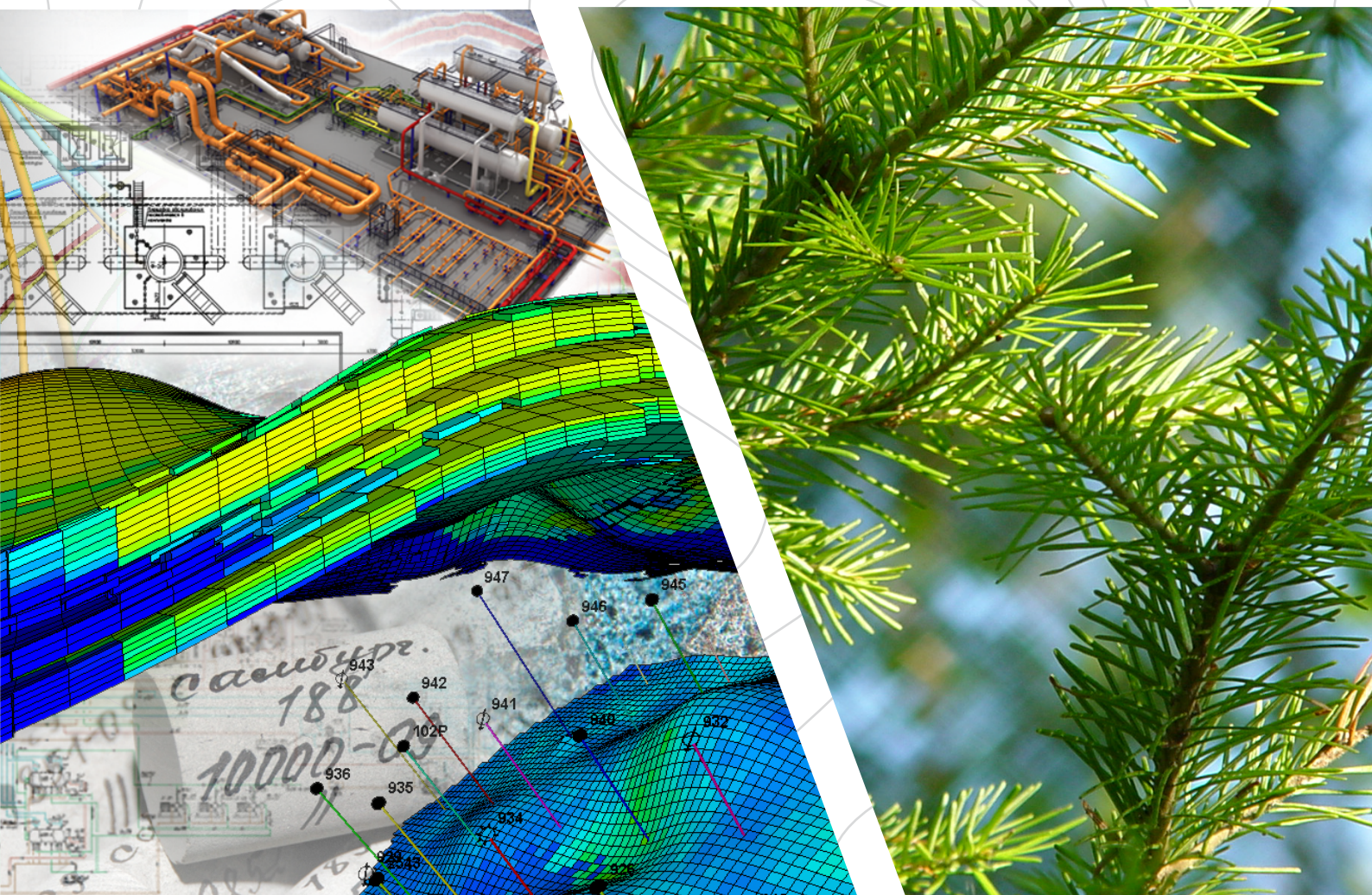




ТОМСКНИПИНЕФТЬ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО



ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ
Научно-практической
конференции «Современные
вызовы при разработке и
обустройстве месторождений нефти
и газа Сибири»
г.Томск , 18 - 19 апреля 2011г.

JSC “Tomsk Oil and Gas Research and Design Institute”
(TomskNIPIneft)

CONTEMPORARY CHALLENGES IN DESIGN AND ARRANGEMENT OF OIL AND GAS FIELDS IN SIBERIA

Book of abstracts of scientific and practical Conference
Tomsk, April 18–19, 2011

Scientific & Technical Translations
 STT
PUBLISHING
Tomsk 2011

ОАО “Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа”
(ТомскНИПИнефть)

СОВРЕМЕННЫЕ ВЫЗОВЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ОБУСТРОЙСТВЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА СИБИРИ

Тезисы докладов научно-практической конференции
г. Томск, 18–19 апреля 2011 г.

Scientific & Technical Translations



ИЗДАТЕЛЬСТВО

Томск 2011

Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири : тезисы докл. науч.-практич. конф. – Томск : STT, 2011. – 228 с. – (г. Томск, 18–19 апреля 2011 г.).

ISBN 978-5-93629-428-0

В сборнике представлены тезисы научно-практической конференции, посвященной актуальным проблемам, связанным со сложными условиями освоения месторождений нефти и газа Сибири.

ОАО «ТомскНИПИнефть» имеет значительный опыт, наработки и потенциал в решении подобных задач. Целью конференции является обмен опытом с коллегами – специалистами в области научных исследований, разведки, разработки, обустройства месторождений, а также в области работы с кадрами предприятий нефтяной и газовой промышленности.

УДК 622.276; 622.279

Редакционный совет:

- | | |
|----------------|---|
| И.Н. Кошовкин | – генеральный директор, канд. техн. наук; |
| А.В. Сметанин | – зам. генерального директора по проектам разработки нефтяных и газовых месторождений; |
| В.З. Кузнецов | – главный инженер; |
| А.В. Лиепиныш | – зам. генерального директора по развитию технологий и исследованиям, канд. техн. наук; |
| И.В. Гончаров | – заведующий лабораторией геохимии и пластовых нефтей, доктор геол.-минерал. наук, канд. хим. наук; |
| С.А. Юрков | – заместитель главного инженера по техническим вопросам; |
| А.Н. Рымшин | – зам. главного инженера, начальник департамента обустройства месторождений; |
| С.В. Парначев | – начальник департамента лабораторных исследований, канд. геол.-минерал. наук; |
| Т.Г. Шевелев | – зам. главного инженера по концептуальному проектированию и инжинирингу; |
| Е.А. Жуковская | – заведующая сектором седиментологии, канд. геол.-минерал. наук; |
| А.Г. Гендрин | – начальник департамента экологии, канд. физ.-мат. наук; |
| А.С. Латышев | – зам. начальника отдела по управлению персоналом. |

Конференция приурочена к 25-летию ОАО «ТомскНИПИнефть»

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	12	ОБ ОСОБЕННОСТЯХ РЕШЕНИЯ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА АВ1 СОВЕТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА БАЗЕ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ <i>А.К. Багаутдинов, Р.А. Багаутдинов, П.В. Молодых, С.В. Поварницын, Ю.В. Пустовалов</i>	35
ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ	15	ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ КРАПИВИНСКО-ДВУРЕЧЕНСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ (ПРЕДВАРИ- ТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ) <i>В.Б. Белозеров, Б.В. Белозеров, Е.Н. Главнова, Т.Г. Кузьмин, С.Х. Куреленков</i>	37
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНО- ПРАВОВОЙ БАЗЫ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ <i>М.И. Богданов</i>	16	ОСНАЩЕНИЕ УЗЛОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ГРАВИЙНЫМИ ФИЛЬТРАМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЫХЛЫХ КОЛЛЕКТОРОВ <i>Н.Д. Булчаев, Е.В. Безверхая</i>	38
HERIOT-WATT UNIVERSITY И ТПУ: ДЕСЯТИЛЕТНИЙ ОПЫТ ПОДГОТОВКИ ЭЛИТНЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕ- ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ <i>А.Ю. Дмитриев, М.Р. Камартидинов, К.Ю. Максютин</i>	16	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОРИЕНТАЦИИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ И СЛОИСТОСТИ ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОГО ЗАЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН В ПАЛЕОЗОЙСКОМ КАРБОНАТНОМ КОЛЛЕКТОРЕ <i>Д.А. Бурдаков, В.П. Меркулов</i>	40
ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ <i>И.Н. Кошовкин, В.З. Кузенков, П.С. Юрков, О.В. Винтенко, А.А. Сайфулин</i>	17	НЕКОТОРЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ЗАПАСОВ “РЯБЧИКА” СОВЕТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. РЕТРОСПЕКТИВА И ПЕРСПЕКТИВА <i>Д.В. Воробьев, Ю.А. Головацкий, П.В. Молодых, А.В. Кузнецов</i>	41
ОРГАНИЗАЦИОННО-ФИНАНСОВЫЙ РЕИНЖИ- НИРИНГ ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗО- ВЫХ РЕСУРСОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ <i>В.А. Крюков, А.Н. Токарев, В.Ю. Силкин, В.В. Шмат</i>	19	ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫСОКОРАСЧЛЕНЕН- НЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ПРИОБ- СКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Р.Р. Галеев, В.А. Байков, А.С. Бочко, Д.С. Мухаммадеев, А.А. Яковлев</i>	42
КАТАЛИТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ <i>В.Н. Пармон, А.С. Носков</i>	23	ПРИЧИНЫ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО- ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ <i>Е.А. Гладков</i>	44
Секция 1. ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ – ИЗ ПРОШЛОГО В НАСТОЯЩЕЕ	29	ГЕОХИМИЯ РЕЗЕРВУАРА – ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ <i>И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко</i>	45
КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ ЮРСКИХ ПЛАСТОВ С ТОТАЛЬНЫМ ГРП <i>Л.К. Алтунина, В.А. Кувишинов, И.В. Кувишинов</i>	30	ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФАЦИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ КАК ОСНОВЫ ПРИ СОЗДАНИИ ПДГТМ <i>А.А. Горкальцев</i>	46
ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. РАСЧЕТ ПОЖАРНОГО РИСКА <i>И.В. Анисимов</i>	31	ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩИХ СИСТЕМ ДЛЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. КОМПЛЕКС ЗАДАЧ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ, РЕШАЕМЫХ В АСУ ТП ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА <i>И.И. Гришчиненко</i>	48
НОВЫЕ РЕШЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ <i>Ю.Н. Антонов, М.И. Эпов</i>	32		
ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ОБСТА- НОВКИ ОСАДКОАКОПЛЕНИЯ ТУРОНСКОГО И СЕНОМАНСКОГО ЯРУСОВ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ НАДЫМ-ПУРСКОЙ НГО <i>Д.Ю. Аулова</i>	34		

тывающих производств, включающих схемы с высокой степенью переработки газа. Наиболее привлекательным решением в рамках этой стратегии представляется транспортировка сырьевого газа в южном направлении и организация газохимического производства в районе населенных пунктов Богучаны или Нижняя Пойма (Красноярский край).

В настоящий момент для ввода Юрубчено-Тохомского месторождения подготовлена рабочая документация, в которой реализованы технологии по закачке газа в пласт, решения по использованию попутного нефтяного газа пока отложены. Но очевидно, что дальнейшее развитие месторождения без решения проблем использования попутного нефтяного газа невозможно.

Развитие направления концептуального проектирования позволит по новой схеме сформировать работу с субподрядными организациями, в частности, выполнять по всем объектам собственными силами полный цикл предпроектных работ и разработку основных технических решений, и только после их утверждения, приступать к разработке непосредственно ПСД.

Изменения организационной структуры. Быстрое наращивание объемов проектно-изыскательских работ и значительный рост доли субподрядных работ привели к

необходимости внедрения принципов проектного управления, как собственными силами, так и субподрядчиками. Для реализации таких принципов управления проектированием в институте были сформированы организационные структуры, которые получили название проектных офисов. Офисам были вменены многие функции для достижения управляемости проектов: управление содержанием проекта и основными техническими решениями, управление сроками проекта, управление качеством проекта, управление стоимостью проекта, управление трудовыми и материальными ресурсами проекта, управление рисками. Для расширения влияния на субподрядчиков были внесены изменения в форму заключаемых договоров, в частности, были разработаны шаблоны приложений, где субподрядчики указывали ресурсы (трудовые и материальные), которые будут вовлечены в проект. Был разработан регламентирующий документ для работы с субподрядчиками по подготовке исходных данных. Обязательным стал аудит всех субподрядчиков с выездом специалистов института и ознакомление с материальной базой и кадровым составом с последующим контролем исполнения выписанных в процессе аудита предписаний.

ОРГАНИЗАЦИОННО-ФИНАНСОВЫЙ РЕИНЖИНИРИНГ ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Крюков В.А., Токарев А.Н., Силкин В.Ю., Шмат В.В.

ИЭОПП СО РАН, г. Новосибирск, Россия, valkryukov@mail.ru, tokarev@ieie.nsc.ru

Институт (ИЭОПП СО РАН), который мы представляем, работает с институтом ОАО «ТомскНИПИнефть» уже на протяжении почти 15-летнего периода – с перерывами (в конце 90-х гг.), и сотрудничество возобновилось вновь с возвращением в качестве директора И.Н. Кошова.

ОАО «ТомскНИПИнефть» отличали (и отличают) ряд важных особенностей:

- выход за рамки только проектных решений (связанных с обоснованием и оценкой запасов, схем разработки и обустройства месторождений);
- стремление к «погружению» проекта в рамки тех организационных, экономических и регуляторных условий реализации и жизни проектного решения (так, в 1997 г. нами совместно разрабатывалась организационно-экономическая и финансовая модель функционирования и развития ОАО «Восточная нефтяная компания» – увы, события опередили реализацию данных планов);
- взгляд «за горизонт» – анализ тенденций и направлений развития предлагаемого проектного и технологического решения в контексте «глобальных» тенденций.

С этой точки зрения, ОАО «ТомскНИПИнефть», на наш

взгляд, занимает одну из ведущих позиций не только среди проектных и исследовательских институтов в нефтегазовом секторе страны, но и имеет свое определенное место и имя и среди научных организаций России. Нам представляется, что институт неизбежно будет трансформироваться и развиваться именно как научно-проектная структура, охватывающая цепочку от выработки концепции проекта (или их тесно связанной группы) до сопровождения его функционирования.

С этой точки зрения, есть все предпосылки и обстоятельства, способствующие трансформации института в инжиниринговое подразделение ОАО «НК «Роснефть». Однако специфика института будет – и, следует добавить, нам представляется должна состоять в том, что институт имеет все основания развиваться, как стратегически ориентированное инжиниринговое подразделение.

Поэтому, как нам представляется, следует уточнить и определить понятие и роль инжиниринговой компании в процессе подготовки к освоению новых нефтегазовых районов и провинций. В обычном – классическом – понимании инжиниринг предполагает разработку технических (геологических, производственных) вопросов, начиная от их формулировки, далее до разработки (« воплощения в чертеже»), реализации (« воплощении в метал-

ле”) и последующем сопровождении процесса функционирования созданного объекта (проекта или их совокупности).

Нам думается, что такое понимание не вызывает особых сомнений и разночтений. Как правило, в “стандартном инжиниринге” имеет место последовательное чередование стадий – от замысла к разработке решения, его проектированию, его воплощению “в металле” и далее сопровождению функционирования созданного объекта. Бывают, конечно, и исключения – приходится возвращаться на предыдущие стадии и пересматривать ранее подготовленные и ранее проработанные решения.

Таков процесс инжиниринга в стабильной и предсказуемой и, следует добавить, в достаточно хорошо известной и многократно апробированной среде.

Проекты освоения нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири – отсутствие известной и апробированной среды.

Именно работами ОАО “ТомскНИПИнефть” показано, что проекты по освоению нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири, отличает:

- отсутствие регулярной практики и значительного опыта реализации проектов – многие проектные решения и выводы базируются на детальных изыскательских работах и прецедентах опытно-промышленной эксплуатации;
- сложность залегания резервуаров скопления углеводородов и неприменимость в полной мере опыта и подходов (с точки зрения выбора области приемлемых проектных решений и их последующей реализации), накопленных в Западной Сибири (включая и Томскую область);
- сильная зависимость итоговых характеристик проектов от внешних – по отношению и к проекту, в частности, и к отрасли, в целом, – условий освоения нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири.

Эффективность того или иного проекта освоения нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири – особенно это касается проектов, “отягощенных” содержанием других компонентов – таких как легкие углеводороды (от этана и выше) и, прежде всего, гелий – зависит и от организационно-экономических рамок реализации проектов.

Организационно-экономические рамки – то, какие структуры и как могут осуществлять реализацию проекта. К сожалению, в России достаточно общим является мнение о вторичности данного вопроса при обосновании проектного решения. В то же время, организационная структура проекта – одна из основных форм минимизации рисков реализации проекта (начиная от геологических и заканчивая финансовыми) [1]. Гибкая организационная форма реализации проекта позволяет обеспечить раздел рисков между участниками проекта и повысить, тем самым, его эффективности до уровня, приемлемого с точки зрения инвестирования финансовых ресурсов на коммерческой основе (т.е. с целью получения отдачи на вложенный капитал в разумные сроки и с достаточной рентабельностью).

Каков, как правило, результат финансово-экономической оценки “стандартного” (в определенном смысле ус-

редненного по условиям реализации) проекта освоения нефтегазовых ресурсов в Восточной Сибири?

В большинстве случаев – отрицательный (или близкий к нему). Это означает, что итоговые показатели проекта ниже тех, которые обеспечивают возврат инвестиций и получение допустимого возврата инвестированных финансовых ресурсов.

Такой результат является, с одной стороны, следствием отмеченных выше сложностей реализации проектов освоения месторождений углеводородов в Восточной Сибири, а, с другой стороны, следствием традиционного инжинирингового подхода к обоснованию, реализации и “сопровождению” “жизни” проекта.

Как правило, выход в этом случае видится в одном – предоставлении налоговых льгот и преференций (особенно, на начальном этапе реализации проекта). Мы не являемся сторонниками ныне принятой системы налогообложения в нефтегазовом секторе (см., например [2]). Тем не менее, нельзя и неправомерно низкую эффективность проектов относить исключительно на ее счет.

Поэтому, обоснование проектных решений, с точки зрения достижения приемлемых значений результирующих экономических и технологических показателей, предполагает не только следование схеме “последовательных” шагов – от ресурсной базы к технологии и далее к экономике, но также и наличие значительного числа шагов в “обратном” направлении и в направлении расширения рамок (территориальных и отраслевых) рассмотрения и анализа проекта (продвижение “наверх”).

Движение от “последовательных” шагов к шагам в обратном направлении и в направлении “наверх” связано с такими аспектами, как:

- отсутствие крупномасштабных прецедентов реализации проектов добычи и последующей переработки “местных” добываемых углеводородов – следствие, значительное расхождение удельных показателей различных технологий добычи, подготовки и переработки и углеводородов и полезных компонентов в них содержащихся;
- роль и влияние организационной структуры на эффективность (результирующие показатели) – например, реализация проектов по освоению углеводородов не по принципу “одна лицензия – одна компания”, а по принципу “одна лицензия – лицензионный консорциум – оператор проекта”;
- нецелесообразность отнесения всех затрат по осуществлению проекта на себестоимость добываемых (производимых) в его рамках полезных ископаемых (продуктов) – прежде всего, вследствие низкой инфраструктурной освоенности территории Восточной Сибири;
- отсутствие емкого внутреннего рынка реализации продуктов утилизации (переработки) полезных компонентов, содержащихся в добываемой смеси полезных ископаемых (что затрудняет реализацию проектов по глубокой переработке полезных компонентов в Восточной Сибири – несмотря на благоприятные перспективы экспорта значительной части продуктов переработки).

Таблица 1

Показатели капиталоемкости гелиевых проектов

Объект		Производительность, млн м ³	Инвестиции			Капиталоемкость		
			Факт, млн долл.	В ценах 2010 г.		долл./м ³	руб./м ³	Сравн. %
				Млн долл.	Млн руб.			
Катар	1 з-д	18,4	115,0	136,7	4 155	7,4	225,7	38,4
Индия	н.д.	0,8	10,0	9,6	293	11,4	345,1	58,7
Алжир	Арзев	17,0	95,0	143,6	4 365	8,5	256,9	43,7
Алжир	Скигда	17,0	104,2	123,8	3 763	7,3	221,5	37,6
Австралия	Дарвин	4,2	41,3	41,3	1 256	9,7	295,6	50,2
Катар	2 з-д	36,8	500,0	500,0	15 200	13,6	412,9	70,2

Реинжиниринг проектов нового освоения нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири обусловлен именно сложным и противоречивым влиянием на результирующие их осуществление показатели целого комплекса технологических, организационных, экономических, финансовых, транспортных и других условий и ограничений.

Совместный опыт работы (ОАО «ТомскНИПИнефть» – ИЭОПП СО РАН – обобщенные методические результаты одной из работ увидят свет в мае в виде монографии [3]) по проектам освоения и использования углеводородов в Восточной Сибири показывает необходимость (и целесообразность) – особенно, в случае низких значений результирующих показателей – пересмотр (на основе детального анализа) условий и рамок осуществления и реализации проектов (от стадии выбора организационных рамок и до стадии выбора (формирования) рынков сбыта продуктов добычи и последующей переработки).

Значительная часть приемлемых решений – с позиций достижения значений результирующих показателей реализации проектов – лежит вне сферы действия принятого в настоящее время подхода к государственному регулированию нефтегазового сектора. Поэтому реинжиниринг проектов освоения углеводородов в Восточной Сибири тесно связан с выработкой новых подходов в сфере государственного регулирования нефтегазового сектора, в частности, и минерально-сырьевого сектора, в целом.

Гелиевые проекты – “case study”. Примером реинжинирингового подхода может служить, как нам представляется, выполненная нами в 2010 г. совместно с ОАО «ТомскНИПИнефть» работа по анализу и оценке условий использования ресурсов гелия Восточной Сибири.

Проведенные нами расчеты выявили абсолютную неэффективность проекта утилизации ресурсов гелия в Восточной Сибири при существующих (заданных) условиях. “Прямой” подход к оценке различных вариантов проекта показал, что во всех вариантах ЧДД по проекту в целом (т.е. без учета распределения дохода между инвестором и государством) оказывается отрицательной величиной, а в одном из вариантов в потоке годовых показателей дисконтированной наличности вообще отсутствуют положительные значения.

Подобный результат оценки представляется неадек-

ватным, если учесть, что гелиевое производство эффективно развивается во всех странах мира, располагающих ресурсами гелийсодержащего газа, в т.ч. и в рамках проектов малой мощности (Польша, Австралия).

Соответственно, возникла необходимость трансформировать изначально заданные условия реализации проекта:

- 1) по уровню издержек (капитальных и эксплуатационных);
- 2) по содержанию гелия в сырье, поступающем на переработку;
- 3) по схеме реализации проекта.

В данном случае речь идет об управляемых параметрах (в отличие, к примеру, от рыночных цен).

При этом допускается, что уровень издержек определен некорректным образом – со значительным завышением, – что может быть связано с применением устаревших норм проектирования, ориентацией на устаревшие технологии производства, недооценкой фактора комплексирования при создании гелиевого производства в составе газоперерабатывающего и газохимического комплекса.

Если сравнивать результаты нашего исследования с данными по известным мировым аналогам, приведенным в таблице 1, то становится видно, что капиталоемкость базового варианта в 2 и более раз превышает аналогичный показатель известных зарубежных проектов. Капиталоемкость вариантов, привязанных к конкретным площадкам оказывается сопоставимой с зарубежными аналогами при существенно большей производительности иностранных заводов.

К этому можно добавить, что показатели энергоемкости анализируемого проекта по стоимости примерно в 2–5 раз (по вариантам) превышают показатели самого нового из реализуемых зарубежных проектов – австралийского. Т.е. в энергетическом эквиваленте речь идет примерно о 5–10-кратном превышении уровня энергоемкости зарубежных аналогов.

Предварительная оценка проекта с откорректированными параметрами капиталоемкости и энергоемкости, соответствующими среднемировому уровню, показала, что его рентабельность (ВНД) в целом может достигать приемлемых значений, в том числе для инвестора. Все же, данный результат в значительной степени является

умозрительным, т.к. опирается на очень грубую оценку возможного снижения затрат на реализацию проекта.

Существенно больший интерес представляет оценка возможного изменения в соотношении “затраты–результаты” при учете комплексизирующих факторов. Анализ сметного расчета по гелиевому заводу показывает, что экономия капитальных затрат за счет вспомогательных и инфраструктурных объектов, которые создаются в рамках всего комплекса перерабатывающих производств, может составлять 20–25%.

Кроме того, нам представляется необходимым рассмотреть возможные изменения в схеме реализации проекта. Наиболее очевидным изменением такого рода является разделение проекта на 2 части:

- 1) выделение гелиевого концентрата с продажей его государству компаниями, занимающимися добычей и переработкой газа;
- 2) производство очищенного гелия специализированными частными компаниями или государственной компанией “Росгелий”.

При такой схеме в компетенции ОАО “НК “Роснефть” оказывается только первая фаза проекта из названных выше. По аналогичной схеме работает в США компания ExxonMobil, являющаяся одним из крупнейших производителей сырого гелия.

С учетом предлагаемых изменений были сформированы 3 дополнительных (альтернативных) варианта реализации гелиевого проекта ОАО “НК “Роснефть”, которые характеризуются следующими исходными предположениями:

- расчет сметы капитальных затрат скорректирован с учетом фактора комплексности (т.е. затраты по основным статьям уменьшены примерно на 80%);
- проект локализуется только первой фазой – выделением гелиевого концентрата с продажей его государству (ОАО “НК “Роснефть” освобождается от инвестиций и прочих издержек, связанных с хранением ГК и производством очищенного гелия);
- цены на гелиевый концентрат, реализуемый государству, устанавливаются с дисконтом на вероятную величину затрат на хранение гелия в ПХГК – на уровне 42 руб./м³ в расчете на чистый гелий.

Эффективность проекта в измененном формате реализации и с учетом возможной экономии на капитальных затратах оказывается существенно выше, чем по основным вариантам. ВНД по проекту в целом в вариантах 2В-К и 3В-К достигает, соответственно, 14,3 и 13%. Расчетная ВНД для инвестора составляет 11,5 и 10,6%.

При таких показателях эффективности уже можно говорить о том, что корректировка технологической схемы, ориентация на современные нормы проектирования

Таблица 2

Показатели эффективности по альтернативным вариантам проекта

Показатель	Ед. изм.	Вариант 1В-К	Вариант 2В-К	Вариант 3В-К
Эффективность для инвестора				
ВНД	%	н.д.	11,5	10,6
Срок окупаемости простой	лет	37,0	17,6	17,2
Срок окупаемости дисконтир.	лет	37,0	37,0	37,0
Эффективность проекта в целом				
ВНД	%	н.д.	14,3	13,0
Срок окупаемости простой	лет	37,0	16,2	15,7
Срок окупаемости дисконтированный	лет	37,0	37,0	37,0

и строительства, применение стимулирующих мер со стороны государства (например, в виде инвестиционных налоговых льгот) в состоянии принципиальным образом изменить “лицо” проекта и сделать его рентабельным для инвестора.

Анализ чувствительности альтернативных вариантов проекта по величине инвестиций и ценам реализации показывает, что приемлемые показатели эффективности могут быть достигнуты в диапазоне относительно слабых изменений (до $\pm 25\%$).

Ориентиры на будущее

Постепенно накапливается уникальный опыт работы по оценке, обоснованию и выбору схем и направлений реализации проектов нового освоения углеводородов (включая добываемые вместе с ними другие полезные компоненты и ископаемые) в Восточной Сибири.

Данный опыт требует обобщения, оценки и определенной формализации – те, кому предстоит заниматься подобной деятельностью должны быть в курсе того опыта и тех подходов, которые нарабатаны к настоящему времени.

Реинжиниринг – пересмотр и переоценка всех основных исходных параметров и условий реализации проектов освоения углеводородов Восточной Сибири является неотъемлемым и необходимым – методическим и практическим элементом – этой работы.

Литература

1. Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Подходы к дифференциации налогообложения в газовой промышленности. – Новосибирск : ИЭОПП СО РАН, 2006. – 172 с.
2. Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Как потушить факелы на Российских нефтепромыслах? (институциональный анализ условий комплексного использования углеводородов (на примере попутного нефтяного газа)). – Новосибирск : ИЭОПП СО РАН, 2008. – 338 с.
3. Крюков В.А., Силкин В.Ю., Севастьянова А.Е., Токарев А.Н., Шмат В.В. Управление процессом формирования ценности потока углеводородов (на примере перспектив использования газовых ресурсов Восточной Сибири). – Новосибирск : ИЭОПП, 2010. – 360 с.