализация углеводородной продукции, вырабатываемой из добытого углеводородного сырья, с высокой добавленной стоимостью.

На основе анализа данных по производительности труда по валовой выручке можно отметить, что крупные частные международные нефтегазовые компании имеют более высокие значения рентабельности активов (ROA) в сравнении с компаниями с государственным участием. В то же время рентабельность собственного капитала (ROE) в частных и национальных компаниях может быть как высокой, так и низкой.

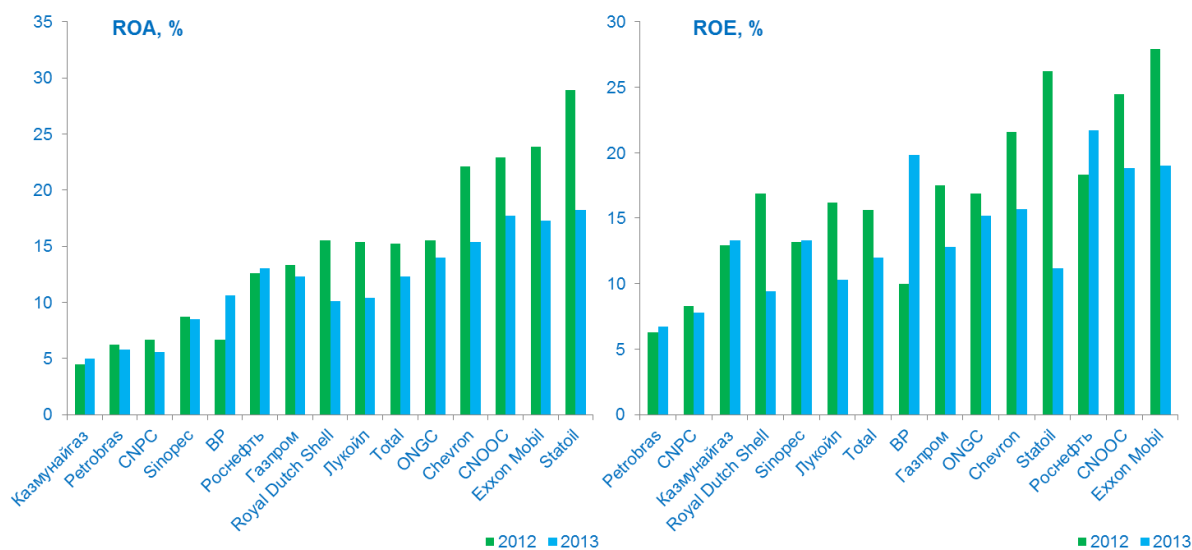


Рисунок 20 – Рентабельность на активы и собственный капитал в ВИНК в 2013 году, %

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных по компаниям

Большая часть выручки ВИНК формируется в секторе разведки и добычи, однако эта выручка напрямую зависит от рыночных цен на нефть и себестоимости добычи.

Сравнительный анализ КМГ с бразильской и мексиканской национальными ВИНК Petrobras и Pemex по валовой прибыли, как разницы между всей выручкой и себестоимостью, показывает, что КМГ является более сбалансированной компанией по своей структуре (рисунок 21).

Так, в КМГ на долю сегмента разведки и добычи в 2013 году приходилось около 64% валового дохода (в 2014 – около 60%).

В то же время в компаниях Petrobras и Pemex данный показатель составлял более 100%. Это связано с тем, что сегмент переработки в данных компаниях является убыточным и субсидируется. Такая структура компаний Pemex и Petrobras содержит высокие риски ухудшения финансового положения в случае падения цен на нефть.

Структура КМГ является более устойчивой, так как относительный вес сегментов разведки и добычи переработки составляет 64% и 17%,

соответственно. Более сбалансированное распределение сегментов в цепочке добавленной стоимости способствует диверсификации рисков компании.

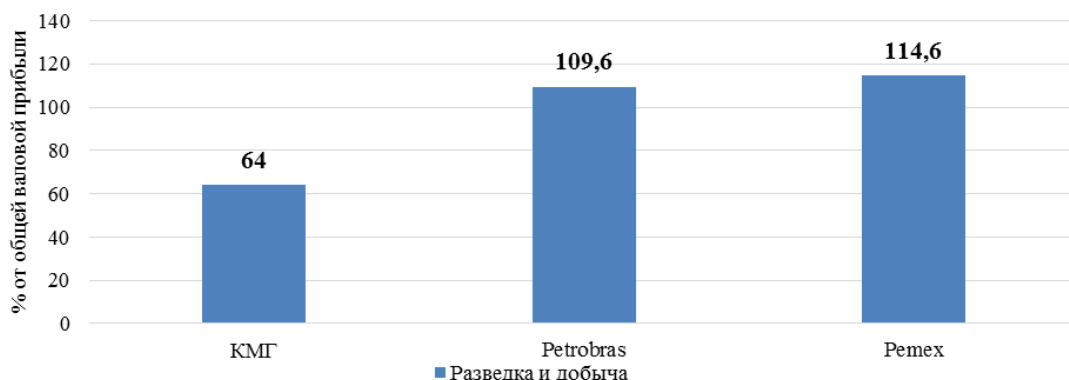


Рисунок 21 – Доля сегмента разведки и добычи в ЦДС в 2013 году, %

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных по компаниям

На рисунке 22 представлена цепочки создания добавленной стоимости в КМГ в 2014 году, наглядно отражающая уровень выручки, себестоимости и валовой прибыли по каждому из сегментов.

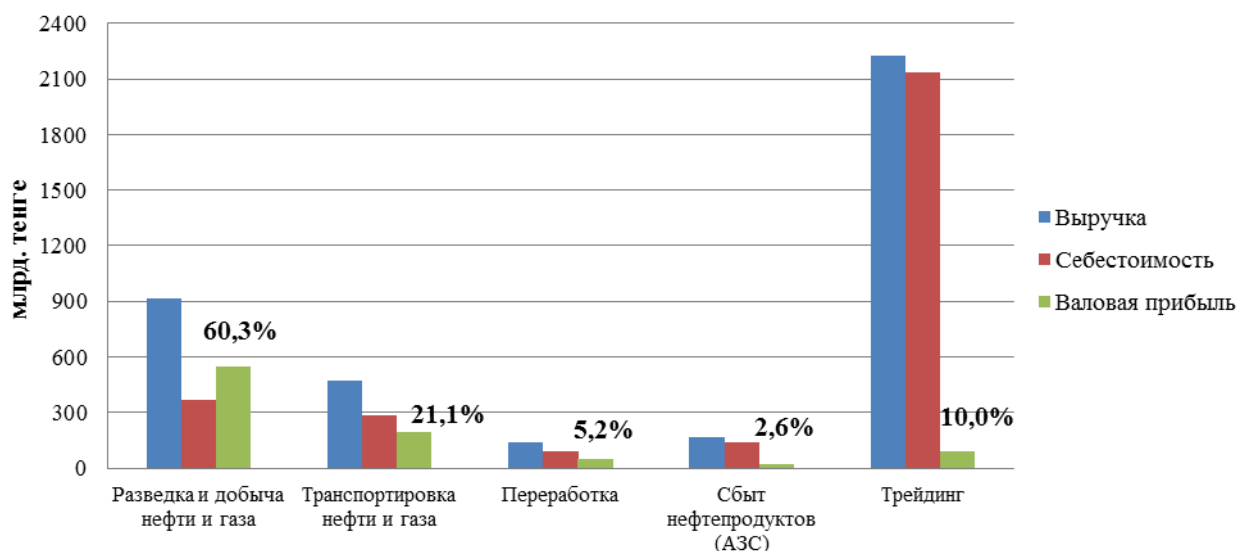


Рисунок 22 – Цепочка добавленной стоимости КМГ в 2014 году, %

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных [182]

Наибольший вклад в добавленную стоимость КМГ стабильно вносит сегмент разведки и добычи нефти и газа, что является характерным для большинства ВИНК. Это происходит в силу того фактора, что стоимость ресурса «на входе» здесь минимальна, так как нефть и газ добывают из месторождения, а не покупают у поставщиков.

При этом с 2007 по 2014 год в структуре цепочки добавленной стоимости КМГ наблюдается снижение доли сегмента разведки и добычи с 76,6% до

60,3%. Доля транспортировки за этот период выросла с 11,8% до 21,1%, а доля переработки увеличилась с 0,1% до 5,2%, внутренней реализации нефтепродуктов – с 1,1% до 2,6%.

Сегмент трейдинга характеризуется наименее стабильными показателями: доля сегмента за исследуемый период колеблется в диапазоне 7,2-17,3%.

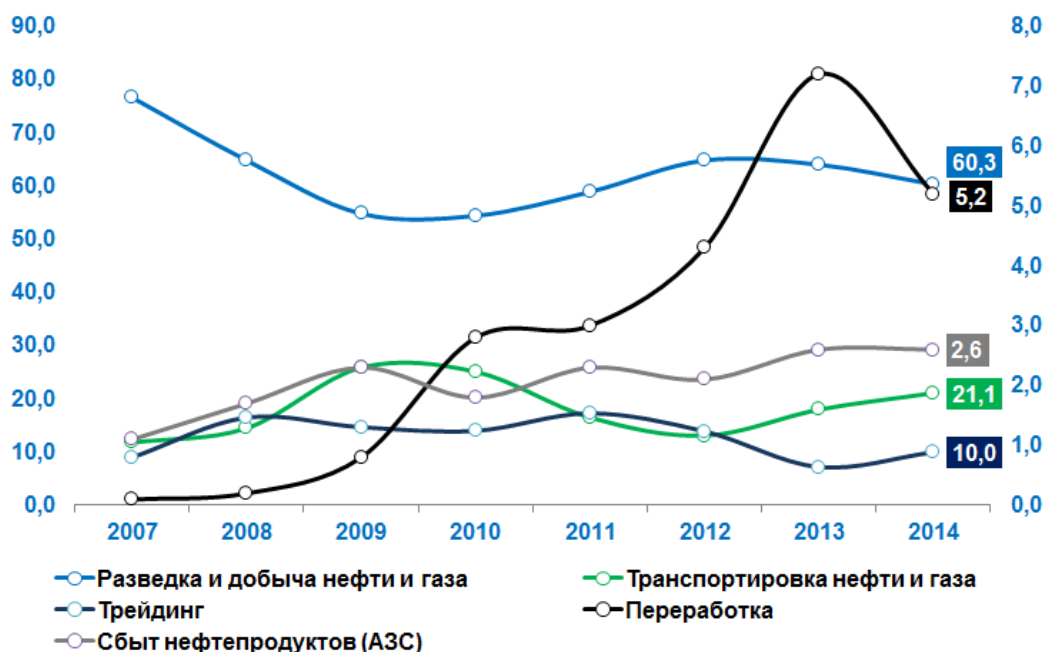


Рисунок 23 – Динамика ЦДС КМГ по сегментам за 2007-2014 годы, %

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных [182]

В целом анализ производственных показателей КМГ показывает рост по всем направлениям. Так, с 2006 по 2014 год в КМГ увеличились объемы добычи углеводородного сырья: нефти и газового конденсата с 12,9 до 22,5 млн. тонн, газа с 3,2 до 7 млрд. куб. м.

Объемы транспортировки нефти по трубопроводам за этот же период увеличились с 46,9 до 64 млн. тонн, а объемы переработки нефти с 3,8 до 17,1 млн. тонн.

Динамика основных производственных показателей КМГ за период 2006-2014 годы представлена в таблице 18.

Таким образом, можно сделать следующие выводы.

1. КМГ демонстрирует устойчивую позицию по уровню обеспеченности запасами углеводородов, однако существенного прироста запасов нефти за последние годы практически не наблюдается, за исключением 2014 ввиду переоценки запасов. Это может являться одним из главных факторов снижающих инвестиционную привлекательность компании для потенциальных инвесторов.

2. По итогам 2014 года основная часть (порядка 60%) добавленной стоимости КМГ формируется на этапе разведки и добычи нефти и газа, что

характерно для большинства аналогичных компаний в мировой нефтегазовой отрасли.

Таблица 18 – Динамика производственных показателей КМГ за 2006-2014 годы

Показатель	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Запасы нефти, млн. т.	604,8	611	706	781	791	779	787	776	818
Запасы газа, Млрд. м ³	210	237	343	375	396	395	482	476	488
Объем добычи нефти, млн. т.	12,9	16,7	18,1	18,7	22,0	21,1	21,4	22,6	22,5
Объем добычи газа, млрд. м ³	3,2	3,5	3,8	4,3	4,9	4,9	5,5	6,9	7,0
Объем транспортировки нефти по трубопроводам, млн. т.	46,9	50,8	60,7	64,2	65,8	66,9	65,8	67,2	64,0
Объем транспортировки газа, млрд. м ³	122	114	117	91	102	111	109	110	105
Объем переработки нефти на НПЗ, млн. т.	3,8	4,7	10,3	12,1	14,8	15,2	15,6	15,6	17,1
Реализация сырой нефти, млрд. тенге	777	916	658	429	462	471	598	735	697
Реализация нефтепродуктов, млрд. тенге	108	177	1107	1045	1407	1873	1984	2107	2073
Реализация газа и продуктов переработки газа, млрд. тенге	70,8	89,2	61,7	64,0	158,1	192,2	210,2	229,5	266,2
Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных [182]									

3. За период 2007-2014 годы наблюдалась постепенное изменение структуры цепочки добавленной стоимости в сторону снижения доли сегмента разведки и добычи с 76,6% в 2007 г. до 60,3% в 2014 году.

4. КМГ увеличил свое присутствие в сегменте даунстрим. Так, доля переработки увеличилась с 0,1% до 5,2%, а внутренней реализации нефтепродуктов – с 1,1% до 2,6%. В целом, данное обстоятельство является естественным «хеджем», позволяя более устойчиво выдерживать высокую волатильность цен на глобальных рынках.

Основными источниками увеличения добавленной стоимости для КМГ представляются:

- дальнейшее увеличение объемов добычи углеводородов;
- повышение эффективности геологоразведочных работ и оптимизация затрат при наращивании балансовых запасов нефти и газа;
- оптимизация затрат на эксплуатацию газо- и нефтетранспортных систем с учетом изменения основных направлений транспорта нефти и газа;
- модернизация казахстанских НПЗ, с увеличением глубины переработки нефти и доли выработки светлых нефтепродуктов до лучших мировых стандартов 97-98% и увеличение выпуска более экологически чистых продуктов (бензин марок евро -3 и евро -4);
- переход к производству продуктов нефтехимии, смежных отраслей производства и сервисных отраслей, которые ныне почти целиком завозятся из-за рубежа;
- повышение уровня производительности труда.

При этом, КМГ в своей цепочке добавленной стоимости критически важно наладить взаимодействие между всеми сегментами. В целом повышение добавленной стоимости и ее сбалансированность между сегментами бизнеса КМГ позволит повысить инвестиционную привлекательность компании в среднесрочном периоде.

3 ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО СЕКТОРА

3.1 Международный опыт управления нефтедобывающими компаниями и регулирования в нефтедобывающих странах

Неблагоприятная ценовая конъюнктура оказала негативное влияние на экономики нефтедобывающих стран и нефтегазовые компании. По некоторым оценкам, снижение стоимости нефти на 10% приводит к сокращению ВВП в странах, экспортирующих нефть, на 0,8-2,5 процентных пункта в год. При этом, прогнозы цен на нефть на 2015-2017 годы от различных инвестиционных институтов и специализирующихся компаний демонстрируют достаточно высокие расхождения в оценках (приложение И).

В условиях неопределенности нефтегазовые страны и компании предпринимают различные меры реагирования. Сначала рассмотрим корпоративный сектор, в котором падение нефтяных цен негативно отразилось на капитализации нефтяных компаний. Так, капитализация крупных международных нефтегазовых компаний во второй половине 2014 года упала на 20%, совокупная рыночная стоимость снизилась на 630 млрд. долл. США. Так, акции ExxonMobil упали на 13%, Chevron – 18%, Shell – 19%, LUKOIL – 20% [129].

Больше всего от падения цен на нефть пострадали крупные и средние компании Северной Америки, ввиду значительного преобладания нетрадиционных ресурсов в структуре их портфелей (Chesapeake -42%, Newfield -40% и др.) [129].

В частности, в Северной Америке в первом квартале 2015 года зафиксировано рекордное снижение количества буровых установок в сравнении с 2014 годом – на 18% в США и на 54% в Канаде.

При этом начались банкротства американских сланцевых компаний. Так, обанкротилась WNH Energy, допустили дефолты по облигационным платежам Quicksilver Resources, Dune Energy и BPZ Resources.

В связи с этим, нефтегазовые компании по всему миру, в первую очередь, начали проводить сокращение капитальных затрат. Резкое снижение затрат на 2015 год по сравнению с 2014 годом наблюдается у 90 компаний на общую сумму 88 млрд. долл. США (22%). Сильнее всего волатильность цен отразилась на компаниях с малой капитализацией, сокращение затрат которых в среднем составило около 33% [91].

Национальные нефтегазовые компании сократили свои бюджеты на 2015 год до 72,3 млрд. долл. США с 99,1 млрд. долл. США в 2014 году (-27%). Снижение цен повлияло и на деятельность крупных интегрированных компаний, однако эффект был менее масштабным. Капитальные затраты в сегменте разведка и добыча на 2015 год были сокращены на 11% с 141,8 млрд. долл. США в 2014 году до 126,2 млрд. долл. США в 2015 году [91].

К примеру, компания Total в 2015 году сократила бюджет в разведке и добыче с 26 млрд. долл. до 23,5 млрд. долл. (-10%), Shell – с 37,3 млрд. до 34,0

млрд. долл. (-9%), затраты Chevron и BP снизились на 13%, Statoil – на 11% (с 18,5 млрд. долл. до 16,5 млрд. долл. США), BG ConocoPhillips – на 31% [91].

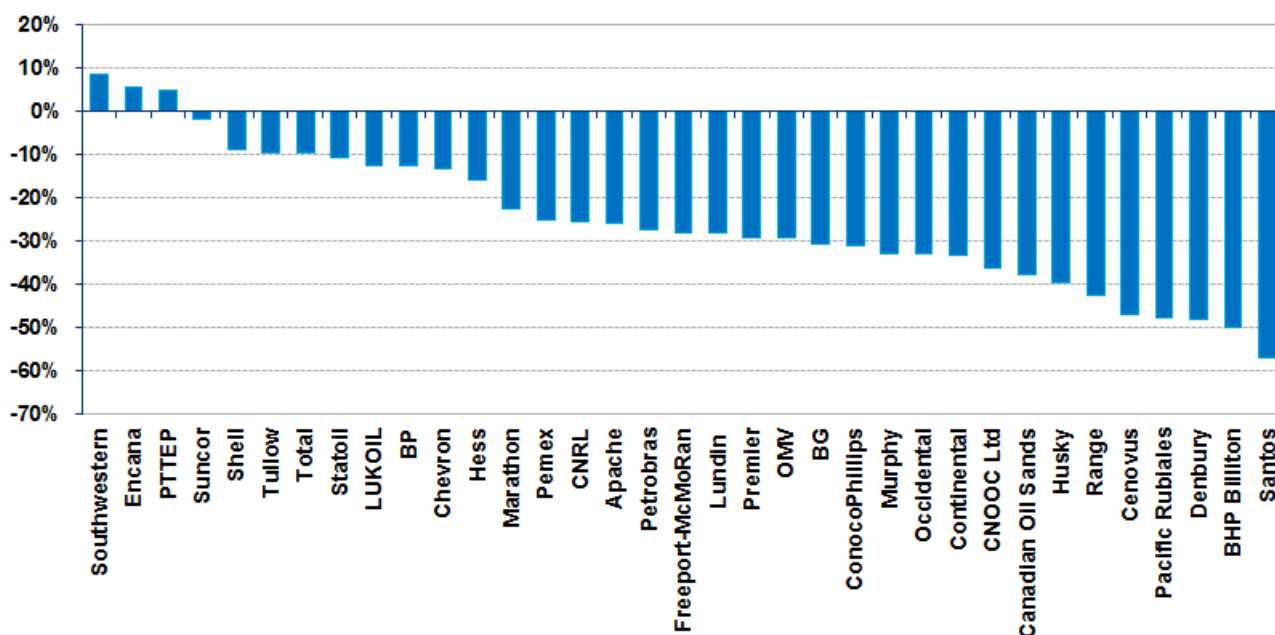


Рисунок 24 – Изменение бюджетов в секторе разведки и добычи за 2014-2015 годы в разрезе компаний (год к году), %

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных [91]

Мейджеры сокращают капитальные затраты в проекты с доходами, у которых внутренняя ставка рентабельности (IRR) ниже 15%. К примеру, компания Eni сократила до 30% от общего объема расходов, Statoil – до 25%, Chevron – до 15%, BP, Total и Shell – до 5-10%.

По оценкам экспертов, сокращение капитальных затрат в проекты с низкими доходами позволит этим компаниям увеличить внутреннюю норму рентабельности: Statoil – с 18% до 20%, Eni – с 16% до 19%, ExxonMobil – с 17% до 22%, Chevron – с 20% до 23%, BP – с 15% до 18%, Total – с 15% до 16%, Shell – с 16% до 19% [91].

Сокращение капитальных затрат в разрезе стран показывает, что в абсолютном выражении наибольшее сокращение капитальных затрат на 2015 год в сегменте разведки и добычи провели компании США (на 14,7 млрд. долл.) и Бразилии (на 12,1 млрд. долл.), в относительном выражении – компании Великобритании (на 60%) и Австралии (на 57%). Нефтегазовые компании, осуществляющие свою деятельность в России, сократили капитальные затраты в Upstream на 1,5 млрд. долл. или на 13% [91].

План общемировых капитальных затрат на геологоразведку на 2015 год сократился на 21% (до 108,7 млрд. долл. США) по сравнению с объемами финансирования 2014 года. В то же время в 2014 году капитальные затраты в геологоразведку были на уровне 137,9 млрд. долл., что всего на 1% ниже показателя 2013 года [127].

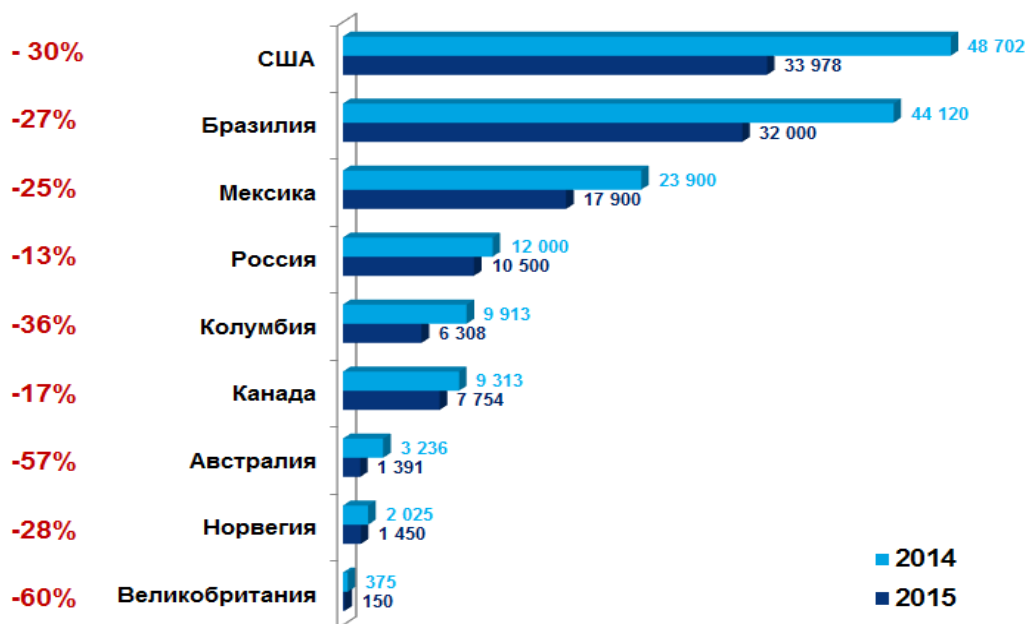


Рисунок 25 – Динамика капитальных затрат сегмента разведки и добычи в разрезе основных регионов деятельности компаний, млн. долл. США

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных [127]

В целом, между ценой на нефть и капитальными затратами на геологоразведку наблюдается высокая корреляция. За период с 2005 по 2014 года коэффициент корреляции составляет 90% [127].

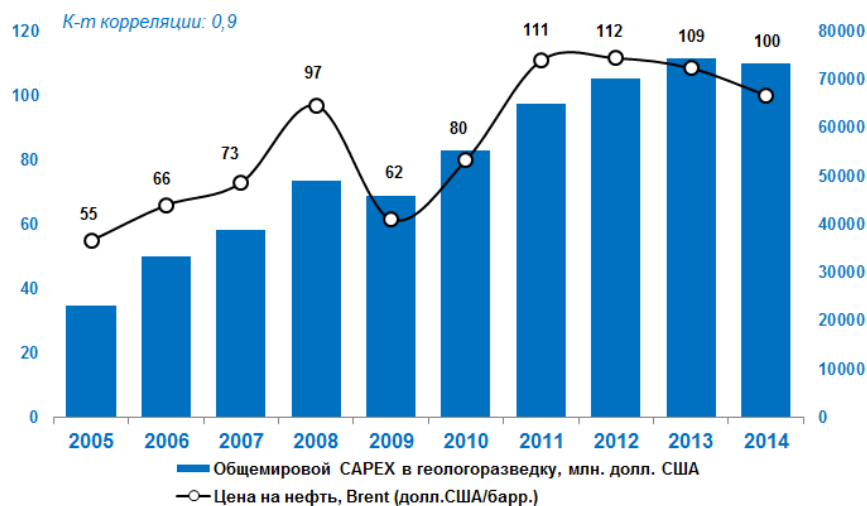


Рисунок 26 – Зависимость цены на нефть сорта Brent и капитальных затрат в геологоразведку

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных [127]

Вместе с тем, падение цен на нефть незначительно сказалось на объемах добычи крупнейших нефтегазовых компаний. Средний объем добычи 20-ти

наиболее крупных производителей нефти в 2014 году вырос незначительно – на 31 тыс. баррелей в сутки по сравнению с 2013 годом до 2414 тыс. баррелей в сутки [127].

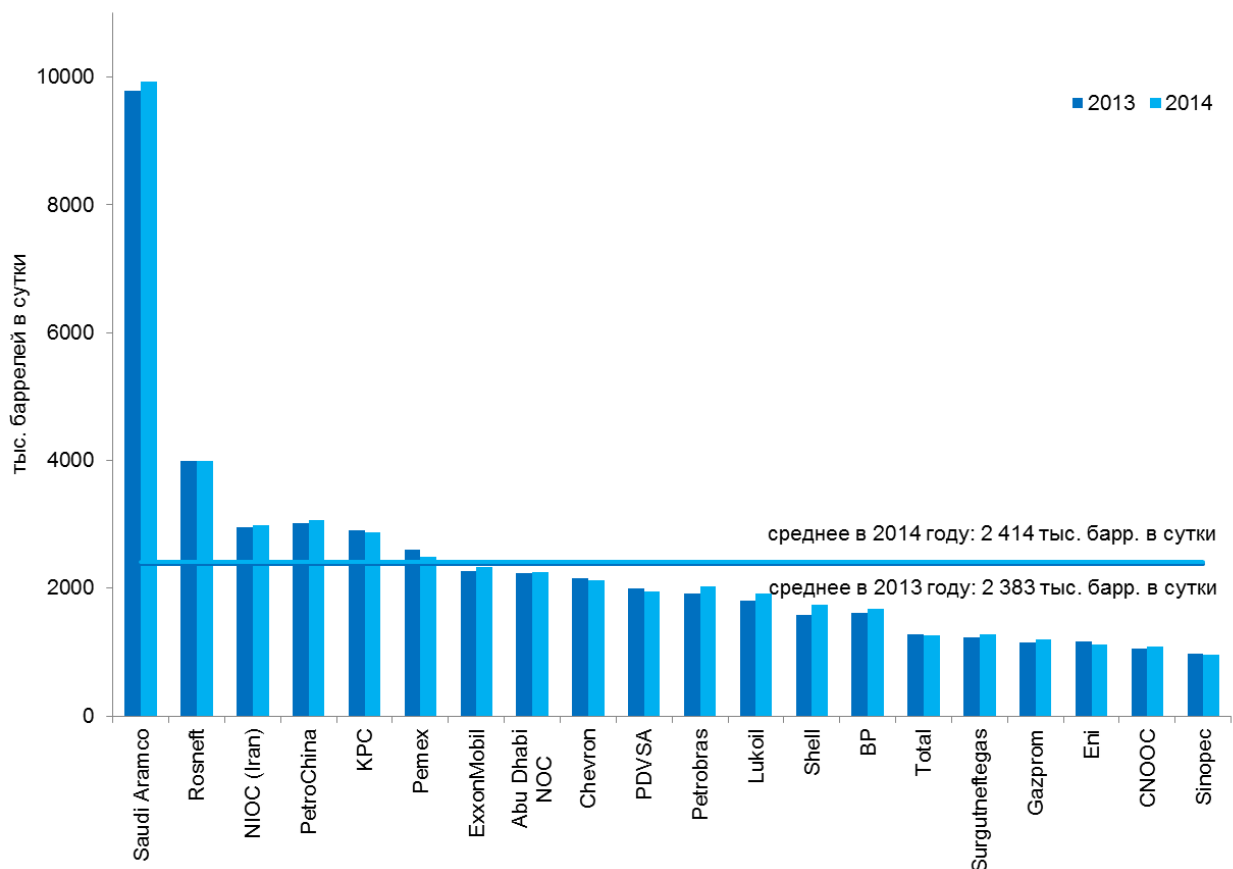


Рисунок 27 – Добыча нефти и конденсата в 2013-2014 годах, тыс. баррелей в сутки

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных [127]

Следует отметить, что наблюдается сокращение затрат на баррель добычи, что говорит о некотором повышении операционной эффективности. Так, показатель капитальных затрат на баррель добычи по 20 крупнейшим производителям нефти сократился в 2014 году по сравнению с 2013 годом в среднем с 17,05 до 16,5 долл. Снижение характерно для многих компаний, за исключением KPC, NIOC, Pemex, Sinopec, Chevron, CNOOC и Total [127].

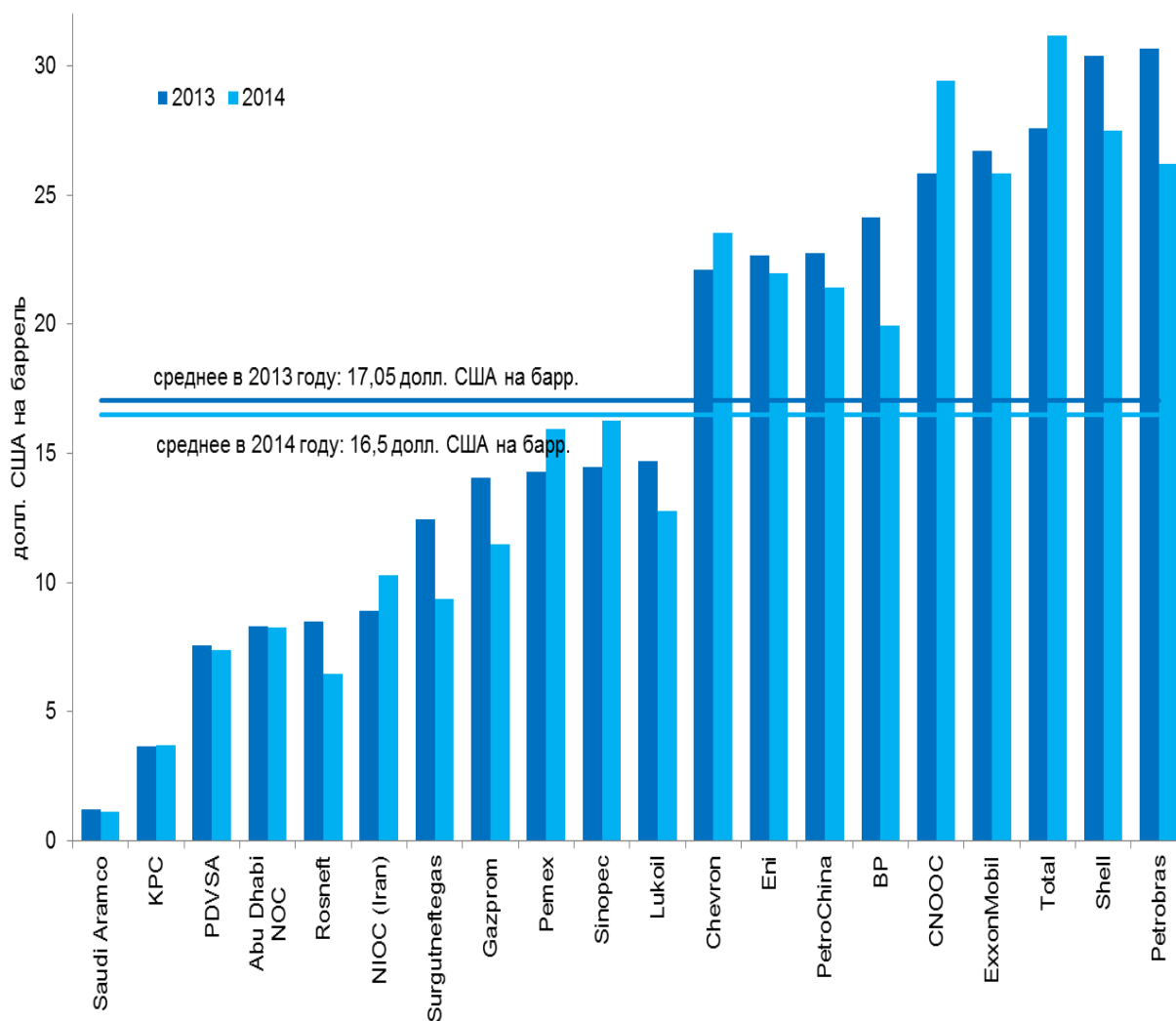


Рисунок 28 – Капитальные затраты на баррель добычи в разрезе компаний в 2013-2014 годах

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных [127]

Показатель операционных затрат на баррель добытой нефти также изменился незначительно, увеличившись с 11,36 долл. в 2013 году до 11,64 долл. в 2014 году. Операционные затраты в расчете на объем производства заметно сократились лишь у компаний Petrobras и Shell [127].

В рамках оптимизации затрат в зарубежных компаниях наблюдается сокращение персонала. Данная мера предпринимается как нефтедобывающими, так и нефтесервисными компаниями.

Так, крупнейшая китайская оффшорная нефтяная корпорация CNOOC сокращает штат сотрудников в Канаде и Великобритании [183]. Американская нефтесервисная компания Halliburton намерена уволить более 80 тыс. сотрудников или 8% персонала [184]. Другая крупнейшая нефтесервисная компания мира – американская Baker Hughes Co. намерена уволить почти 10,5 тыс. сотрудников (около 17% штата) [185]. Нефтегазовое подразделение концерна General Electric (GE) в Техасе объявило о намерении сократить 45%

сотрудников [186]. Норвежская Statoil намерена сократить от 1000 до 1500 рабочих мест к концу 2016 года [187].

Еще одной мерой реагирования нефтегазовых компаний на снижение цен на нефть является реструктуризация активов. Падение цен на нефть вынуждает нефтегазовые компании искать партнеров и создавать совместные проекты (сделки по слиянию и приобретению) с целью обеспечения роста запасов и объемов добычи, диверсификации видов ресурсов, доступа к слабоизученным участкам.

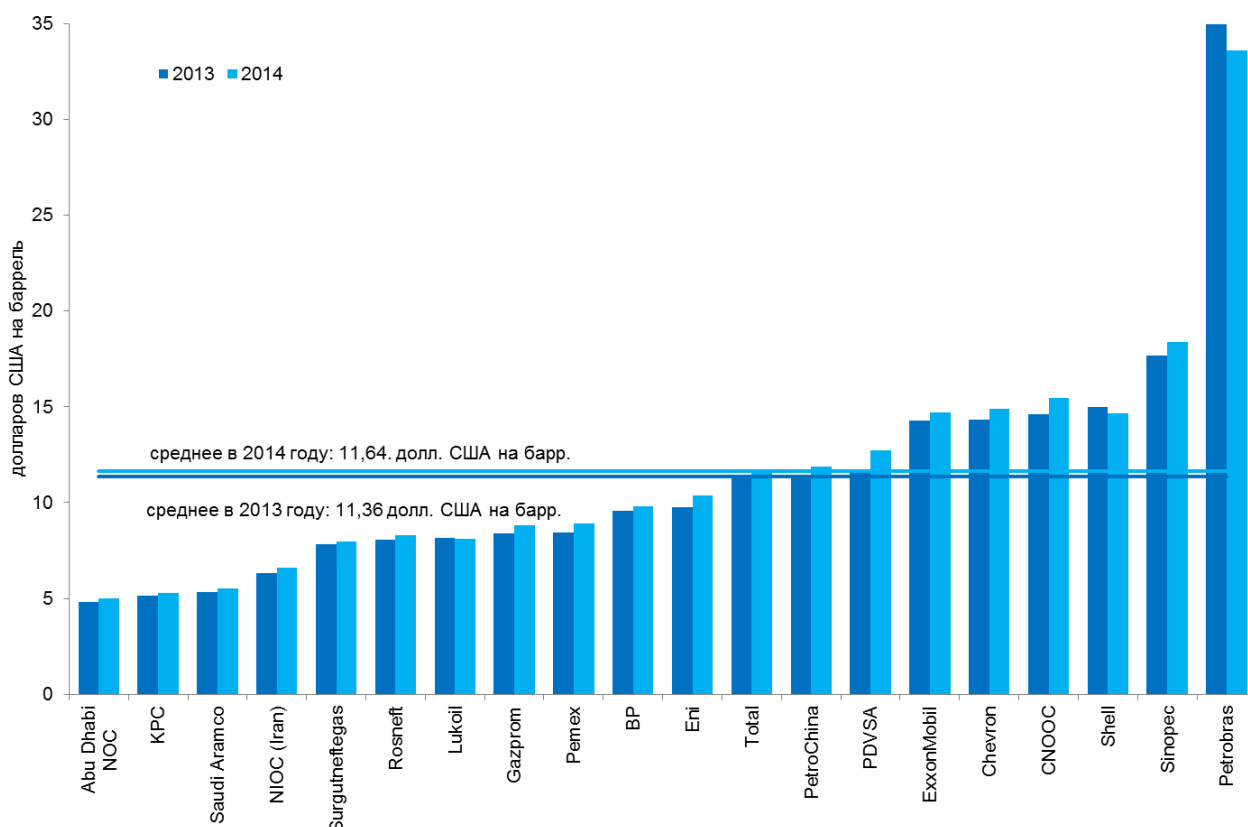


Рисунок 29 – Операционные затраты на баррель добычи в разрезе компаний в 2013-2014 годах

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных [127]

Так, по данным компании EY, в 2014 году совокупная объявленная стоимость сделок по слияниям и поглощениям в нефтегазовой отрасли увеличилась на 69% до 443 млрд. долл. США, однако количество сделок при этом сократилось на 20% [188].

По данным компании Wood Mackenzie, совокупное предложение компаний с крупной капитализацией (свыше 10 млрд. долл. США) по продаже активов в секторе разведки и добычи на середину 2015 года составляло более 300 млрд. долл. США. Суммарная стоимость сделок по слияниям и поглощениям в сегменте сервисных компаний, оказывающих сервисные услуги для нефтедобывающего сектора, в 2014 году увеличилась на 242% до 72 млрд. долл. Учитывая снижение доходности на фоне снижения цен на нефть,

наблюдается «замораживание» инвестиционных проектов до лучших времен [189].

Пересмотр бюджетов компаний привел к отсрочке более 40 крупных проектов в сегменте разведки и добычи. По оценкам экспертов, запасы отложенных проектов превышают 20 млрд. баррелей н.э., из которых более 60% приходится на нефть и конденсат. Потенциальные капитальные затраты по ним составляют более 200 млрд. долл. США. Больше всего отложенных проектов – у компаний Chevron, Woodside, BP, Shell и Statoil [189] (приложение К).

У большинства из отложенных проектов цена безубыточности находится выше 50 долл. за баррель. При этом для половины новых разработок месторождений внутренняя норма доходности (IRR) составляет около 15%, что ниже пороговых значений для многих компаний. Более половины запасов по отложенным проектам находится в глубоководных месторождениях и почти 30% – в канадских нефтяных песках. Операторы глубоководных месторождений, такие как BP и Shell, стремятся отложить запуск проектов до тех пор, пока не станут окупаться затраты на бурение. Ожидаемые сроки возобновления отложенных проектов – 2018-2026 годы, в зависимости от складывающейся конъюнктуры. Ожидается, что до 2017 года компании продолжат сокращать капитальные затраты на новые проекты, после чего начнется их рост. По расчетам экспертов компании Wood Mackenzie, для глубоководных, шельфовых и континентальных проектов цена безубыточности в среднем находится на уровне 60-65 долл. за баррель [189].

В России компания ЛУКОЙЛ сократила объемы бурения в годовом выражении на 8% на фоне сокращения издержек (подробнее в приложении Л).

Компании также замораживают проекты и в других сегментах. Так, мексиканская компания Pemex откладывает модернизацию шести НПЗ после сокращения бюджета 2015 года на 4 млрд. долл. США, азербайджанская SOCAR отложила бурение для подземного газохранилища. Наряду с указанными мерами реагирования в корпоративном секторе наблюдаются значительные изменения в регулировании нефтегазового сектора в различных странах, так как падение цен на нефть негативно отразилось на бюджетных балансах стран-экспортеров нефти. В условиях низких нефтяных цен поставки нефти на международные рынки для ряда стран-экспортеров становятся не более выгодными, чем на внутренний рынок. Это приводит к выравниванию разницы между чистой выручкой от поставок на внешний и внутренний рынки.

В этой связи, правительства ряда стран предпринимают меры фискального характера для снижения налоговой нагрузки на недропользователей, либо увеличения поступлений в бюджет.

В целом, налоговые системы ряда стран (Австралия, Норвегия, Великобритания и др.) имеют режимы, основанные на прибыли, то есть при такой системе государство не получает прибыль до того момента, пока не окупятся проекты. В других же странах (Ирак, Венесуэла, Египет, Россия и др.)

государство получает не менее 50% от доходов проекта, вне зависимости от издержек даже при ценах 60 долл. за баррель [190].

В марте 2015 года Великобритания добилась значительных сокращений по налоговым ставкам, применяемым к производителям нефти. С 32% до 20% были снижены ставки по дополнительным обязательствам, а ставка нефтяного налога – до 35% (с 50%). При этом налог на нефтяные доходы выплачивается только по месторождениям, разработка которых была начата до 1993 года [191].

Канадское правительство предлагает налоговые послабления, чтобы содействовать развитию развивающейся индустрии сжиженного природного газа. Капитальные расходы до 2024 года смогут получить налоговые льготы в размере 30% для оборудования и 10% для производственных площадей, которые будут использоваться в СПГ-индустрии страны.

Кроме того, в Канаде обсуждается законопроект, требующий публичного раскрытия государственных и зарубежных платежей в нефтегазовом секторе. Законопроект предлагает обязательную форму отчетности для добывающих компаний о платежах, произведенных правительствами.

В норвежском парламенте обсуждается вопрос о том, чтобы направить часть средств Фонда национального благосостояния на преодоление бюджетного дефицита. Правительство Норвегии стоит сейчас перед выбором о расходовании средств из ФНБ для поддержки бюджета или урезании расходов в условиях снижения доходов от реализации нефти.

Начиная с 2014 года, правительство Норвегии внесло изменения в налоговую систему с целью повышения конкурентоспособности и укрепления роста бизнеса. Ставка специального налога на нефтяные компании была увеличена с 50% до 51% так, чтобы сохранить предельную ставку налога на уровне 78% в связи с падением цен на нефть.

Предельная ставка налога – это величина, на которую увеличиваются налоговые поступления в расчете на единицу прироста налогооблагаемого дохода. Таким образом, в результате сокращения доходов нефтяных компаний из-за падения цен на нефть, Правительство Норвегии стремится сохранить объем налоговых поступлений на прежнем уровне.

В странах Персидского залива также наблюдается тенденция налоговых реформ. В частности, Советом сотрудничества стран Персидского залива обсуждается возможное введение новой системы взимания НДС и акцизов на некоторые виды товаров.

Из-за снижения цен на нефть в Нигерии был сделан сильный акцент на получение налоговых платежей с ненефтяного сектора страны. Это привело к ряду налоговых проверок и расследований для увеличения сбора неоплаченных налоговых обязательств и штрафов.

Налог на нефтяную деятельность в Нигерии дифференцирован и составляет:

- 50% на операции, производимые Нигерийской национальной нефтяной корпорацией в соответствии с соглашениями о разделе продукции;
- 65,75% для СП в течение первых пяти лет работы;

– 85% для прочих СП, работающих вне соглашений о разделе продукции [191].

В Анголе в настоящее время реализуется налоговая реформа, в рамках которой ставка КПН будет снижена с 35% до 30%, в то время как ставка налога у источника выплаты будет увеличена до 6,5% [191].

В Алжире с 1 января 2015 года ставка КПН была снижена с 25% до 23%. Кроме того, временно от выплаты КПН освобождены инвестиционные компании, создающие 100 и более рабочих мест, а также компании, вкладывающие средства в стратегически важные отрасли экономики [191].

Следует отметить, что под воздействием инфляции издержек за последние годы по многим проектам в мире выросли цены безубыточности. В результате, также стали расти триггерные цены [190].

Триггерные цены – это пороговый уровень цен, по достижении которых автоматически наступают ответные действия со стороны государства. К примеру, Правительством может запускаться ценовой механизм защиты отрасли либо налоговый маневр. Так, в нефтяном штате США – Северной Дакоте – триггерная цена для налога на добычу составляет 55 долл. за баррель.

Это означает, что при падении нефтяной цены ниже этого уровня, налог на добычу будет понижен с 6,5% до 0 для поддержки производства на ближайшие 6 месяцев. Между тем, в апреле 2015 года правительство штата вместо этого механизма предложило снизить ставку до 5% без фиксации к ценам на нефть, в целях стабилизации поступлений в бюджет. При новой ставке производители будут выплачивать больше отчислений по налогу на добычу в условиях низких цен (ниже 55 долл. за баррель), но меньше – при высоких ценах.

В Аргентине сократили возможности провинций повышать роялти и налоги на производство. Ставка роялти составляет 12%, которая может быть увеличена на 3% для продления лицензий. Максимальная ставка составляет 18%. Проекты по добыче тяжелой нефти и оффшорные проекты имеют право на снижение ставки роялти на 50%. Кроме того, в Аргентине были введены льготы по освобождению от экспортных пошлин, так что около 20% продукции в настоящее время может быть продано по международным ценам.

В Китае триггерные цены для специального нефтяного сбора возросли от 55 долл. за баррель до 65 долл. за баррель. Также до 6% была увеличена ставка налога на ресурсы [190].

В России с 1 января 2015 года начал действовать «Налоговый маневр». Основными задачами налогового маневра является следующее.

Во-первых, сокращение не прямых субсидий внутрироссийскому рынку в расчете на долгосрочную перспективу, в том числе за счет приближения внутренних цен на нефть к мировым и переноса прибыли отраслевых компаний от нефтепереработки на нефтедобычу;

Во-вторых, снижение финансовых потерь федерального бюджета от операций с нефтью в рамках Таможенного союза. При высоких российских экспортных пошлинах недропользователям РФ выгоднее экспортировать сырье через страны Таможенного союза в результате отмены квот и ограничений на

поставки российской нефти. Также, по мнению Правительства РФ, налоговый маневр позволит сократить бюджетные потери, возникающие от невзимания экспортной таможенной пошлины (ЭТП) при экспорте нефти в Казахстан и Беларусь. В соответствии с реформой, за три года вывозные таможенные пошлины на нефть будут поэтапно снижены в 1,7 раза, пошлины на нефтепродукты в зависимости от их вида сократятся в 1,7-5 раз. За тот же период ставки НДС на нефть увеличатся в 1,7 раза, на газовый конденсат – в 6,5 раз [192].

Вместе с тем, реализация налогового маневра влечет за собой существенное сокращение экономической рентабельности операций нефтепереработки, ввиду роста стоимости нефти на российском рынке.

Таким образом, в условиях низких цен изменения в бюджетно-налоговой политике стран в большинстве случаев направлены на сохранение поступлений в бюджеты. С этой целью правительства ряда стран реформируют фискальную политику, увеличивая ставки нефтяных налогов и налогов на недропользование (Норвегия, Китай), либо снижая их на фоне роста прочих платежей (Нигерия, Ангола, США).

С другой стороны, для поддержки недропользователей ряд стран предпринимает различные меры по уменьшению их налоговой нагрузки, снижая ставки нефтяных налогов (Великобритания), обеспечивая налоговые льготы (Канада, Аргентина). В свою очередь, на корпоративном уровне нефтегазовые компании стремятся сохранить финансовую устойчивость и оптимизировать расходы.

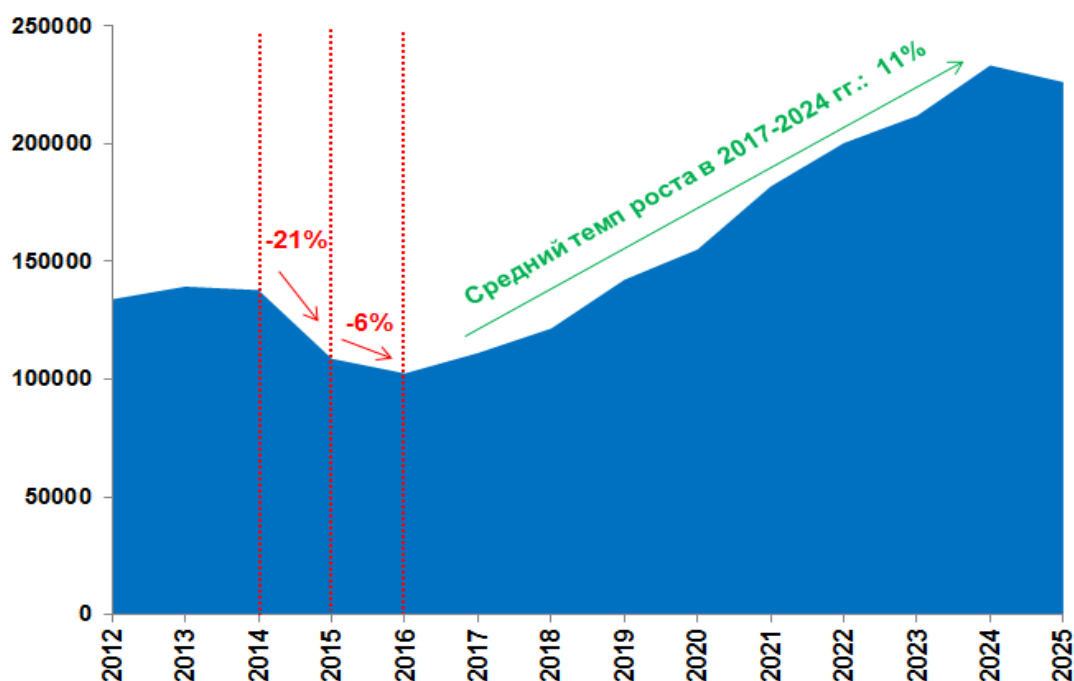


Рисунок 30 – Прогноз динамики мировых капитальных затрат в геологоразведку до 2025 года, млн. долл. США

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе данных [127]

Так, мировые лидеры добычи нефтегазового сырья сократили объем капитальных затрат на геологоразведку в 2015 году в среднем на 27%, отложены проекты общей стоимостью более 200 млрд. долл. США. Наряду с этим, по прогнозам, в 2016 году капитальные затраты в разведку сократятся на 6% до 102,5 млрд. долл. США, в дополнение к снижению на 21% в 2015 году.

Объем капитальных затрат в геологоразведку будут постепенно увеличиваться после 2017 года по мере восстановления мировой цены на нефть, достигнув уровня 233,4 млрд. долл. США к 2024 году [127] (приложение М).

Компании будут стремиться объединять капиталы для стимулирования роста за счет эффекта масштаба, повышения операционной эффективности и оптимизации издержек на фоне неопределенной ценовой конъюнктуры.

3.2 Модели инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора и капитальных вложений в нефтедобывающие компании

Для оценки будущих тенденций в нефтедобывающем секторе на ближайшие пять лет, полученная во второй главе модель инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора была улучшена за счет исключения факторов, которые имели низкую значимость и добавления в нее члена AR(1). Это позволило устранить серийную корреляцию остатков, которые наблюдались в прежней модели.

В результате качество модели резко улучшилось по всем оцениваемым статистическим параметрам: коэффициент детерминации (R^2) вырос с 73% до 83%, коэффициенты t статистики при объясняющих переменных резко возросли, коэффициент Дарбина-Уотсона (DW) стал близок к оптимальному значению 2, F статистика увеличилась с 44,6 до 146.

Кроме того, модель стала свободной от статистических проблем, включая частичную и множественную автокорреляцию и гетероскедастичность, характерную для прежней модели (рисунок 31, таблица 19).

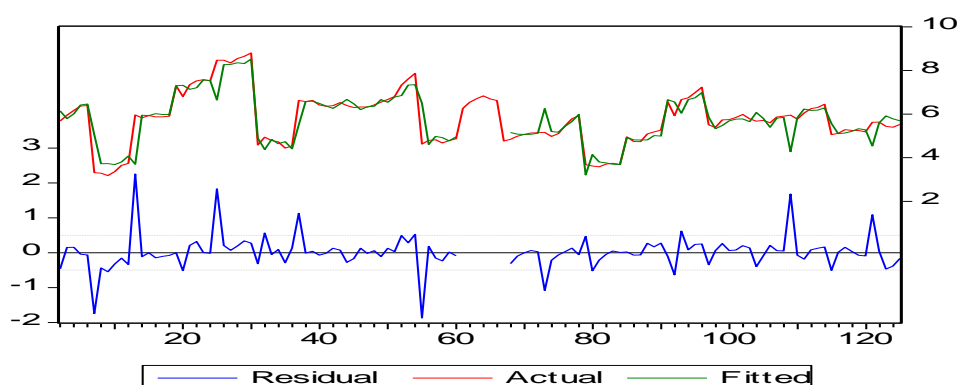


Рисунок 31 – Улучшенная модель роста капитальных вложений в нефтегазовый сектор на душу населения в зависимости от различных факторов (шкала ординат показывает темпы роста в %, шкала абсцисс – номер наблюдения)

Примечание – Составлено автором диссертационной работы

На рисунке 31 наглядно видно, что фактические и прогнозные значения стали очень близки друг к другу, что привело к резкому снижению ошибок прогноза.

Уравнение скорректированной модели (3) имеет следующий вид:

$$\text{LN_INV_CAP} = -0.43193966 \cdot \text{LN_CORR} + 0.987748 \cdot 11 \cdot \text{LN_REER} + 0.21363441 \cdot \text{LN_RES} + 0.38295793 \cdot \text{LN_FBS} + [\text{AR}(1)=0.84334753] \quad (3)$$

где LN_INV_CAP показывает процентное изменение капитальных вложений в нефтедобывающий сектор на душу населения;

LN_CORR – процентное изменение коррупции в стране;

LN_REER – процентное изменение реального эффективного курса;

LN_RES – процентное изменение подтвержденных резервов в нефтегазовой отрасли;

LN_FBS – процентное изменение широкополосной связи на 100 человек населения как измеритель темпов развития инфраструктуры.

AR(1) – авторегрессия 1 степени, позволяющая устранить серийную автокорреляцию остатков.

Уравнение показывает, что за анализируемый период рост коррупции, реального эффективного курса, подтвержденных резервов и улучшения инфраструктуры на 1% в нефтедобывающих странах приводил соответственно к снижению роста инвестиций в нефтедобывающий сектор на душу населения на 0,43% в первом случае, и их росту на 0,99%, 0,21% и 0,35% в остальных.

Таблица 19 – Улучшенная модель инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора

LS // Dependent Variable is LN_INV_CAP

Sample (adjusted): 2 125

Included observations: 117

Excluded observations: 7 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 6 iterations

Переменная	Коэффициент	Стандартная ошибка	t-Статистика	Вероятность
LN_CORR	-0.431940	0.102499	-4.214091	0.0001
LN_REER	0.987748	0.154780	6.381624	0.0000
LN_RES	0.213634	0.051418	4.154857	0.0001
LN_FBS	0.382958	0.064229	5.962405	0.0000
AR(1)	0.843348	0.051387	16.41164	0.0000
R-squared	0.839285	Mean dependent var		5.746640
Adjusted R-squared	0.833546	S.D. dependent var		1.218762
S.E. of regression	0.497241	Akaike info criterion		-1.355568
Sum squared resid	27.69180	Schwarz criterion		-1.237526
Log likelihood	-81.71510	F-statistic		146.2220
Durbin-Watson stat	2.036905	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.84			

Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе расчетов

Наиболее сильным фактором роста инвестиций в нефтедобывающий сектор страны являлся рост эффективного реального курса тенге, что означало, что в этом случае не только стоимость ввоза импортного оборудования обходится дешевле, но и инвесторы, получают дополнительный выигрыш за счет удорожания национальной валюты к валютам других стран. Рост реального эффективного курса на 1% приводил к росту инвестиций в нефтедобывающий сектор в расчете на душу населения также на 1%

Вторым фактором роста инвестиций в нефтедобывающий сектор в расчете на душу населения было снижение коррупции. Снижение коррупции на 1% приводило к росту инвестиций в нефтедобывающий сектор страны на 0,43%.

Третьим фактором роста инвестиций в нефтедобывающий сектор в расчете на душу населения является улучшение инфраструктуры страны. Улучшение инфраструктуры в стране на 1% приводило к росту инвестиций в нефтедобывающий сектор на 0,35%.

Последним важным фактором роста инвестиций в нефтедобывающий сектор являлось увеличение доказанных резервов нефти. Рост подтвержденных резервов в стране на 1% приводил к росту инвестиций в нефтедобывающий сектор на 0,21%.

Учитывая резкое улучшение качества модели и ее возросшую прогнозную силу (до 83%), она стала пригодной для достаточно надежного прогнозирования будущих тенденций в сфере капиталовложений в нефтедобывающий сектор экономики.

Прогноз роста капитальных вложений в нефтедобывающий сектор на душу населения в зависимости от различных факторов осуществлялся с использованием метода динамического прогнозирования, когда предыдущие спрогнозированные значения использовались как лаговые переменные для получения значений в последующие периоды. Это позволяет прогнозировать тенденции на неограниченный период времени, несмотря на ограниченную длину исходных рядов данных. Однако, качество прогноза убывает с увеличением прогнозного периода. Сделано допущение, что независимые переменные будут изменяться в будущем в соответствии с тенденцией, по которой они изменялись в прошлом.

Ожидаемые значения независимых переменных на прогнозный период были найдены методом экспоненциального сглаживания, так как он дает достаточно точные оценки прогноза отдельных переменных на неограниченный период времени по сравнению с другими методами прогнозирования.

Результаты перерасчета независимых переменных за прошлый период методом экспоненциального сглаживания представлены на следующем рисунке.

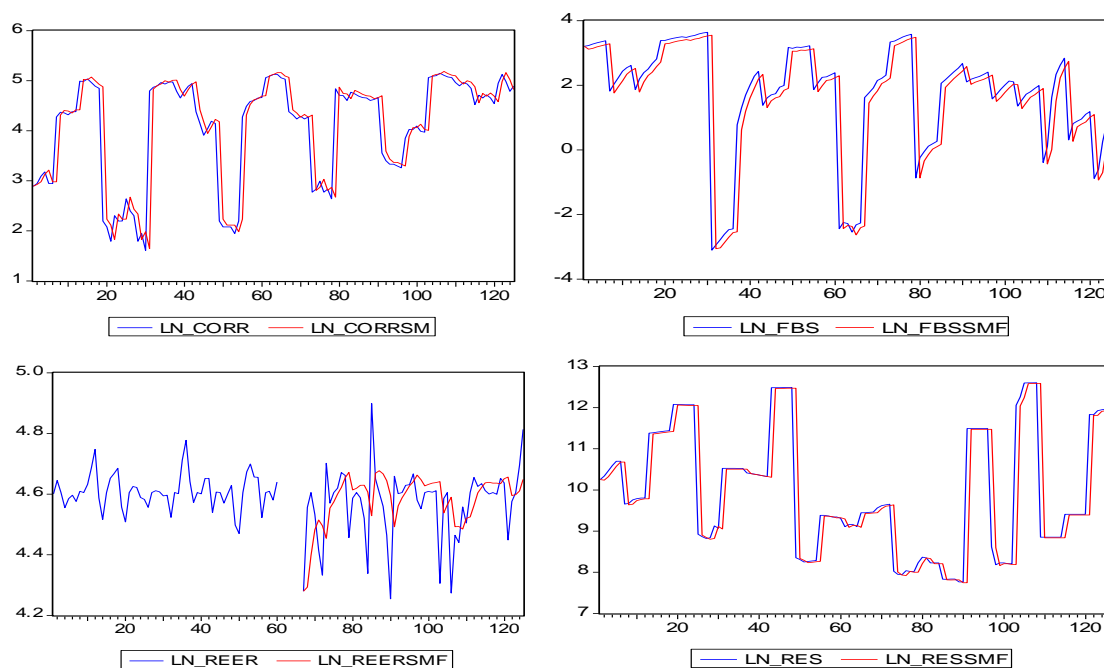


Рисунок 32 – Сравнение фактических и расчетных показателей, полученных по независимым переменным методом экспоненциального сглаживания

Примечание – Составлено автором диссертационной работы

На рисунке 32 синим цветом были выделены фактические значения, а красным сглаженные значения, которые, как видно, очень близки друг другу. По реальному эффективному курсу график прерывается, что связано с отсутствием данных по реальному эффективному курсу в Анголе за 2008-2013 годы. В результате получен прогноз роста инвестиций в нефтегазовый сектор по 21 нефтедобывающей стране на следующие 5 лет.

Как видно из рисунка 33, при сохранении текущих тенденций в нефтедобывающем секторе по независимым переменным будет наблюдаться уменьшение прироста инвестиций в нефтедобывающий сектор в расчете на душу населения с 5%-6% в 2013 году до 1,8-2% в 2018 году. Учитывая, что выборка состоит из 21 страны, то 5 прогнозных лет означает 105 наблюдений. Анализируемый период составлял 6 лет или 126 наблюдений, поэтому наблюдения с 200 по 221 будет соответствовать 2018 году.

Для того чтобы примерно представлять, на сколько снизятся инвестиции нужно примерно знать их величины за прошедшие годы. Как видно из таблицы 20, Казахстан занимает одно из ведущих мест среди названных нефтедобывающих стран по темпам привлечения инвестиций на душу населения.

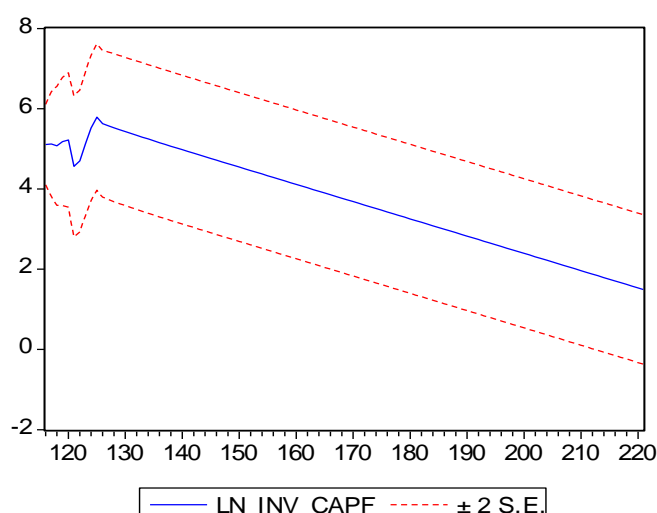


Рисунок 33 – Пятилетний прогноз роста капиталовложений в нефтедобывающий сектор (шкала ординат показывает темпы роста в %, а шкала абсцисс – номер наблюдения)

Примечание – Составлено автором диссертационной работы

Годовые темпы роста его экономики, равные 6,4% в 2013 году, ниже только по сравнению с такими странами, как Норвегия, Австралия, Канада, ОАЭ, Ангола, Саудовская Аравия, Азербайджан и США.

Таблица 20 – Темпы прироста инвестиций на душу населения в нефтегазовый сектор (найлены с помощью натурального логарифма)

№	Страна	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1	2	3	4	5	6	7	8
1	США	5.982928	5.680855	5.941486	6.168145	6.366986	6.395095
2	Китай	3.306887	3.284664	3.178054	3.363842	3.645450	3.732896
3	Россия	5.956096	5.828946	5.931980	5.870990	5.874369	5.900993
4	Канада	7.293766	6.803061	7.345107	7.522887	7.570959	7.522508
5	Норвегия	8.468906	8.466994	8.346903	8.543679	8.647133	8.799541
6	Нигерия	4.577799	4.936630	4.787492	4.726502	4.442651	4.534748
7	Казахстан	6.630947	6.569341	6.626850	6.415915	6.355413	6.388897
8	Саудовская Аравия	6.526934	6.391917	6.298949	6.327401	6.316081	6.416242
9	Австралия	6.549078	6.670132	6.806165	7.334329	7.610407	7.866914

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Мексика	4.622027	4.795791	4.825109	4.678421	4.787492	4.865224
11	Ангола	6.261301	6.536257	6.697281	6.836581	6.692456	6.623135
12	Бразилия	4.762174	4.841033	4.981550	5.065123	5.132853	5.146913
13	Великобритания	5.159055	4.978112	5.102911	5.470589	5.785977	5.921310
14	Индонезия	3.676301	3.618993	3.583519	3.706228	3.744787	3.693867
15	Аргентина	4.953712	4.741448	4.737075	5.083886	5.179534	5.262690
16	ОАЭ	6.550795	5.922650	6.662110	6.744766	6.977748	7.230346
17	Малайзия	5.506144	5.387244	5.733988	5.750348	5.845282	5.978886
18	Венесуэла	5.786897	5.670570	5.711751	5.600642	5.867034	5.902907
19	Азербайджан	5.952984	5.765818	6.045953	6.245913	6.306640	6.447781
20	Алжир	5.053695	5.115596	5.129106	5.083615	5.186939	5.225637
21	Иран	4.567554	4.702598	5.128758	5.521328	5.792991	5.627789
Примечание – Составлено автором диссертационной работы на основе расчетов							

Модель инвестиционной привлекательности нефтедобывающей компании, предложенная во второй главе исследования и рассчитанная на данных по 22 нефтедобывающим компаниям за период с 2008 по 2013 годы, позволяет оценить объем привлечения капиталовложений на 1 баррель нефтяного эквивалента. В целях повышения качества оценки по нефтедобывающим компаниям на ближайшие пять лет, модель инвестиционной привлекательности нефтедобывающей компании была улучшена (таблица 21).

Таблица 21 – Улучшенная модель инвестиционной привлекательности нефтедобывающей компании

LS // Dependent Variable is LOG(CAPEX_BAR_OE)
 Sample(adjusted): 2132
 Included observations: 131 after adjusting endpoints
 Convergence achieved after 6 iterations

Переменная	Коэффициент	Стандартная ошибка	t-Статистика	Вероятность
1	2	3	4	5
INT_SALE	0.389424	0.191384	2.034773	0.0440
LOG(OPEX_BAR_OE)	0.819786	0.043645	18.78289	0.0000

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5
LOG(OUTPUT_CAP)	-0.109131	0.048146	-2.266662	0.0251
LOG(SALES_CAP)	0.162591	0.050273	3.234189	0.0016
LOG(PRICE)	0.133881	0.032907	4.068429	0.0001
LOG(RISK2)	-0.042267	0.020434	-2.068435	0.0407
AR(1)	0.757608	0.059292	12.77762	0.0000
R-squared	0.942242	Mean dependent var		1.867381
Adjusted R-squared	0.939447	S.D. dependent var		1.221980
S.E. of regression	0.300698	Akaike info criterion		-2.351342
Sum squared resid	11.21201	Schwarz criterion		-2.197705
Log likelihood	-24.86805	F-statistic		337.1487
Durbin-Watson stat	2.043648	Prob(F-statistic)		0.000000
Примечание – Составлено автором диссертационной работы				

Улучшение модели было сделано за счет исключения факторов, которые имели низкую значимость и добавления в нее члена AR(1), что позволило устранить серийную корреляцию остатков, которые наблюдались в прежней модели. Несмотря на то, что коэффициент детерминации (R²) остался на прежнем уровне, однако коэффициенты t статистики при объясняющих переменных возросли, F статистика увеличилась с 224 до 337, что свидетельствует об улучшении качества модели.

Уравнение скорректированной модели имеет следующий вид:

$$\begin{aligned}
 & \text{LN_CAPEX_BAR_OE} = 0.38942355 * \text{INT_SALE} + \\
 & 0.81978611 * \text{LN_OPEX_BAR_OE} - 0.1091311 * \text{LN_OUTPUT_CAP} + \\
 & 0.16259087 * \text{LN_SALES_CAP} + 0.13388142 * \text{LN_PRICE} - \\
 & 0.042266604 * \text{LN_RISK2} + [\text{AR}(1)=0.75760848] \quad (4)
 \end{aligned}$$

где LN_CAPEX_BAR_OE отражает изменение капитальных затрат компании в расчете на 1 баррель нефти и газа в нефтяном эквиваленте;

INT_SALE – способность компании осуществлять процентные выплаты по кредитам;

LN_OPEX_BAR_OE – изменение операционных расходов компании в расчете на 1 баррель нефти и газа в нефтяном эквиваленте;

LN_OUTPUT_CAP – изменение производительности труда на одного работника;

LN_SALES_CAP – изменение объема продаж на одного работника.

LN_PRICE – изменение средней цены на продукцию предприятия в долларах США на 1 баррель нефтяного эквивалента нефти и газа.

LN_RISK2 – изменение риска доходности, рассчитанные по показателю EBITDA margin для различных компаний.

AR(1) – авторегрессия 1 степени, позволяющая устранить серийную автокорреляцию остатков.

При этом в качестве объясняющей переменной используется переменная LN_CAPEX_BAR_OE, которая показывает изменение капитальных вложений в на добытый баррель нефтяного эквивалента.

Согласно полученной *t* статистики, наиболее значимыми факторами в порядке убывания значимости оказались следующие переменные:

1) изменение операционных расходов предприятия на каждый баррель нефти и газа в нефтяном эквиваленте (LN_OPEX_BARREL), $t = 18,7$;

2) изменение средней цены на готовую продукцию компании (LN_PRICE) в долларах за баррель нефти и газа в нефтяном эквиваленте, $t = 4,06$;

3) Величина процентной ставки по общему долгу к продажам компании (INT_SALE), $t = 2,03$;

4) изменение объема продаж продукции в долларах США на одного работника (SALES_CAP), $t = 2,0$;

5) изменение риска доходности, рассчитанного по показателю «EBITDA margin» (LN_RISK2), $t = -2,06$;

6) изменение производительности труда на 1 работника (LN_OUTPUT_CAP), $t = -2,26$.

Все значения коэффициента *t* статистики находятся в пределах требуемого уровня, что подтверждает вероятность средних остатков по данным переменным, которая не превышает 5% уровня значимости. Тем самым, нулевая гипотеза о незначительности этих переменных отвергается. При этом рост на 1% операционных издержек, бремени обслуживания долга компании, продаж продукции на одного работника компании и продажной цены готовой продукции приводил к росту капиталовложений на 1 добытый баррель нефтяного эквивалента баррель соответственно на 0,82%, 0,39%, 0.163% и 0,133%.

В то же время прирост производительности труда работника и рисков доходности на 1% приводили к снижению капитальных вложений в нефть и газ компаний соответственно на 0,11% и 0,04%.

Прогноз роста капитальных вложений в нефтедобывающий сектор на 1 баррель добываемой нефти осуществлялся с использованием метода динамического прогнозирования, когда предыдущие спрогнозированные значения использовались как лаговые переменные для получения значений в последующие периоды. Это позволяло прогнозировать тенденции на неограниченный период времени, несмотря на ограниченную длину исходных рядов данных, но качество прогноза убывает с ростом прогнозного периода времени. При этом, сделано допущение, что независимые переменные будут изменяться в будущем в соответствии с тенденцией, по которой они изменялись в прошлом. Полученные результаты между прогнозными и фактическими значениями за отчетный период времени представлены на рисунке 34.

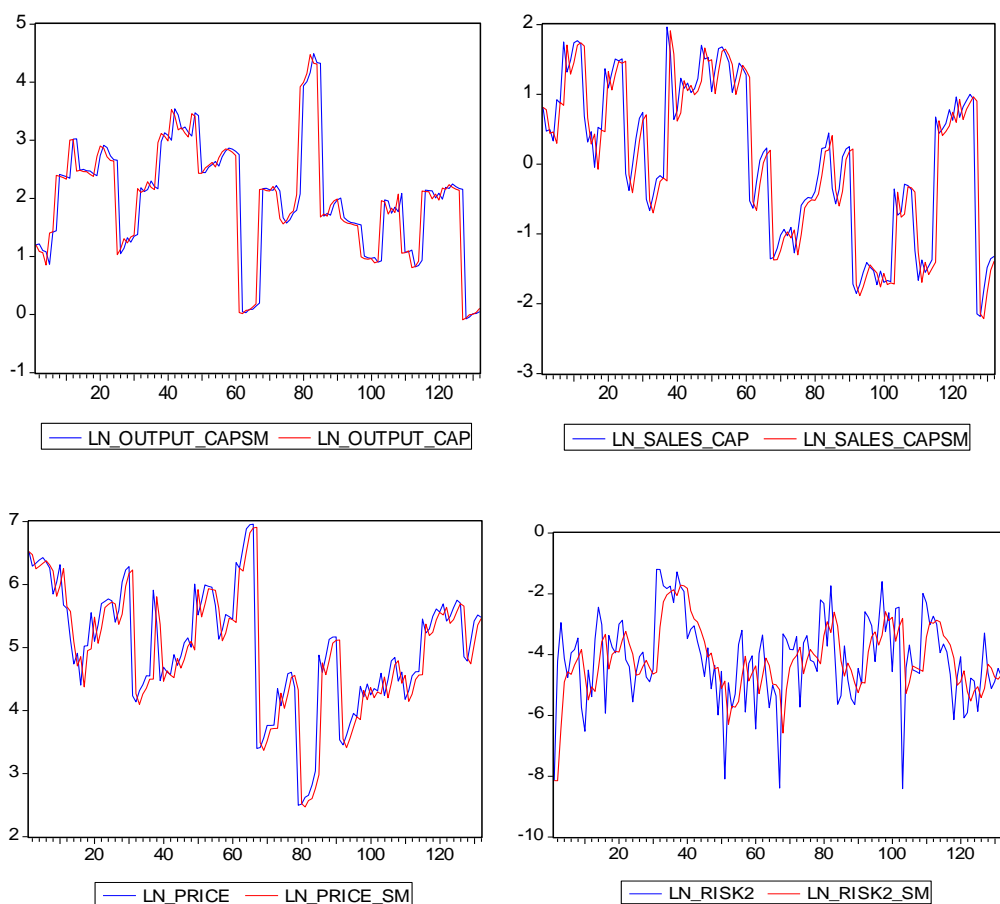


Рисунок 34 – Динамика изменения фактических и расчетных значений по независимым переменным за 2008-2013 годы по 22 крупным нефтедобывающим компаниям

Примечание – Составлено автором диссертационной работы

Синим цветом были выделены фактические значения, а красным сглаженные значения, которые, как видно из рисунка 34, очень близки друг другу.

В результате получен прогноз роста капиталовложений в добычу барреля нефтяного эквивалента на прогнозные 5 лет (рисунок 35).

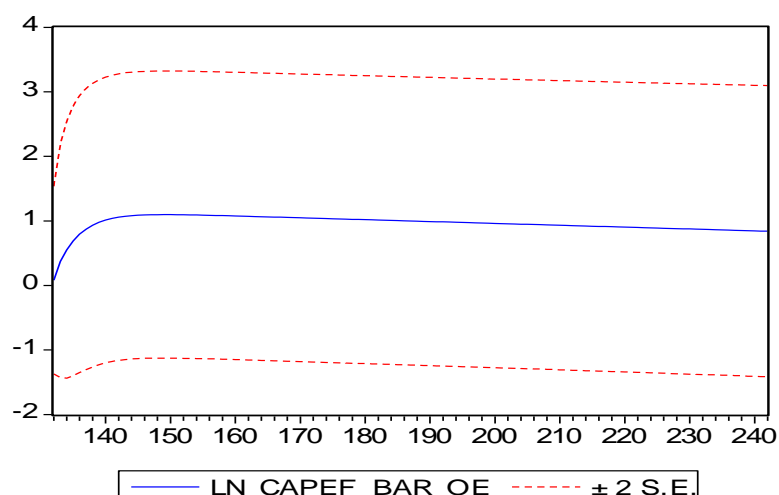


Рисунок 35 – Прогноз роста капиталовложений в добычу нефти и газа в пересчете на нефтяной эквивалент на прогнозные 5 лет с 2014 по 2018 годы

Примечание – Составлено автором диссертационной работы

Как видно из рисунка 35, при условии сохранения текущих тенденций капиталовложений в добычу нефти и газа со стороны компаний в нефтедобывающем секторе по независимым переменным в 2008-2013 годах, ожидается незначительное уменьшение прироста инвестиций в расчете на баррель добываемой нефти, а именно с 0,9% в 2013 году до 0,84-0,89% в 2018 году. В целом будет наблюдаться тенденция снижения капиталовложений на 1 добываемый баррель нефтяного эквивалента.

5 прогнозных лет по 22 нефтегазовым компаниям позволяет сформировать 110 наблюдений. Анализируемый период составлял 6 лет или 132 наблюдений, поэтому наблюдения с 222 по 242 будет соответствовать 2018 году.

Для того чтобы примерно представлять, на сколько снизятся инвестиции нужно примерно знать их величины за прошедшие годы. Таблица 22 отражает соответствующую динамику.

Таблица 22 – Темпы прироста капитальных вложений в расчете на 1 баррель добычи нефти и газа в пересчете на нефтяной эквивалент (найлены с помощью натурального логарифма)

Компания	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1	2	3	4	5	6	7
Repsol	2.893298	2.723479	2.516113	2.665154	2.711609	2.814028
Exxon Mobil	2.423462	2.648609	2.913457	3.016854	2.480810	2.649198
Petrobras	2.715235	2.741283	2.888307	2.861319	3.045657	3.127549
BP	1.812245	1.681303	1.686530	1.955297	2.343485	2.502131
OMV	2.596231	2.418091	2.377160	2.526100	2.672068	3.039262
Pemex	1.871114	2.067861	2.048312	2.015339	2.219530	2.314966
Conoco Phillips	2.168606	1.854242	1.868730	2.286136	2.870104	2.997504

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7
Statoil	2.150864	2.244050	2.289232	2.607809	2.799097	2.884423
Shell	2.775388	2.249720	2.205776	2.253650	2.516443	2.702078
Chevron	2.648857	2.362950	2.199204	2.401245	2.769628	2.904867
Sinopec	2.642016	2.620549	2.787029	2.739339	3.015241	3.098336
ГазПром	0.196924	0.429450	0.492975	0.474018	0.497252	0.452555
Rosneft	2.525097	2.564890	2.600905	2.473287	2.558979	1.870843
Новатэк	-1.681270	-1.768561	-1.914560	-0.805157	-1.122666	-0.966078
Lukoil	2.343258	2.053398	2.119082	2.012380	2.254457	2.463506
Сургутнефтегаз	2.164567	2.031749	2.199779	2.327190	2.258095	2.350172
Татнефть	1.151920	0.708673	0.766875	0.785912	0.875110	0.445505
Gazprom Neft	-0.893269	-0.954778	-0.692069	-0.657995	-0.307679	-0.765706
Казмунайгаз	2.915315	2.815026	2.722612	2.556760	2.581756	2.609705
Eni S.p.A.	2.354299	2.515989	2.547212	2.639827	2.642406	2.772222
Total	1.938506	2.264338	2.253148	2.338993	2.599635	2.730078
CNPC	0.150529	0.038305	0.041422	-0.097650	-0.129400	0.082093
Примечание – Составлено автором диссертационной работы						

Как видно из таблицы 22, КМГ занимал средние позиции по приросту капитальных вложений на 1 баррель добычи среди рассматриваемых компаний.

3.3 Совершенствование управления инвестиционной привлекательностью нефтедобывающего сектора Казахстана

С момента обретения независимости в Казахстане создавались условия для повышения инвестиционной привлекательности, а за последнее десятилетие проведены значительные реформы в этой сфере.

В частности, в 1990-х годах была заложена необходимая нормативно-правовая и институциональная база. Так, в 1994 году принят Закон Республики Казахстан «Об иностранных инвестициях», который подвергался совершенствованию в последующие годы. Новый (действующий) Закон «Об инвестициях» был принят в январе 2003 года [21]. Последние изменения и дополнения в данный закон вносились 29 декабря 2014 года.

В соответствии с Законом «Об инвестициях» по инвестиционным проектам предусматриваются такие виды инвестиционных преференций, как освобождение от обложения таможенными пошлинами, государственные натурные гранты, преференции по налогам и инвестиционная субсидия [21].

В целях обеспечения защиты прав инвесторов законом предусмотрен инвестиционный омбудсмен [21].

В 1998 году был создан консультативно-совещательный орган при Президенте Республики Казахстан – Совет иностранных инвесторов. В состав Совета входят руководители иностранных компаний и международных организаций. В число членов Совета входили главы нефтегазовых инкомпаний,

таких как Шелл, БиДжи, Тоталь, Шеврон, ЭксонМобил, Эни, CNPC, Лукойл и др.

В рамках Совета иностранных инвесторов под председательством Президента РК проводятся пленарные заседания, на которых обсуждается широкий спектр инвестиционных вопросов [193].

Уполномоченным органом по вопросам государственной инвестиционной политики и политики поддержки инвестиций является Комитет по инвестициям Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан.

В 2010 году было создано АО «Национальное агентство по экспорту и инвестициям «KAZNEX INVEST», направления деятельности которого, в том числе включают поиск и сопровождение иностранных инвесторов, формирование положительного инвестиционного имиджа Казахстана в мировом сообществе, а также пост-инвестиционную поддержку [195].

АО «Национальное агентство по экспорту и инвестициям «KAZNEX INVEST» имеет представительства за рубежом. При этом на международном уровне поддержку в привлечении зарубежных инвесторов оказывает Министерство иностранных дел РК через дипломатические представительства.

На региональном уровне внутри Казахстана поддержку инвесторам оказывают акиматы. Кроме того, во всех регионах Казахстана функционируют 16 центров обслуживания инвесторов (ЦОИ), которые взаимодействуют с KAZNEX INVEST.

В мае 2014 года Правительством Казахстана был принят Комплексный план мероприятий по привлечению прямых иностранных и отечественных инвестиций в экономику страны.

Данный план предусматривает ряд стимулирующих мер для инвесторов, в числе которых освобождение от уплаты налогов, компенсация государством части капитальных затрат инвестора, а также долгосрочный гарантированный заказ со стороны национальных холдингов и компаний [196].

При этом, важно обеспечить правильное администрирование механизмов стимулирования и эффективную координацию со стороны полисимейкеров [197].

По данным KAZNEX INVEST, приоритетными отраслями для иностранных инвестиций в Казахстане, являются нефтепереработка и развитие инфраструктуры нефтегазового сектора [198].

Вместе с тем, в 2012-2013 годах наблюдалось некоторое снижение интереса западных инвесторов к нефтяному сектору Казахстана, что, по мнению некоторых экспертов, было связано с чрезмерным государственным регулированием нефтяной отрасли и условиями финансирования проектов, а также другими причинами [199].

При этом, наблюдается более активное привлечение казахстанских инвестиций в новые проекты недропользования, а также стремительный рост доли китайских инвесторов в инвестиционных проектах.

Вместе с тем, данная тенденция связана не столько с чрезмерным государственным регулированием, сколько с недостаточной эффективностью

координации такого регулирования. Такие выводы подтверждаются итогами национальных консультаций по глобальной повестке развития после 2015 года, проведенных ООН в Казахстане в период с октября 2012 года по март 2013 года [200].

На рисунке 36 представлена действующая модель привлечения инвестиций в Республике Казахстан. Как видно, в настоящее время в действующей системе слабо выражена отраслевая (в том числе нефтегазовая) экспертиза, имеются недостатки в координации и взаимодействии всех участников процесса привлечения инвестиций.

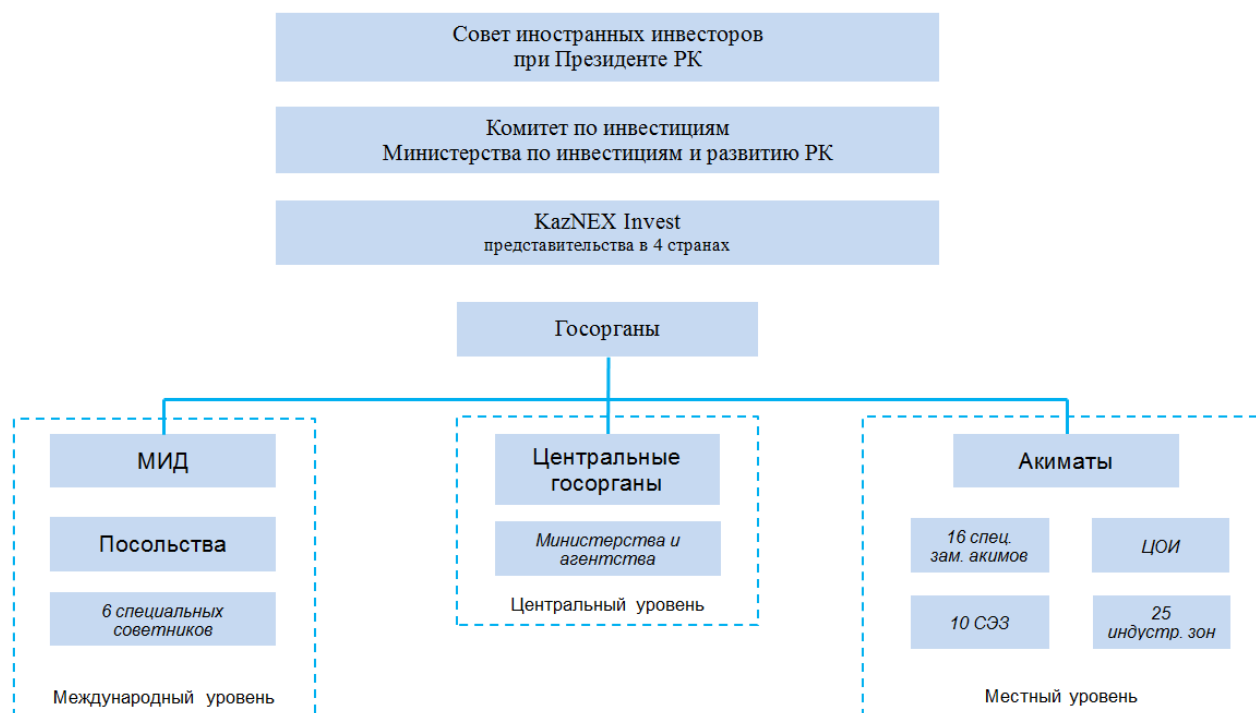


Рисунок 36 – Действующая модель привлечения инвестиций в РК

Примечание – Составлено автором диссертационной работы

Для выработки соответствующих рекомендаций рассмотрим международный опыт, который показывает, что следующие меры наиболее эффективны для привлечения иностранных инвесторов в различные сектора экономики, в том числе нефтегазовый сектор.

1. Создание транспортно-логистической и коммуникационной инфраструктуры. Результаты опроса компании EY показывают, что с точки зрения иностранных инвесторов развитие инфраструктуры является значимым приоритетом для улучшения инвестиционного климата в Казахстане [108]. В республике данная цель может быть достигнута посредством механизма государственно-частного партнерства.

2. Предоставление налоговых каникул и преференций в приоритетных отраслях экономики, как утвердившаяся практика для стимулирования инвестиций в страну. Казахстан активно использует данную практику.

Например, как указывалось выше, Комплексный план мероприятий по привлечению прямых иностранных и отечественных инвестиций в экономику Казахстана предполагает, что крупные инвесторы, вложившие в экономику Казахстана более 20 млн. долл. США, будут освобождены от уплаты налога на имущество – на 8 лет, КПП и земельного налога – на 10 лет [201].

3. Наличие гарантированного спроса на произведенную продукцию и услуги со стороны государства помогает инвесторам быстрее окупить свои расходы.

4. Наличие независимой и беспристрастной судебной системы. Усугубляет инвестиционную привлекательность Казахстана высокий уровень коррупции. Согласно рейтингу международной организации Transparency International, Казахстан в 2013 году находился на 140 месте из 170 стран по уровню восприятия коррупции [113].

Для повышения доверия инвесторов к судебной системе любой страны необходимо расширение доступа предпринимателей к международному коммерческому арбитражу, а также развитие института инвестиционного омбудсмана. Полномочия инвестиционного омбудсмана могут быть обширны, но главная задача – защищать интересы инвесторов на местах и бороться с бюрократическими препонами и несовершенством законодательства.

5. Географическое положение и макроэкономические факторы. Страны с невыгодным географическим положением и небольшим рынком сбыта, как правило, не интересны инвесторам, особенно для инвестирования в обрабатывающие отрасли. Главными мотивами для капиталовложений в обрабатывающие отрасли являются расширение рынков сбыта готовой продукции (ПИИ, ориентированные на рынок) и повышение эффективности производства за счет эффекта масштаба (ПИИ, ориентированные на эффективность) [202]. Исходя из этого, создание Евразийского экономического союза, который увеличил казахстанский рынок в 10 раз – с 17 до 170 млн. человек, является позитивным фактором в контексте инвестиционной привлекательности Казахстана.

Кроме того, учитывая ограниченный внутренний спрос на нефтепродукты, Казахстану целесообразно использовать паритетный инструмент предоставления иностранным компаниям такой доли в добыче нефти, какую зарубежная компания обеспечивает в глубокой переработке нефти (нефтепереработка + нефтехимия) на своих нефтеперерабатывающих и химических заводах, где казахстанскую нефть предполагается использовать в качестве сырья. Даже при тех же объемах добычи нефти и газа, это может позволить увеличить получаемые государством чистые доходы.

6. Геополитическая конъюнктура. Как показал опыт Ирана и России и других стран, геополитическая напряженность, международные санкции негативно влияют на приток инвестиций. Так, ограничение доступа российских компаний к международным финансовым рынкам в результате санкций 2014 года привели к росту стоимости заимствования, что негативно отразилось на инвестиционном спросе и потребительских настроениях, вызвав оттока

капитала из страны. Прямые инвестиции в экономику России сократились почти на 70% с 69,2 млрд. долл. США в 2013 году до 21,0 млрд. долл. США в 2014 году [203].

В зарубежных странах активно используются налоговые стимулы в качестве механизмов привлечения инвестиций в нефтегазовые активы. При этом обычно применяются дифференцированные налоговые ставки в зависимости от специфики того или иного месторождения нефти и газа.

По мнению отраслевых экспертов, действующая в Казахстане система налогообложения недропользователей не способствует увеличению нефтеотдачи на старых или низкорентабельных месторождениях, а также развитию месторождений с трудноизвлекаемыми запасами [204].

На практике снижение ставки налога на добычу полезных ископаемых практически не используется. Сложный и забюрократизированный процесс согласования и получения данной льготы является серьезным препятствием. Вместе с тем, учитывая, что все больше месторождений Казахстана в ближайшем будущем достигнут так называемых «критических» геологических показателей, необходимо рассмотреть возможность упрощения механизма получения льготы по налогу на добычу полезных ископаемых, отразив его положения в Налоговом кодексе Казахстана.

В целом, одним из ключевых показателей инвестиционной привлекательности является стабильность налогового режима. Его можно достичь несколькими путями: законодательные гарантии, специальные соглашения по налоговой стабильности, а также исторически сложившаяся предсказуемость налогового режима (репутация), характерная для развитых стран. В этой связи, в Казахстане следует придерживаться фискальной стабильности, закрепив ее на законодательном уровне, что снизит опасения инвесторов.

Например, введение режима налоговой стабильности в Индонезии с 1967 по 1997 годы позволило привлечь огромное количество ПИИ и превратить горнодобывающую промышленность в мирового лидера. В 1998 году в Индонезии стали отказываться от стабильности налогового режима, что привело к резкому снижению притока инвестиций в страну.

В качестве положительного примера можно привести опыт Чили, страны, в которой согласно закону об иностранных инвестициях инвесторам была гарантирована налоговая стабильность в течение 10 лет с момента начала получения дохода. Для горнорудных проектов срок налоговой стабильности может быть продлен до 20 лет. Введение налоговой стабильности позволило Чили стать одним из наиболее успешных государств в развитии горнодобывающей промышленности.

В Казахстане, согласно действующему Налоговому кодексу, налоговая стабильность действует только в рамках Соглашений о разделе продукции. В целях привлечения ПИИ в геологоразведку целесообразно рассмотреть возможность введения режима налоговой стабильности с помощью коэффициента налоговой нагрузки, а не фиксацией платежей и ставок по

отдельным налогам и пошлинам. В мировой практике, расчет коэффициента налоговой нагрузки производится на основе отношения суммы всех налогов к прибыли без учета налогов. Нефтедобывающий сектор Казахстана на сегодня можно характеризовать как сектор с налоговой нагрузкой выше среднего.

С точки зрения эффективности координации интересен опыт стран по созданию межведомственных комиссий с участием представителей различных госорганов и других организаций.

Интересным для Казахстана также представляется опыт управления нефтегазовой отраслью в Саудовской Аравии, в стране являющейся крупнейшим производителем нефти. Экономика Саудовской Аравии сильно зависит от нефти, которая составляет 85% экспорта. Вместе с тем, благодаря эффективной индустриально-инвестиционной политике, стране удалось развить производство природного газа, нефтепереработку, нефтехимию, электроэнергетику.

Верховный совет по делам нефтегазовой и горнорудной промышленности и Министерство нефтегазовых и минеральных ресурсов являются государственными органами, осуществляющими надзор над нефтегазовой отраслью Саудовской Аравии. Модель управления нефтегазовой отраслью Саудовской Аравии представлена на рисунке 37.

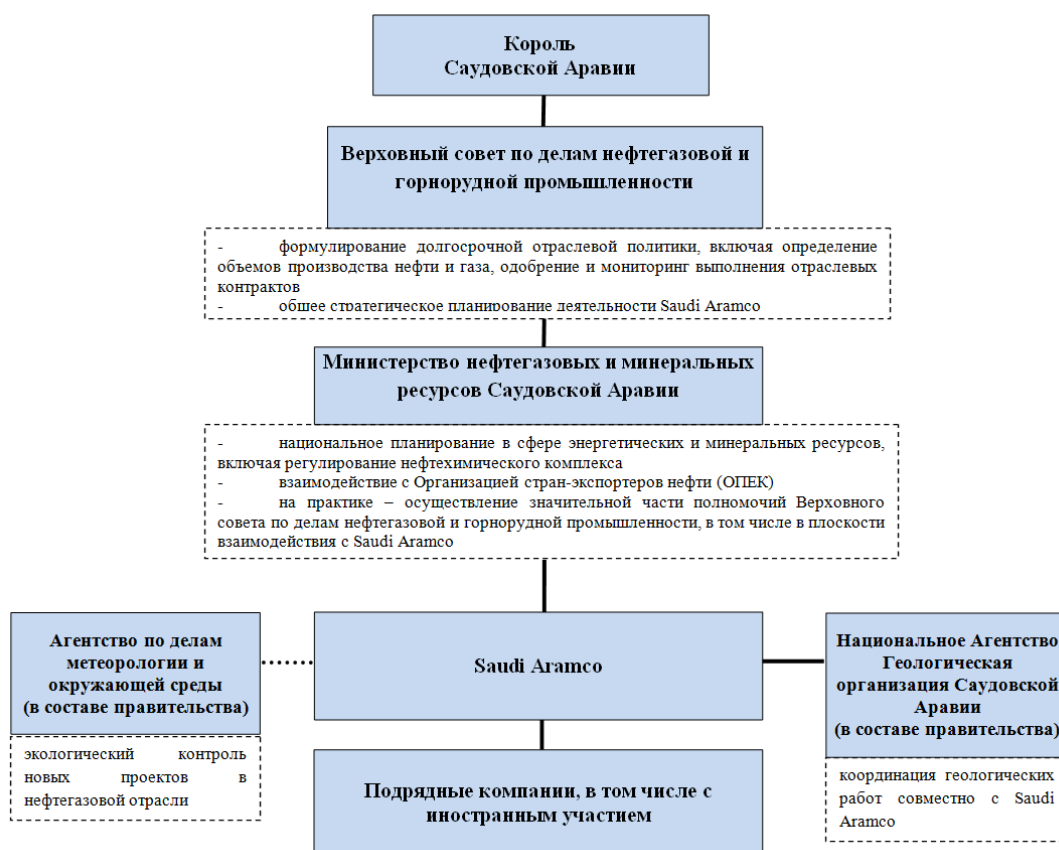


Рисунок 37 – Модель управления нефтегазовой отраслью Саудовской Аравии

Примечание – Составлено автором диссертационной работы

Созданный в январе 2001 года Верховный совет возглавляется королем, в его состав входят представители королевской семьи, заместитель премьер-министра и 8 министров правительства Саудовской Аравии, а также президент государственной нефтегазовой компании Saudi Aramco.

Данный государственный орган де-юре ответственен за формулирование отраслевой политики, включая определение объемов производства нефти и газа, одобрение и мониторинг отраслевых контрактов, стратегическое планирование деятельности Saudi Aramco в рамках пятилетних рабочих планов, рассмотрение ежегодной аудиторской отчетности и дивидендной политики указанной компании, а также назначение ее руководства.

В свою очередь, в полномочия Министерства нефтегазовых и минеральных ресурсов входит национальное планирование в сфере энергетических и минеральных ресурсов, включая регулирование нефтехимического комплекса, взаимодействие с Организацией стран-экспортеров нефти.

С формальной точки зрения, Министерство с учетом своих полномочий ответственно перед Верховным советом, в том числе входящими в его состав членами правительства Саудовской Аравии. Однако на практике именно Министерство осуществляет текущий контроль над национальной нефтегазовой отраслью, в том числе реализует часть полномочий Верховного совета во взаимодействии с Saudi Aramco. Также Министерство осуществляет выдачу лицензий совместным предприятиям Saudi Aramco с иностранными компаниями.

Следует отметить, что компания Saudi Aramco, за исключением ряда стратегических аспектов (уровень производства и т.д.), фактически является «самоуправляемым» хозяйственным субъектом и сама определяет корпоративные задачи и приоритетность их реализации в рамках пятилетнего плана, одобрение которого Верховным советом является формальной процедурой. Являясь национальной компанией, Saudi Aramco является единственным обладателем лицензии на проведение добывающих работ в нефтегазовой отрасли Саудовской Аравии (за исключением нейтральной зоны с Кувейтом).

Законодательно установленного процесса лицензирования профильной деятельности в нефтегазовой отрасли Саудовской Аравии нет. Компания Saudi Aramco вправе выдавать подрядные лицензии в рамках реализуемых проектов, в том числе иностранным инвесторам (преимущественно сервисным компаниям).

Наряду с другими нефтяными странами Ближнего Востока, Саудовская Аравия добилась значительного прогресса в экономическом развитии за счет привлечения инвестиций. С 1990 по 2013 год ежегодный приток инвестиций в регион Совета сотрудничества стран Залива (Gulf Cooperation Council) увеличился в 150 раз со 160 млн. до 23,9 млрд. долл. США. В отдельные годы приток инвестиций превышал 60 млрд. долл. США [205].

В качестве инвестиционного инструмента страны Ближнего Востока активно использовали офсетные сделки. В международной практике использование офсетных условий (встречных требований) предполагает, что при заключении соглашений о покупке импортной продукции в военной или гражданской отраслях за счет государственного бюджета, поставщику выставляются встречные требования об инвестиции в экономику страны-импортера определенной части средств от суммы контракта.

В зависимости от суммы контракта требования закупающей стороны к поставщику могут содержать различные условия, включая передачу технологий, инвестиции в сферу НИОКР страны-покупателя, создание совместных предприятий, локализацию производства, а также оказание социальной поддержки [206].

Офсетные сделки наиболее распространены в оборонно-промышленном комплексе, но также встречаются в гражданском секторе при импорте дорогостоящей высокотехнологичной продукции. По оценке Financial Times [207], предприятия оборонно-промышленного комплекса западных стран заключили офсетных договоров на 75 млрд. долларов США. Еще в 1989 году Саудовская Аравия подписала контракт с Францией на поставку военной техники, предусматривая реинвестиции в экономику страны на уровне 35% от стоимости контракта. Позже США, Великобритания и Франция подписали с Саудовской Аравией рамочное соглашение о встречных инвестициях в гражданский сектор экономики королевства [208].

В целом, эффективные механизмы привлечения инвестиций позволили арабским странам развить не только нефтегазовый, но и другие сектора, добившись впечатляющих результатов в диверсификации национальных экономик. К примеру, в Омане доля ненефтяного сектора в структуре ВВП достигла в 2010 году 1% по сравнению с 43% в 1990. В Саудовской Аравии доля ненефтяного сектора в структуре ВВП в 1990 году составляла 61%, а в 2012 году достигла 80% [209].

Офсетные сделки распространены во многих развитых государствах, таких как США, Япония, Дания, Норвегия. Например, в США действует закон «Покупай американское», который предусматривает, что не менее 50% от закупаемой военной техники должно быть построено на территории США [210].

Анализ международного опыта показал успешное применение в инвестиционной политике зарубежных стран механизма офсетных соглашений. Встречные условия могут стать частью крупных государственных контрактов и в Казахстане: госорганы могут включать встречные условия в государственные контракты в курируемых сферах. По примеру развитых стран, таких как США, в Казахстане также целесообразно закрепить обязательный объем встречных требований в контрактах на законодательном уровне.

При этом, для привлечения инвестиций в нефтегазовый сектор в большей степени подходят косвенные офсетные сделки, которые включают обучение,

финансирование, поддержку маркетинговыми исследованиями и передачу технологий.

С точки зрения эффективности координации интересен опыт стран по созданию межведомственных комиссий с участием представителей различных госорганов и других организаций. Так, в Австралии в 1976 году был создан Совет по обзору иностранных инвестиций для консультирования Правительства и Казначей (министра финансов и экономики) по политике привлечения зарубежных инвестиций. Совет состоит из 5 членов, которые ответственны за подготовку рекомендаций, а не принятие решений. Отдел иностранных инвестиций и торговой политики Министерства финансов и экономики Австралии выполняет функции секретариата Совета [211]. В целом Совет по обзору иностранных инвестиций, в том числе через свой секретариат, обеспечивает высокую координацию действий всех госорганов.

Для РК также может быть интересен опыт Китая, являющегося крупнейшим получателем инвестиций по итогам 2014 года. Так, за прошедший год объем прямых иностранных инвестиций в страну составил 128,5 млрд. долларов США. При этом инвестиции в добывающие отрасли КНР в 2014 году выросли на 33,9%, до 192 млрд. долларов США. В сектор промышленного производства инвестиции выросли на 13,2%, и составили 3,35 трлн. долларов США, а в сфере услуг составили 4,54 трлн. долларов, что на 16,8% превысило аналогичный показатель 2013 года [17].

В КНР приняты довольно четкие законы, правила и постановления в отношении разработки нефтяных ресурсов: Закон КНР «О предприятиях иностранного капитала», Закон КНР «О контрактных СП китайского и иностранного капитала», Положение КНР о сотрудничестве с иностранцами в разработке нефтяных ресурсов на суше и т.д.

Наличие хорошо разработанной нормативно-правовой базы и структуры управления отраслью позволяет иностранным компаниям успешно работать в Китае.

Государственное регулирование нефтяной и газовой промышленности осуществляется Министерством земельных и природных ресурсов.

На государственном уровне наряду с Министерством земельных и природных ресурсов развитием нефтяной отрасли Китая занимается Национальная Энергетическая Администрация во главе с премьер-министром Ли Кэцян, а также представителями министерства окружающей среды, министерства финансов, Народного банка Китая (Центральный банк), Национальной комиссии развития и реформ.

Национальная Энергетическая Администрация была создана с целью координации общей энергетической стратегии Китая. Обширны ее полномочия: выработка стратегий развития энергетики, оценка энергетической безопасности, координация международного сотрудничества по проблемам изменения климата, сокращения выбросов углекислого газа и энергетической эффективности.

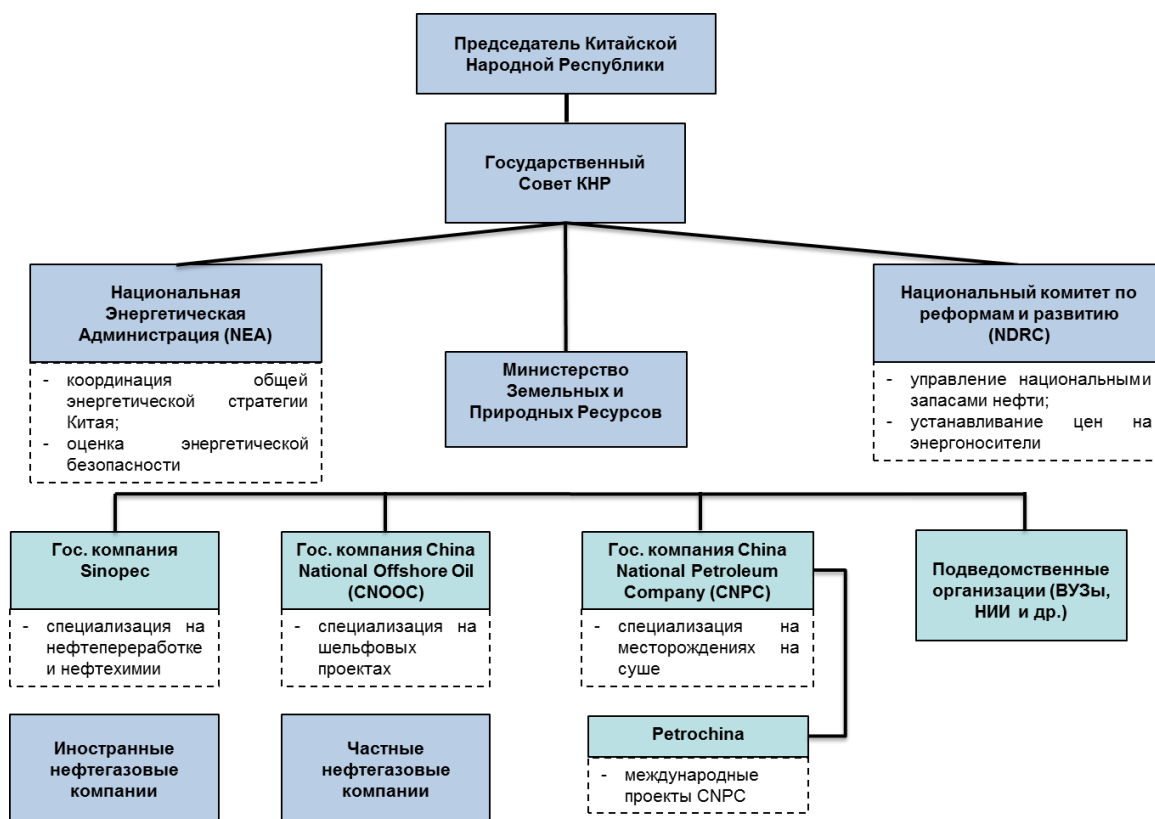


Рисунок 38 – Структура управления нефтегазовой отраслью Китая

Примечание – Составлено автором диссертационной работы

Макроэкономическое управление в стране в первую очередь осуществляется Национальным Комитетом по Реформам и Развитию.

Комитет рассматривает планы стратегии энергетического сектора Китая, управляет национальными запасами нефти и устанавливает цены на энергоносители.

Каркас нефтегазовой отрасли Китая составляют государственные компании – Sinopec, CNOOC, CNPC. CNPC доминирует в сфере нефтедобычи и обеспечивает около 60% добычи нефти в стране.

Sinopec специализируется на нефтепереработке, распределении нефти и нефтепродуктов. В шельфовых районах добычу нефти осуществляет государственная компания CNOOC. Кроме того, отдельные государственные компании (в частности, CNOOC) изначально создавались для развития проектов международного сотрудничества.

Намного гибче структура управления нефтегазовой отраслью Норвегии, она способствует эффективному сотрудничеству и диалогу между государством и нефтяным бизнесом и обеспечивает приток инвестиций в НИОКР нефтяной промышленности.

Законодательство Норвегии определяет исключительное право собственности и управления государства на морские месторождения нефти и газа.

В управление нефтегазовой отрасли Норвегии включены министерства, директораты и агентства. Общая ответственность за разработку ресурсов шельфа возложена на Министерство нефти и энергетики (МНЭ), главная задача которого является обеспечение деятельности отрасли в соответствии с общей стратегией, формируемой министерствами. Директораты и агентства, созданные в поддержку министерствам, выступают в качестве основной силы, осуществляющей техническое и оперативное управление отраслью.

Особое место в государственном управлении нефтегазовой отрасли Норвегии занимает Норвежский нефтяной директорат (ННД), осуществляя комплексный контроль над нефтяными компаниями, создание нефтесервисной индустрии, реализацию политики увеличения местного содержания.

ННД подчиняется Министерству нефти и энергетики Норвегии в части управления ресурсами и административных вопросов, в части охраны труда – Министерству труда и правительственным органам Норвегии, в части применения налога на двуокись углерода – Министерству финансов Норвегии.

Действует схема взаимодействия, основанная на системе отчетности. Все компании и организации предоставляют отчеты в ННД, который в свою очередь регулярно отчитывается перед МНЭ. Дважды в год МНЭ представляет отчет о состоянии дел в отрасли в Парламент Норвегии для ознакомления и оценки, который в дальнейшем доступен для общественности в виде Информационного бюллетеня («Белая книга»).

Вся информация, собираемая с компаний и организаций отрасли, накапливается в банке данных и используется для оценки и анализа деятельности отрасли, прогнозирования добычи, уровня ожидаемых доходов и сценариев развития нефтегазодобычи.

В итоге осуществляется выработка соответствующих рекомендаций, на основе которых руководство отраслью принимает решение по реализации необходимых мер связанных с увеличением объемов геологоразведки (лицензирование новых районов), по проведению НИОКР, по повышению эффективности транспортных систем или сооружений и т.д.

В целом в Норвегии существует тесное сотрудничество между нефтяными компаниями, производителями услуг и товаров, исследовательскими институтами в отношении вопросов исследования и применения новых технологий.

Согласно норвежскому законодательству, не менее 50% объема НИОКР должны проводиться на территории Норвегии и размер расходов должен составлять не менее 2% годового бюджета недропользователя. В силу специфичности работы сектора, нефтегазовым компаниям нет смысла проводить НИОКР в другой стране. Данная практика гарантировала, что развитие новых технологий будет происходить на территории Норвегии и окажет существенное влияние на продвижение конкурентоспособности в нефтедобывающей отрасли.

Это преимущество позволяет учесть местные стандарты и местных производителей, что приводит к значительному росту национального содержания в товарах, работах и услугах.

Учреждение норвежской государственной нефтяной компании Статойл в 1972 году, а также двух норвежских частных компаний Norsk Hydro и Saga Petroleum предполагало обеспечение центральной роли для норвежской промышленности. Международные нефтяные гиганты находились в роли технических помощников, и совместные компании использовались для передачи знаний и технологий для норвежских компаний, которые в дальнейшем могли стать абсолютными операторами. В Норвегии принято понимание «операторства» как необходимого инструмента для изучения всех навыков ведения работы и в возможности соответствовать иностранным нефтяным компаниям.

Первостепенным требованием к отечественным и зарубежным недропользователям является их предпочтение местным кадрам при подборе на учебу, стажировку и работу, для чего в «Законе о нефти» даже внесено положение по максимальному использованию норвежского языка.

Успех Норвегии по созданию конкурентоспособной нефтегазовой отрасли, которая продолжает занимать ведущую позицию в экономике, и одновременное обеспечение развития и модернизации ненефтяной экономики страны произошел в значительной степени благодаря государственной политике, которая поддерживала партнерство между иностранными и местными компаниями и проводила обязательные исследовательские программы.

Наиболее схожи с Казахстаном принципы государственного регулирования и управления нефтегазовой отраслью России. В РФ регулирование нефтяной и газовой промышленности осуществляется федеральными и региональными органами власти.

Для осуществления функций государственного управления всего топливно-энергетического комплекса в стране созданы Министерство энергетики, Министерство использования природных ресурсов и Федеральная энергетическая комиссия.

Федеральным органом исполнительной власти является Министерство энергетики Российской Федерации. Основными функциями Федерального агентства по управлению государственным имуществом (Росимущество) являются управление федеральным имуществом, оказание государственных услуг, а также правоприменительные функции в сфере имущественных и земельных отношений. Данный орган находится в ведении Минэкономразвития РФ. Одним из основных полномочий выступает осуществление от имени Российской Федерации права акционера (участника, члена) организаций, акции (доли) в уставном (складочном) капитале или паи в имуществе, которые находятся в федеральной собственности.

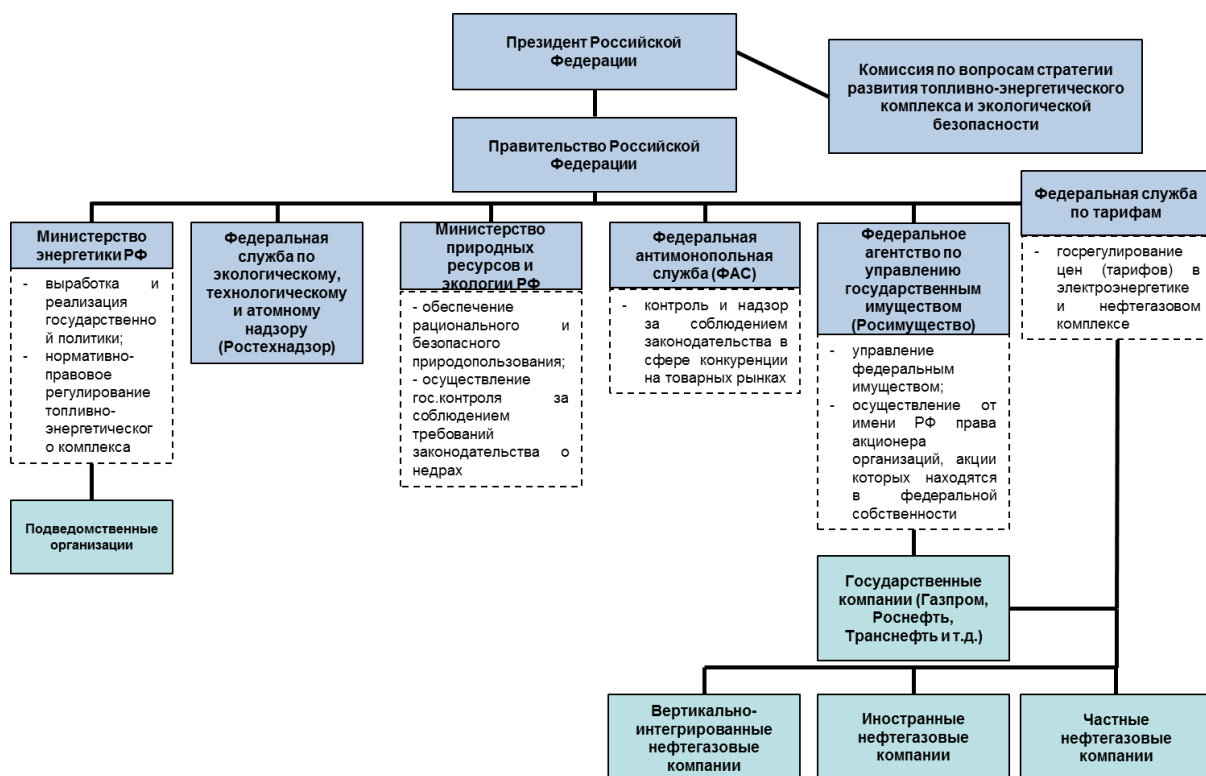


Рисунок 39 – Структура управления нефтегазовой отраслью России

Примечание – Составлено автором диссертационной работы

Таким образом, изучение международного опыта привлечения инвестиций в нефтегазовую отрасль позволяет сделать следующие выводы и рекомендации.

1. С точки зрения сбалансированного развития приоритетными отраслями для иностранных инвестиций в Казахстане являются нефтепереработка и развитие инфраструктуры нефтегазового сектора. Вместе с тем, за последние годы наблюдается снижение интереса западных инвесторов к нефтяному сектору Казахстана, что, по мнению некоторых экспертов, связано с чрезмерным государственным регулированием нефтяной отрасли, а также другими причинами.

2. Ключевым механизмом успешной инвестиционной политики в дополнение к налоговым стимулам является эффективное государственное регулирование и координация деятельности соответствующих организаций, задействованных в процесс привлечения инвесторов.

3. В Казахстане одной из главных причин неэффективности госструктур является слабая координация деятельности государственных органов, как на республиканском, так и местном уровнях. В частности, в действующей государственной системе привлечения инвестиций в РК отмечается недостаточная отраслевая (в том числе нефтегазовая) экспертиза, имеются недостатки в координации и взаимодействии всех участников процесса привлечения инвестиций.

В целях усиления координации госорганов и организаций в деятельности по привлечению инвестиций в нефтегазовый сектор Казахстана целесообразно

по примеру лучших зарубежных практик создать специальную Межведомственную комиссию. В состав данной комиссии могут входить представители Министерства энергетики, Ассоциации организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY», а также Национальной компании «КазМунайГаз», имеющей приоритетные права на разработку углеводородных месторождений, а также необходимую отраслевую экспертизу.

Предлагаемая новая модель взаимодействия ключевых организаций для привлечения инвестиций в нефтегазовую отрасль представлена на рисунке 40.

Специальная Межведомственная комиссия может стать эффективной диалоговой и координационной площадкой, что позволит повысить взаимодействие ключевых организаций и увеличить приток инвестиционного капитала в нефтегазовый сектор.

Так, Министерство по инвестициям и развитию Республики Казахстан и Акционерное общество «Национальное агентство по экспорту и инвестициям «KAZNEX INVEST», проводящие комплексную работу по привлечению инвестиций в Казахстан, получают отраслевую экспертную поддержку от:

- 1) Министерства энергетики Республики Казахстан, как регулятора нефтегазовой отрасли;
- 2) Ассоциации организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY», как отраслевой общественной организации;
- 3) АО «НК «КазМунайГаз», как национальной компании, имеющей приоритетные права на разработку углеводородных месторождений и необходимую отраслевую экспертизу.

Взаимодействие в рамках специальной Межведомственной комиссией с другими государственными органами и организациями (центральные государственные органы, включая Министерство иностранных дел, посольства, акиматы и др.) позволит повысить эффективность управления инвестиционной привлекательностью нефтегазовой отрасли страны, включая нефтедобывающий сектор, на всех уровнях: международном, центральном и местном. Повышение эффективности управления инвестиционной привлекательностью произойдет за счет своевременного и качественного обмена информацией об интересах потенциальных инвесторов, условиях и процедурах инвестирования, имеющихся объектах для инвестирования (разведочные блоки, месторождения, компании и т.д.).

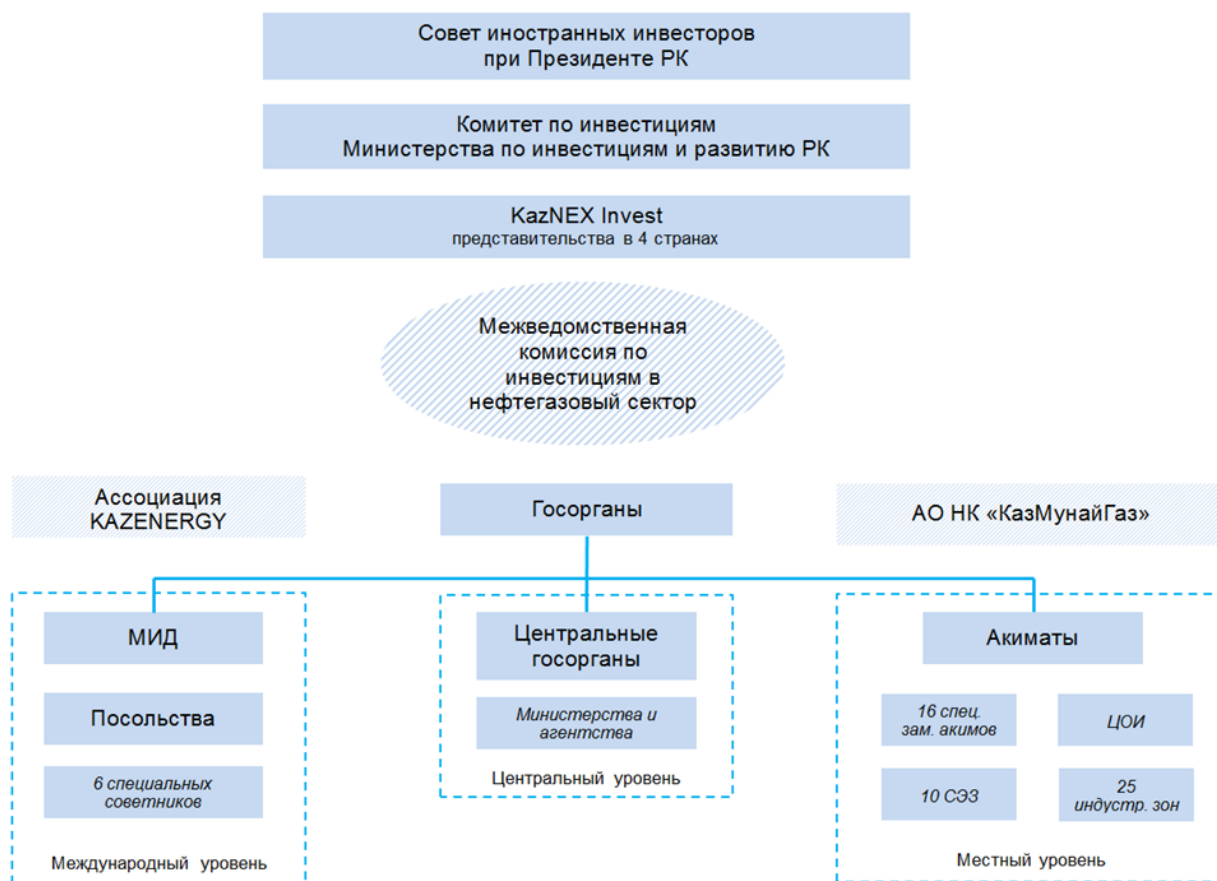


Рисунок 40 – Предлагаемая модель взаимодействия для привлечения инвестиций в нефтегазовую отрасль

Примечание – модель разработана автором диссертационной работы

4. Для повышения эффективности привлечения инвестиций в нефтегазовую отрасль Казахстана можно перенять опыт Норвегии по административному регулированию местного содержания в НИОКР. Однако, если по норвежскому «Соглашению доброй воли» предполагается, что НИОКР выполняются норвежскими исследователями, в Казахстане важно предварительно оценить возможности казахстанских НИИ по обеспечению выполнения такого объема работ (не менее 1% годового бюджета компаний-инвесторов).

5. В целях повышения прозрачности и подотчетности госорганов и организаций по привлечению и распределению инвестиций в нефтегазовом секторе целесообразно внедрить ежегодную «Белую книгу инвестиций в нефтегазовый сектор» в качестве информационного бюллетеня для общественности.

6. Целесообразно рассмотреть возможность использования законодательно закрепленного механизма офсетных сделок. Анализ международного опыта показал успешное применение в инвестиционной политике зарубежных стран механизма офсетных соглашений. Встречные условия офсетных сделок могут стать частью крупных государственных

контрактов и в Казахстане: госорганы могут включать встречные условия в государственные контракты в курируемых сферах. По примеру развитых стран, в Казахстане также целесообразно закрепить обязательный объем встречных требований в контрактах на законодательном уровне.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенное диссертационное исследование позволяет автору сформулировать ряд следующих выводов, рекомендаций и предложений о научно-практической значимости темы, ее роли в развитии национальной экономики, о научной новизне полученных результатов и прикладной актуальности предлагаемых мер по управлению инвестиционной привлекательностью нефтедобывающего сектора Казахстана.

1. Рассмотрены и обобщены научные подходы к сущностной характеристике инвестиций и инвестиционной привлекательности. В частности, уточнена и обоснована важность инвестиций для развития нефтегазовой отрасли, определены и классифицированы их виды, особенности, ключевые мотивы, положительные и негативные последствия. Если для инвестора в нефтедобывающем секторе характерной является ориентация на ресурсные инвестиции, то для привлекающих инвестиции нефтяных государств наряду с этим характерным является ориентация на привлечение инвестиций, позволяющих развивать обрабатывающую промышленность и снижать сырьевую зависимость.

Изучение темы выявило важную роль прямых иностранных инвестиций в развитии нефтедобывающего сектора. При постоянном дефиците финансовых ресурсов в любой национальной экономике и высокой технологической сложности проектов нефтедобывающего сектора, участие зарубежных инвесторов является в современных условиях практической необходимостью. При этом, привлечение прямых иностранных инвестиций, определяющих долгосрочное развитие, в нефтедобывающем секторе является наиболее востребованным, так как ПИИ обеспечивают успешную реализацию долгосрочных, капиталоемких проектов, привлечение передовых технологий, внедрение современных практик корпоративного управления.

Наряду с этим, изучены и обобщены теоретические определения понятия «инвестиционная привлекательность». Определения относительно содержания и сущности понятия «инвестиционная привлекательность», сложившиеся в зарубежной и отечественной экономической науке, имеют трактовки с различным уровнем детализации, однако их нельзя назвать достаточно полными и актуальными. В результате рассмотрения и обобщения научных взглядов дано авторское определение, в соответствии с которым инвестиционная привлекательность определена как совокупность различных социально-экономических, политических и других факторов, отражающих прибыльность и риски инвестиций в приемлемые для инвестора сроки.

В рамках исследования классифицированы основные риски привлечения ПИИ в нефтедобывающий сектор. К основным рискам привлечения ПИИ в нефтедобывающий сектор можно отнести дисбалансы отраслевого и регионального развития с закреплением сырьевой ориентации экономики и создания ее сильной зависимости от конъюнктуры нефтяных цен на внешних рынках. Кроме того, привлечение инвестиций в нефтедобывающий сектор несет высокий риск загрязнения окружающей среды и неправильного

использования природных ресурсов: сжигание попутного газа, хищническая эксплуатация, аварийные разливы нефти, слив технических жидкостей и растворов в водоемы являются характерными вызовами.

2. Рассмотрены методологические подходы к оценке факторов инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора. Одним из основных подходов является оценка факторов инвестиционной привлекательности на макро- и микроуровне: от внешних и страновых факторов до факторов на уровне предприятий нефтедобывающего сектора.

Другим методологическим подходом является классификация факторов инвестиционной привлекательности на «мягкие» и «жесткие» по принципу возможности их изменения: факторы, которые могут или не могут быть изменены в краткосрочной или среднесрочной перспективе под влиянием эффективной политики властей. Сделан вывод, что для повышения инвестиционной привлекательности в краткосрочном периоде целесообразно работать с «мягкими факторами»: разработка мер инвестиционной политики на их основе может дать достаточно быстрый эффект.

Определены ключевые факторы инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора Казахстана. К положительным факторам на макроуровне можно отнести стабильность макроэкономической, политической и социальной среды, высокие темпы экономического роста в стране, умеренный уровень инфляции в коридоре 5-6%, а также географическое соседство с Китаем – стратегическим рынком сбыта углеводородных ресурсов Казахстана.

Основными позитивными факторами на микроуровне являются значительные запасы нефти, перспективы обнаружения новых нефтяных месторождений, присутствие в стране ведущих мировых нефтегазовых компаний, обладающих технологиями разведки и добычи. Например, по запасам нефти Казахстан занимает 12 место в мире, а по объемам добычи нефти – 17 место.

На макроуровне к основным факторам, негативно влияющим на инвестиционную привлекательность, можно отнести отраслевые и региональные дисбалансы экономического развития страны, проблемы банковского сектора, нестабильность курса национальной валюты и девальвационные ожидания.

К основным негативным факторам инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора на микроуровне можно отнести низкий коэффициент восполнения запасов, недостаточную полноту и объективность геолого-геофизической информации, низкую геологическую изученность недр, относительно высокую себестоимость добычи, прогнозируемое падение добычи на месторождениях на суше, отсталую научно-техническую базу.

В целом, анализ данных нефтедобывающих стран за период с 2008 по 2014 годы показал, что к наиболее важным факторам для привлечения инвестиций в нефтегазовый сектор страны можно отнести создание развитой инфраструктуры, наращивание подтвержденных запасов углеводородов и снижение уровня коррупции. Менее значимыми, но все же достаточно

сильными факторами являются повышение устойчивости курса национальной валюты и открытости торгового режима, а также снижение налогов на бизнес.

3. Изучены подходы по управлению нефтегазовыми компаниями для повышения их инвестиционной привлекательности. Одним из характерных подходов является стремление нефтегазовых компаний к вертикальной интеграции, что позволяет в рамках одной компании обеспечить рынки сбыта для добывающих активов или загрузку перерабатывающих или транспортирующих мощностей для сегментов даунстрима или мидстрима. Кроме того, вертикальная интеграция позволяет нефтегазовым компаниям снижать риски в случае колебаний цен на нефть на глобальных рынках.

В целом, для нефтегазовых компаний вертикальная интеграция выступает в качестве инструмента управления цепочкой создания добавленной стоимости, в которой добавленная стоимость увеличивается в каждом звене цепочки создания добавленной стоимости. Как показывает практика, наибольший вклад в добавленную стоимость вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний, как правило, вносит сегмент разведки и добычи, так как стоимость сырья минимальна – нефть добывают из своих месторождений, а не покупают извне компании.

Проанализированы подходы управления цепочкой добавленной стоимости в АО «НК «Казмунайгаз», в том числе в сравнении с такими национальными вертикально-интегрированными компаниями, как Pemex и Petrobras. Так, сравнительный анализ по валовой прибыли показывает, что КМГ является более сбалансированной компанией по своей структуре. На долю сегмента разведки и добычи КМГ приходится около 64% валового дохода, в то время как в компаниях Petrobras и Pemex данный показатель составляет более 100%. Это означает, что структура цепочки добавленной стоимости в компаниях Pemex и Petrobras содержит высокие риски ухудшения финансового положения в случае падения цен на нефть. Более сбалансированное распределение сегментов в цепочке добавленной стоимости способствует диверсификации рисков компании.

В целом с 2007 по 2014 годы наблюдалась изменение структуры цепочки добавленной стоимости в сторону снижения доли сегмента разведки и добычи с 76,6% до 60,3%.

Доля транспортировки за этот период выросла с 11,8% до 21,1%, а доля переработки увеличилась с 0,1% до 5,2%. Доля внутренней реализации нефтепродуктов в цепочке добавленной стоимости осталась незначительной, увеличившись с 2007 по 2014 годы с 1,1% до 2,6%.

Основными потенциальными источниками увеличения добавленной стоимости для КМГ и повышения инвестиционной привлекательности являются дальнейшее увеличение объемов добычи углеводородов, повышение эффективности геологоразведочных работ, а также оптимизация затрат на эксплуатацию нефтегазотранспортных систем, увеличение глубины переработки нефти и доли выработки светлых нефтепродуктов на казахстанских нефтеперерабатывающих заводах.

4. Построенные эконометрические модели инвестиционной привлекательности на макроуровне (нефтедобывающей страны) и микроуровне (нефтедобывающей компании), позволили определить степень влияния ключевых факторов инвестиционной привлекательности.

Согласно результатам эконометрической модели инвестиционной привлекательности нефтедобывающей страны, прогнозной сила которой составляет до 83%, за период с 2008 по 2013 год наиболее сильными факторами, способствующими росту привлечения инвестиций на душу населения в нефтедобывающий сектор, являлись: рост реального эффективного курса национальной валюты к доллару США, снижение коррупции, улучшение инфраструктуры, увеличение доказанных извлекаемых запасов нефти.

При сохранении текущих тенденций в нефтедобывающем секторе можно ожидать уменьшение прироста инвестиций в нефтедобывающий сектор в расчете на душу населения с 5%-6% в 2013 году до 1,8-2% в 2018 году.

Согласно результатам эконометрической модели инвестиционной привлекательности нефтедобывающей компании, за период с 2008 по 2013 год наиболее сильными факторами, способствующими росту привлечения инвестиций на баррель добычи, являлись: изменение удельных операционных расходов на баррель добычи, бремени обслуживания долга компании, продаж продукции на одного работника компании и продажной цены готовой продукции.

Эти зависимости можно объяснить необходимостью инвестиций в новые месторождения при росте операционных расходов на баррель нефти на действующих месторождениях, необходимостью увеличения добычи нефти для поддержания финансовой устойчивости компании, а также повышением привлекательности компании как объекта инвестирования.

В целом, при условии сохранения текущих тенденций капиталовложений в добычу нефти со стороны компаний в нефтедобывающем секторе, ожидается незначительное уменьшение прироста инвестиций в расчете на баррель добываемой нефти, а именно с 0,9% в 2013 году до 0,84% в 2018 году.

5. В рамках исследования изучен международный опыт управления нефтегазовой отраслью, включая структуры управления и взаимосвязи между основными институтами власти и организациями. Например, Саудовской Аравии, благодаря эффективной структуре управления и индустриально-инвестиционной политике, удалось привлечь инвестиции и развить энергетический сектор экономики, включая производство природного газа, нефтепереработку, нефтехимию и электроэнергетику.

В качестве положительного опыта можно отметить создание в ряде стран режима налоговой стабильности, что позволило им привлекать долгосрочные ПИИ в развитие экономики, включая нефтегазовую отрасль. В нефтедобывающих странах также обычно используются налоговые и инвестиционные стимулы для разработки низкорентабельных месторождений, например, применение дифференцированных налоговых ставок к недропользователям в зависимости от параметров и специфики того или иного

месторождения. Анализ международного опыта показал успешное применение в инвестиционной политике зарубежных стран офсетных соглашений, предполагающие использование встречных требований об инвестициях определенной части средств от суммы контракта или потенциальной прибыли. Так, к поставщику или недропользователю могут выдвигаться такие условия, как передача технологий, лицензий на производство, финансирование НИОКР на территории страны, создание совместных предприятий по производству целевой продукции, локализация производства, обучение, строительство объектов производственной и социальной инфраструктуры и другое.

Офсетные сделки распространены во многих развитых государствах, таких как США, Япония, Дания, Норвегия. В целом эффективные механизмы привлечения инвестиций позволили нефтедобывающим странам добиться впечатляющих результатов в диверсификации экономики, развив нефтегазовый и другие сектора.

6. В рамках проведенного исследования были выработаны следующие практические рекомендации по совершенствованию подходов управления и путей повышения инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора Казахстана.

А. В целях устойчивого развития нефтедобывающего сектора критически важно обеспечить привлечение прямых иностранных инвестиций в геологоразведку, создавая необходимые экономические и фискальные стимулы. Для привлечения ПИИ в геологоразведку рассмотреть возможность введения режима налоговой стабильности (не только в рамках Соглашений о разделе продукции) с помощью коэффициента налоговой нагрузки, а не фиксацией платежей и ставок по отдельным налогам и пошлинам.

В. В целях диверсификации экономики и развития нефтедобывающего сектора распространить практику заключения офсетных соглашений при заключении контрактов на недропользование или крупных подрядных контрактов. По примеру развитых стран, закрепить обязательный объем встречных требований в контрактах на законодательном уровне.

С. Рассмотреть возможность создания в Казахстане специальной Межведомственной комиссии по координации деятельности по привлечению инвестиций в нефтегазовый сектор. В состав данной Комиссии включить представителей Министерства энергетики, Министерства инвестиций и развития, Ассоциации организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY», АО «KazNexInvest», Национальной компании «КазМунайГаз» и других госорганов и организаций, взаимодействие которых с посольствами и акиматами позволит повысить эффективность управления инвестиционной привлекательностью нефтегазовой отрасли страны на всех уровнях (международном, центральном и местном) за счет своевременного и качественного обмена информацией об интересах потенциальных инвесторов, условиях и процедурах инвестирования, имеющихся объектах для инвестирования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Tobin J. A General Equilibrium Approach To Monetary Theory // Journal of Money, Credit and Banking. – 1969. - №1. – С. 15-29.
- 2 Hymer S. H. The international operations of national firms: A study of direct foreign investment. - Cambridge, MA: The MIT Press, 1976.
- 3 Kindleberger C. P. American Business Abroad. Six Lectures on Direct Investment. - New Haven & London: Yale Univ. Press, 1969. - P. 14.
- 4 Buckley, P.J., Casson, M.C. The Future of the Multinational Enterprise. - London: Homes & Meier, 1976.
- 5 Porter M.E. Competitive Advantage: Creating and Sustaining Superior Performance. - New York: The Free Press, 1985.
- 6 Dunning, J. H. The Eclectic Paradigm of International Production - a Restatement and Some Possible Extensions // Journal of International Business Studies – 1988. - №19 (1). -P. 1-31.
- 7 Investor Words. Словарь // <http://www.investorwords.com>.
- 8 Бизнес. Доход. Инвестирование // <http://pdohod.ru/Kto-takoj-investor-Investor-eto.html>
- 9 Райзберг Б. А., Лозовский Л. Ш., Стародубцева Е. Б. Современный экономический словарь. - М.: Инфра-М, 2006.
- 10 Грэхем Б., Цвейг Дж. Разумный инвестор. - М.: Вильямс, 2006. - 672 с.
- 11 Фролова Т.А. Экономика предприятия: лекции. - Таганрог: ТТИ ЮФУ, 2011. http://www.aup.ru/books/m217/10_2.htm
- 12 Иванов В.А., Головастова Т.И., Дыбов А.М. Иностраные инвестиции: Курс лекций. – Ижевск: Институт экономики и управления ГОУ ВПО «УдГУ», 2009. – С. 9
- 13 Cowie I. How to build the Perfect Investment Portfolio // <http://www.telegraph.co.uk/finance/personalfinance/investing/shares/10036319/How-to-build-the-perfect-investment-portfolio.html>
- 14 Нешиной А.С. Инвестиции: учебник. -5-е изд., перер. и доп. - М.: Издательско-торговая корпорация «Дашкови К°», 2007.
- 15 WTO // <http://wto.org>
- 16 Glossary of Foreign Direct Terms // <https://www.imf.org/external/np/sta/di/glossary>
- 17 UNCTAD // <http://unctad.org>
- 18 МВФ. Платежный баланс: учебное пособие. - 5 изд. – Вашингтон: Международный Валютный Фонд, 1993.
- 19 Международный валютный фонд // <http://www.imf.org>
- 20 Иванов В.А., Головастова Т.И., Дыбов А.М. Иностраные инвестиции: курс лекций. – Ижевск: Институт экономики и управления ГОУ ВПО «УдГУ», 2009. – С. 10.
- 21 Об инвестициях. Закон Республики Казахстан от 8 января 2003 года № 373-ІІ (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.12.2014).

- 22 Lall S., Streeten P. Foreign investment, transnationals and developing countries. - London: MacMillan, 1977.
- 23 Dunning J. The eclectic paradigm as an envelope for economic and business theories of MNE activity // International Business Review. – 2000.- №9. - P. 163-190.
- 24 World Bank Group // <https://www.wbginvestmentclimate.org/toolkits/investment-generation-toolkit/upload/Russian-version>
- 25 Caves R.E. Multinational Enterprise and Economic Analysis. Second Edition - Cambridge: Cambridge University Press, 1996.
- 26 Kojima K. A Macro-economic Approach to Foreign Direct Investment // Hitotsubashi Journal of Economics. – 1973.
- 27 Aharoni Y. The Foreign Investment Decision Process. – Boston: Harvard press, 1966.
- 28 Basinger S.J., Hallerberg M. Remodeling the competition for capital: How domestic politics erases the race to the bottom // American Political Science Review. – 2004. - № 98(02). - P. 261–276 // <http://dx.doi.org/10.1017/S0003055404001133>.
- 29 Kaufmann L. A Model of Spillovers through Labour Recruitment // International Economic Journal. – 1997 - Vol. 11, № 3.
- 30 World Investment Report: Transnational Corporations and the Infrastructure Challenge. – 2008 // <http://www.unctad.org>
- 31 Новичкова В.И. Особенности привлечения иностранных инвестиций на современном этапе // Вестник РГГУ. – 2013. – №5.
- 32 Narula R., Marin A. FDI spillovers, absorptive capacities and human capital development // Evidence from Argentina. – 2003. - №16.
- 33 Гусарова С.А. Иностранные инвестиции в мировой экономике: преимущества и проблемы // Вестник Московского университета. Экономика. – 2013. - Серия 6, №2.
- 34 Жуковский В. Инвестирование из-за рубежа: попытка демифологизации источников, характера, структуры и результатов // Российский экономический журнал. – 2013. – №5.
- 35 Nunnenkamp P., Spatz J. FDI and economic growth in developing economies: how relevant are host-economy and industry characteristics? // Transnational Corporations. – 2004.
- 36 Канцерова Э.М. Swot-анализ привлечения иностранного капитала в Национальную экономику // http://old.group-global.org/ru/storage_manage/download_file/19329
- 37 UNCTAD statistics // <http://unctad.org/en/Pages/Statistics.aspx>
- 38 Новые реализации нефтегазового сектора – 2013, взгляд на актуальные проблемы отрасли // http://www.hse.ru/data/2014/01/25/1326320431/Deloitte_new%20realities.pdf
- 39 Афонин В.И. Инновационный менеджмент и экономическая оценка реальных инвестиций: учебное пособие. - М.: Гардарики, 2006. - 301 с.
- 40 Максимов И.Б. Инвестиционный климат: методика оценки: учебное пособие - Иркутск: Изд-во БГУЭП, 2002. - 132 с.

- 41 Инвестиционный климат и его составляющие. Агентство «Эксперт РА» // <http://raexpert.ru/ratings/regions/1996/part1>
- 42 Безлепкина Н.В. Инвестиционный потенциал как многомерное явление: структура и факторы формирования // <http://www.e-rej.ru/upload/iblock/562/562f01c778853e6456812bc7a1c1264e.pdf>
- 43 Даль В. Толковый словарь живого велико-русского языка. – СПб., 1998. - Т. 4.
- 44 Валинурова Л.С. Организация инвестиционной деятельности в отраслях промышленности. - М.: Палеотип, 2008. – 80 с.
- 45 Мозгоев.А. О некоторых терминах, используемых в инвестиционных процессах // Инвестиции в России. – 2002.- №6. - С.48.
- 46 Веретенникова О.Б., Рыбина Е.С. Инвестиционная привлекательность отрасли и подходы к ее оценке // Вестник Научно-исследовательского центра корпоративного права, управления и венчурного инвестирования Сыктывкарского государственного университета. – 2011. - №4.
- 47 Путятин Л.М., Ванчугов М.Ю. Оценка инвестиционной привлекательности предприятия на основе его экономического потенциала // Собственность и рынок. – 2005. - №6. - С. 21.
- 48 Гуськова Т.Н. Методология статистического исследования инвестиционной привлекательности объектов: автореф. ... канд. экон. наук. - Ростов-на-Дону, 1997. - С. 9.
- 49 Крылов Э. И. Управление финансовым состоянием организации (предприятия). - М.: Эксмо, 2007. – 416 с.
- 50 Толмачев В.А. Инвестиционная привлекательность в системе корпоративного управления предприятием // Собственность и рынок. – 2004 - №3. - С.11.
- 51 Чапек В.Н. Инвестиционная привлекательность экономики России: учебное пособие. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2006. – 252 с.
- 52 Асаул А.Н., Пасяда Н.И. Инвестиционная привлекательность региона / под ред. проф. А.Н. Асаула. - СПб.: СПбГАСУ, 2008. – 120 с.
- 53 Симонов А.А. Инвестиционная привлекательность отрасли: на примере льняной отрасли России: автореф. ... канд. экон. наук. – М., 2005 // <http://economy-lib.com/investitsionnaya-privlekatelnost-otrasli>
- 54 Анализ инвестиционной привлекательности организации / под ред. Д.Ендовицкого. - М.: КноРус, 2010. - 376 с.
- 55 Семина Л.А. Инвестиционная привлекательность: теоретический аспект // Вестник Челябинского государственного университета. - 2010. - №14 (195). – С. 18.
- 56 Безлепкина Н.В. Инвестиционный потенциал как многомерное явление: структура и факторы формирования // <http://www.e-rej.ru/upload/iblock/562/562f01c778853e6456812bc7a1c1264e.pdf>
- 57 Плотникова С.Н., Козлова Л.А. SPACE-анализ инвестиционного потенциала предприятия // Концепт. – 2015, февраль. – №02 // <http://e-koncept.ru/2015/15032.htm>.

- 58 Definition of 'Investment Risk'. // <http://economictimes.indiatimes.com/definition/investment-risk>
- 59 Соколов А. Политический риск: от теории к практике. - М.: Поколение, 2009. - С. 78.
- 60 Глухов В. В. Менеджмент: учебник для ВУЗов. - 3-е издание. – СПб.: Питер, 2008.
- 61 Дучинская Н.И. Особенности использования и последствия внедрения иностранного капитала // http://old.econ.msu.ru/cmt2/lib/a/1430/file/Duchinskaya_Silchenko.doc
- 62 S&P // <http://www.standardandpoors.com/ratings/articles/ru/ru/?articleType=HTML&assetID=1245318580380>
- 63 Стерлин А.Р., Тулин И.В. Стратегическое планирование в промышленных корпорациях США (опыт развития и новые явления). – М.: Наука, 1990.
- 64 Щиборщ К. Оценка инвестиционной привлекательности отрасли // Управление компанией. – 2002. - №4.
- 65 Ендовицкий Д.А., Бабушкин В.А., Батурина Н.А. и др. Анализ инвестиционной привлекательности организации: научное издание. - М.: КНОРУС, 2010.
- 66 Крылов Э.И., Власова В.М., Егорова М.Г., Журавкова И. В. Анализ финансового состояния и инвестиционной привлекательности предприятия: учебное пособие для вузов. - М.: Финансы и статистика, 2003.
- 67 UNESCAP. Investment Promotion and Enterprise Development // Bulletin for Asia and Pacific. – 2003. - №1.
- 68 Привлечение прямых иностранных инвестиций в регионы России. Российский союз промышленников и предпринимателей (РСПП), Комитет по международному сотрудничеству, Международный совет по сотрудничеству и инвестициям при РСПП, KPMG Ltd., 2010. // http://nisse.ru/articles/details.php?ELEMENT_ID=129532
- 69 Григорьев. Г. А. Инвестиционная привлекательность ресурсной базы углеводородного сырья // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. - №4.
- 70 Фонд «Центр стратегических разработок», Программы улучшения инвестиционного климата в Ульяновской области. 68 с. // <http://ulregion.itech-test.ru/upload/iblock/1d9/24122012.pdf>
- 71 АО «НК «Казмунайгаз» // <http://www.kmg.kz>
- 72 Porter, M. E. Competitive Advantage: Creating and Sustaining Superior Performance. - New York: The Free Press, 1985.
- 73 Wolf B. National Oil Companies and Value Creation. -World Bank, 2009.
- 74 The Petroleum Sector Value Chain. -World Bank Group, 2009
- 75 Экономическая диверсификация в Казахстане с акцентом на цепочку добавленной стоимости нефтегазового сектора: финальный отчет Миссии Всемирного банка. - 2003.

- 76 Исекешев А. Казахстан должен стать региональным инвестиционным хабом.
- 77 UNCTAD. Global Investment Trends Monitor. -201, January. - №18 // <http://unctad.org/en/pages/publications/Global-Investment-Trends-Monitor-%28Series%29.aspx>.
- 78 UNCTAD, World Investment Report 2014 // http://www.gtai.de/GTAI/Content/EN/Invest/_SharedDocs/Downloads/Extern/Studies/2012/unctad-world-investment-report-2014.pdf.
- 79 OECD International Direct Investment Statistics 2014 // http://www.keepeek.com/Digital-Asset-Management/oecd/finance-and-investment/oecd-international-direct-investment-statistics-2014/comparative-tables-and-charts_idis-2014-2-en#page8
- 80 FDI flows by industry // http://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=FDI_FLOW_INDUSTRY
- 81 ЕТА «From Capex Growth to Capital Discipline? - Cost, Risk, and Return Trends in the Upstream Oil Industry», май 2014, <http://www.carbontracker.org/wp-content/uploads/2014/05/Chapter2ETAcapexfinal.pdf>
- 82 Виноградова О., Мировые итоги 2013: нефть и газ // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. - №4. - С. 4-14.
- 83 ОПЕК. World Oil Outlook 2014 // http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO_2014.pdf
- 84 International Energy agency. World Energy Investment Outlook, Special report. - 2014 // <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEIO2014.pdf>
- 85 Всемирный банк. Global Economic Prospects 2015 // <http://www.worldbank.org/en/publication/global-economic-prospects>
- 86 Миловидов К.Н., Симоненко В.Е. Мировые инвестиции в разведку и разработку нефтяных и газовых месторождений – 2014.
- 87 US Energy Information Administration // <http://www.eia.gov/>
- 88 World Investment Service // http://www.eiu.com/site_info.asp?info_name=ps_WorldInvestmentService&entry1=psNav
- 89 Institut Français du Pétrole. IFP Energies Nouvelles sees CAPEX to grow by 13% // <http://www.2b1stconsulting.com/ep-capital-expenditures-to-exceed-700-billion-in-2013/>
- 90 Садвакасов Д. Основные глобальные тенденции в сфере прямых иностранных инвестиций и их влияние на нефтегазовый сектор Казахстана // научный журнал «Казахстан-Спектр» Казахстанского института стратегических исследований при Президенте Республики Казахстан. – 2014. – № 2 (68). - С. 48-52.
- 91 Wood Mackenzie. CAPEX Statistics. - 2015
- 92 Kopits S. Oil and Economic Growth. A Supply-Constrained View. - 2014 // <http://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/energy/Kopits%20%20Oil%20and%20Economic%20Growth%20%28SIPA%2C%202014%29%20-%20Presentation%20Version%5B1%5D.pdf>.

- 93 Институт энергетических исследований Российской Академии Наук // <http://ineiran.ru/articles/prognoz-2040.pdf>
- 94 IHS // <https://www.ihs.com/>
- 95 Independent Chemical Information Service. Прогнозы информационно-аналитического агентства ICIS
- 96 Goldman Sachs // <http://www.goldmansachs.com/>
- 97 ETA. From Capex Growth to Capital Discipline? // Cost, Risk, and Return Trends in the Upstream Oil Industry. – 2014. // <http://www.carbontracker.org/wp-content/uploads/2014/05/Chapter2ETAcapexfinal.pdf>
- 98 Kopits S. Beginning of the End? Oil Companies Cut Back on Spending // <http://ourfiniteworld.com/2014/02/25/beginning-of-the-end-oil-companies-cut-back-on-spending>.
- 99 Преимущества и недостатки привлечения иностранных инвестиций // <http://pps.kaznu.kz/2/Main/FileShow/583713/126/446/271/.../2014/2>
- 100 Послание Президента Республики Казахстан Н.Назарбаева народу Казахстана. 2014, январь // http://www.akorda.kz/ru/page/page_215750_poslanie-prezidenta-respubliki-kazakhstan-n-nazarbaeva-narodu-kazakhstana-17-yanvary-2014-g
- 101 Послание Президента Республики Казахстан – Лидера Нации Н.Назарбаева народу Казахстана «Стратегия «Казахстан-2050»: новый политический курс состоявшегося государства» // http://www.akorda.kz/ru/page/page_poslanie-prezidenta-respubliki-kazakhstan-n-nazarbaeva-narodu-kazakhstana-14-dekabrya-2012-g_1357813742
- 102 Выступление Президента Казахстана Н.Назарбаева на 28-м пленарном заседании Совета иностранных инвесторов 4 июня 2015 года. http://www.akorda.kz/ru/page/page_220570_vystuplenie-prezidenta-kazakhstana-n-nazarbaeva-na-28-m-plenarnom-zasedanii-soveta-inostrannykh-inves
- 103 Росбалт: Казахстан вошел в двадцатку стран-лидеров по объему прямых инвестиций // <http://www.rosbalt.ru/exussr/2013/11/29/1205568.html>
- 104 World Organization of Creditors. В 17 раз возрос приток ПИИ на душу населения в странах СНГ за последние 15 лет // <http://woc-org.com/research/index.php?name=News&op=article&sid=23>
- 105 Национальный банк Республики Казахстан // <http://www.nationalbank.kz>
- 106 Комитет по статистике Министерства Национальной экономики Республики Казахстан // <http://www.stat.gov.kz>
- 107 Di Intelligence. A service from The Financial Times Ltd. Kazakhstan records FDI growth in 2013 // <http://www.fdiintelligence.com>
- 108 Ernst & Young. Исследование инвестиционной привлекательности Казахстана. – 2014.
- 109 Oxford Economics. Всемирный экономический банк данных. – 2014.
- 110 Ernst & Young. Прогноз развития быстрорастущих рынков. – 2014.
- 111 ВЭФ. Глобальная конкурентоспособность, 2014-2015 годы. – 2014.
- 112 Всемирный банк. Ведение бизнеса – 2014. – 2013.

- 113 Transparency International. Индекс восприятия коррупции за 2013 год.
// <http://www.transparency.org/cpi2013>.
- 114 Егоров О.И., Чигаркина О.А. Нефтегазовый комплекс Казахстана: состояние и перспективы развития – 2006 // <http://ecsocman.hse.ru/data/045/771/1223/Egorov.pdf>
- 115 KazTransOil. Рейтинги. // http://www.kaztransoil.kz/ru/akcioneram_i_investoram/rejtingi/?614994254
- 116 S&P downgrades Kazakhstan to BBB, outlook is negative // <http://www.halykfinance.kz/en/site/index/research/news:93601>
- 117 Kazakhstan, Credit Rating // <http://www.tradingeconomics.com/kazakhstan/rating>
- 118 Ernst & Young. Kazakhstan oil and gas tax guide 2014-overview. // <http://www.ey.com/kz/ru/industries/Oil---Gas/Kazakhstan-oil-and-gas-tax-guide-2014---overview>
- 119 АО «Информационно-аналитический центр нефти и газа» // <http://iacng.kz/ru>.
- 120 Министерство энергетики Республики Казахстан // <http://energo.gov.kz>
- 121 Налоговый комитет Министерства финансов Республики Казахстан // <http://www.salyk.gov.kz/ru>.
- 122 Комитет таможенного контроля Министерства Финансов Республики Казахстан // [http:// www.customs.kz/](http://www.customs.kz/).
- 123 Анализ состояния внешней торговли Республики Казахстан за 2013 год // <http://export.gov.kz/storage/4c/4c8f70c981192973cad5069c1284ab18.pdf>
- 124 Министерство национальной экономики Республики Казахстан // <http://economy.gov.kz>.
- 125 ОЮЛ Kazenergy. Миллиарды в инвестиционной корзине. Топ-3 самых дорогих нефтегазовых проектов, реализуемых и планируемых к выполнению в Казахстане в сегменте разведки и добычи // <http://www.kazenergy.com/ru/2012-06-20-08-42-46/12759-2014-02-04-14-25-02.html>
- 126 ОЮЛ Kazenergy. Казахстан: нефтегазовый гигант глобального значения // <http://www.kazenergy.com/ru/6-50-2011/3886-2012-02-08-10-24-47.html>
- 127 Rystad Energy. Информационная база UCube // <http://www.rystadenergy.com/Databases/UCube>
- 128 ОЮЛ Kazenergy. Национальный энергетический доклад 2013 // http://www.kazenergy.com/images/stories/ob_association/ru_national_energy_report_general_director_a_magauov.pdf
- 129 Информационное агентство Блумберг // <http://www.bloomberg.com/>
- 130 BP Statistical Review of World Energy 2014 // <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>
- 131 КазМунайГаз РД. Нефтегазовый сектор Казахстана // http://www.kmger.kz/rus/about_kazakhstan/oil_and_gas_sector/

- 132 Asian Development Outlook 2004 // <http://www.adb.org/Documents/Books/ADO/2004/default.asp>.
- 133 Krifa-schneider H., Matei I. Business Climate, Political Risk and FDI in Developing Countries: Evidence from Panel Data // International Journal of Economics and Finance. – 2010, november .- №5. – P. 54-65.
- 134 Bouoiyour J. The Determining Factors of Foreign Direct Investment in Morocco. – 2003. // http://www.erf.org.eg/tenthconf/Trade_Background/Bouoiyour.pdf.
- 135 Данешев А. В нефтегазовой отрасли продолжается усиление роли государства // Панорама. – 2010 // <http://www.nomad.su/?a=4-201009060034>
- 136 Алимов М. Нефтяная деспотия: «Черное золото» Казахстана: благо или проклятие. // Central AsiaMonitor. - 2014. // <http://camonitor.com/14029-neftyanaaya-despotiya.html>.
- 137 Giles C. Winners and losers of oil price plunge // The Financial Times. 2014 // <http://inosmi.ru/world/20141217/224991616.html#ixzz3by68oQVq>.
- 138 Ubiznes.ru. Топ 5 стран, по добыче нефти, в мире в 2015 году // <http://ubiznes.ru/top/rejting-stran-po-dobyche-nefti-v-mire.html>.
- 139 Majeed M. T., Ahmad E. An Analysis of Host Country Characteristics that Determine FDI in Developing Countries: Recent Panel Data Evidence // The Lahore Journal of Economics. – 2014. - №2. - P. 71-96.
- 140 Barrell R., Pain N. Domestic institutions, agglomerations and foreign direct investment in Europe. European Economic Review. – 1999. - №43, issues 4-6. - P. 925-934.
- 141 Agiomirgianakis G., Asteriou D., Papathoma, K. The Determinants of Foreign Direct Investment: A Panel Data Study for the OECD Countries. – 2003 // http://www.city.ac.uk/economics/dps/discussion_papers/0306.pdf.
- 142 Tsai P. Determinants of Foreign Direct Investment and its Impact on Economic Growth // Journal of Economic Development. – 1994. - №19(1). - P. 137-163.
- 143 Goldsbrough D.G. The Role of Foreign Direct Investment in the External Adjustment Process // Staff Papers. – 1979. - №26. – P. 725-754.
- 144 Schneider F., Frey B. Economic and Political Determinants of Foreign Direct Investment // World Development. – 1985. - №13 (2). – P. 161-175.
- 145 Hartman D.G. Tax Policy and Foreign Direct Investment in the United States // National Tax Journal. – 1994. - № 37 (4). – P. 475-488.
- 146 Cassou S. P. The Link Between Tax Rates and Foreign Direct Investment // Applied Economics. – 1997. - №29. – P. 1295-1301.
- 147 Kemsley D. The Effect of Taxes on Production Location // Journal of Accounting Research. – 1998. - №36. – P. 321-341.
- 148 Root E., Ahmed A. Empirical Determinants of Manufacturing: Direct Foreign Investment Developing Countries // Economic Development and Cultural Change. – 1979. - №27. – P. 758-767.
- 149 Jackson S., Markowski S. The Attractiveness of Countries to Foreign Direct Investment // Journal of World Trade. – 1995. - №29. - P. 159-180.

150 Porcano T. M., Price C. E. The Effects of Government Tax and Non-Tax Incentives on Foreign Direct Investment // *Multinational Business Review*. -1996. - №4. - P. 9-20.

151 Swenson D. L. The Impact of U. S. Tax Reform on Foreign Direct Investment in the United States // *Journal of Public Economics*. -1994 - №54. - P. 243-266.

152 ODI. Foreign Direct Investment Flows to Low-Income Countries: A Review of the Evidence – 1997 // http://www.odi.org.uk/publications/briefing/3_97.html.

153 Dunning J.H. Explaining International Production. – London: Harper Collins Academic, 1988.

154 Markusen J.R., Venables A.J. Foreign direct investment as a catalyst for industrial development. *European Economic Review*. - 1999. - №43 (2). – P. 335-356.

155 Markusen J.R. Multinational firms and the Theory of International Trade. – Cambridge: MIT Press, 2002.

156 Nordal K.B. Country risk indices and valuation of FDI: a real options approach. - *Emerging Markets review*, 2001. - P. 217.

157 Luo Y. Political risk and country risk in international business. - Concepts and measures, 2009.

158 De Mello L.R. FDI in Developing Countries and Growth: A Selective Survey // *The Journal of Development Studies*. – 1997. - № 34(1). – P. 1-34.

159 Bevan A., Estrin S., Meyer K. Foreign investment location and institutional development in transition economies. -*International Business Review*, 2014.- P. 43–64.

160 Singh H., Jung K.W. Some new evidence on Determinants on Foreign Direct Investment in Developing Countries // *Policy Research Working Paper the World Bank*. – 1995. - №1531.

161 Busse M., Hefeker C. Political risk, institutions and foreign direct investment // *European Journal of Political Economy*. – 2007. - № 23. - P. 397-415.

162 Sekkat K., Veganzones-Varoudakis M.A. Openness, Investment Climate, and FDI in Developing Countries // *Review of Development Economics*. – 2007. - №11 (4). - P. 607-620.

163 Botric V., Skuflic L. Main Determinants of Foreign Direct Investment in the Southeast European Countries // *Transition Studies Review*. – 2006 - №13 (2). - P. 359-377.

164 Kok R., Ersoy, B.A. Analyses of FDI Determinants in Developing Countries // *International Journal of Social Economics*. – 2009. - №36 (1/2). – P. 105-123.

165 Lim D. Fiscal Incentive and Direct Foreign Investment in Less Developed Countries // *The Journal of Development Studies*. – 1983. - №19. - P. 207- 212.

166 Lunn J. Determinants of U.S. Direct Investment in the E. E. C.: Further Evidence. - *European Economic Review*, 1998. - P. 93-101.

- 167 Culem C. G. The Locational Determinants of Direct Investment among Industrialized Countries // *European Economic Review*. -1988. - № 32. - P. 885-904.
- 168 Ancharaz V.D. Determinants of Trade Policy Reform in Sub-Saharan Africa // *Journal of African Economies*. – 2003. - № 12 (3). - P. 417-443.
- 169 Nigh D. The Effect of Political Events on United States Direct Foreign Investment: A Pooled Time-Series Cross-Sectional Analysis // *Journal of International Business Studies*. – 1985 - №16. – P. 3-17.
- 170 Asiedu E. Foreign Direct Investment, Natural Resources and Institutions. Working Paper // *International Growth Center*. – 2013, march. - P. 1-47.
- 171 Borensztein E., De Gregorio J. Wha Lee J. How Does Foreign Direct Investment Affect Economic Growth? // *Journal of International Economics*. – 1998. - № 1(45). - P. 115–35.
- 172 De Mello L. Foreign Direct Investment-Led Growth: Evidence from Time Series and Panel Data. – Oxford: *Oxford Economic Papers*, 1999. - P. 133-151.
- 173 Blomstrom M., Lipsey R.E., Zejan M. What explains developing country growth? In W. J. Baumol (Ed.), *Convergence of Productivity: Cross-National Studies and Historical Evidence* (9th ed.). - New York: Oxford University Press; Incorporated, 1994.
- 174 Balasubramanyam V. N., Salisu M., Sapsford D. FDI and growth in EP and IS countries // *The Economic Journal*. – 1996. - № 106. - P. 92-105.
- 175 Alfaro L., Chanda A., Kalemli-Ozcan S., Sayek S. FDI and Economic Growth: the Role of Local Financial Markets // *Journal of International Economics*. – 2004. - № 64. - P. 89-112.
- 176 Demirhan E., Masca M. Determinants of Foreign Direct Investment Flows to Developing Countries: A Cross-Sectional Analysis // *Prague Economic Papers*. – 2008. - № 4. – P. 356-369.
- 177 Jordaan J.C. Foreign Direct Investment and Neighbouring Influences: Unpublished doctoral thesis.- University of Pretoria, 2004.
- 178 Asiedu E. On the Determinants of Foreign Direct Investment to Developing Countries: Is Africa Different? // *World Development*. – 2002. - №30 (1). – P. 107-119.
- 179 European Bank for Reconstruction and Development (EBRD). *Transition Report 2000: Employment, Skills, and Transition*. - London: European Bank for Reconstruction and Development, 2000.
- 180 Clinton R. FDI and the Investment Climate in the CIS Countries. - IMF Policy Discussion Paper, 2003. - P. 1-35.
- 181 Stevens P. A Methodology for Assessing the Performance of National Oil Companies. Oil, Gas and Mining Policy Division. - The World Bank, 2008. – P. 1-14.
- 182 Годовые и финансовые отчеты компании АО НК «КазМунайГаз» за 2006-2014 годы // <http://www.kmg.kz>
- 183 <http://ria.ru/world/20150319/1053334658.html>
- 184 <http://investfunds.kz/news/world/Halliburton-uvolit-bolee-80-tys-sotrudnikov-po-vsemu-miru-PRAJM-71443/>

- 185 <http://www.portal-investor.ru/world/busenv/16867>
- 186 <http://bnews.kz/ru/news/post/252033/>
- 187 http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2015/Pages/16Jun_Workforce_reductions.aspx
- 188 EY. Global oil and gas transactions review. – 2014
- 189 Wood Mackenzie. Pre-FID project deferrals: 20 billion boe and counting. – 2015, june.
- 190 Wood Mackenzie. Back to the future: fiscal responses to lower prices. – 2015, may.
- 191 PricewaterhouseCoopers. Worldwide Tax Summaries. – 2014/2015
- 192 Аналитический центр при Правительстве РФ.
- 193 Министерство иностранных дел. Пленарное заседание Совета иностранных инвесторов при Президенте РК // <http://invest.mid.gov.kz/ru/news/28-e-plenarnoe-zasedanie-soveta-inostrannyh-investorov-pri-prezidente-respubliki-kazahstan>.
- 194 Положение государственного учреждения «Комитет по инвестициям Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан» // <http://invest.mid.gov.kz/ru/pages/polozhenie-o-komitete-4>
- 195 Kaznexinvest. Инвестиции. // <http://www.kaznexinvest.kz/napr/invest/>
- 196 Об утверждении Комплексного плана мероприятий по привлечению прямых иностранных и отечественных инвестиций. Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 мая 2014 года № 570 // http://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31566767.
- 197 Providing Incentives for Investment. - 2010 // <https://www.wbginvestmentclimate.org/uploads/Providing%20Incentives%20For%20Investment.pdf>.
- 198 Kaznexinvest. Направления поддержки инвесторов // http://www.kaznexinvest.kz/napr/invest/support_investors.php
- 199 Отчет ТОО «Риал Истейт», 3 марта 2014 г.
- 200 Национальные консультации в Казахстане по программе развития на период после 2015 года. – 2013. // http://www.kz.undp.org/content/dam/kazakhstan/docs/UN/kazakhstan_report_on_post_2015_national_consultations_rus_final.pdf .
- 201 Букеева А. В Казахстане крупных инвесторов освободят от налогов на 10 лет // Forbes-Kazakhstan. -2014, май.
- 202 Драпкин И.М., Давидсон Н.Б., Лопатина Т.А., др. Факторы, влияющие на деятельность иностранных компаний в России // Журнал экономической теории. – 2011. - №2.
- 203 Центральный Банк Российской Федерации // <http://www.cbr.ru/>
- 204 National Energy Outlook 2013 // http://kazenergy.com/Kazenergy__final_1.pdf
- 205 Unctadstat Report // <http://unctadstat.unctad.org/wds/ReportFolders/reportFolders.aspx>.

206 Webeconomy. Офсетные сделки // <http://www.webeconomy.ru/index.php?page=cat&cat=mcat&mcat=190&type=news&newsid=1757>.

207 Hoyos C. Defence groups' sweeteners swell to \$75bn. // The Financial Times Ltd. – 2013, october. - №10.

208 Терещенко И.А. Состояние и перспективы развития мирового рынка военно-технической продукции: автореф. ... канд. экон. наук // <http://www.dissercat.com/content/sostoyanie-i-perspektivy-razvitiya-mirovogo-rynka-voenno-tekhnicheskoi-produktsii#ixzz3cCbHv041>

209 Devaux P. Economic Diversification in the GCC: Dynamic Drive Needs to Be Confirmed // Conjecture. – 2013. - №3.

210 Hoyos C., Tsar D., Amann A. What Are Offsets? // The Financial Times. – 2013. // <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/87728d1e-197a-11e3-afc2-00144feab7de.html#axzz33ke0Wa2U>

211 Foreign Investment Review Board // <http://www.firb.gov.au/content/who.asp?NavID=48>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Переменные и их источники данных для модели инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора

Переменные	Источники данных
Операционные затраты фирм в нефтегазовой отрасли	Rystad Energy (2015)
Капитальные затраты фирм в нефтегазовой отрасли	Rystad Energy (2015)
Доказанные извлекаемые запасы нефти	Woodmac (2015)
ВВП	World Bank (2015)
Темпы реального роста ВВП	World Bank (2015)
Численность населения	World Bank (2015)
Индекс ощущения коррупции	Transparency International (2015)
Рейтинг Doing Business	World Bank (2015)
Реальный эффективный валютный курс	World Bank (2015), NBK(2015), Central Bank of Azerbaijan (2015), http://www.bis.org/statistics/eer/
Объем добычи нефти	Rystad Energy (2015)
Фиксированная широкополосная связь	World Bank (2015)
Коэффициент возрастной зависимости	World Bank (2015)
Общая налоговая ставка	World Bank (2015)
Природная рента	World Bank (2015)
Нефтяная рента	World Bank (2015)
Доля внешней торговли в ВВП	World Bank (2015)
Инфляция	World Bank (2015)

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Краткие обозначения и способы расчет переменных модели инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора

Обозначение	Расчет переменных
INV_CAP	Капитальные затраты фирм в нефтегазовой отрасли на душу населения (в ценах 2010 года)
OPEX_BAR	Операционные затраты фирм в нефтегазовой отрасли на 1 баррель добычи (в ценах 2010 года)
CAPEX_BAR	Капитальные затраты фирм в нефтегазовой отрасли на 1 баррель добычи (в ценах 2010 года)
COST_BAR	Полные издержки фирм в нефтегазовой отрасли на 1 баррель добычи (в ценах 2010 года)
CORR	Индекс ощущения коррупции (место в мире)
GDPR	Темпы реального роста ВВП (годовой рост в %)
REER	Реальный эффективный валютный курс взят из базы данных Нацбанка Казахстана
RES	Доказанные извлекаемые запасы нефти (трлн. баррелей)
RES_CAP	Доказанные извлекаемые запасы нефти на душу населения (млн. барр. на чел.)
FBS	Фиксированная широкополосная связь (на 100 человек)
TAX_RATE	Общая налоговая ставка (% от коммерческой прибыли)
NAT_RENT	Природная рента (% ВВП)
OIL_RENT	Нефтяная рента (% ВВП)
PROD	Объем добычи нефти, млн. баррелей в год
PROD_CAP	Объем добычи нефти на душу населения, баррелей в год на человека
ADR	Коэффициент возрастной зависимости (% от трудоспособного населения)
DOI_BUSS	Оценка бизнес климата в стране по рейтингу Doing Business (место страны)
Defl	Инфляция, рассчитанная по дефлятору ВВП (в среднем за год, %)
Trade	(Экспорт + импорт товаров и услуг (текущие в долл.) / текущий \$ВВП) x100

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Результаты теста по ADF методике для модели инвестиционной
привлекательности нефтедобывающего сектора

	Level	1st Diff	2nd Diff	Level	1st Diff	2nd Diff
INV_CAP	-4.223890	-4.913042	-5.215418	***	***	***
CORR	-3.858983	-4.453464	-7.725159	***	***	***
GDPR	-5.382387	-7.751817	-10.81759	***	***	***
REER	-4.462514	-7.365722	-9.349910	***	***	***
RES	-4.644021	-5.072250	-5.427023	***	***	***
RES_CAP	-4.674319	-4.875888	-5.336816	***	***	***
FBS	-3.795886	-5.180074	-5.180074	***	***	***
TAX_RATE	-4.713597	-4.647650	-5.466039	***	***	***
NAT_RENT	-3.388626	-6.189159	-9.357876	**	***	***
OIL_RENT	-3.918155	-6.236794	-9.380185	***	***	***
OPEX_BAR	-3.890742	-5.288185	-7.838809	***	***	***
PROD	-4.223890	-4.913042	-5.215418	***	***	***
PROD_CAP	-4.454439	-4.510203	-5.484746	***	***	***
ADR	-3.871684	-4.871044	-4.871044	***	***	***
DOI_BUSS	-4.256027	-4.807868	-6.493099	***	***	***
Defl	-4.435573	-8.146244	-11.52000	***	***	***
Trade	-3.763260	-4.507889	-6.696004	***	***	***
*** обозначает 1% уровень значимости						

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Проверка данных на сходимость по тесту Johansen Cointegration для модели инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора

Hypothesized No. of CE(s)	Eigenvalue	Likelihood Ratio	5% Critical Value	1% Critical Value
None **	0.970330	1739.437	114.90	124.75
At most 1 **	0.942729	1373.604	87.31	96.58
At most 2 **	0.897318	1076.167	62.99	70.05
At most 3 **	0.815308	839.4505	42.44	48.45
At most 4 **	0.742125	663.7876	25.32	30.45
At most 5 **	0.680600	522.8383	12.25	16.26
At most 6 **	0.552486	404.1419	233.13	247.18
At most 7 **	0.512696	320.5209	192.89	205.95
At most 8 **	0.452891	245.7587	156.00	168.36
At most 9 **	0.422748	183.0356	124.24	133.57
At most 10 **	0.353731	125.8900	94.15	103.18
At most 11 **	0.255454	80.48992	68.52	76.07
At most 12 *	0.210658	49.81194	47.21	54.46
At most 13	0.157738	25.21013	29.68	35.65
At most 14	0.063091	7.357054	15.41	20.04
At most 15	0.005557	0.579497	3.76	6.65

* (**) обозначает отказ от гипотезы на 5% (1%) уровне значимости. L.R. тест дает 13 коинтегрирующих уравнений на 5 процентном уровне значимости

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Коэффициенты корреляции между переменными модели инвестиционной привлекательности нефтедобывающего сектора

Начало таблицы

	INV_CAP	OPEX_BAR	CAPEX_BAR	COST_BAR	CORR	GDPR	REER	RES	RES_CAP	FBS
INV_CAP	1,000	0,161	0,261	0,256	-0,477	-0,220	0,062	-0,010	0,097	0,622
OPEX_BAR	0,161	1,000	0,682	0,768	-0,591	-0,235	-0,034	-0,287	-0,395	0,600
CAPEX_BAR	0,261	0,682	1,000	0,992	-0,411	-0,078	0,103	-0,198	-0,214	0,375
COST_BAR	0,256	0,768	0,992	1,000	-0,461	-0,108	0,084	-0,222	-0,254	0,430
CORR	-0,477	-0,591	-0,411	-0,461	1,000	0,276	-0,137	0,109	-0,064	-0,753
GDPR	-0,220	-0,235	-0,078	-0,108	0,276	1,000	0,021	-0,039	-0,063	-0,416
REER	0,062	-0,034	0,103	0,084	-0,137	0,021	1,000	-0,171	-0,090	0,122
RES	-0,010	-0,287	-0,198	-0,222	0,109	-0,039	-0,171	1,000	0,820	-0,069
RES_CAP	0,097	-0,395	-0,214	-0,254	-0,064	-0,063	-0,090	0,820	1,000	-0,082
FBS	0,622	0,600	0,375	0,430	-0,753	-0,416	0,122	-0,069	-0,082	1,000
TAX_RATE	-0,196	0,011	0,023	0,022	0,267	0,000	-0,152	-0,299	-0,428	-0,105
NAT_RENT	-0,049	-0,651	-0,313	-0,385	0,454	0,281	-0,002	0,370	0,416	-0,495
OIL_RENT	0,288	-0,166	-0,180	-0,186	-0,045	-0,041	-0,027	0,046	0,081	0,004
PROD	-0,058	-0,223	-0,191	-0,206	0,004	-0,015	0,073	0,541	0,312	0,035
PROD_CAP	0,616	-0,378	-0,188	-0,230	-0,292	-0,093	0,051	0,426	0,682	0,191
ADR	-0,062	0,086	0,037	0,047	0,265	0,061	-0,038	-0,077	-0,371	-0,135
DOI_BUSS	-0,430	-0,387	-0,306	-0,334	0,807	0,182	-0,260	0,071	-0,062	-0,674
DEFL	-0,125	-0,248	-0,149	-0,173	0,413	0,202	-0,123	0,199	0,129	-0,281
TRADE	0,077	-0,221	-0,180	-0,195	-0,178	0,079	0,144	0,079	0,425	-0,162

Продолжение таблицы

	TAX_RATE	NAT_RENT	OIL_RENT	PROD	PROD_CAP	ADR	DOI_BUSS	DEFL	TRADE
INV_CAP	-0,196	-0,049	0,288	-0,058	0,616	-0,062	-0,430	-0,125	0,077
OPEX_BAR	0,011	-0,651	-0,166	-0,223	-0,378	0,086	-0,387	-0,248	-0,221
CAPEX_BAR	0,023	-0,313	-0,180	-0,191	-0,188	0,037	-0,306	-0,149	-0,180
COST_BAR	0,022	-0,385	-0,186	-0,206	-0,230	0,047	-0,334	-0,173	-0,195
CORR	0,267	0,454	-0,045	0,004	-0,292	0,265	0,807	0,413	-0,178
GDPR	0,000	0,281	-0,041	-0,015	-0,093	0,061	0,182	0,202	0,079
REER	-0,152	-0,002	-0,027	0,073	0,051	-0,038	-0,260	-0,123	0,144
RES	-0,299	0,370	0,046	0,541	0,426	-0,077	0,071	0,199	0,079
RES_CAP	-0,428	0,416	0,081	0,312	0,682	-0,371	-0,062	0,129	0,425
FBS	-0,105	-0,495	0,004	0,035	0,191	-0,135	-0,674	-0,281	-0,162
TAX_RATE	1,000	-0,294	-0,021	-0,239	-0,466	0,108	0,490	0,157	-0,501
NAT_RENT	-0,294	1,000	0,096	0,217	0,440	-0,085	0,160	0,201	0,345
OIL_RENT	-0,021	0,096	1,000	-0,086	0,245	-0,009	-0,140	-0,059	0,253
PROD	-0,239	0,217	-0,086	1,000	0,312	-0,144	-0,119	-0,053	-0,087
PROD_CAP	-0,466	0,440	0,245	0,312	1,000	-0,333	-0,360	-0,062	0,444
ADR	0,108	-0,085	-0,009	-0,144	-0,333	1,000	0,240	0,241	-0,437
DOI_BUSS	0,490	0,160	-0,140	-0,119	-0,360	0,240	1,000	0,444	-0,334
DEFL	0,157	0,201	-0,059	-0,053	-0,062	0,241	0,444	1,000	-0,124
TRADE	-0,501	0,345	0,253	-0,087	0,444	-0,437	-0,334	-0,124	1,000

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Описательная статистика в разрезе используемых переменных в модели
инвестиционной привлекательности нефтедобывающей компании

Начало таблицы

	CAPEX	CAPEX_BAR_OE	COST_BAR_OE	DEBT_BURD	EBITDA_MA	INT_DEBT	INT_SALE
Mean	7209.003	9.983989	16.59893	57.48836	0.241566	0.176331	0.073370
Median	6635.143	10.41630	16.08860	113.4624	0.207143	0.043748	0.044763
Maximum	21551.70	22.81799	48.45261	659.6650	0.835565	16.11399	0.650497
Minimum	40.93877	0.147407	0.625527	-6186.495	0.013840	0.000000	-0.758963
Std. Dev.	5414.766	6.021739	10.46972	609.4188	0.143238	1.399162	0.159996
Skewness	0.512752	-0.137195	0.418684	-8.488738	1.044618	11.28142	-0.204812
Kurtosis	2.517710	2.106836	3.139163	84.94015	4.426981	128.5154	10.37877
Jarque-Bera	7.063445	4.801674	3.963038	38513.32	35.20649	89447.65	300.3769
Probability	0.029254	0.090642	0.137860	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
Observations	132	132	132	132	132	132	132

Продолжение таблицы

	OPEX_BAR_OE	OUTPUT_CAP	PRICE	PRICE_DIFF	PRICE_RISK	PROF	PRP
Mean	6.614945	11.79737	220.0617	0.322498	30.52267	0.122548	1.005141
Median	5.580535	8.300460	156.2867	0.223532	12.93814	0.089854	1.000002
Maximum	25.63462	87.83938	1050.425	1.322311	291.7323	1.108240	1.662209
Minimum	0.223407	0.913587	12.15741	0.017166	0.136262	-0.174481	0.725188
Std. Dev.	5.263515	14.35302	202.9803	0.289704	44.72694	0.145775	0.099938
Skewness	1.452375	3.160198	1.864168	1.642688	3.179521	3.031363	3.872892
Kurtosis	5.373138	14.24150	7.024742	5.502625	15.56814	18.77624	25.33717
Jarque-Bera	77.38148	914.7536	165.5447	93.81257	1091.176	1571.055	3074.205
Probability	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
Observations	132	132	132	132	132	132	132

Продолжение таблицы

	RES_Y	RISK	RISK2	ROACE	ROE	SALES_CAP	TAX_BURD
Mean	43.00348	0.026890	0.038407	0.121943	0.144189	1.809484	0.331538
Median	39.94388	0.017273	0.017076	0.126763	0.154565	1.255225	0.289852
Maximum	93.45183	0.219394	0.302745	0.434110	0.918007	7.125503	1.194302
Minimum	20.45874	0.000122	0.000223	-0.255553	-1.036497	0.112963	0.000000
Std. Dev.	13.34402	0.031401	0.057522	0.083556	0.166786	1.676285	0.189140
Skewness	0.947572	2.708424	2.746700	-0.621146	-2.323797	1.032699	1.572787
Kurtosis	4.113444	13.53676	10.94881	8.008722	24.93849	3.084401	7.552932
Jarque-Bera	26.57232	772.0105	513.4854	146.4682	2765.937	23.50145	168.4310
Probability	0.000002	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000008	0.000000
Observations	132	132	132	132	132	132	132

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Корреляционная матрица зависимости между переменными в модели
инвестиционной привлекательности нефтедобывающей компании

Начало таблицы

	Capex	Capex_bar_oe	Cost_bar_oe	Debt_burd	Ebitda_ma	Int_debt	Int_sale
Capex	1.000000	0.588880	0.620867	-0.073456	-0.089774	-0.058755	-0.175448
Capex_bar_oe	0.588880	1.000000	0.937188	0.133342	-0.205107	-0.033472	0.267578
Cost_bar_oe	0.620867	0.937188	1.000000	0.133541	-0.197925	-0.028135	0.207729
Debt_burd	-0.073456	0.133342	0.133541	1.000000	0.149402	-0.007430	0.660170
Ebitda_ma	-0.089774	-0.205107	-0.197925	0.149402	1.000000	0.026253	0.124440
Int_debt	-0.058755	-0.033472	-0.028135	-0.007430	0.026253	1.000000	-0.014114
Int_sale	-0.175448	0.267578	0.207729	0.660170	0.124440	-0.014114	1.000000
Opex_bar_oe	0.561266	0.720120	0.916919	0.113078	-0.159041	-0.017671	0.107074
Output_cap	-0.014492	-0.219305	-0.240693	-0.031868	0.522232	-0.050598	-0.179107
Price	0.120384	0.522872	0.458185	0.112659	-0.528437	-0.078679	0.191777
Price_diff	0.087724	0.490291	0.434323	0.105797	-0.533347	-0.073642	0.193282
Price_risk	0.002708	0.234366	0.264784	0.021759	-0.384324	-0.041045	0.032805
Prof	-0.264598	-0.353301	-0.283375	0.157997	0.632608	-0.007843	0.018569
Prp	-0.033310	0.045828	0.013987	-0.000776	-0.195698	-0.072393	0.096559
Res_y	-0.046944	0.060544	0.007923	0.215399	-0.092714	-0.102660	0.219260
Risk	0.038182	-0.057669	-0.024148	-0.203504	0.079950	0.018407	-0.205511
Risk2	-0.098815	-0.178304	-0.129188	-0.386988	0.143774	0.053576	-0.371592
Roace	-0.036407	-0.084989	-0.061985	0.233018	0.275446	-0.046490	0.128784
Roe	-0.017810	-0.026417	-0.015821	0.261066	0.229379	-0.028009	0.144587
Sales_cap	0.558135	0.364834	0.246093	-0.037032	-0.193423	-0.093458	-0.143150
Tax_burd	0.274345	0.222866	0.105337	0.213513	0.295676	-0.042143	0.174631

Продолжение таблицы

	Opex_bar_oe	Output_cap	Price	Price_diff	Price_risk	Prof	Rrr
Capex	0.561266	-0.014492	0.120384	0.087724	0.002708	-0.264598	-0.033310
Capex_bar_oe	0.720120	-0.219305	0.522872	0.490291	0.234366	-0.353301	0.045828
Cost_bar_oe	0.916919	-0.240693	0.458185	0.434323	0.264784	-0.283375	0.013987
Debt_burd	0.113078	-0.031868	0.112659	0.105797	0.021759	0.157997	-0.000776
Ebitda_ma	-0.159041	0.522232	-0.528437	-0.533347	-0.384324	0.632608	-0.195698
Int_debt	-0.017671	-0.050598	-0.078679	-0.073642	-0.041045	-0.007843	-0.072393
Int_sale	0.107074	-0.179107	0.191777	0.193282	0.032805	0.018569	0.096559
Opex_bar_oe	1.000000	-0.227868	0.313188	0.302997	0.258559	-0.159470	-0.024609
Output_cap	-0.227868	1.000000	-0.272157	-0.278682	-0.151872	0.688631	-0.234192
Price	0.313188	-0.272157	1.000000	0.951844	0.528803	-0.377875	0.124620
Price_diff	0.302997	-0.278682	0.951844	1.000000	0.622830	-0.384596	0.093128
Price_risk	0.258559	-0.151872	0.528803	0.622830	1.000000	-0.259659	-0.013029
Prof	-0.159470	0.688631	-0.377875	-0.384596	-0.259659	1.000000	-0.221869
Prp	-0.024609	-0.234192	0.124620	0.093128	-0.013029	-0.221869	1.000000
Res_y	-0.053506	0.215745	0.178199	0.191155	-0.007734	0.216007	0.148146
Risk	0.017944	0.209107	-0.032906	-0.002064	0.240906	0.080484	-0.098950
Risk2	-0.052980	0.143704	-0.270879	-0.239857	0.008256	-0.033092	-0.061816
Roace	-0.026064	0.355674	-0.010853	-0.022658	-0.108873	0.629048	-0.123775
Roe	-0.001248	0.240960	-0.015079	-0.022973	-0.082262	0.431498	-0.095619
Sales_cap	0.072117	0.260470	0.345064	0.318547	0.203298	-0.190373	-0.044209
Tax_burd	-0.045445	0.046116	0.050430	0.044831	-0.094285	-0.274656	0.013003

Продолжение таблицы

	Res_y	Risk	Risk2	Roace	Roe	Sales_cap	Tax_burd
Capex	-0.046944	0.038182	-0.098815	-0.036407	-0.017810	0.558135	0.274345
Capex_bar_oe	0.060544	-0.057669	-0.178304	-0.084989	-0.026417	0.364834	0.222866
Cost_bar_oe	0.007923	-0.024148	-0.129188	-0.061985	-0.015821	0.246093	0.105337
Debt_burd	0.215399	-0.203504	-0.386988	0.233018	0.261066	-0.037032	0.213513
Ebitda_ma	-0.092714	0.079950	0.143774	0.275446	0.229379	-0.193423	0.295676
Int_debt	-0.102660	0.018407	0.053576	-0.046490	-0.028009	-0.093458	-0.042143
Int_sale	0.219260	-0.205511	-0.371592	0.128784	0.144587	-0.143150	0.174631
Opex_bar_oe	-0.053506	0.017944	-0.052980	-0.026064	-0.001248	0.072117	-0.045445
Output_cap	0.215745	0.209107	0.143704	0.355674	0.240960	0.260470	0.046116
Price	0.178199	-0.032906	-0.270879	-0.010853	-0.015079	0.345064	0.050430
Price_diff	0.191155	-0.002064	-0.239857	-0.022658	-0.022973	0.318547	0.044831
Price_risk	-0.007734	0.240906	0.008256	-0.108873	-0.082262	0.203298	-0.094285
Prof	0.216007	0.080484	-0.033092	0.629048	0.431498	-0.190373	-0.274656
Rrr	0.148146	-0.098950	-0.061816	-0.123775	-0.095619	-0.044209	0.013003
Res_y	1.000000	0.058088	-0.108979	0.063339	0.083825	0.210231	-0.031783
Risk	0.058088	1.000000	0.386776	0.038535	0.118647	0.265139	0.028729
Risk2	-0.108979	0.386776	1.000000	-0.426282	-0.415175	-0.106281	-0.087255
Roace	0.063339	0.038535	-0.426282	1.000000	0.539542	0.159224	-0.112084
Roe	0.083825	0.118647	-0.415175	0.539542	1.000000	0.071354	0.045150
Sales_cap	0.210231	0.265139	-0.106281	0.159224	0.071354	1.000000	0.351165
Tax_burd	-0.031783	0.028729	-0.087255	-0.112084	0.045150	0.351165	1.000000

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Прогноз цены на нефть Brent по годам, долл. за баррель

Компания	Дата прогноза	2015	2016	2017
ABN Amro	30.04.2015	60	75	85
ANZ	30.04.2015	54	64	68
Banco BPI	30.04.2015	54	60	65
Barclays	30.04.2015	60	68	-
BNP Paribas	30.04.2015	60	75	-
Bofa Merrill	30.04.2015	58	62	-
Capital Econ.	30.04.2015	59	65	65
Citigroup	30.04.2015	55	69	75
Credit Suisse	30.04.2015	61	76	80
DNB Markets	30.04.2015	65	80	-
EIU	30.04.2015	58	71	-
First Energy	30.04.2015	59	72	80
Goldman Sachs	30.04.2015	50	70	-
Intesa Sanpaolo	30.04.2015	60	69	75
JBC Energy	30.04.2015	58	68	-
Jefferies	30.04.2015	50	68	77
LBBW	30.04.2015	57	65	70
Morgan Stanley	30.04.2015	60	72	85
NAB	30.04.2015	57	69	-
Natixis	30.04.2015	57	63	69
Nomisma Energia	30.04.2015	61	67	69
Raiffeisen Bank	30.04.2015	60	77	85
Raymond James	30.04.2015	61	72	77
Santander	30.04.2015	57	65	70
Societe Generale	30.04.2015	60	65	70
Unicredit	30.04.2015	60	70	-
Thomson Reuters	30.04.2015	58	70	-
UBS	30.04.2015	56	68	80
Всемирный банк	22.04.2015	53	57	61
МВФ	28.05.2015	59	64	67
EIA	01.06.2015	61	67	-
IHS	01.06.2015	59	66	73

ПРИЛОЖЕНИЕ К

45 крупнейших отложенных добывающих проектов

Проект	Страна	Тип месторождения	Глубина воды (м)	Запасы (млн. барр. н.э.)	Примерное время запуска	Оператор
Block 16 Chissonga	Ангола	Глубоководный	1 235	400	2019	Maersk
Block 18 West	Ангола	Сверх-глубоководный	1 600	223	2019	BP
Block 21 Cameia	Ангола	Сверх-глубоководный	1 668	381	2018	Cobalt
Browse FLNG	Австралия	Глубоководный	470	2 984	2023	Woodside
Narrabri	Австралия	Береговой	-	158	2018	Santos
West White Rose	Канада	Шельфовый	115	66	2020	Husky
MEG Christina Lake Riser 2B & Phases 3A-3C	Канада	Нефтяные пески	-	1 307	2020	MEG Energy
Grand Rapids	Канада	Нефтяные пески	-	82	2021	Cenovus
Kirby North	Канада	Нефтяные пески	-	370	2018	CNRL
Sunrise P2.1 and P2.2	Канада	Нефтяные пески	-	1 991	2021	BP
BlackGold	Канада	Нефтяные пески	-	96	2016	KNOC
Narrows Lake Phases A-C	Канада	Нефтяные пески	-	901	2019	Cenovus
Foster Creek Phase H	Канада	Нефтяные пески	-	255	2017	Cenovus
Suncor MacKay River Exp.	Канада	Нефтяные пески	-	175	2017	Suncor
Christina Lake - Phase G	Канада	Нефтяные пески	-	383	2017	Cenovus
Aphrodite	Кипр	Сверх-глубоководный	1 689	843	2022	Noble
KG-DWN-98/2	Индия	Сверх-глубоководный	2 841	417	2019	ONGC
Tangguh T3	Индонезия	Шельфовый	50	581	2021	BP
Ande Ande Lumut	Индонезия	Шельфовый	73	73	2018	Santos
Abadi	Индонезия	Глубоководный	457	1 700	2026	INPEX
IDD	Индонезия	Глубоководный	1 500	604	2023	Chevron
Barryroe	Ирландия	Шельфовый	100	60	2022	Providence
Belud	Малайзия	Шельфовый	154	132	2019	PETRONAS
OML 118 Bonga SW	Нигерия	Глубоководный	1 245	733	2020	Shell
OPL 245 Etan/Zabazaba	Нигерия	Сверх-глубоководный	1 720	469	2019	Eni
Garantiana	Норвегия	Шельфовый	384	65	2019	Total
Vette area	Норвегия	Шельфовый	115	46	2020	Premier
Trestakk	Норвегия	Шельфовый	300	64	2020	Statoil

Tommeliten Alpha	Норвегия	Шельфовый	76	130	2021	ConocoPhil.
Johan Castberg	Норвегия	Шельфовый	373	539	2023	Statoil
Hod re-development	Норвегия	Шельфовый	69	106	2020	BP
Rodriguez & Solberg	Норвегия	Шельфовый	291	38	2022	Wintershall
Valhall West flank	Норвегия	Шельфовый	69	258	2022	BP
Heidrun North Flank	Норвегия	Шельфовый	350	42	2020	Statoil
Snorre 2040	Норвегия	Шельфовый	307	155	2022	Statoil
Ketu-Elevala	ПНГ	Континентальный	-	50	2020	Horizon Oil
Domino	Румыния	Глубоководный	930	440	2019	ExxonMobil
Zarat	Тунис	Шельфовый	90	66	2021	PA Resour.
Jackdaw	Великобритания	Шельфовый	78	168	2021	BG
Rosebank	Великобритания	Глубоководный	1 115	281	2020	Chevron
Vito	США (Мекс. залив)	Глубоководный	1 231	300	2021	Shell
Mad Dog Phase II	США (Мекс. залив)	Глубоководный	872	362	2020	BP
Buckskin	США (Мекс. залив)	Сверх-глубоководный	2 110	126	2018	Chevron
Moccasin	США (Мекс. залив)	Сверх-глубоководный	2 060	57	2018	Chevron
Hadrian North	США (Мекс. залив)	Сверх-глубоководный	2 241	304	2020	ExxonMobil

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Корпоративный сектор России (данные компании WoodMackenzie)

Таблица Л.1

ОАО «НК «Роснефть»	
Влияние низких цен на нефть	Капитальные затраты в сегмент РД в 2015 году выиграли от девальвации рубля. Затраты снизились на 28% (год к году) в долларах США, при этом немного увеличились в рублевом выражении. Тем не менее, Роснефть снизила объем планируемых капитальных вложений на 40% (с 1 трлн. рублей до 600 млрд.).
Запас финансовой прочности	Чистый долг и соотношение между собственными и заемными средствами продолжают расти по мере роста усилий Компании в наращивании достаточного объема средств, чтобы выплатить оставшийся на 2015 год долг в размере 16 млрд. долл. США. Текущее соотношение между собственными и заемными средствами оценивается на уровне 46%. При этом Компания будет генерировать более 20 млрд. долл. США свободного денежного потока в 2017 году. Нулевые денежные потоки будут достигнуты при 50 долл. США за баррель.
Производственные перспективы	Прогнозируемый объем добычи в 2015 году оценивается на уровне 5,1 млн. баррелей н.э. в сутки. По оценкам, 6%-ое снижение объемов на базовых активах Роснефти связано с достижением пика добычи на активах Ванкорское и Верхнечонское.
Структура портфеля	Значительная часть портфеля приходится на нефть (82% добычи в 2014 году). При этом доля газа будет постепенно расти (до 24% к 2020 году).
Ключевые проекты, подверженные риску	Разработка актива «Русское» (тяжелая нефть) отложена на два года (до 2019 года). Другие два капиталоемких актива «Тагульское» и «Лодочное» также подвержены риску.
Разведка	Бурение в Арктике и глубоководное бурение в Черном море были приостановлены в результате санкций США и ЕС. Однако приграничная разведка будет осуществляться, используя внутренние технологии и опыт.
Слияния и поглощения	Отсутствие доступа к западным рынкам капитала будет сдерживать активность по слияниям и поглощениям. Однако компании будут и дальше искать возможности как в России, так и за рубежом.
Дивиденды	Дивиденды снизились на 36% с 12,9 рублей за акцию в 2013 году до 8,2 рублей за акцию в 2014 году. Это соответствует политике компании по выплате 25% от чистого дохода в дивидендах.

Таблица Л.2

ОАО «Газпром»	
Влияние низких цен на нефть	Бюджет 2015 года сегмента РД снизился на 41% в долларовом выражении (год к году) ввиду достижения инвестиционным циклом своего пика, а также положительного эффекта от девальвации рубля.
Запас финансовой прочности	Текущее соотношение между собственными и заемными средствами оценивается на уровне 14%. Компания будет генерировать более 19 млрд. долл. США свободного денежного потока в 2017 году. Нулевые денежные потоки будут достигнуты при 62 долл. США за баррель. Девальвация рубля снизила издержки на поставку газа в Европу и Китай, что делает газ Газпрома еще более конкурентоспособными.
Производственные перспективы	Стратегическими приоритетами являются устранение слабых основ спроса и политических препятствий на ключевом европейском рынке, а также повышение конкуренции на внутреннем рынке. Среднегодовой темп роста производства компании оценивается на уровне 1,5% к 2017 году. Целевой рост доли компании на мировом рынке СПГ до 15% оценивается как маловероятный, в настоящее время доля компании составляет всего 2%. Прогноз добычи газа на 2015 год составляет 450 млрд. куб. м.
Структура портфеля	Значительная часть портфеля приходится на газ (88% добычи в 2014 году). Доля нефти будет постепенно расти (15% к 2020 году) по мере наращивания производства компанией «Газпром нефть».
Ключевые проекты, подверженные риску	Ожидаются задержки в строительстве трубопровода «Турецкой поток» (продолжаются переговоры по ценам с Botas), а также задержки в разработке Чаяндинского месторождения.
Разведка	Приграничная разведка будет продолжаться несмотря на рост затрат в рублях. Ключевой стратегией компании является участие в деятельности по разведке за рубежом (залежи трудноизвлекаемой и глубоководной нефти), чтобы получить технологический и проектный опыт управления, который может быть использован в России.
Слияния и поглощения	Компания продолжает искать возможности по слияниям и поглощениям за рубежом, пытаясь диверсифицировать свой портфель. Проекты, связанные со сланцевой и глубоководной нефтью, а также СПГ вероятно будут в центре интересов компании.
Дивиденды	В 2014 году размер дивидендов остался на уровне 7,2 руб. за акцию.

Таблица Л.3

ОАО «Лукойл»	
Влияние низких цен на нефть	Бюджет компании 2015 года в сегменте РД сократился на 20-25% (в долларовом выражении). Вместе с тем девальвация рубля привела к несколько более высокой инвестиционной активности в национальной валюте.
Запас финансовой прочности	Текущее соотношение между собственными и заемными средствами оценивается на уровне 11%. Компания будет генерировать более 4 млрд. долл. США свободного денежного потока в 2017 году. Нулевые денежные потоки будут достигнуты при 61 долл. США за баррель.
Производственные перспективы	Перспективы значительного роста объемов производства отсутствуют ввиду достижения зрелости активов в Западной Сибири. Падение производства на этих активах компенсируется новыми проектами в российской части Каспия и Тимано-Печоре. Компании не хватает такого же уровня внутреннего финансирования гринфилд-проектов как например у компаний «Газпром» и «Роснефть». Объемы добычи оцениваются на уровне 2,3 млн. баррелей н.э. в сутки в 2015 году.
Структура портфеля	Значительная часть портфеля приходится на нефть (86% добычи в 2014 году). Доля нефти будет постепенно расти (до 20% к 2020 году). Портфель компании является наиболее диверсифицированным в России (активы, составляющие 21% от стоимости портфеля, находятся за пределами России).
Ключевые проекты, подверженные риску	Только небольшие проекты, в частности, в Тимано-Печоре, будут нуждаться в финансировании до 2018 года. Газовые проекты в Большехетской впадине могут быть отложены по мере того, как внутренний спрос и внутренние цены будут оставаться низкими.
Разведка	Увеличение доли участия в международной разведке залежей остается в центре стратегии компании. Компания является единственным в России крупным претендентом на участие в активе «Mexico Round 1» (разведка мелководной нефти). При этом компания продолжает искать новые возможности в России.
Слияния и поглощения	Отсутствие доступа к западным рынкам капитала будет сдерживать активность по слияниям и поглощениям. Проекты в Африке, Латинской Америке и Ближнем Востоке, вероятно, будут в центре интересов компании.
Дивиденды	В 2014 году размер дивидендов превысит 110 руб. за акцию.

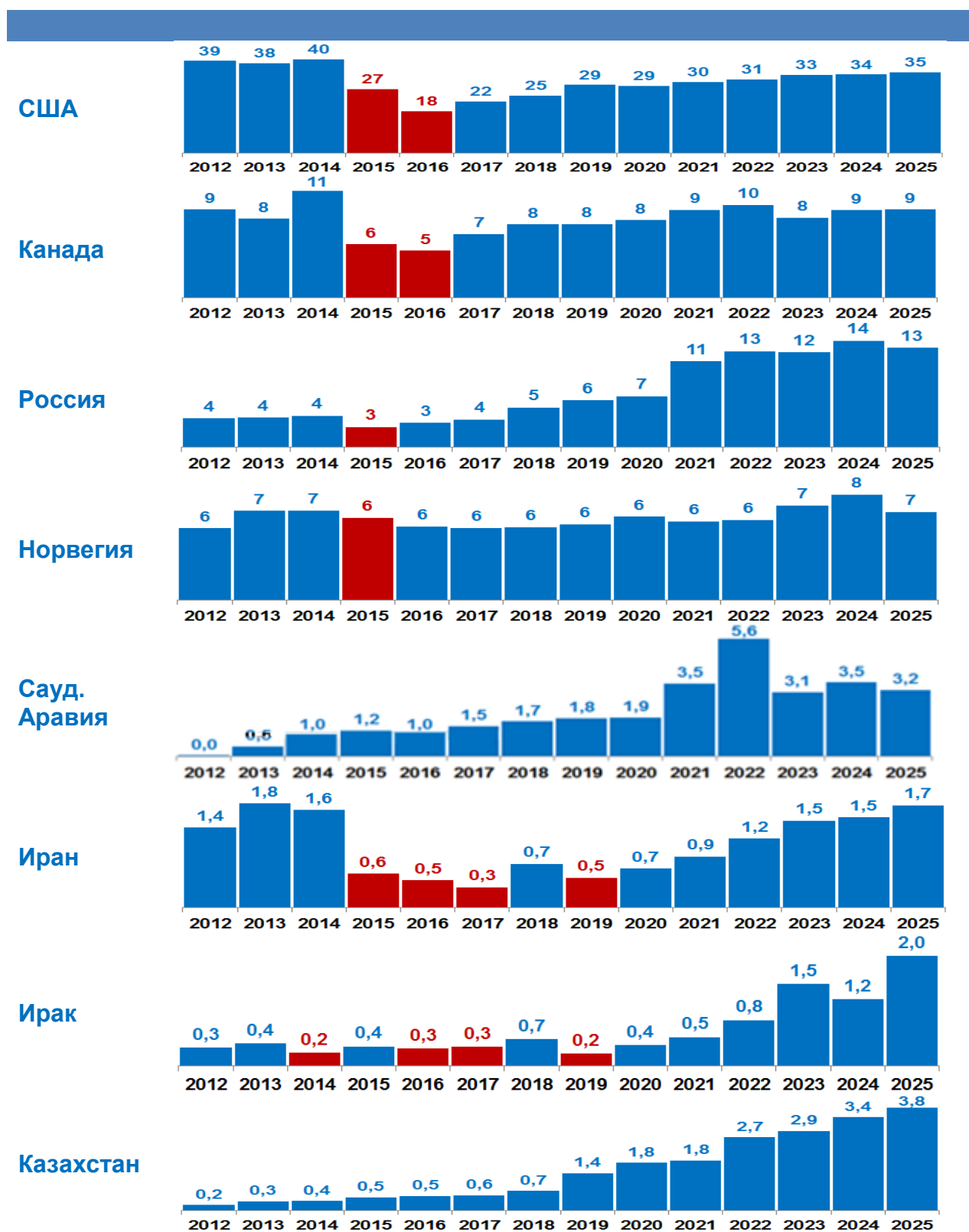
Таблица Л.4-Потенциальное воздействие появившихся в 2014 году ограничений на реализацию различных проектов в сфере нетрадиционной нефти в России (Аналитический центр при Правительстве РФ)

Ограничения	Запрет на поставку оборудования и технологий	Ограничение зарубежного финансирования	Низкие цены на нефть (\$50 за баррель и менее)
Типы ресурсов			
Шельфовые проекты Арктики	Критично Высокая зависимость от импортного оборудования и технологий; невозможность реализации проектов	Важно Проекты сопряжены с высокими затратами; без иностранного участия и финансирования не обойтись	Критично Диапазон рентабельности нефтедобычи на шельфе Арктики оценивается в \$40-100 (МЭА, 2013)
Приразломное	Не очень важно Добыча ведется с использованием морской платформы	Не очень важно Основные инвестиции в проект уже сделаны, сейчас - только операционные расходы	Критично Себестоимость добычи высока, пользуется льготами (по пошлинам и НДС), которые были введены при цене более \$100 за баррель. При низких ценах = убыточное производство
Проновоземельские участки	Критично ГРП вела Роснефтью и ExxonMobil (технологии)	Важно Высокие затраты, необходимо привлечение партнеров и/или финансирования	Критично Условия добычи и себестоимость выше, чем на Приразломном месторождении
Черное море	Критично ГРП вела Роснефтью и ExxonMobil (технологии)	Важно Высокие затраты, необходимо привлечение партнеров и/или финансирования	Критично Высокая себестоимость из-за большой глубины моря
Каспийское море	Не очень важно Санкции не касаются Каспийского моря (небольшая глубина)	Не очень важно ЛУКОЙЛ ведет добычу за счет собственных средств	Важно Себестоимость нефти выше континентальных месторождений, но заметно ниже арктических

Трудно-извлекаемая нефть Западной Сибири	Критично Высокая зависимость по технологиям и оборудованию (гидроразрыв пласта)	Важно Необходимо участие партнеров, обладающих технологиями и финансами	Важно При низких ценах подобные проекты могут оказаться на грани рентабельности
--	--	--	--

ПРИЛОЖЕНИЕ М

Динамика мировых капитальных затрат в геологоразведку в 2012-2025 годах по странам, млн. долл. США (на основе данных компании Rystad Energy)



Венесуэла

