



ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ (2005–2011 гг.) И АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

А. С. Ефимов*, А. А. Герт*, М. Ю. Соболев*, Д. В. Миляев*, М. В. Бражникова*

Восточная Сибирь за 2005–2011 гг. из района с большими ресурсами и перспективами превратилась в новый добывающий район. Проведение геолого-разведочных работ и лицензирование недр осуществляется по «Программе геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)». В статье представлены основные результаты за указанный период и прогнозные показатели геолого-разведочных работ и освоения ресурсов углеводородного сырья, а также определены актуальные проблемы недропользования Восточной Сибири и предложены варианты их решения.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, геолого-разведочные работы, лицензирование недр, прогнозные показатели, Республика Саха (Якутия), углеводороды.

BASIC RESULTS (2005–2011) AND TOPICAL PROBLEMS IN STUDYING AND DEVELOPING HYDROCARBON RESOURCES OF EAST SIBERIA

A. S. Efimov, A. A. Gert, M. Yu. Sobolev, D. V. Milyaev, M. V. Brazhnikova

During 2005–2011 East Siberia has turned from a region of vast resources and prospects into a new producing region. Geological exploration and licensing of the right to use mineral resources are carried out under the «Program of geological study and licencing deposits of hydrocarbon raw material in Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia)». The paper presents the main results over the above period and prognostic parameters of geological exploration and development of hydrocarbon resources, defines topical problems of mineral resource use in East Siberia and puts forward their alternate solutions.

Key words: East Siberia, geological exploration, subsoil licensing, prognostic parameters, the Republic of Sakha (Yakutia), hydrocarbons.

За анализируемый период Восточная Сибирь из района с большими ресурсами и перспективами превратилась в новый быстро развивающийся район нефтедобычи. В Красноярском крае, Иркутской области и Республике Саха (Якутия) открыты и разрабатываются месторождения, составляющие основу центров нефтегазодобычи восточносибирского добывающего комплекса, – Ванкорское, Талаканское, Верхнечонское. Разведаны и будут вводиться в освоение Юрубчено-Тохомское, Куямбинское, Ковыктинское, Чаяндинское месторождения, а также множество прилегающих к ним более мелких.

Освоение запасов и ресурсов углеводородов сопряжено с рядом проблем, решение которых требует комплексного программного подхода.

Одним из основных государственных документов, регулирующих нефтегазовое недропользование на рассматриваемой территории, является «Программа геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)». Программа ориентирована на ресурсное обеспечение трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) на уровне 80 млн т нефти в год. Координируют ее выполнение Министерство

природных ресурсов и экологии РФ и Роснедра, мониторинг и корректировку осуществляет ФГУП «СНИИГГиМС»¹ [7, 8].

Кроме того, принята «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона» (разработчик и координатор – ОАО «Газпром») [6].

Следует отметить, что планирование мероприятий по изучению нефтяного потенциала рассматриваемых территорий наиболее актуально, поскольку сырьевая база газодобычи подготовлена значительно лучше, чем нефтедобычи.

Запасы и ресурсы нефти и свободного газа на территориях действия Программы

Зоной действия мероприятий Программы является *территория (зона) первоочередного лицензирования и освоения* (рис. 1). Она охватывает южную часть Сибирской платфор-

* ФГУП «СНИИГГиМС» (Новосибирск)

¹ В разработке Программы и мониторинге ее результатов принимает участие большой коллектив сотрудников ФГУП «СНИИГГиМС», в том числе В. С. Старосельцев, Н. В. Мельников, П. Н. Мельников, К. В. Старосельцев, В. В. Сапьяник, Н. А. Супрунчик, О. Г. Немова, А. А. Вымятин, В. Г. Акимов, С. Б. Сухарев, И. И. Черепанова, Е. В. Колотова, Н. А. Бобыкина.

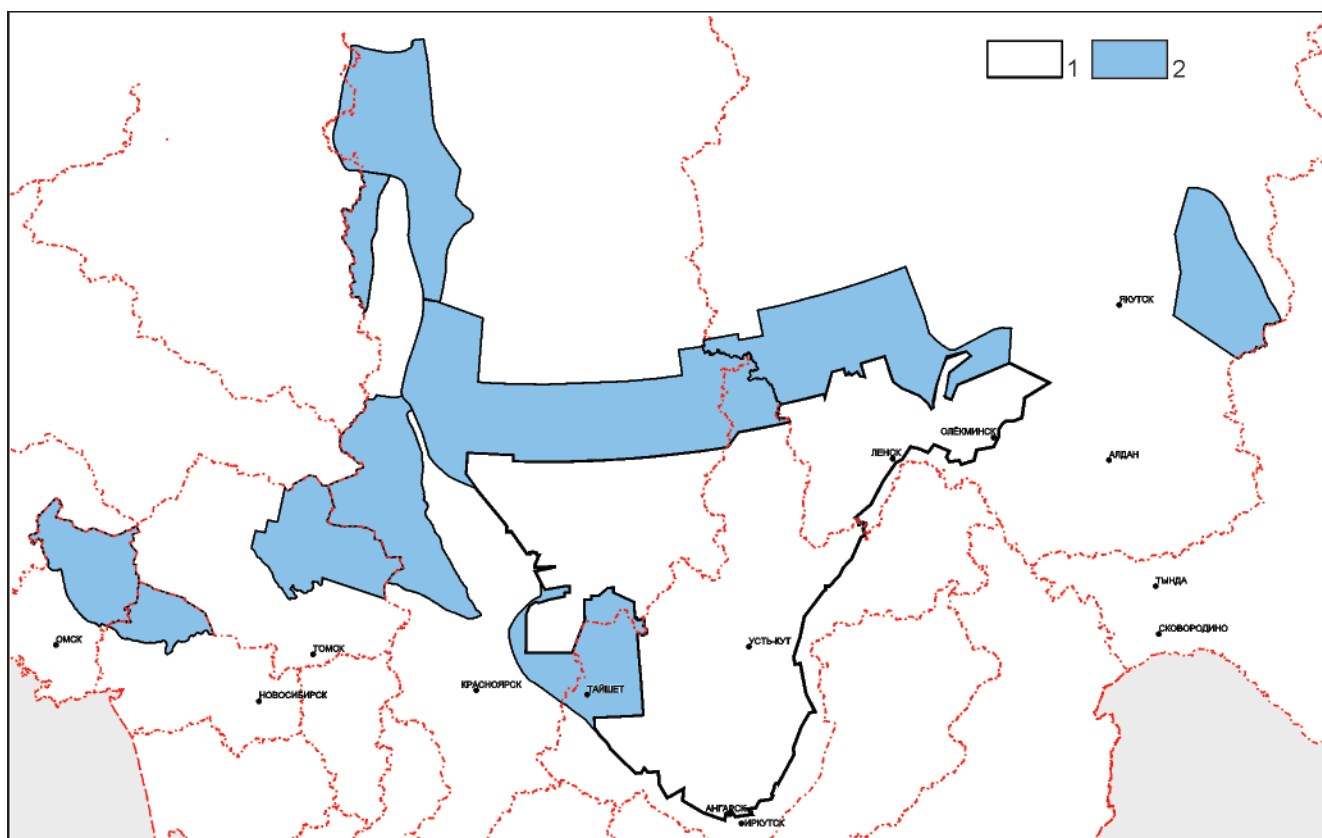


Рис. 1. Территория действия Программы (1) и районы, ее расширяющие (2)

мы южнее 64° с. ш.: южную часть Красноярского края, Иркутскую область и юго-западную часть Республики Саха (Якутия).

Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия) обладают значительным ресурсным потенциалом, это одни из наиболее перспективных нефтегазоносных территорий России [3].

В соответствии с оценкой на 01.01.2011 общий объем извлекаемых запасов и ресурсов нефти на территории действия Программы составляет 7992,2 млн т, максимальный – в Красноярском крае (4082,9 млн т), в Иркутской области – 2473,6 млн т,

в Республике Саха (Якутия) – 1435,7 млн т; общий объем запасов и ресурсов природного газа – 30657,3; 11062,4; 10434,3 и 9160,6 млрд м³ соответственно.

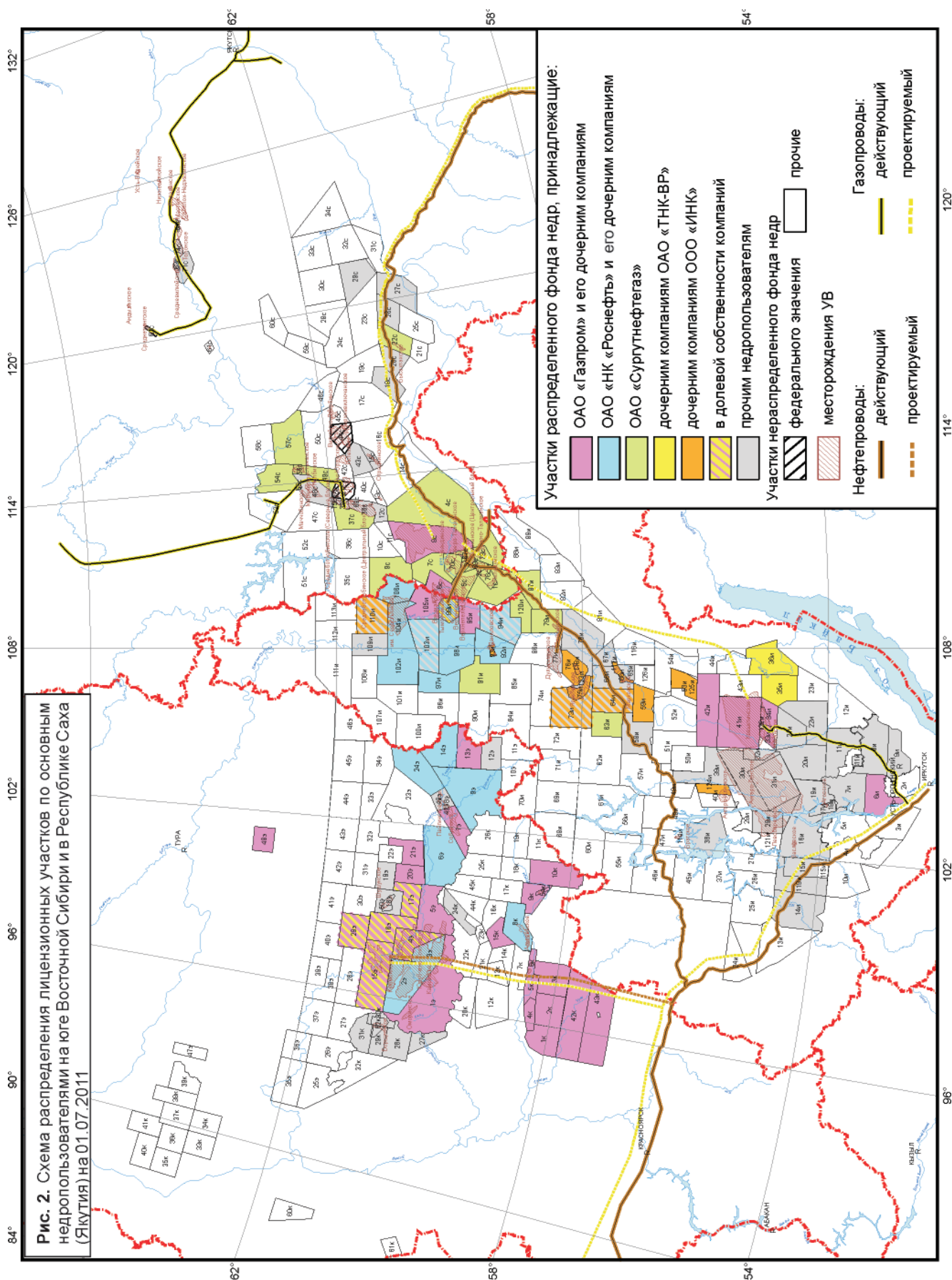
Программа геолого-разведочных работ и прирост запасов промышленных категорий

Утвержденная Правительством РФ 21.06.2010 «Стратегия развития геологической отрасли Российской Федерации до 2030 года» предусматривает вклад государства в воспроизводство минерально-сырьевой базы углеводородного сырья

Таблица 1

Геолого-разведочные работы в 2005–2010 гг. на территории действия Программы и их результаты

Показатели	В среднем за 2005–2009 гг.	2010 г.	Всего за 2005–2010 гг.
Сейсморазведочные работы 2D, пог. км			
бюджетное финансирование	10364	5521	57341
финансирование недропользователями	10221	19475	70580
Параметрическое бурение, м			
бюджетное финансирование	4311	3125	24680
Глубокое бурение, тыс. м			
финансирование недропользователями	80	132	532
Объем финансирования, млн руб.			
бюджетное финансирование	3410	3293	20342
финансирование недропользователями	12677	32485	95879
Локализация прогнозных ресурсов			
нефть, млн т	544	497	3218
природный газ, млрд м ³	670	2991	6343
Прирост запасов			
нефть, млн т	30,94	54	208,7
природный газ, млрд м ³	43,06	2,9	218,2



на региональной стадии изучения новых нефтегазовых провинций (научные исследования, бурение параметрических скважин, геофизические работы регионального масштаба, в том числе сей-

смические) [10]. Работы поискового и разведочно-го этапов финансируются недропользователями.

Для расширенного воспроизводства сырьевой базы нефти и газа необходим значительный



Таблица 2

Добыча нефти по перспективным центрам нефтедобычи, тыс. т

Центр нефтедобычи, месторождение	Год						Накопленная добыча
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Юрубчено-Куюмбинский центр	48	69	66	59	79	96	417
Юрубчено-Тохомское	29	42	39	28	46	63	247
Куюмбинское	19	27	27	31	33	33	170
Талакано-Верхнечонский центр	426	400	441	1052	3352	6509	12180
Верхнечонское	0	3	38	156	1181	2603	3981
Талаканское	259	243	223	597	1736	3221	6279
Месторождения-спутники, всего	167	154	180	299	435	685	1920
в том числе:							
Алинское	0	0	0	0	24	97	121
Даниловское	8	8	13	16	21	33	99
Дулисьминское	24	25	3	50	66	52	220
Западно-Аянское	0	0	0	4	5	4	13
Ярактинское	131	117	159	223	312	490	1432
Марковское	4	4	5	6	7	9	35
Собинско-Тэтэринский центр	6	8	5	8	6	7	40
Пайгинское	6	8	5	8	6	7	40
Ботуобинский центр	76	81	73	78	101	107	516
Среднеботуобинское	22	20	20	12	10	8	92
Иреляхское	54	61	53	66	91	99	424
Ванкорский центр	0	0	3	8	3640	12701	16352
Ванкорское	0	0	3	8	3640	12701	16352
Всего (без Ванкорского центра)	556	558	585	1197	3538	6719	13153
ИТОГО	556	558	588	1205	7178	19420	29505

Таблица 3

Добыча газа по перспективным центрам газодобычи, млн м³

Центр газодобычи, месторождение	Год						Накопленная добыча
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Красноярский центр	0	0	0	0	0	6	6
Куюмбинское	0	0	0	0	0	6	6
Иркутский центр	138	54	64	50	66	673	1045
Атовское	0	0	0	0	0	19	19
Братское	0	0	0	0	0	4	4
Даниловское	0	0	0	0	0	4	4
Ковыктинское	37	38	50	7	6	40	178
Марковское	79	16	13	13	26	38	185
Верхнечонское	0	0	0	0	7	248	255
Ярактинское	22	0	0	0	0	130	152
Дулисьминское	0	0	1	30	27	105	163
Западно-Аянское	0	0	0	0	0	85	85
Якутский центр	1547	1604	1595	1788	1919	2262	10715
Средневилуйское	1223	1291	1265	1413	1540	1550	8282
Среднеботуобинское	212	212	191	215	223	235	1288
Талаканское	7	2	10	45	59	348	471
Отрадинское	0	0	0	0	2	18	20
Среднетюньское	0	0	0	1	2	4	7
Мастахское	105	99	129	114	93	107	647
Всего	1685	1658	1659	1838	1985	2941	11766

объем геолого-разведочных работ. Результаты работ, реализованных за период действия Программы, представлены в табл. 1.

Одним из обязательных мероприятий по геологическому изучению недр является параметрическое бурение. Его цель – комплексное обоснование перспективных объектов для ускоренного наращивания запасов нефти в районах,

обеспечивающих ее экспорт по трубопроводу ВСТО [8].

На 01.01.2011 в строительстве находились три скважины в Красноярском крае (Нижнеимбасская 219, Сурингдинская 274 и Верхнеилимпейская 277), завершено строительство четырех скважин (Западно-Ботуобинской 362 и Кугасской 364-0 в Республике Саха (Якутия), Аргишской 273

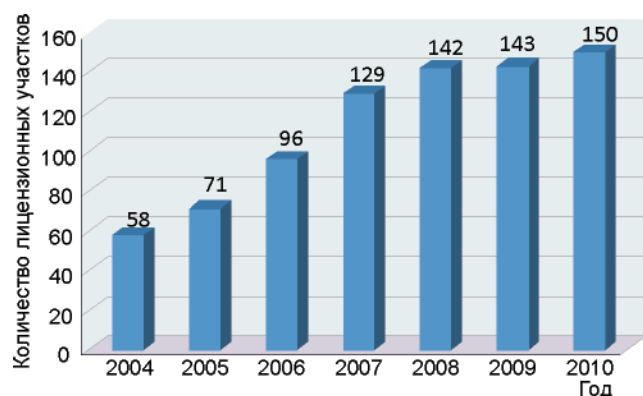


Рис. 3. Состояние распределенного фонда недр

в Красноярском крае, Чайкинской 279 в Иркутской области).

Параметрической Чайкинской скв. 279 (гл. 2197 м) открыта газоконденсатная залежь в чайкинском горизонте венда (карбонатном аналоге хамакинского горизонта). В результате испытания скважины в колонне получен промышленный приток газа дебитом до 126 тыс. м³/сут. Потенциальный прирост запасов – 5,5 млн т нефти и 48,2 млрд м³ газа. Выявленные запасы газа и оцениваемые ресурсы нефти и газа позволяют характеризовать месторождение как крупное.

Учитывая огромную площадь рассматриваемой территории, объемы проводимых за счет государства ГРП не позволяют обеспечить намеченных темпов подготовки. В связи с ограничением доступа к геологической информации недропользователи часто не располагают сведениями о результатах работ, выполненных за счет госбюджета.

Лицензирование недр

Лицензирование недр – системообразующее мероприятие Программы. В первую очередь, предусмотрено лицензирование южных территорий Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) [8].

ФГУП «СНИИГГиМС» под руководством Роснедра разрабатывает планы лицензирования участков недр на каждый текущий и последующие годы. Всего выделено более 200 перспективных участков. На рис. 2 приведена схема распределения лицензионных участков среди основных недропользователей по состоянию на 01.07.2011.

В настоящее время в зоне действия Программы зарегистрировано 56 компаний-недропользователей, на 01.01.2011 распределено 150 участков недр (рис. 3), в том числе в 2005–2009 гг. – 91. Как видно из рис. 3, темп распределения участков с 2008 г. существенно снизился. С одной стороны, это обусловлено кризисными явлениями в экономике, с другой – существенными объемами обязательств компаний, работающих в регионе, по программам ГРП из-за ограничений соответствующих бюджетов.

В сфере регулирования недропользования актуальны такие проблемы, как нарушение усло-

вий лицензионных соглашений пользователями недр, неэффективность механизма отзыва лицензий, отсутствие механизма внесения изменений в лицензионные соглашения и др. Кроме того, как уже отмечено, в связи с ограничением доступа к геологической информации недропользователи не знают о результатах работ, выполненных за счет госбюджета или недропользователей на близлежащих участках.

Для стимулирования процессов лицензирования и последующей подготовки сырьевой базы нефтегазодобычи целесообразно проведение значительных опережающих региональных работ за счет госбюджета.

На основе анализа итогов реализации Программы в 2005–2009 гг. было принято решение о расширении зоны действия мероприятий Программы и включении в нее новых нефтегазоперспективных районов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) [4].

Нефтегазоносные районы Республики Саха (Якутия) (западные, юго-восточные и северо-восточные), Красноярского края (западные), Томской, Новосибирской и Омской областей утверждены в качестве территорий, расширяющих границы действия Программы (см. рис. 1).

Добыча углеводородного сырья

В последние годы, особенно после ввода 1-й очереди ВСТО в 2009 г., началась интенсивная эксплуатация нефтяных месторождений в Иркутской области, Красноярском крае, Республике Саха (Якутия) (табл. 2) [4, 8]. В ближайшее время будут вводиться в разработку Куюмбинское, Юрубчено-Тохомское и Чаяндинское нефтегазоконденсатные месторождения.

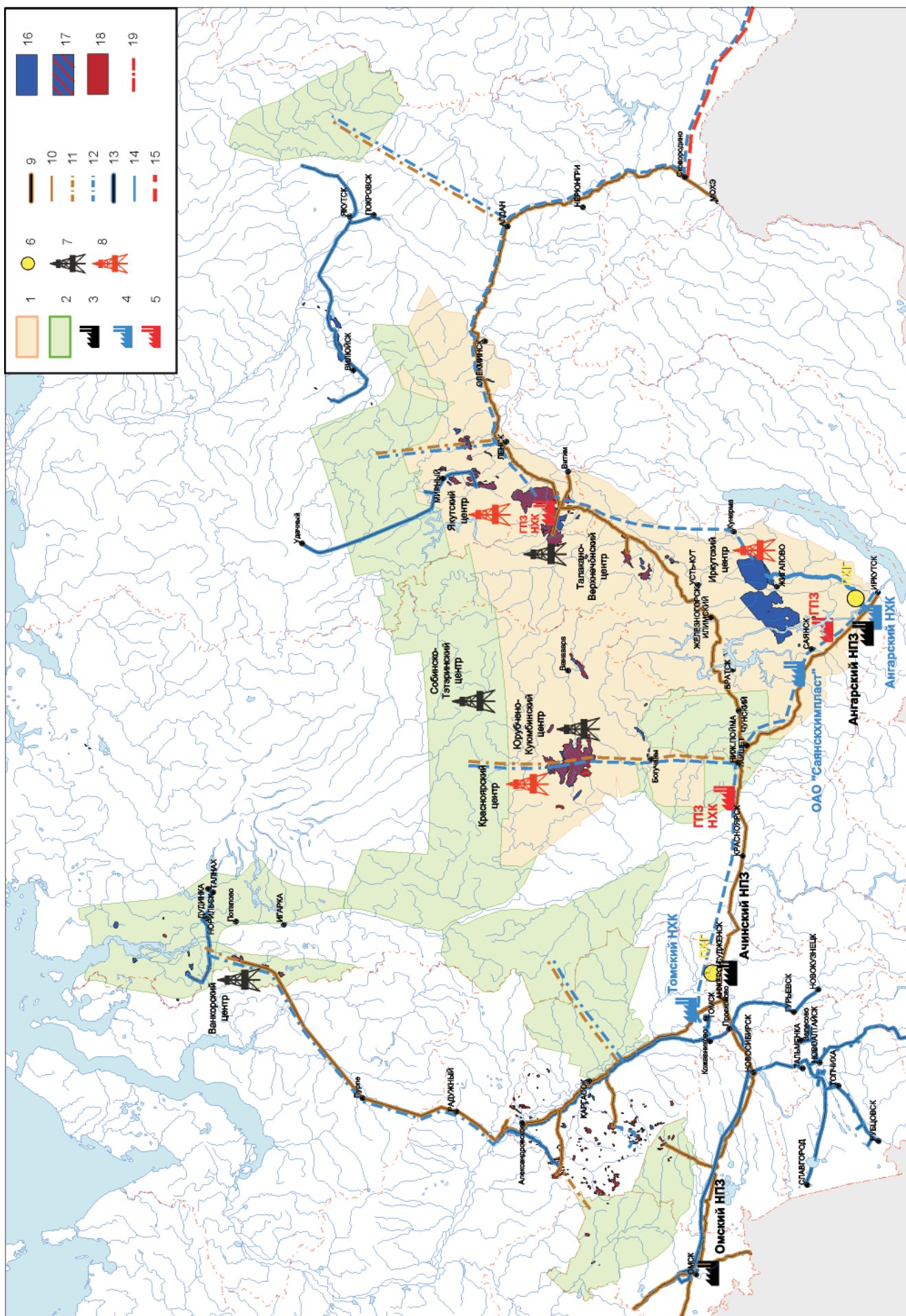
За 2005–2010 гг. объем нефтедобычи вырос с 556 тыс. т до 6,719 млн т (без Ванкорского центра), накопленная добыча составила 13,153 млн т (без Ванкорского месторождения).

За 2005–2010 гг. объем газодобычи по перспективным центрам вырос с 1,685 до 2,941 млрд м³, накопленная добыча составила 11,766 млрд м³ (табл. 3).

Транспортировка углеводородного сырья

Рост суммарных объемов нефтедобычи 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 новых территориях [4].

Строительство магистральной нефтепроводной инфраструктуры осуществляется в две очереди. Строительство первой началось 28.04.2006 и завершилось запуском нефтепровода 28.12.2009. Трасса ВСТО-1 проходит по маршруту: Тайшет (Иркутская область) – Усть-Кут (Иркутская область) – Ленск (Якутия) – Алдан (Якутия) – Сковородино (Амурская область) (рис. 4). Протя-





женность первой очереди нефтепровода 2694 км, мощность 30 млн т нефти в год. От Сковородино нефть железнодорожными составами направляется в специализированный морской нефтеналивной порт (СМНП) Козьмино и далее на экспорт. В рамках проекта построено семь нефтеперекачивающих станций, пункт налива нефти на станции Сковородино, СМНП Козьмино в районе г. Находки.

Строительство ВСТО-2 общей протяженностью 2045 км началось 14.01.2010. Трасса будет проходить по маршруту: г. Сковородино – г. Благовещенск – г. Биробиджан – г. Хабаровск – СМНП Козьмино. В Приморском крае 09.09.2011 сварен завершающий стык линейной части трубопровода. Мощность его составит 30 млн т нефти в год с последующим увеличением до 50 млн т. Ввод в эксплуатацию запланирован на конец 2012 г. После этого по нефтепроводу будут осуществляться поставки восточно- и западносибирской нефти в восточном направлении [5].

Реализация нефтепроводной системы ВСТО включала в себя также строительство ответвления на Китай: от Сковородино через приграничный Мохэ до китайского Дацина. Запуск российского участка нефтепровода (Сковородино – Мохэ) протяженностью 63,58 км состоялся 29.08.2010, китайская сторона закончила строительство своего участка (960 км) 27.09.2010 [5].

Построенный в 2006–2009 гг. магистральный нефтепровод (мощность 25 млн т в год) «Ванкорское месторождение – НПС „Пурпе“» обеспечил транспортировку нефти с Ванкорского месторождения в систему магистральных нефтепроводов «Транснефти».

В 2010 г. АК «Транснефть» приступила к строительству нефтепровода «Пурпе – Саянск», который позволит осуществлять транспортировку нефти из западной части Восточной Сибири в нефтепровод ВСТО. На проектную мощность (50 млн т в год) нефтепровод выйдет в 2012 г. Далее углеводородное сырье планируется поставлять на экспорт по трубопроводу ВСТО.

В феврале 2011 г. в районе НПС № 8 на 869-м км трассы ВСТО подключено Дулиньминское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на севере Иркутской области.

Одна из наиболее актуальных проблем – отсутствие трубопроводной инфраструктуры для подключения удаленных месторождений к магистральному нефтепроводу, в частности до Юрубчено-Кyumбинской и Собинско-Тэтэринской зон.

Прогнозные показатели подготовки и освоения запасов нефти

Геологоразведка

Планируемые до 2020 г. геолого-разведочные работы за счет средств государственного бюджета включают:

- региональные геолого-геофизические работы;
- параметрическое бурение;
- научно-методическое сопровождение.

В пределах территории действия Программы за счет средств федерального бюджета на 2011–2020 гг. планируется 201,5 тыс. пог. км региональных работ, 138,1 пог. км параметрического бурения, на финансирование основных направлений геологического изучения недр на 2011–2020 гг. – примерно 113 млрд руб.

Наиболее финансово емким видом работ в структуре ГРП *недропользователей* является глубокое бурение. Ориентировочные затраты на него на 2011–2020 гг. 340 млрд руб. (около 78 % от общих). Планируется пробурить 3,3 тыс. пог. км.

Затраты компаний в 2011–2020 гг. на сейморазведку 2D оцениваются в 51 млрд руб. (112,7 тыс. пог. км), 3D – в 9,5 млрд руб. (18,5 тыс. км²).

Финансирование прочих видов работ и затрат недропользователей прогнозируется в размере 8–9 % от общих затрат компаний (36,9 млрд руб.).

Таким образом, общие затраты компаний на геологическое изучение недр на 2011–2020 гг. оцениваются примерно в 437,5 млрд руб.

Прирост запасов и добыча

Основой для планирования уровней добычи, экспортных поставок и оценки эффективности программных мероприятий служат результаты исследования возможностей прироста минерально-сырьевой базы.

В соответствии с прогнозом СНИИГТИМСа за 2011–2020 гг. прирост запасов нефти категории С₁ может составить на территории действия Программы около 1,1 млрд т, новых районов – около 330 млн т; за 2011–2030 гг. – около 2 млрд т и около 600 млн т соответственно.

Долгосрочное поддержание годовых поставок нефти на необходимом для функционирования трубопровода ВСТО уровне возможно за счет вовлечения в изучение и последующее освоение перспективных и прогнозных ресурсов нефти Восточной Сибири и Республики Саха

Рис. 4. Схема размещения нефте- и газопроводов в районах действия Программы и новых

1 – зона действия Программы; 2 – районы, ее расширяющие; 3 – действующие крупные НПЗ; ГПЗ, НХК, ГХК; 4 – действующие, 5 – планируемые; 6 – возможные ПХГ; действующие центры: 7 – нефтедобычи, 8 – газодобычи; нефтепроводы: 9 – действующие, 10 – проектируемые, 11 – возможные, 12 – строящийся; газопроводы: 13 – действующие, 14 – проектируемые, 15 – возможные; месторождения: 16 – газовые, газоконденсатные, 17 – газонефтяные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные, 18 – нефтяные; 19 – административные границы субъектов РФ

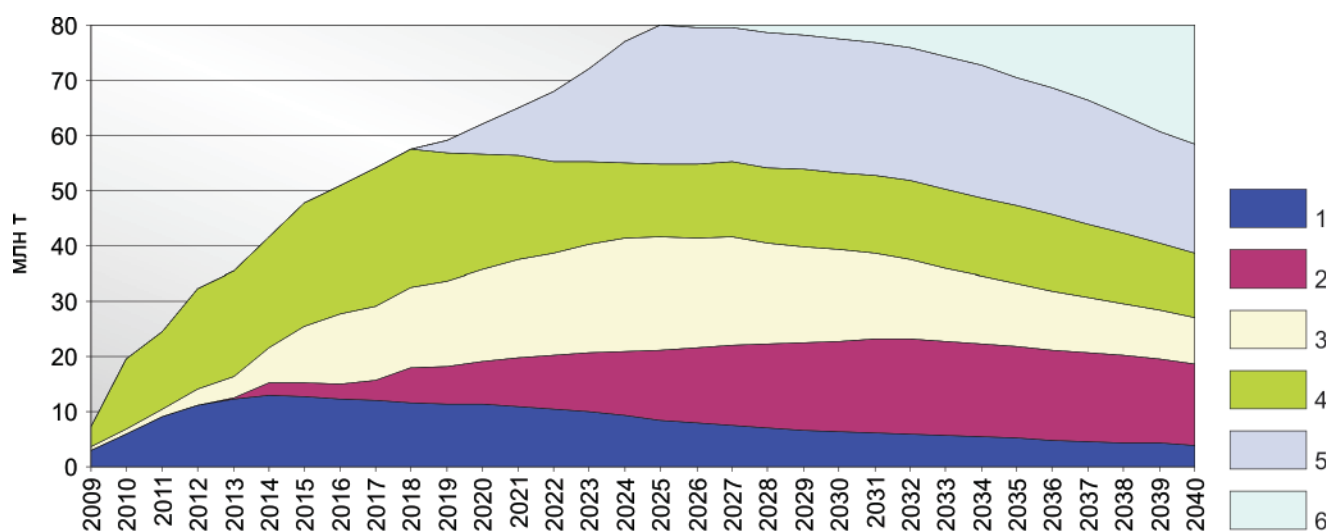


Рис. 5. Прогноз годовых объемов нефтедобычи и поставок в систему ВСТО с месторождений до 2040 г.

1 – Талаканско-Верхнечонский центр (C_1+C_2); 2 – Юрубчено-Куюмбинский центр (C_1+C_2); 3 – прочие месторождения (C_1+C_2); 4 – Ванкорский центр (C_1+C_2); 5 – ресурсы (C_3+D_1) перспективных территорий действия Программы; 6 – ресурсы (D_1) территорий расширения Программы

(Якутия). Согласно оценкам СНИИГГиМС, выйти на уровень годовых поставок нефти в 80 млн т планируется к 2025 г. (рис. 5). Общий срок поддержания нефтедобычи на максимальном уровне определится в зависимости от прироста запасов и нефтедобычи на этапах реализации Программы.

Суммарный объем добычи нефти по месторождениям, перспективным и прогнозным объектам Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) за 2011–2030 гг. прогнозируется на уровне 1,2 млрд т нефти, за 2011–2050 гг. – 2,8 млрд т нефти.

Рынки сбыта

Основные потребители сырой нефти на внутреннем рынке в Восточной Сибири – два крупных нефтеперерабатывающих завода, входящие в НК «Роснефть»: Ачинский (Красноярский край) и Ангарский (Иркутская область).

В 2010 г. Ачинский НПЗ переработал 7,46 млн т нефти, что на 5,1 % больше, чем в 2009 г. В течение 2010 г. шла реализация комплексного проекта развития завода. В ближайшей перспективе предусмотрено увеличение объемов переработки нефти до 8 млн т.

На Ангарском НПЗ в 2010 г. было переработано 9,71 млн т нефти, что на 2,3 % больше, чем в 2009 г. Потенциал наращивания нефтепереработки на Ангарском НПЗ – 13 млн т.

Объем переработки нефти на нескольких мини-установках на территории действия Программы не превышает 200 тыс. т в год. В перспективе в удаленных районах (в частности, в 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 на внутреннем рынке Восточной Сибири могут возрасти с нынешних 17,2 до 23–25 млн т в год.

Наиболее динамично развивающимся сегментом мирового рынка сырой нефти является Азиатско-Тихоокеанский регион, текущие потребности которого в нефти оцениваются в 1,5 млрд т, из них страны региона добывают всего 408 млн т. В настоящее время на этом рынке завоевывает популярность российская нефть марки ESPO [2].

Название российской нефти марки ESPO происходит от английского названия нефтепроводной системы ВСТО. Нефть этой марки реализуется по цене, близкой к цене нефти сорта Urals (75 дол. за баррель), на которой базируется «Прогноз социально-экономического развития на 2011 год и плановый период 2012 и 2013 годов», разработанный Минэкономразвития РФ.

Однако качественные характеристики нефти сорта ESPO превосходят российскую Urals и эталонную прежде для стран АТР ближневосточную Dubai. Нефть ESPO при более высокой плотности имеет более низкое содержание серы, что значительно снижает затраты при ее переработке [1]. Высокое качество российского сырья уже оценили во многих странах. В 2010 г. из специализированного порта Козьмино отгружено 15 млн т нефти, в основном на рынки Южной Кореи, Японии, США и Китая – около 70 % годового импорта.

Интерес к российскому сорту нефти проявляют и другие страны: небольшие партии восточносибирского сырья закуплены Индонезией, Сингапуром, Вьетнамом и Малайзией.

Потребление нефти в ведущих странах данного региона будет увеличиваться и далее: к 2020 г. потребности могут составить 1,57–1,58 млрд т, к 2030 г. – 1,86–1,87 млрд т [1].



Оценка экономической эффективности освоения района

В табл. 4 приведены прогнозные показатели комплексной геолого-экономической оценки перспективных на нефть и газ районов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). В расчетах принята цена на нефть 75 дол./бар., ставка дисконтирования денежных потоков – 10 %, расчетный период – 2010–2040 гг. Учтены льготы, предусмотренные российским законодательством для компаний, разрабатывающих запасы углеводородного сырья указанных территорий: нулевая ставка НДС до достижения установленных объемов или сроков добычи, пониженная ставка НДС для начальной стадии разработки месторождений с запасами менее 5 млн т, нулевая экспортная пошлина по ряду месторождений до достижения установленного уровня рентабельности.

Дисконтированный доход государства в результате освоения запасов и ресурсов нефти на территории первоочередного лицензирования и освоения может составить 2998 млрд руб., в том числе за счет освоения запасов 2543 млрд руб., ресурсов 455 млрд руб.; ЧДД прогнозируется на уровне 275 млрд руб. (рис. 6).

По оценке ОАО «Газпром», освоение запасов и ресурсов природного газа на рассматриваемых территориях позволит сгенерировать дисконтированные бюджетные поступления в размере 624 млрд руб. на перспективу до 2030 г., ЧДД в тот же срок прогнозируется примерно 69 млрд руб.

Как видно из графика, на ранних стадиях реализации проектов расходы компаний превышают доходы вследствие значительных вложений в ГРП на территориях с ресурсами нефти категорий C_3 и D_1 . С началом активной добычи нефти предпри-

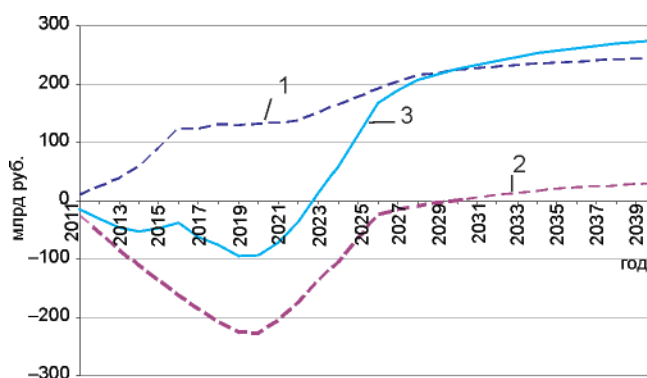


Рис. 6 Прогнозный ЧДД недропользователей на территориях: 1 – с запасами нефти (C_1+C_2), 2 – с ресурсами нефти (C_3+D_1), 3 – действия Программы

ятия начинают получать положительный ЧДД (территории с запасами нефти категорий C_1 и C_2).

В качестве примера можно привести ОАО «Верхнечонскнефтегаз», которое осуществляет разведку, разработку и добычу нефти Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения в Иркутской области. Судя по открытой отчетности предприятия, добыча нефти последовательно растет: если в 2009 г. было извлечено 1,189 млн т УВ, то в 2010 г. – 2,6 млн т. В 3-м квартале 2010 г. выручка увеличилась в 2,75 раза по сравнению с аналогичным периодом 2009 г. По итогам 3-го квартала 2009 г. деятельность предприятия была убыточной (–266,128 млн руб.), а за тот же период 2010 г. чистая прибыль увеличилась на 3,2 млрд руб. и составила почти 3,5 млрд руб. [9].

Таким образом, с началом активной промышленной эксплуатации месторождений, полномасштабной добычи и реализации нефти финансовое положение предприятий стабилизируется.

Анализ, проведенный авторами статьи, свидетельствует о том, что проекты освоения террито-

Таблица 4

Прогнозные показатели геолого-экономической оценки перспективных районов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)

Показатели	Районы					новых объектов	
	действия Программы (без новых районов) ¹						
	с запасами нефти кат. C ₁ +C ₂	с ресурсами нефти кат. C ₃ +D ₁	всего по объектам		нефтяным	газовым ²	нефтяных
Извлекаемые запасы и ресурсы, млн т нефти; млрд м ³ газа	1723,8	4441,0	6164,8	н/д	959,8	2416	
Максимальная годовая добыча, млн т нефти; млрд м ³ газа	41	25	60-65	162,3	27	72,4	
Накопленная добыча, млн т нефти; млрд м ³ газа	976	442	1418	2600 ³	769	1912	
Удельные затраты на подготовку запасов, добычу и транспорт, руб./т нефти, руб./тыс. м ³ газа	4255	4660	4382	н/д	7270	1213	
ЧДД (ставка дисконта 10 %), млрд руб. недропользователей	245	30	275	63	80	31	
бюджета	2543	455	2998	582	418	127	
Удельный ЧДД недропользователей, руб./т нефти; руб./тыс. м ³ газа	251	68	194	24,24	103	16,3	

Примечания. 1. Без Ванкорского месторождения. 2. Данные Программы ОАО «Газпром» (до 2030 г.). 3. Оценка на основе данных Программы ОАО «Газпром».



рий с запасами нефти категорий C_1 и C_2 устойчивы к возможным колебаниям цен реализации сырья, производственных затрат и изменениям налоговой системы. Проекты освоения территорий с ресурсами нефти категорий C_3 и D_1 более чувствительны к подобным отклонениям от прогноза.

Проведение региональных геолого-разведочных работ за счет средств госбюджета позволит выявить наиболее перспективные районы для концентрации работ по дальнейшему изучению и освоению недр, повысить инвестиционную привлекательность и снизить риски недропользователей. По результатам экономического анализа в качестве первоочередных объектов для геологического изучения целесообразно рекомендовать два района, прилегающих с севера к территории первоочередного лицензирования и освоения, и Ванкорский район Красноярского края. В результате геологического изучения и последующего освоения недр первого и второго районов может быть обеспечен уровень накопленной добычи нефти 117,2 млн т, дисконтированный доход бюджета 139 млрд руб., ЧДД 49 млрд руб. В Ванкорском районе прогнозная добыча за расчетный период может составить 293,1 млн т, дисконтированный доход государства 250 млрд руб., ЧДД – 46 млрд руб.

Актуальные проблемы недропользования в Восточной Сибири и предложения по их решению

Результаты анализа хода реализации Программы позволяют выделить основные проблемы недропользования в Восточной Сибири и предложить варианты их решения.

• *Отсутствие трубопроводной инфраструктуры для подключения удаленных месторождений к магистральному нефтепроводу (в частности, до Юрубчено-Куюмбинской зоны (проектная добыча до 18 млн т/год), Собинско-Тэтэринской зоны (до 0,5 млн т/год) и др.).*

1. Строительство нефтепровода-подключения Юрубчено-Куюмбинской зоны с поэтапным наращиванием мощности до 20 млн т в год с учетом поставок нефти с примыкающих территорий. Лицензиями обладают Газпром, Роснефть, ТНК-ВР, ИНК и др. Возможно объединение их в консорциум для финансирования строительства трубопровода (этот вариант экономически более оправдан, но организационно трудно осуществим) либо полностью бюджетное финансирование (инвестиции и риски на государстве)

2. Оценка целесообразности подключения к магистральной инфраструктуре месторождений Собинско-Тэтэринской зоны.

• *Отсутствие единого комплексного подхода к освоению нового района: проводятся «точечные» ГРП, программы ГРП отдельных недропользователей и государства недостаточно согласованы, нет общего мнения об обустройстве территории (проблемы транспортировки и переработки сырья).*

Разработка единой федеральной государственной программы изучения и освоения запасов и ресурсов нефти и газа Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), создание органа управления ею.

• *Недостатки регулирования недропользования в части требования безусловного выполнения лицензионных соглашений (условия лицензионных соглашений постоянно нарушаются пользователями недр, механизм отзыва лицензий неэффективен, нет механизма внесения изменений в лицензионные соглашения и др.).*

1. Конкретизация мер ответственности за невыполнение условий соглашения и за нарушение сроков их выполнения, установление четкого механизма их применения, в том числе введение системы штрафных санкций за несвоевременное выполнение ГРП, с привязкой их размеров к стоимости невыполненных работ или к объемам недополученной государством прибыли.

2. Перечисление условий, при невыполнении которых недропользователем его право пользования недрами аннулируется.

3. Разработка механизма возврата части средств, потраченных недропользователем на освоение месторождений, в случае отзыва лицензии.

4. Корректировка лицензионных соглашений при изменении существенных условий разработки (с предварительным утверждением перечня таких условий).

5. Разработка механизма, позволяющего сохранять особые права на использование информации, полученной компанией-недропользователем в ходе проведения ГРП, на протяжении определенного периода (до 5 лет).

• *Сравнительно низкие с позиции недропользователей показатели экономической эффективности работ: высокий геологический риск, высокие затраты, большие глубины, сложное геологическое строение, проблема транспортировки до магистральных нефтепроводов, налоговая нестабильность.*

Фиксация на долгосрочную перспективу налоговых льгот, предоставляемых преимущественно на начальном этапе освоения недр, в том числе:

– нулевой стартовый платеж для участков без подтвержденных запасов (только с ресурсами) на определенный срок;

– признание состоявшимся аукциона в случае подачи одной заявки;

– учет всех издержек на ГРП (включая бурение продуктивных и «сухих» скважин) в себестоимости добываемой продукции;

– дифференциация шкалы налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) с учетом состава добываемой продукции, глубины залегания залежей, стадии разработки, удаленности месторождения от развитой производственной инфраструктуры¹.

¹ В настоящее время более-менее строго установлены только льготы по НДПИ. Нулевая ставка экс-



• *Ограничение доступа к геологической информации (часто недропользователи не знают о результатах работ, выполненных за счет государственного бюджета и недропользователей на близлежащих распределенных участках недр).*

Облегчение доступа к геологической информации при соответствующей защите прав собственника данной информации, в том числе:

– установление предельных сроков конфиденциальности информации, полученной государством (керна – 1 год, ГИС – 3 года, тематические отчеты – 5 лет);

– создание постоянно пополняемого и общедоступного банка геологических данных, полученных за счет средств бюджета и недропользователей.

• *Недостаточные темпы выполнения работ, финансируемых за счет госбюджета: учитывая огромную площадь рассматриваемой территории, объемы проводимых ГРП не позволяют обеспечивать намеченные темпы подготовки запасов.*

1. Усилить бюджетные ГРП по воспроизводству МСБ углеводородного сырья.

2. Разработать долгосрочную программу региональных и поисковых работ.

• *Отсутствие утвержденного подхода к комплексному освоению недр (попутная добыча этана, пропана, бутана, конденсата, гелия).*

Выработка единых мер по утилизации попутных компонентов, в том числе принятие закона «О гелии».

Таким образом, восточносибирское направление является важнейшим в развитии нефтегазового комплекса страны. Обязательное условие разведки и эксплуатации восточносибирских месторождений – реализация мероприятий «Программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)»: от анализа сырьевой базы нефтегазодобычи, выделения единичных объектов и проведения по ним расчетов до формирования программ геолого-разведочных работ и лицензирования.

Подводя итог, можно заключить, что в целом Программа выполняется. За 2005–2010 гг. распределено 98 участков. В пределах зоны первоочередного лицензирования и освоения проведено ГРП на сумму 116,2 млрд руб., в том числе за счет государственного бюджета 20,3 млрд руб., недропользователей 95,9 млрд руб. Достигнут фактический прирост извлекаемых запасов нефти категории C_1 208,7 млн т. Объем нефтедобычи вырос с 0,6 млн т в 2005 г. до 6,7 млн т в 2010 г. (без учета месторождений Ванкорского центра).

портной пошлины вводилась для отдельных месторождений, затем рассматривался вопрос о привязке этой льготы к достигнутой рентабельности на конкретном месторождении.

Суммарный объем добычи нефти с 2011 по 2030 гг. прогнозируется на уровне 1,2 млрд т, до 2050 г. – 2,8 млрд т. ЧДД недропользователей составит 275 млрд руб., государственного бюджета – 2998 млрд руб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Дармин, А.** Нефть ESPO: новая надежда России [Электронный ресурс] / А. Дармин // <http://www.vstoneft.ru/analit.php?number=197> (дата обращения 12.09.2011).

2. **Дармин, А.** ESPO: в борьбу вступают «азиатские тигры» [Электронный ресурс] / А. Дармин // <http://www.vstoneft.ru/analit.php?number=185> (дата обращения 25.08.2011).

3. **Итоги** и перспективы освоения ресурсного потенциала Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) [Текст] / А. А. Герт, В. С. Старосельцев, В. Г. Акимов [и др.] // Экономическое и информационное обеспечение обоснования перспектив освоения минеральных ресурсов. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 2010. – С. 50–61.

4. **Недропользование** в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) по состоянию на 01.01.2010: Статистический сборник [Текст] / Под ред. А. А. Герта. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 2010. – 98 с.

5. **Пресс-релиз:** сварка заключительного стыка ВСТО-2 [Электронный ресурс] // <http://www.vstoneft.ru/news.php?number=1813> (дата обращения 12.09.2011).

6. **Приказ** Минпромэнерго РФ от 03.09.2007 № 340 «О Программе создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР» [Текст] // Еженедельник промышленного роста. – 2007. – № 34. – С. 24.

7. **Приказ** МПР РФ от 29.07.2005 № 219 «Об утверждении Программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» [Электронный ресурс] // <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=EXP;n=383302>.

8. **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. – С. 2–13.

9. **Раскрытие** информации [Электронный ресурс] // <http://www.vcng.ru/about/rask/> (дата обращения 20.09.2011).

10. **Распоряжение** Правительства Российской Федерации от 21.06.2010 № 1039-р «Об утверждении Стратегии развития геологической отрасли Российской Федерации до 2030 года» // Собрание законодательства РФ. – 2010. – № 26. – С. 3399.

© А. С. Ефимов, А. А. Герт, М. Ю. Соболев, Д. В. Милев, М. В. Бражникова, 2011