



ЗАПУСК ВСТО – НАЧАЛО НОВОГО ЭТАПА ОСВОЕНИЯ ВОСТОЧНОСИБИРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А. А. Герт, В. А. Эрнст, А. С. Ефимов, Д. В. Миляев

Запуск трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» наряду с интенсивной подготовкой минерально-сырьевой базы региона и ростом объемов добычи свидетельствует об успешном выполнении первого этапа освоения нового перспективного района нефтедобычи – Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Это позволяет, с одной стороны, подвести промежуточные итоги государственных и частных усилий по созданию восточносибирского нефтегазового комплекса, а с другой – наметить шаги для дальнейшего развития нефтяной промышленности с учетом потребности в сырье и критерия экономической эффективности.

Ключевые слова: углеводородные ресурсы, геолого-разведочные работы, экономическая оценка, эффективность, налоги, инфраструктура, транспортировка, нефтепровод.

ESPO OIL PIPELINE LAUNCH: THE COMMENCEMENT OF A NEW STAGE IN THE DEVELOPMENT OF EAST-SIBERIAN DEPOSITS

A. A. Gert, V. A. Ernst, A. S. Efimov, D. V. Milyayev

The launch of the East Siberia – Pacific Ocean pipeline system alongside with the intensive development of mineral reserves in the region and increased recovery point to a successful completion of the first stage in developing a new favorable area for oil production, namely, East Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia). On the one hand, this allows for reviewing particular public and private efforts in creating the East-Siberian oil-and-gas complex, and on the other hand for directing the way to further development of oil industry subject to demand for raw materials and cost-effectiveness index.

Key words: hydrocarbon resources, geological studies, economic appraisal, effectiveness, taxes, infrastructure, transport, oil pipeline.

Для восточносибирской нефтегазовой провинции 2009 г. стал переломным: после ввода в действие трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) у России появился прямой выход на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), что позволило приступить к наращиванию добычи на уже подключенных к нефтепроводу месторождениях и ускорить подготовку запасов промышленных категорий.

Строительство первой очереди ВСТО началось 28.04.2006 и завершилось запуском нефтепровода 28.12.2009. Эксплуатация отдельного участка ВСТО (от Талакана до Тайшета) началась годом ранее, сделав возможным интенсивное наращивание объемов добычи на Талаканском месторождении.

В настоящее время транспортная система пропускной способностью до 30 млн т в год обеспечивает поставки нефти на экспорт в восточном направлении. С прилегающих месторождений и из нефтепровода «Омск – Иркутск» сырье поступает в 2757-километровый нефтепровод, связывающий пос. Тайшет с железнодорожной станцией Сковородино, отсюда в цистернах перевозится до нефтеналивного терминала, расположенного в бухте Козьмино на побережье Тихого океана, и закачивается в морские танкеры. По состоянию на май 2010 г. с момента ввода в эксплуатацию

спецморнефтепорта «Козьмино» в декабре 2009 г. в страны АТР отгружено 5 млн 45 тыс. т нефти марки ESPO (ВСТО). Этот сорт с 16.12. 2009 включен в котировальные листы агентства Platts и готовится стать маркерным сортом для всего АТР.

Запуск ВСТО ознаменовал начало нового этапа освоения месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Это позволяет, с одной стороны, подвести промежуточные итоги государственных и частных усилий по созданию восточносибирского нефтегазового комплекса, а с другой – наметить шаги для дальнейшего развития нефтяной промышленности с учетом потребности в сырье и критерия экономической эффективности.

Основные результаты освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) в 2005–2009 гг.

Общие итоги и эффективность выполненных работ

Начало интенсивного освоения нового района нефтегазодобычи было положено постановлением Правительства РФ № 1737-р от 31.12.2004, давшим старт разработке программы изучения и предоставления в пользование недр (далее – Программа) и строительству ВСТО. С этого момента резко возросли темпы геолого-разведочных работ (ГРП), проводимых за счет как государства, так и недропользователей, ускорился процесс лицензирования, начала стремительно расти добыча нефти.

Указанная Программа разработана в СНИИГГиМСе и утверждена приказом министра природных ресурсов в июле 2005 г. Она регламентирует процессы подготовки восточносибирских нефтяных запасов и ресурсов, и прежде всего нераспределенной их части. Согласно Программе в 2005–2009 гг. осуществлялись обеспечение первоочередных ГРП за счет федерального бюджета и лицензирование нефтегазоносных недр на территориях трех субъектов Федерации – Красноярского края, Иркутской области и Республики Саха (Якутия).

После согласования проектной документации в мае 2006 г. началось строительство магистрального нефтепровода, что усилило интерес инвесторов к прилегающим лицензионным участкам.

Промежуточные результаты, полученные в 2005–2009 гг., свидетельствуют о том, что в целом первоочередные задачи по вовлечению в эксплуатацию минерально-сырьевой базы региона выполняются:

- распределен 91 лицензионный участок;
- проведено ГРП на сумму 84 млрд руб., в том числе за счет государственного бюджета 17,8, недропользователей 66,2 млрд руб.;
- в 2005–2009 гг. прирост извлекаемых запасов категории C_1 составил 592 млн т нефти, 190,1 млрд м³ газа при затратах на подготовку 1 т УУВ около 146,2 руб.;
- завершено строительство и произведен запуск в эксплуатацию первой очереди нефтепроводной системы ВСТО от пос. Тайшет до ж. д. станции Сковородино;
- завершено строительство и произведен запуск в эксплуатацию спецморнефтепорта Козьмино – конечной точки ВСТО;
- начато строительство второй очереди нефтепроводной системы ВСТО;
- объем добычи нефти вырос с 0,6 до 7,2 млн т.

На 01.01.2009 общий объем извлекаемых запасов нефти категорий C_1 и C_2 в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) составил 2337,8 млн т (в том числе C_1 1152,1 млн т), извлекаемых ресурсов нефти категорий C_3 и D_1 – 5224,7 млн т.

Согласно Программе на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) выделено более 200 перспективных лицензионных участков, 143 из которых на 01.01.2010 находились в распределенном фонде. В результате аукционов в 2005–2009 гг. государством получено около 33 млрд руб. разовых платежей за пользование недрами. Эти поступления в бюджет почти вдвое превышают затраты на ГРП за счет бюджетного финансирования, что свидетельствует об экономической эффективности государственного участия в подготовке участков недр к лицензированию (рис. 1). Средний размер стартового платежа составил 362 млн руб.

Несмотря на успехи в распределении участков, реальные темпы лицензирования отставали

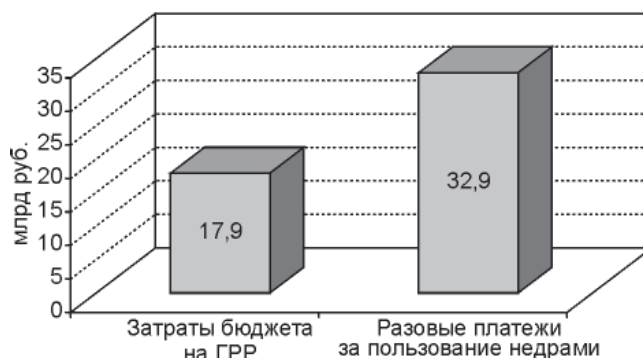


Рис. 1. Доходы и расходы бюджета, связанные с проведением ГРП и лицензированием в 2005–2009 гг.

от плановых, прежде всего из-за процедурных вопросов:

- отсутствия своевременного согласования земельных отводов и подготовки документации;
- необходимости ГРП за счет средств федерального бюджета на некоторых участках, из-за чего откладывалось их распределение;
- других причин (например, неуплата первоначального взноса за аукцион, отзыв заявки и пр.).

Немаловажную роль сыграли также кризисные явления в экономике в 2008–2009 гг.

Как уже отмечалось, в 2005–2009 гг. в ГРП по реализации программных мероприятий было вложено около 84 млрд руб., в том числе 21 % за счет бюджетных средств. По государственным заказам выполнены сейсморазведочные работы 2D (56540,4 пог. км) и глубокое бурение (параметрическое 23 пог. км), что практически соответствует плановым показателям, за счет недропользователей соответственно 50367 пог. км (недовыполнение плана 12812 пог. км, или 20,3 %) и 405 пог. км (недовыполнение плана 111,2 пог. км, или 21,5 %).

Одним из наиболее значимых результатов проведенного в 2005–2009 гг. параметрического бурения стало открытие Чайкинского месторождения, потенциальная ценность запасов которого оценивается в 50 млрд руб.

Добыча углеводородного сырья

В результате ввода в эксплуатацию нефтепровода ВСТО на участке «Талакан – Тайшет» (в реверсном режиме) с конца 2008 г. происходило быстрое наращивание добычи нефти на месторождениях Иркутской области, Красноярского края, Республики Саха (Якутия) (табл.1, рис. 2).

В 2008 г. добыто около 1,205 млн т нефти (в 2 раза больше, чем в 2007 г.), из которых около 0,97 млн т на Талаканском, Верхнечонском и Ярактинском месторождениях; в 2009 г. – около 7,178 млн т (почти в 6 раз больше, чем в 2008 г.), в том числе 3,23 млн т на перечисленных месторождениях и 3,64 млн т на Ванкорском.



Таблица 1

Добыча углеводородного сырья на месторождениях Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)¹

Регион	Год						Накопленная добыча
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
Добыча нефти, тыс. т							
ВСЕГО	486	556	558	588	1205	7178	10571
Иркутская область	149	167	157	218	455	1592	2738
Красноярский край	63	54	77	74	75	3724	4067
Республика Саха (Якутия)	274	335	324	296	675	1862	3766
Добыча свободного газа (газовые шапки), млн м³							
ВСЕГО	2422	2441	2639	2842	3268	4256	17868
Иркутская область	84	138	54	64	56	398	794
Красноярский край	712	748	973	1176	1415	1744	6768
Республика Саха (Якутия)	1626	1555	1612	1602	1797	2114	10306
Добыча конденсата, тыс. т							
ВСЕГО	117	119	147	156	183	205	927
Иркутская область	16	22	40	43	51	49	221
Красноярский край	22	22	28	36	49	66	223
Республика Саха (Якутия)	79	75	79	77	83	89,6	482,6

¹ Данные за 2004–2008 гг. взяты из Государственного баланса запасов, за 2009 г. – из оперативных отчетов недропользователей.

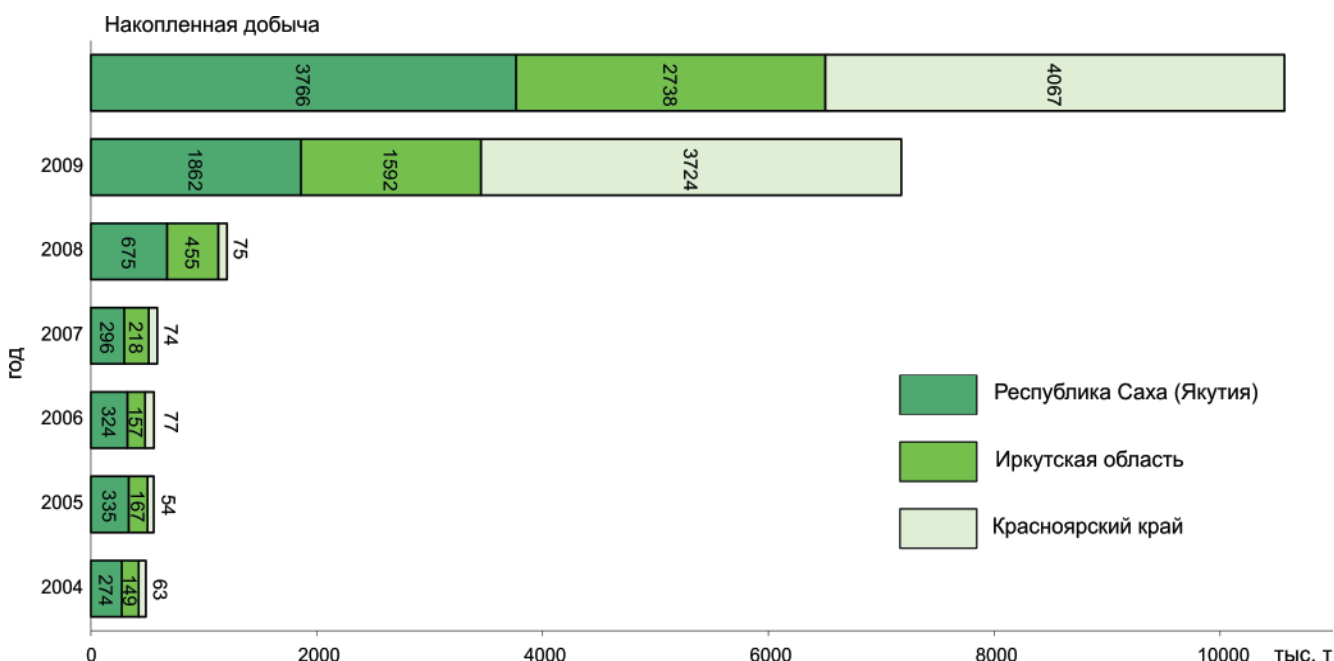


Рис. 2. Динамика добычи нефти на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)

Накопленная в 2004–2009 гг. добыча распределяется следующим образом.

- В *Иркутской области* добыто 2,738 млн т нефти (см. рис. 2). Четыре месторождения подготовлены для промышленного освоения (98,21 % разведанных запасов области), четыре находятся на стадии разведки (1,79 %). Промышленная нефтегазоносность установлена в карбонатных и терригенных отложениях венда и нижнего кембрия. Нефть преимущественно легкая (до 0,87 г/см³). По объему извлекаемых запасов нефти (категорий А+В+С₁+С₂) одно месторождение (Верхнечонское) относится к крупным, одно (Ярактинское) – к средним, шесть (Вакунайское,

Даниловское, Дулисьминское, Западно-Аянское, Марковское, Пилюдинское) – к мелким.

- В *Красноярском крае* накопленная добыча нефти достигла 4,067 млн т. Одно месторождение (Пайгинское) учтено в группе разрабатываемых (1,2 % разведанных запасов), еще два подготовлены для промышленного освоения (5,94 %), девять находятся в разведке (92,86 %). Нефть различной плотности: разведанные запасы легкой нефти (до 0,87 г/см³) составляют 57,63 %, средней (0,87–0,9 г/см³) – 7,89 %, тяжелой (более 0,9 г/см³) – 34,48 %. По объему извлекаемых запасов (категорий А+В+С₁+С₂) два месторождения (Ванкорское и Юрубчено-Тохомское) относятся к уникальным



(70,34 % разведанных запасов), два (Куюмбинское и Тагульское) – к крупным (20,67 %), три – к средним (7,11 %), пять – к мелким (1,88 %).

• Накопленная добыча нефти в Республике Саха (Якутия) составляет 3,766 млн т. На долю трех разрабатываемых месторождений приходится 78,85 % разведанных запасов, два месторождения подготовлены для промышленного освоения (18,02 %), четыре находятся в разведке (1,3 %) и пять – в консервации (1,83 %). Нефть преимущественно легкая (до 0,87 г/см³), с различным содержанием серы. По объему извлекаемых запасов (категорий А+В+С₁+С₂) два месторождения (Среднеботуобинское и Талаканское) относятся к крупным, четыре – к средним, восемь – к мелким.

Рост суммарных объемов нефтедобычи в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) сначала до 50, а затем до 80 млн т в год может быть обеспечен за счет поэтапного вовлечения в освоение открытых месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов, расположенных как в зоне ВСТО, так и на территориях нового освоения. Основными центрами нефтедобычи, перспективными с точки зрения объемов извлекаемых запасов и ресурсов нефти и потенциальных приростов запасов, будут оставаться Талакано-Верхнечонский, Юрубчено-Куюмбинский и Ванкорский.

В результате введения в эксплуатацию ряда месторождений добыча газа с 2004 г. по 2009 г. (включительно) возросла с 2,4 до 4,2 млрд м³, конденсата – с 117 до 205 тыс т (см. табл. 1). На начало 2010 г. накопленная добыча газа составила 17,8 млрд м³. Согласно программе, разработанной ОАО «Газпром», при необходимости годовая добыча газа на Сибирской платформе в перспективе может быть доведена до 88 млрд м³.

Налоговое стимулирование недропользователей

Возрастание добычи нефти во многом обусловлено введением льготного режима налогообложения для ряда месторождений и участков недр, расположенных на рассматриваемой территории. Низкая текущая рентабельность наряду с высокой инвестиционной емкостью проектов по изучению и освоению недр в зоне ВСТО вынудила правительство РФ принять меры стимулирующего характера для поддержания здесь темпов подготовки запасов и наращивания добычи.

В настоящее время российским законодательством предусмотрен ряд льгот по налогообложению для компаний, разрабатывающих запасы углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Установлена нулевая налоговая ставка по НДС до достижения на участке накопленного объема добычи нефти 25 млн т и при условии, что срок разработки запасов не превышает 10 или 15 лет в зависимости от типа лицензии (на добычу полезных ископаемых или одновременно на геологическое изучение и добы-

чу). Для участков со степенью выработанности не выше 0,05, полученных в пользование до 2007 г., срок разработки ограничивается 10 годами.

С 01.12.2009 для 13 месторождений Восточной Сибири введена нулевая экспортная пошлина, с 19.01.2010 она распространена на 22 месторождения: Ванкорское, Алинское, Даниловское, Сузунское газонефтяные; Юрубчено-Тохомское, Талаканское (в том числе Восточный блок), Среднеботуобинское, Дулисьминское, Верхнечонское, Куюмбинское, Ярактинское, Марковское, Западно-Аянское, Тагульское, Южно-Талаканское, Чаяндинское, Вакунайское нефтегазоконденсатные; Северо-Талаканское, Восточно-Алинское, Пилудинское нефтяные; Верхнепеледуйское газоконденсатное; Станакское нефтегазовое.

В свою очередь, Минфин поднял вопрос об обоснованности применения нулевой ставки экспортной пошлины для 22 месторождений Восточной Сибири в связи со значительными потерями бюджета от этой меры. По мнению министерства¹, эта льгота для месторождений Восточной Сибири в течение 2010 г. приведет к потерям бюджета более 120 млрд руб. Как сообщил статс-секретарь, заместитель министра финансов РФ Сергей Шаталов, в ближайшее время Минфин должен сформировать рекомендации по обнулению экспортных пошлин для месторождений Восточной Сибири. Не исключено, что для наиболее крупных и освоенных месторождений – Ванкорского, Талаканского и Верхнечонского – с 2011 г. пошлины будут определяться с применением не нулевого понижающего коэффициента.

Потребность в углеводородном сырье

С начала обсуждения проекта строительства магистрального нефтепровода ВСТО и по сей день высказываются различные, зачастую противоположные мнения относительно возможности его заполнения, использования пропускной способности на полную мощность. Ставятся под сомнение как достижимость требуемого уровня подготовленных запасов и ресурсов в регионе, так и обеспеченность спросом планируемых объемов добычи. По первому вопросу специалистами СНИИГГиМСа опубликован ряд научных работ, указывающих на достаточные для заполнения ВСТО текущий и прогнозный уровни минерально-сырьевой базы региона². Текущий объем извлекаемых запасов категории С₁ (1,2 млрд т) с учетом прогнозных приростов (до 2,5 млрд т) позволя-

¹ Данные с сайта www.oilcapital.ru.

² См., например: Программа изучения и освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) – итоги и перспективы [Текст] / А. С. Ефимов, А. А. Герт, А. И. Варламов [и др.] // Геология нефти и газа. – 2009. – № 6.



Таблица 2

Прогноз добычи, потребления и нетто-импорта нефти в АТР до 2030 г., млн т

Показатель		Год				
		2010	2015	2020	2025	2030
ВСЕГО	Добыча	514	499	484	484	484
	Потребление	1382	1523	1673	1833	1998
	Нетто-импорт	869	1023	1188	1349	1514
В том числе	Добыча	186	180	180	180	180
	Потребление	508	598	684	771	867
	Нетто-импорт	322	418	504	591	687
Китай	Добыча	5	5	5	5	5
	Потребление	240	235	235	235	235
	Нетто-импорт	235	230	230	230	230
Япония	Добыча	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Потребление	125	139	149	158	167
	Нетто-импорт	125	139	149	158	167
Южная Корея	Добыча	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Потребление	125	139	149	158	167
	Нетто-импорт	125	139	149	158	167

ет обеспечивать необходимые уровни добычи. Второму вопросу посвящен данный раздел.

Внешний рынок

На 11.05.2010 из всего объема отгрузок спецморнефтепорта Козьмино 39 % осуществлено в Южную Корею, 20 % – в Японию, 14 % – в США, 11 % – в Китай, 8 % – в Таиланд, по 4 % – в Тайвань и Сингапур.

Спрос на энергоресурсы в АТР весьма высок и, по прогнозам EIA (Energy Information Administration. International Energy Outlook), будет динамично расти (табл. 2). Покрытие дефицита сырья будет осуществляться за счет импорта, доля которого в настоящее время составляет около 60 % потребления. Суммарный годовой объем импорта сырой нефти странами АТР приближается к 1 млрд т.

Это дает возможность наращивать поставки российской нефти на экспорт в восточном направлении. Ожидается, что в 2010 г. Россия обеспечит около 1,5 % импорта нефти странами АТР. К 2015 г. этот показатель должен возрасти до 3,5 %. При этом доля импорта, приходящаяся на российские поставки, будет расти не за счет вытеснения других экспортеров, а в результате увеличения спроса на нефть в странах АТР.

Внутренний рынок

Основные потребители сырой нефти на внутреннем рынке в Восточной Сибири – два крупных нефтеперерабатывающих завода, входящих в НК «Роснефть»: Ачинский (Красноярский край) и Ангарский (Иркутская область). В 2009 г. объем переработки нефти на Ачинском НПЗ превысил 7 млн т. Разработанный в 2008 г. комплексный проект развития завода предусматривает в ближайшей перспективе увеличение объемов переработки нефти до 8 млн т. На Ангарском НПЗ перерабатывается около 9,5 млн т при мощности 11 млн т. Потенциал наращивания нефтепереработки в Ангарской НХК – 13 млн т. Не более 200 тыс. т нефти в год перерабатывается на нескольких мини-установках.

Нефтеперерабатывающие предприятия Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) выпускают автомобильные бензины и дизельные топлива различных марок, авиакеросин, котельное и печное топливо (рис. 3), причем более 99 % – Ачинский и Ангарский НПЗ. Доля Восточной Сибири в общероссийской переработке нефти около 7 %.

В 2009 г. произведено более 13 млн т различных нефтепродуктов, в том числе светлых 8,2 млн т (около 63 %); из них автомобильных бензинов 2,5 млн т (19 %), дизельных топлив более 5,2 млн т (41 %), авиационного керосина менее 0,5 млн т (3 %). Более трети выпущенных нефтепродуктов составляет котельное и печное топливо.

В перспективе в удаленных районах (в частности, Якутии) для приближения производства нефтепродуктов к потребителям возможно развитие сертифицированных малых НПЗ с полным циклом переработки нефти, что позволит увеличить годовой объем на 1–3 млн т. Таким образом, потребности нефтеперерабатывающих производств в рассматриваемом районе освоения могут возрасти с нынешних 17 до 23–25 млн т в год.

В конечной точке второй очереди трубопровода, вблизи г. Находки, планируется построить Приморский НПЗ, который в 2015 г. выйдет на проектную мощность 10 млн т в год. В таком случае

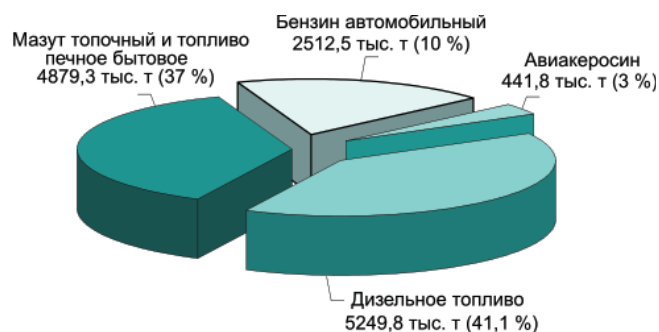


Рис. 3. Структура продукции нефтеперерабатывающих предприятий Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) в 2009 г.



до 35 млн т в год может перерабатываться в восточной части России.

Таким образом, добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) обеспечена спросом как со стороны стран-импортеров, прежде всего расположенных в АТР, так и на внутрироссийском (восточносибирском и дальневосточном) рынке. Потенциал внутреннего потребления колеблется в пределах 23–35 млн т в год в зависимости от реализации планов по созданию Приморского НПЗ. Емкость внешнего рынка составляет около 1 млрд т в год, причем к 2030 г. эта цифра должна вырасти в 1,5 раза.

Потребность в природном газе

Согласно программе ОАО «Газпром» спрос на природный газ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке будет расти за счет увеличения энергопотребления и снижения доли мазута в структуре источников энергии. По базовому прогнозу потребление газа должно увеличиться в 2020 г. с 9 до 16 млн т у. т.

Высокий спрос на газ в странах Северо-Восточной Азии и в США наряду с удобным географическим положением российских газовых ресурсов по отношению к внешнему рынку способствует организации экспорта природного газа с Востока России. Его поставки к 2020 г. могут достигнуть 25–50 млрд м³ в год.

Необходимость модернизации транспортной инфраструктуры

Несмотря на функционирование ВСТО с конца 2009 г., обеспечение экспортных объемов нефти на уровне 50–80 млн т в год невозможно без реализации крупных инфраструктурных проектов (рис. 4).

1. Требуется исключить из системы транспортировки железнодорожную составляющую, ограничивающую объем и скорость поставки сырья. Для этого строится нефтепровод пропускной способностью 50 млн т в год от ст. Сковородино до терминала Козьмино. Его трасса протяженностью 2064 км пройдет по Амурской и Еврейской автономной областям, Хабаровскому и Приморскому краям. В то же время за счет ввода новых нефтеперекачивающих станций будет расширена первая очередь ВСТО, что позволит повысить пропускную способность на участке «Тайшет – Сковородино» с 30 до 50 млн т в год.

Данные работы выполняются АК «Транснефть» и должны завершиться в начале 2014 г. В перспективе предполагается увеличение суммарной мощности системы ВСТО до 80 млн т в год.

2. Для прямых поставок в ВСТО нефти с Ванкорского месторождения целесообразно соединить нефтепроводом населенные пункты Пурпе и Самотлор. Без этой переемычки 10 млн т в год должны идти на восток круглым путем через Омск и Анжеро-Судженск, что сказывается как на количестве, так и на стоимости перекачиваемой нефти.

Первый стык линейной части нефтепровода «Пурпе – Самотлор» был сварен 11.03.2010, а завершить строительство планируется в конце 2011 – начале 2012 г.

3. Необходимо создание трубопроводной инфраструктуры для подключения удаленных месторождений к магистральному нефтепроводу. Наиболее остро стоит вопрос о подключении Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений, которые способны поставлять в ВСТО в совокупности 15 млн т нефти в год и более.

Сроки начала промышленной эксплуатации названных месторождений зависят от строительства на территории Нижнего Приангарья первой нитки нефтепровода «Юрубчен – Кучеткан» протяженностью 311 км, которая свяжет сырьевой центр с железнодорожной веткой Карабула–Решоты в районе ст. Кучеткан. Ориентировочный срок строительства – 3 года. После этого объемы добычи нефти будут определяться пропускной способностью железной дороги и составят 2,3–2,4 млн т в год. Далее необходимы продление нефтепровода до места врезки в существующую систему транссибирских магистральных нефтепроводов в районе нефтеперекачивающей станции (НПС) «Нижняя Пойма» (нитка «Кучеткан – Нижняя Пойма» протяженностью 206 км) и увеличение объемов прокачки за счет выхода добычи на проектный уровень.

На этом этапе целесообразно включение в разработку значительных ресурсов нефти, сосредоточенных в оторочке Собинского месторождения и на окружающих его перспективных участках Собинско-Тэтэринского района (объем добычи до 9 млн т в год). Для транспортировки добываемой нефти потребуются строительство нефтепровода «Собинское – Кучеткан» протяженностью 380 км (ориентировочный срок строительства 3 года), синхронизированное с достройкой нефтепровода «Кучеткан – Нижняя Пойма».

Отсутствие нефтепроводной инфраструктуры тормозит эксплуатацию Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на севере Иркутской области, в 80 км от ВСТО. Подводящую нитку от него запланировано подключить в районе НПС № 8 на 869-м км магистрального нефтепровода.

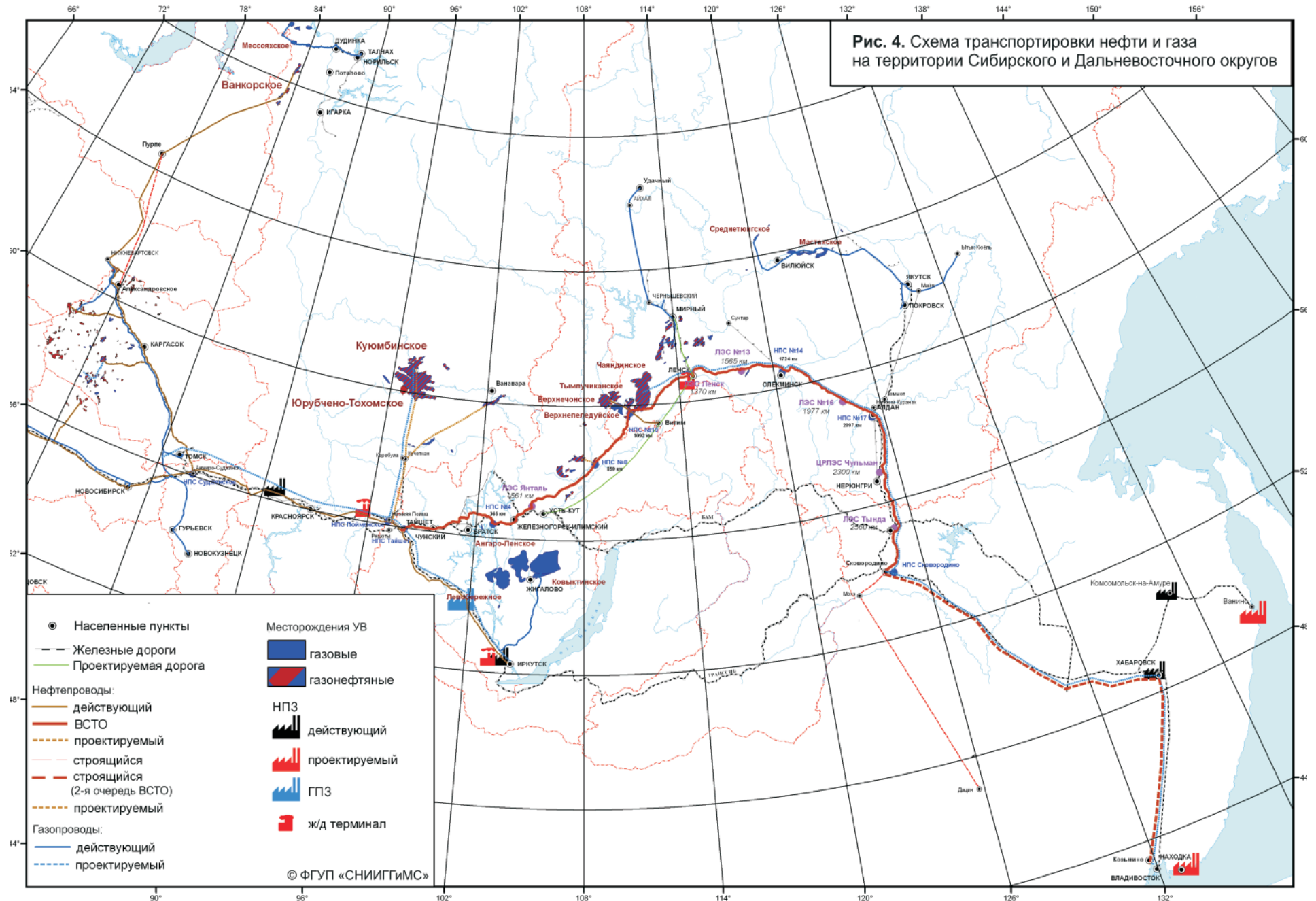
4. Требуется завершить создание ответвления нефтепровода ВСТО в Китай (от ст. Сковородино до ст. Мохэ) пропускной способностью 15 млн т в год. Строительство «китайской» ветки протяженностью 64 км компания «Траснефть» должна закончить в конце 2010 г. Это позволит экспортировать восточносибирскую нефть как морским, так и нефтепроводным транспортом.

Эффективность освоения запасов и ресурсов нефти

После запуска в эксплуатацию магистрального нефтепровода ВСТО и утверждения тарифа на прокачку по нему сырья в первом квартале 2010 г.



Рис. 4. Схема транспортировки нефти и газа на территории Сибирского и Дальневосточного округов



специалистами СНИИГГиМСа проведена переоценка экономической эффективности освоения перспективных центров нефтедобычи (Талакано-Верхнечонского, Юрубчено-Тохомского и др.), расположенных в пределах Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Ставилась задача: определить целесообразность ГРП и освоения месторождений для каждого крупного центра нефтедобычи с учетом мероприятий, проведенных в 2005–2009 гг.

Прогнозная цена на нефть принята 65 дол. за баррель, что соответствует умеренно оптимистическому сценарию Минэкономразвития РФ. Капитальные и эксплуатационные затраты определялись в соответствии с показателями нефтегазовых предприятий, осуществляющих деятельность на рассматриваемой территории, материалами ТЭО освоения месторождений углеводородного сырья, информацией по объектам-аналогам и др. Тариф на транспортировку и ставки налогов и платежей приняты согласно действующему законодательству. Расчет проводился на 2010–2030 гг. раздельно для территорий с запасами нефти категории C_1+C_2 и с ресурсами нефти категории C_3+D_1 .

Прогнозный объем накопленной добычи нефти в результате освоения запасов и ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) за 2010–2030 гг. оценивается в 827,5 млн т (в том

C_1 и C_2 – 4263 руб./т, ресурсов нефти категорий C_3 и D_1 – 5876 руб./т.

Коммерческая эффективность. Изучение и последующее освоение запасов и ресурсов нефти Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) может обеспечить ЧДД (при ставке дисконтирования 10 %) 435 млрд руб., в том числе за счет освоения запасов нефти 420 млрд руб. Наиболее эффективно освоение запасов Талакано-Верхнечонского центра – 329 млрд руб. Освоение ресурсов нефти категорий C_3 и D_1 характеризуется более высоким уровнем удельных затрат, так как требует значительных вложений в ГРП для подготовки запасов промышленных категорий, и, соответственно, более низкими показателями эффективности.

Бюджетная эффективность. Прогнозный дисконтированный доход бюджета (дисконтированное сальдо денежных потоков – поступлений в бюджет и затрат бюджета на ГРП) оценивается в 1922 млрд руб., в том числе за счет освоения запасов нефти – 1580 млрд руб., ресурсов нефти – 342 млрд руб.

Эффективность по основным центрам нефтедобычи. Расчеты подтверждают рентабельность основных центров нефтедобычи при цене реализации нефти 65 дол./бар. (табл. 3, рис. 5). Для объективности стоит упомянуть, что, по данным НК «Роснефть», добыча на Ванкорском

Таблица 3

Прогнозные показатели комплексной геолого-экономической оценки перспективных на нефть и газ районов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) (2010–2030 гг.)

Показатели	Территории с запасами нефти категории C_1+C_2				Территории с ресурсами нефти категории C_3+D_1	Всего по категориям $C_1+C_2+C_3+D_1$
	Талакано-Верхнечонский центр	Юрубчено-Куюмбинский центр	Прочие	Всего		
Извлекаемые запасы и ресурсы нефти, млн т	508,6	796,4	220,4	1525,4	4427,6	5953,0
Максимальная годовая добыча, млн т	22,4	17,9	4,4	36,8	29,1	60-80
Накопленная добыча, млн т	340,1	198,4	71,9	610,4	217,1	827,5
Удельные затраты на подготовку запасов, добычу и транспорт, руб./т	3973	4752	4319	4263	5876	4686
ЧДД при ставке дисконтирования 10 %, млрд руб.						
недропользователей	329	29	61	420	15	435
бюджета	959	439	181	1580	342	1922
Удельный ЧДД, руб./т						
недропользователей	967	145	852	688	69	526
бюджета	2819	2215	2523	2588	1577	2323

числе по территориям с запасами категорий C_1 и C_2 610,4 млн т, с ресурсами категорий C_3 и D_1 217,1 млн т), максимальный – на месторождениях Талакано-Верхнечонского центра (340,1 млн т).

Средний прогнозный уровень удельных затрат на освоение запасов и ресурсов нефти на рассматриваемой территории оценивается в 4686 руб./т, на освоение запасов нефти категорий

месторождении станет рентабельной только при мировых ценах 137 дол./бар.¹; по оценке аналитика инвестиционной компании «Тройка Диалог» В. Нестерова, на Юрубчено-Тохомском

¹ На основе материалов информационного агентства Forbes Russia (www.forbesrussia.ru), статья «Восточный фронт ЮКОСа», выпуск от 13.12.2009.

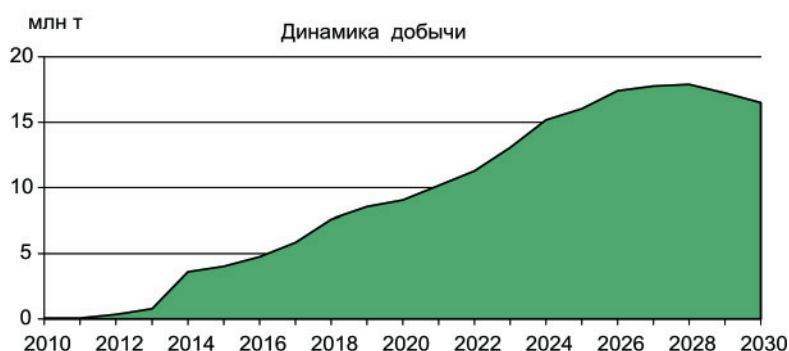


Талакано-Верхнечонский центр нефтедобычи



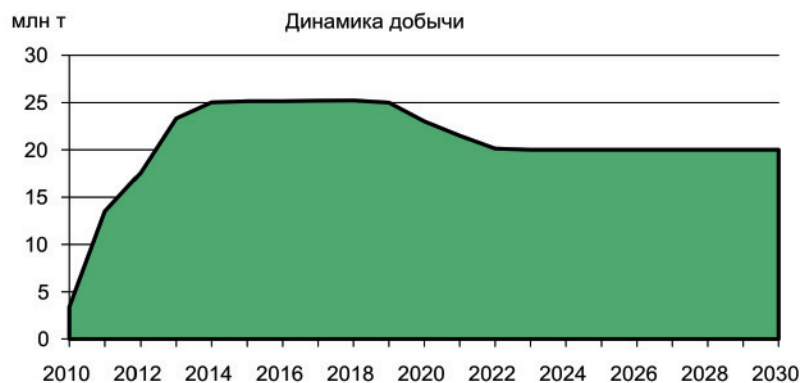
Запасы на 01.01.09, млн т	$C_1 = 346,8$ $C_2 = 161,8$
Максимальный годовой объем добычи нефти, млн т	22,4

Юрубчено-Куюмбинский центр нефтедобычи



Запасы на 01.01.09, млн т	$C_1 = 211,2$ $C_2 = 584,9$
Максимальный годовой объем добычи нефти, млн т	17,9

Ванкорский центр нефтедобычи



Запасы на 01.01.09, млн т	$C_1 = 315,5$ $C_2 = 482,7$
Максимальный годовой объем добычи нефти, млн т	25,2

Рис. 5. Показатели геолого-экономической оценки центров нефтедобычи (запасы категорий C_1+C_2)

месторождении – при цене 140 дол./бар., на Верхнечонском – 104 дол./бар.

Результаты анализа чувствительности показателей коммерческой и бюджетной эффективности к изменению основных исходных параметров (цены на нефть, тарифа на транспортировку, затрат на ГРП и др.) свидетельствуют о том, что проекты освоения территорий с запасами нефти категорий C_1 и C_2 устойчивы к возможному изменению исходных параметров оценки; если они изменяются в принятых пределах, ЧДД недропользователей и бюджета положителен.

Проекты освоения территорий с ресурсами нефти категорий C_3 и D_1 более чувствительны к изменению исходных параметров оценки, особенно цен на нефть, тарифа на транспортировку и затрат на глубокое бурение. Если рассматривать всю территорию действия Программы, то при снижении цены на нефть до 60 дол./бар. и повышении стоимости транспортировки или глубокого бурения на 30 % средний ЧДД недропользователей становится отрицательным. В то же время проведение региональных ГРП за счет средств госбюджета позволит выявить наиболее перспективные территории для концентрации дальнейшего изучения и освоения недр, повысить инвестиционную привлекательность и снизить риски недропользователей.

Запуск трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» наряду с интенсивной подготовкой минерально-сырьевой базы региона и ростом объемов добычи свидетельствует об успешном выполнении первого этапа в освоении нового перспективного района нефтедобычи – Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия).

Анализ спроса подтверждает существенную потребность в восточносибирском сырье

как на внутреннем, так и на внешнем рынках, а расчеты – высокую эффективность дальнейшей реализации нефтегазовых инвестиционных проектов.

Результаты 2005–2009 гг. и необходимость наращивания сырьевой базы района указывают на целесообразность выполнения Программы. В настоящее время она охватывает новые перспективные на нефть и газ районы, расположенные за пределами территории первоочередного лицензирования и освоения: это выявленные геолого-разведочными работами 2005–2009 гг. осадочные бассейны и зоны нефтегазонакопления на Сибирской платформе, включая западный район Красноярского края, восточный и западный районы Республики Саха (Якутия), Большехетскую зону нефтегазонакопления (в том числе Ванкорское, Лодочное, Тагульское, Сузунское месторождения), а также территории Красноярского края и Томской области в пределах Предъенисейской НГО. Ускоренное изучение и вовлечение в освоение нефтегазовых недр новых районов позволит существенно снизить риски, сопутствующие строительству нефтепровода ВСТО, повысить надежность его ресурсной базы и обеспечить плановые объемы поставок нефти.

В то же время следует отметить, что последующие шаги по введению в эксплуатацию сырьевой базы Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) требуют решения ряда актуальных задач, первоочередной из которых является создание трубопроводной инфраструктуры для подключения удаленных месторождений к магистральному нефтепроводу и дальнейшее расширение ВСТО с увеличением его пропускной способности до 60–80 млн т в год.

В 2010 г. вышло в свет учебное пособие А. А. Герта, Н. А. Супрунчик, О. Г. Немовой, К. Н. Кузьминой **«Стоимостная оценка нефтегазовых месторождений и участков недр с учетом неопределенности и рисков»**.

Рассмотрены вопросы теории и практики стоимостной оценки нефтегазовых месторождений и участков недр. Приведена методика стоимостной оценки, описан специализированный программный комплекс, предназначенный для проведения расчетов. Рассмотрены особенности решения различных типов управленческих задач в нефтегазовом секторе с использованием результатов стоимостной оценки. Приведены примеры проведения стоимостной оценки нефтегазовых лицензионных участков на базе описанных методики и программного комплекса.

Пособие предназначено для специалистов, занимающихся прогнозом и оценкой эффективности поисков, разведки и освоения нефтегазовых месторождений и участков недр, экономикой нефтегазового комплекса, оценкой стоимости участков недр; студентов, магистрантов и аспирантов геологических и экономических факультетов высших учебных заведений.

