

УДК 553.98.042.003.1(470.26)

Зытнер Ю.И., Григорьев Г.А., Отмас А.А.

## ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

*Абсолютное большинство (76%) объектов резервного фонда Калининградской области характеризуются мельчайшими извлекаемыми локализованными ресурсами, не превышающими 100 тыс. т; на долю этих объектов приходится треть суммарных ресурсов нефти подготовленных и выявленных к настоящему времени структур региона.*

*В пределах Калининградского региона, характеризующегося преобладанием в структуре перспективной ресурсной базы мельчайших объектов, рентабельность освоения существенной части нефтяного потенциала будет зависеть от эффективности ГРП (в первую очередь, от успешности поискового бурения).*

*С целью снижения порога рентабельности запасов и включения в промышленный оборот экономически непривлекательной для инвесторов части ресурсной базы необходим ввод налоговых льгот, объем которых должен определяться индивидуально по каждому объекту и зависеть в первую очередь от цен на нефть и себестоимости ее добычи.*

*Применительно к рассматриваемому региону, вся добываемая нефть которого экспортируется, единственным существенным направлением формирования подобных льгот может быть лишь налог на добычу полезных ископаемых.*

**Ключевые слова:** *нефтегазоносность, экономическая оценка, рентабельность, локализованные ресурсы нефти, добыча нефти.*

Калининградская область по основным показателям поисково-разведочных работ и разработке открытых месторождений углеводородного сырья (УВС) относится к так называемым «старым» регионам, находящимся на заключительной стадии освоения ресурсной базы. Характерными для таких регионов являются падающая добыча углеводородов (УВ), ухудшение фонда структур, неуклонное снижение воспроизводства запасов и эффективности геологоразведочных работ (ГРП) – увеличение удельных затрат на подготовку 1 т запасов, снижение прироста запасов на 1 м поисково-разведочного бурения и т.п.

Всего в пределах Калининградской НГО открыто 37 месторождений, в том числе 35 на суше и 2 на шельфе. В разработке – 25 объектов, в разведке – 9, в консервации – 3. Суммарные начальные извлекаемые ресурсы нефти на суше области и прилегающем шельфе оцениваются в 108,7 млн. т, из них на территории суши – 66,7 млн. т и на шельфе – 42 млн. т. [Макаревич, Зытнер, 2007].

Добыча нефти в Калининградской области ведется с 1975 г., когда были введены в разработку Красноборское и Западно-Красноборское месторождения. Максимальные объемы

на суше (1,5 млн. т в год) приходились на середину 80-х годов прошлого столетия, сейчас годовая добыча нефти на суше находится на уровне 0.75 млн. т.

В соответствии с прогнозами к 2020 г. объём добычи по всем открытым в настоящее время месторождениям на территории Калининградской области упадет до 80-90 тыс. т. (возможно до 100-150 тыс. т), то есть, почти на порядок (без учёта шельфа) [Десятков, Отмас, Сирык, 2006].

На шельфе Балтийского моря добыча нефти начата в 2004 г. с запуском в эксплуатацию месторождения Дб (Кравцовское). Сейчас разработка месторождения вступила в стадию стабильных отборов с уровнем добычи около 850-870 тыс. т нефти в год.

Разведанность запасов на суше приближается к 60%, на шельфе равна 18%. Выработанность разведанных запасов месторождений суши достигла 80%, шельфа – 20%.

Проектный коэффициент извлечения нефти по разрабатываемым месторождениям составляет в среднем 0.56, изменяясь от 0.42-0.43 (Зайцевское, Дейминское) до 0.68-0.69 (Красноборское, Южно-Олимпийское). Средний достигнутый КИН – 0.41 (на суше – 0.49, на Кравцовском – 0.24).

Фонд перспективных структур в регионе насчитывает чуть более 20 локальных поднятий распределенного и нераспределенного фонда с извлекаемыми ресурсами категории С<sub>3</sub> порядка 2.3 млн. т. Максимальные ресурсы 1 объекта не превышают первых сотен тыс. т нефти. В фонде выявленных числится еще около 30 структур с суммарными локализованными ресурсами примерно 3 млн. т. Сейсморазведочными работами последних лет оконтуриваются поднятия с ресурсами не более 50-100 тыс. т.

Наибольшая эффективность нефтепоисковых работ в области была достигнута в период 1966-1976 гг. В это время в поисковое бурение было введено 23 структуры, открыто 10 месторождений и одна непромышленная залежь. Коэффициент удачи составлял 0.45, эффективность поисково-разведочного бурения – 114 т/м. Минимальная эффективность нефтепоисковых работ отмечалась в 1980-е годы, когда она упала до 2 т на 1 м проходки при коэффициенте удачи менее 0.1. Это повлекло резкое снижение объемов ГРП.

С конца 1990-х годов и до 2003 г., в период действия целевого налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы, наблюдалось существенное увеличение объемов ГРП. Возросла и эффективность геологоразведки. В это время ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» было опосковано 33 объекта, открыто 16 месторождений нефти - практически столько же, сколько за весь период ранее проведенных исследований в регионе. Коэффициент удачи поискового бурения составил 0.5, а его эффективность – 24.3 т/м. Тем не

менее, по этому показателю современная эффективность ГРП почти в 5 раз ниже уровня 1980-х гг.

Приведенные показатели свидетельствуют о существенном уровне зрелости территории Калининградской области как добывающего региона и произошедшем ее вступлении в этап, характеризующийся неуклонным снижением эффективности ГРП. Наблюдается очевидное проявление установленной для таких регионов зависимости между удельными приростами запасов на 1 м бурения и степенью разведанности НСР, в соответствии с которой в районах с разведанностью 60%, эффективность ГРП составляет 15-20% от усредненной максимальной [Прищепа, 2007]. Применительно к суше Калининградской области текущая прогнозируемая эффективность поискового бурения может быть оценена диапазоном 20-25 т/м ( $114 \text{ т/м} \times 0,20 = 22,8$ ), что хорошо согласуется с фактом (24,3 т/м) и с выполненной ранее прогнозной оценкой (около 20 т/м) [Десятков, Отмас, Сырык, 2006].

Объективное снижение эффективности ГРП в Калининградской области сопровождается характерным для последних лет существенным удорожанием материалов и услуг, наблюдаемым в производственной сфере вообще и в ее нефтегазовом секторе – в частности. Ситуация усугубляется спецификой структуры ресурсной базы региона, в которой преобладают мелкие и мельчайшие по запасам объекты. Прямым следствием этого явилось фактическое прекращение в регионе геологоразведочных работ как нерентабельных. Практически лишь ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» продолжает сейсморазведочные исследования и поисково-разведочное бурение в Калининградской области, в то время как по лицензиям других организаций отмечается явное невыполнение лицензионных обязательств.

Таким образом, воспроизводство запасов – тема для Калининградской области весьма актуальная и непростая. Объем локализованных ресурсов нефти не позволяет длительное время поддерживать необходимый уровень разведанных запасов только за счет опосредованного существования существующего фонда структур, требуется подготовка новых объектов. Важной предпосылкой освоения этих объектов в нынешних условиях недропользования является оценка рентабельности их освоения.

На сегодняшний день основные из открытых месторождений сосредоточены в западной части области – в районе Калининградской структурной зоны, и на юге – в районе Дружбинской зоны разломов. В последние годы сделаны принципиальные открытия на востоке региона, ранее считавшемся малоперспективным.

По кровле продуктивного горизонта (средний кембрий, дейменаский горизонт) структуры представляют собой, как правило, брахиантиклинальные поднятия различного простирания, часто осложненные разрывными нарушениями (не являющимися гидродинамическими экранами) [Кузилов И.А., Кузилов О.И., 2006]. Продуктивный разрез представлен толщей переслаивающихся песчаников и алевролитов с подчиненными прослоями аргиллитов и глин. Залежи пластовые сводовые (массивные), по всей площади нефтеносности подстилаются подошвенной водой. Водонефтяной контакт трактуется как горизонтальная плоскость. Коэффициенты заполнения ловушек по месторождениям от 0,2 до 0,9.

### ***Структурные ловушки открытых месторождений.***

Структурные ловушки, к которым приурочены открытые в регионе месторождения, расположены на глубинах от 1500 м (Ново-Серебрянское) до 2500 м (Ладушкинское). Площадь поднятий по отражающему горизонту Ша (кровля кембрия) обычно варьирует от 0.13-0.15 км<sup>2</sup> (Западно-Чеховское, Ершовское и др.) до 8-10 км<sup>2</sup> (Западно-Красноборское, Славинское, Дейминское) и редко – до 24-27 км<sup>2</sup> (Ладушкинское, Красноборское). Амплитуда изменяется преимущественно в пределах от 12 м (Ершовское, Западно-Чеховское месторождения, Пойменная залежь Западно-Красноборского месторождения) до 53-57 м (Западно-Красноборское, южный купол Ушаковского месторождения); исключение составляют лишь Ладушкинское и Красноборское месторождения с амплитудами, соответственно, 81 м и 135 м.

Площадь залежей – от 0.1 км<sup>2</sup> (Ершовское) до 9-10 км<sup>2</sup> (Красноборское, Ладушкинское, Кравцовское месторождения). При высоте залежей от 2 до 50-70 м, эффективная нефтенасыщенная толщина их составляет от 1.3-1.5 м (Западно-Озерское, Ново-Павенковское, Западно-Чеховское) до 16-17 м (Красноборское, Западно-Красноборское, Ушаковское).

Средние морфологические показатели по месторождениям следующие:

- средняя площадь структурной ловушки, контролирующей 1 открытое в регионе месторождение – 3,5 км<sup>2</sup>;
- средняя высота ловушки – 33 м;
- средняя площадь залежи – 2.4 км<sup>2</sup>;
- средняя высота залежи – 22 м;
- средний коэффициент заполнения ловушки (отношение высоты залежи к амплитуде структуры) – 0.67.

Характерно, что средняя площадь залежей первых десяти лет открытий в регионе (1968-1977 гг.) в 2.5 раза выше, чем в последующий этап поисково-разведочных работ (1978-1997 гг., к началу лицензирования ГРП в регионе) (табл. 1). А залежи второго этапа открытий, в свою очередь, по средней площади превышают залежи, открытые в последние годы (1998-2007 гг.), в 3.2 раза. Таким образом, залежи последних десяти лет открытий в среднем по площади почти на порядок меньше залежей, открытых в первое десятилетие проведения ГРП в регионе [Десятков, Отмас, Адамов, 2006].

Таблица 1

**Динамика изменения во времени площади нефтеносности месторождений  
Калининградской области (суша)**

Показатели	Ед. изм.	Период проведения ГРП, годы		
		1968-1977	1978-1996	1997-2007
Число открытых месторождений	шт.	10	8	17
Суммарная площадь залежей	км <sup>2</sup>	47456	14900	9877
Средняя площадь открытой залежи	км <sup>2</sup>	4.75	1.86	0.58

Извлекаемые запасы открытых месторождений изменяются в диапазоне от 7-10 тыс. т до 10 млн. т. Наиболее крупными месторождениями суши (с запасами более 1 млн. т каждое, таких месторождений 6) контролируется 84% всех разведанных запасов в Калининградской области. Еще около 15% запасов приходится на открытые залежи величиной 0.1-1.0 млн. т и, наконец, менее 1% запасов связаны с залежами до 0.1 млн. т каждая (8 открытых месторождений).

***Подготовленные структуры.***

В фонде подготовленных к глубокому бурению числится 21 объект. Структуры расположены в пределах четырех лицензионных участков: Северного, Южного, Юго-Восточного и Центрального (в настоящее время Центральный участок относится к нераспределенному фонду недр). Из них на Южном участке сосредоточено 8, на Северном – 3, на Юго-Восточном – 3 и на Центральном – 7.

По ОГ III (кровля ордовика) поднятия оконтурены изогипсами от -1285 (Климовская) до -2295 (Георгиевская). Площади их варьируют в пределах от 0.63 км<sup>2</sup> (Южно-Маршальская) до 9.9 км<sup>2</sup> (Северо-Тарасовская). Средняя площадь составляет 1.7 км<sup>2</sup>. Амплитуда не превышает 37 м (Лесная), минимальная равна 11 м (Крушининская), средняя амплитуда – 21 м.

Перспективные извлекаемые ресурсы подготовленных к бурению объектов (категория С<sub>3</sub>) изменяются от первых десятков тыс. т (Южно – Маршальская) до 300 тыс. т (Бобруйская). Наиболее привлекательными являются Бобруйская, Ключевая и Лесная структуры, с извлекаемыми запасами более 200 тыс. т каждая. Ряд объектов расположен на недоступных для добычи нефти землях (причины разные – от заболоченных и польдерных земель до лесохранных территорий и др.).

Суммарные извлекаемые ресурсы подготовленных к бурению объектов в целом по региону приближаются к 2300 тыс. т. Большинство из них (36.5%) приходится на Южный участок. Средняя величина локализованных ресурсов подготовленных структур составляет 108 тыс. т.

#### ***Выявленные структуры.***

В фонде выявленных на 01.01.2007 г. структур находятся 33 объекта. Подавляющее большинство структур (19) относятся к Южному участку, 4 – к Юго-Восточному, еще по две структуры находятся на Северном и Северо-Восточном участках и 6 структур расположены в пределах Центрального участка.

По кровле ордовика структуры оконтуриваются изогипсами с абсолютными отметками от –1350 (Новостроевская) до –2370 (Прохладная). Площади структур изменяются от 0.38 км<sup>2</sup> (Северо-Майская) до 8.3 (Полигонная). Средняя площадь выявленных структур составляет 2.27 км<sup>2</sup>. Амплитуды выявленных структур колеблются от 9.5 м (Каштановая) до 34 м (Южно-Семеновская), среднее значение по всему фонду составляет 18.04 м.

Перспективные извлекаемые ресурсы подготовленных к бурению объектов (категория С<sub>3</sub>) составляют от 5 тыс. т (Северо-Мозырская) до 1 млн. т (Полигонная). Средняя величина локализованных ресурсов подготовленных структур – 87 тыс. т.

Наиболее перспективными являются Полигонная и Рождественская структуры с извлекаемыми ресурсами в 1000 тыс. т и 324 тыс. т соответственно. Данные объекты в настоящее время недоступны для освоения.

Основные извлекаемые ресурсы нефти связаны с Южным участком – 80,5%.

Таким образом, общий фонд перспективных объектов в регионе составляет 63 структуры. Из них подготовленных к глубокому бурению – 21, выявленных 42. Площадь структур варьирует от 0.15 до 8.3 км<sup>2</sup>, амплитуда – от 9.5 до 34 м. Средняя площадь одного объекта в регионе – 1.83 км<sup>2</sup>.

Локализованные извлекаемые ресурсы изменяются от 5 тыс. т до 1000 тыс. т. Средние ресурсы 1 объекта - 106 тыс. т. Суммарные локализованные извлекаемые ресурсы нефти

(кат. С<sub>3</sub>+Д<sub>1</sub>) по кембрийскому нефтеносному комплексу оцениваются в 6.7 млн. т. Средние ресурсы одного объекта составляют около 100 тыс. т. Именно на этом уровне находится сейчас планка рентабельности месторождений региона.

Распределение объектов по классам ресурсов следующее:

- класс менее 30 тыс. т – 12 структур (суммарные ресурсы 185 тыс. т, средние ресурсы 1 объекта – 13 тыс. т);
- класс 30-100 тыс. т – 40 структур (суммарные ресурсы 2062 тыс. т, средние ресурсы 1 объекта – 51 тыс. т);
- класс 100-300 тыс. т – 8 структур (суммарные ресурсы 1179 тыс. т, средние ресурсы 1 объекта – 147 тыс. т);
- класс 300-1000 тыс. т – 3 структуры (суммарные ресурсы 1709 тыс. т, средние ресурсы 1 объекта – 569 тыс. т);

Характеристика локализованных ресурсов региона отражена на гистограмме (рис. 1).

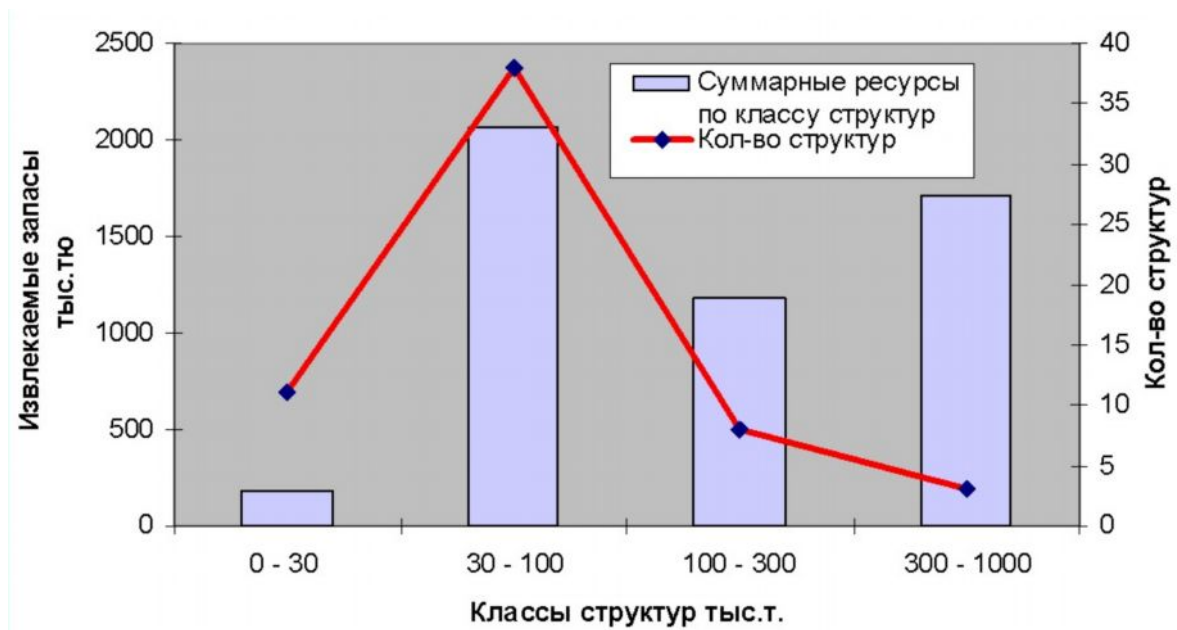


Рис. 1. Гистограммы распределения локальных структур по классам локализованных ресурсов

По мере повышения степени освоенности региона (от структурных ловушек открытых месторождений до выявленных в последние годы поднятий) наблюдается естественное ухудшение морфологических параметров локальных объектов и, как следствие, уменьшается объем ресурсов в их пределах.

#### *Экономическая оценка локализованных ресурсов*

Известно, что наиболее значимым фактором, от которого зависит эффективность освоения нефтегазовых объектов, является объем запасов. С учетом специфики

нефтегеологического строения региона и особенностей фильтрационно-емкостных характеристик нефтяных объектов для территории Калининградской НГО его целесообразнее трансформировать в несколько иной показатель, а именно, в объем запасов, приходящихся на эксплуатационную скважину. Применительно к группе самых мелких объектов, рентабельность освоения которых, как правило, и является предметом особенно пристального исследования, эти характеристики адекватны.

Рассмотрим экономическую оценку *некоторых* перспективных объектов региона. Оценка проведена в рамках действующей налоговой системы, предполагается экспорт всей добываемой нефти, цена (за вычетом стоимости фрахта танкеров) принята на уровне 55 долл. США/барр., транспортный тариф составляет (включая перевалку) 10 долл. США/т, курс рубля принят равным 26.5 руб./долл. США. Нормативная база по капитальным и эксплуатационным затратам отвечает современному уровню, сложившемуся в регионе.

Экономическая эффективность соответствующего инвестиционного проекта оценивается на основе моделирования режимов освоения нефтяных залежей с использованием упрощенной методики, разработанной во ВНИГРИ [Григорьев, 1999; Прищепа, Отмас, Григорьев, 1999] и полностью отвечает существующим регламентирующим документам по геолого-экономической оценке нефтяных объектов на ранних стадиях их изучения.

Оценка осуществлялась применительно к различным условиям их опосредования – рассмотрены варианты проектов при стопроцентной успешности поискового бурения а также варианты при коэффициенте успешности от 0.5 до 0.33 (соответственно, в объем инвестиций включались затраты на проходку одной или двух неуспешных скважин). Предполагается, что успешная поисковая скважина будет переведена в добывающую.

В табл. 2 приведены важнейшие промыслово-технологические характеристики рассмотренных объектов (их семь) и экономические оценки соответствующих инвестиционных проектов (для  $K_{усп}=[1.0, 0.50, 0.33]$ ). Наряду с продолжительностью каждого проекта, принимаемой исходя из условия достижения технологически обоснованного КИН, включающей 2 года на подготовку объекта и осуществление глубокого бурения (этап ГРП), в таблице приводится оценка продолжительности рентабельного периода освоения, формируемая по балансовой прибыли проекта (соответственно, строки 9 и 11 указанной таблицы). В нижней части таблицы приводятся характеристики проекта, отвечающие рентабельному периоду освоения соответствующего объекта.



Таблица 2

**Промыслово-технологические и экономические характеристики перспективных объектов Калининградской НГО в зависимости от успешности поискового бурения (ДНС)**

1	Объект оценки	Единицы изм.	Бобруйская	Большаковская	Володаровская	Ключевая	Лесная	Хрустальная	Черемуховая
<b>Кусп = 1.00</b>									
2	Извлекаемые ресурсы	<i>тыс.т</i>	<b>415,0</b>	<b>140,0</b>	<b>150,0</b>	<b>342,0</b>	<b>365,0</b>	<b>30,0</b>	<b>180,0</b>
3	Глубина залегания	<i>м</i>	2000	2000	1800	2100	2000	2200	2200
4	Нач. рабочий дебит	<i>т/сут</i>	25,0	25,0	30,0	25,0	25,0	12,5	20,0
5	Фонд поисковых скв.	<i>скв</i>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
6	Фонд добывающих скв.	<i>скв</i>	4	2	2	3	4	1	3
7	(в т.ч. из расконсерв.)	<i>скв</i>	1	1	1	1	1	1	1
8	Кол-во запасов на скв.	<i>тыс.т/скв</i>	<b>104</b>	<b>70</b>	<b>75</b>	<b>114</b>	<b>91</b>	<b>30</b>	<b>60</b>
9	Продолжител. проекта	<i>лет</i>	37	30	30	37	37	37	32
10	<b>ВНР по проекту в целом</b>	<b>%</b>	<b>190,3</b>	<b>103,3</b>	<b>132,0</b>	<b>140,0</b>	<b>190,4</b>	<b>45,0</b>	<b>105,8</b>
11	Период рентаб. осв-ния	<i>лет</i>	36	27	26	37	32	8	24
12	Полнота извлечения	<i>%</i>	97,9	96,6	97,3	97,0	98,0	74,1	95,7
13	Объем капвложений	<i>млн.руб</i>	198,6	106,6	97,6	168,8	198,6	75,9	175,1
14	Объем экспл. затрат	<i>млн.руб</i>	198,0	61,0	58,8	153,0	174,0	11,3	94,3
15	<b>ВНР инвестиций</b>	<b>%</b>	<b>47,1</b>	<b>30,7</b>	<b>40,0</b>	<b>37,4</b>	<b>46,9</b>		<b>25,4</b>
16	Период окупаемости	<i>лет</i>	3,1	4,2	3,2	3,8	3,1		5,0
17	Чистый доход-НЕдиск.	<i>млн.руб</i>	862,7	257,5	298,6	705,7	740,1	-9,5	280,8
18	ЧДД (i= 10. %)	<i>млн.руб</i>	<b>283,6</b>	<b>78,4</b>	<b>103,5</b>	<b>198,5</b>	<b>259,1</b>	<b>-22,4</b>	<b>82,2</b>
19	Доходы государства	<i>млн.руб</i>	2941,5	973,3	1053,6	2402,9	2584,5	151,9	1230,7
20	в т.ч. НДС	<i>млн.руб</i>	786,7	261,9	282,5	642,4	692,4	43,0	333,5
<b>Кусп = 0.50</b>									
5	Фонд поисковых скв.	<i>скв</i>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
10	<b>ВНР по проекту в целом</b>	<b>%</b>	<b>119,1</b>	<b>58,5</b>	<b>74,9</b>	<b>86,5</b>	<b>119,2</b>	<b>19,0</b>	<b>65,7</b>
11	Период рентаб. освоения	<i>лет</i>	36	27	26	37	32		24
12	Полнота извлечения	<i>%</i>	97,9	96,6	97,3	97,0	98,0	0,0	95,7
13	Объем капвложений	<i>млн.руб</i>	255,3	163,2	148,8	228,2	255,3		237,2
14	Объем экспл. затрат	<i>млн.руб</i>	198,0	61,0	58,8	153,0	174,0		94,3
15	<b>ВНР инвестиций</b>	<b>%</b>	<b>32,0</b>	<b>15,3</b>	<b>21,0</b>	<b>24,1</b>	<b>31,6</b>		<b>14,3</b>
16	Период окупаемости	<i>лет</i>	4,3	8,6	6,0	5,7	4,2		8,2
17	Чистый доход-НЕдиск.	<i>млн.руб</i>	812,3	207,2	253,4	652,1	690,2		226,3
18	ЧДД (i= 10. %)	<i>млн.руб</i>	<b>238,7</b>	<b>33,3</b>	<b>63,0</b>	<b>150,8</b>	<b>214,6</b>		<b>33,6</b>
19	Доходы государства	<i>млн.руб</i>	2935,3	966,9	1047,5	2397,1	2577,8		1223,1
20	в т.ч. НДС	<i>млн.руб</i>	786,7	261,9	282,5	642,4	692,4		333,5

Продолжение табл. 2.

Кусп = 0.33									
5	Фонд поисковых скв.	скв	3	3	3	3	3	3	3
10	ВНР по проекту в целом	%	89,6	41,2	53,0	64,3	89,5	7,8	48,3
11	Период рентаб. освоения	лет	36	27	26	37	32		19
12	Полнота извлечения	%	97,9	96,6	97,3	97,0	98,0	0,0	91,2
13	Объем капвложений	млн.руб	311,9	219,9	200,1	287,5	311,9		299,2
14	Объем экспл. затрат	млн.руб	198,0	61,0	58,8	153,0	174,0		74,9
15	<b>ВНР инвестиций</b>	<b>%</b>	<b>24,1</b>	<b>8,6</b>	<b>12,9</b>	<b>17,4</b>	<b>23,5</b>		<b>8,4</b>
16	Период окупаемости	лет	5,5		10,0	8,1	5,4		
17	Чистый доход-НЕдиск.	млн.руб	761,9	156,6	208,0	598,5	640,3		164,4
18	ЧДД (iо= 10. %)	млн.руб	193,7	-11,8	22,5	103,1	170,0		-16,0
19	Доходы государства	млн.руб	2929,0	960,9	1041,7	2391,4	2571,1		1158,3
20	в т.ч. НДС	млн.руб	786,7	261,9	282,5	642,4	692,4		317,7

На рис. 2 и 3 демонстрируются наиболее существенные натуральные и финансовые потоки, полученные в процессе моделирования режима освоения и экономической оценки инвестиционного проекта по Большаковскому объекту.

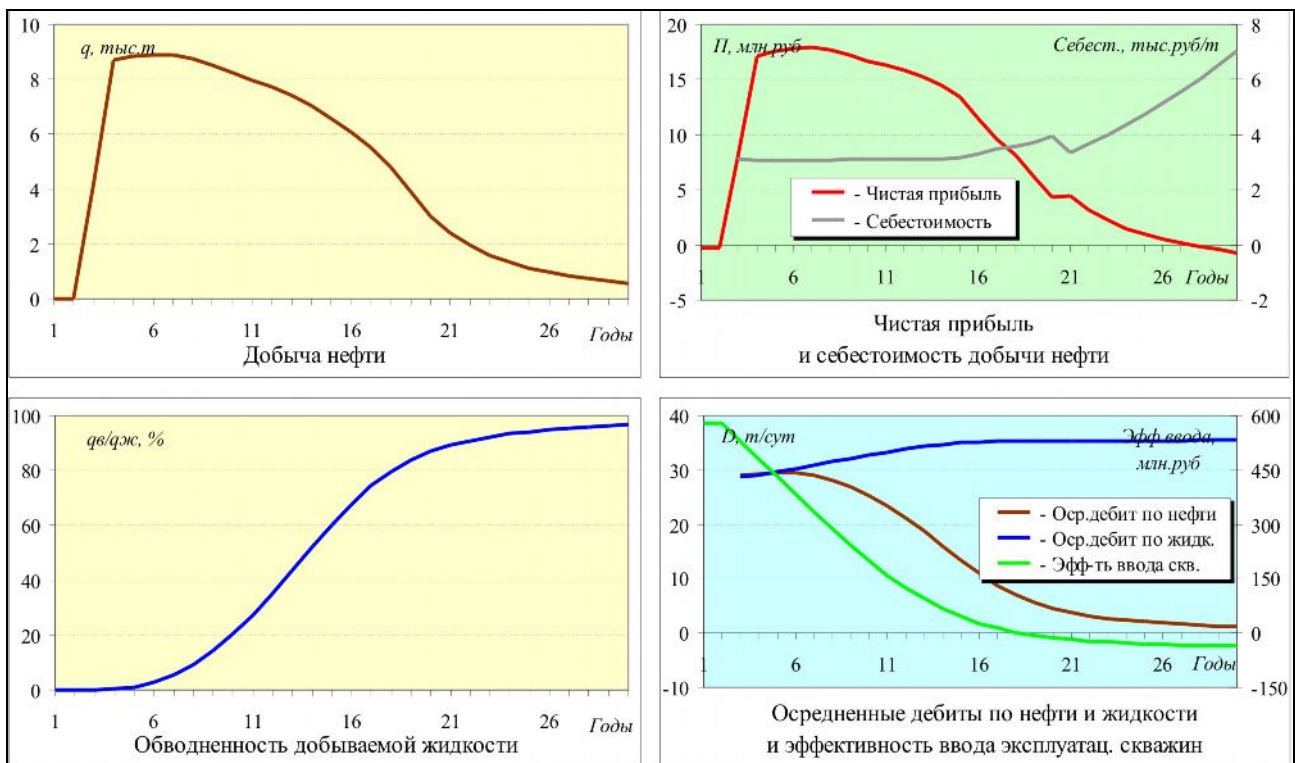
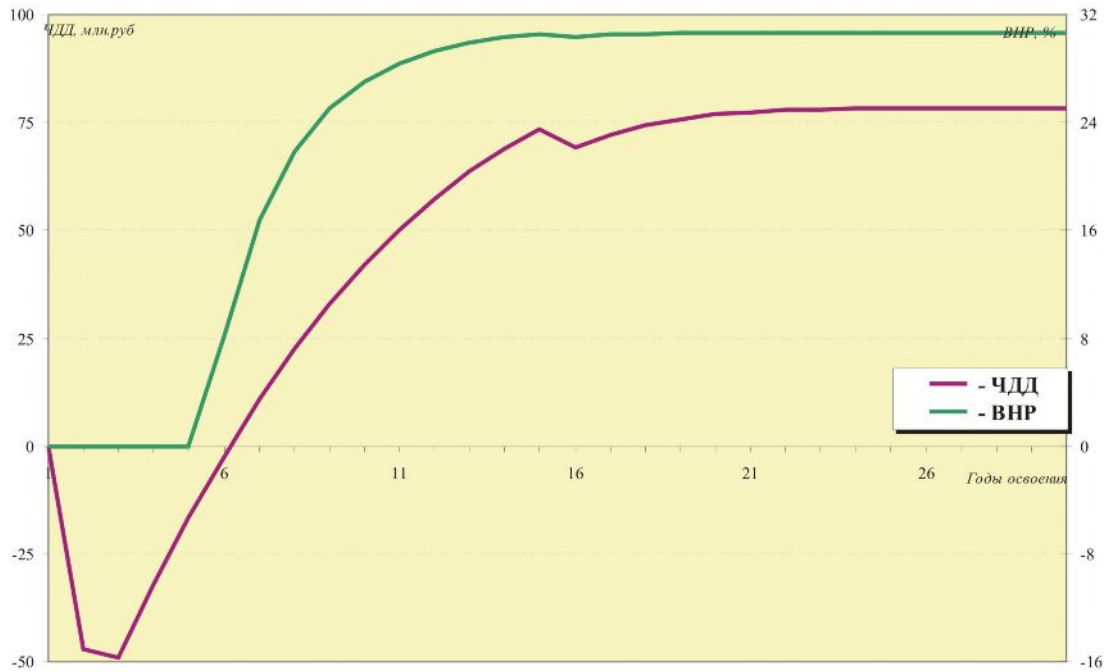


Рис. 2. Динамика технико-экономических показателей по проекту освоения Большаковского объекта ( $Кусп=1.00$ )



**Рис. 3. Динамика накопленного чистого дисконтирования дохода (ЧДД,  $i_0=10\%$ ) и внутренней нормы рентабельности (ВНР) по проекту освоения Большаковского объекта ( $K_{усп}=1.00$ )**

Как видно из приведенных материалов, при максимальной эффективности ГРР ( $K_{усп}=1.0$ ) к нерентабельным (с позиций инвестора) отнесен лишь один объект - Хрустальный с удельными извлекаемыми запасами около 30 тыс. т/скв. При этом финансовая эффективность соответствующего проекта в целом (то есть в безналоговом режиме) составляет по внутренней норме рентабельности (ВНР) 45%, то есть его можно охарактеризовать как высокорентабельный. Низкая рентабельность проекта для инвестора сопряжена с огромной налоговой нагрузкой. Выход из ситуации очевиден – для повышения рентабельности проектов, являющихся для инвесторов экономически непривлекательными, необходимо снижение налоговой нагрузки.

Наиболее обременительными налогами в рассмотренной макроэкономической ситуации являются налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортная пошлина, объем которых при цене 55 долл. США/барр. составляет, соответственно, примерно 74 и 172 долл. США/т (то есть в сумме эти два налога превышают 61% от цены нефти).

На современном этапе развития нефтегазовой отрасли существующее налоговое законодательство (и, в частности, Федеральный закон №151 от 27.07.2006 г.) предусматривает снижение налоговой нагрузки лишь по НДПИ. Применительно к нормальным нефтям предполагается две возможные формы льгот по НДПИ – налоговые каникулы на первом этапе и пониженная ставка (от 1.0 до 0.3 к номиналу) на заключительной стадии освоения месторождения (при степени выработанности извлекаемых

запасов более 80%). Специфика структуры ресурсной базы региона (преобладание мельчайших объектов) требует внесения определенных корректив в базовую законодательную формулировку - а именно, налоговые каникулы нами в расчетах применялись на период до момента выработки примерно 25% запасов месторождения.

В качестве дополнительного элемента дифференциации данной статьи налогообложения включен понижающий коэффициент к эффективной ставке НДС (k=1.0, k=0.5 и k=0.0). В соответствии с его значением льгота по НДС действовала в законодательно оговоренном формате (налоговые каникулы – с учетом оговоренной поправки – плюс льготная ставка) - при k=1.0, фактический объем налога снижался еще вдвое относительно льготного уровня - при k=0.5, или данный вид налога упразднялся полностью - при k=0.0.

Экстраполируя процесс облегчения налоговой нагрузки на добывающее предприятие, можно следовать и дальше – вплоть до полного упразднения налогов. Однако, с учётом специфики региона здесь возникает очевидный парадокс - государство отказывается от налогов, стимулируя добычу, но вся добываемая продукция поступает на экспорт. То есть, мы отдаем бесплатно все финансовые блага от дальнейшей переработки другим (чужим) участникам рынка углеводородного сырья, что нелогично.

Очевидно, что государство может, а в определенных ситуациях (в частности, в условиях Калининградской НГО) и должно пойти на налоговые послабления для добывающих предприятий, причем пойти очень далеко – вплоть до полного или почти полного устранения наиболее обременительных налогов. Но это имеет здравый смысл лишь в случае, когда вся добавленная стоимость от дальнейшей переработки (или ее существенная часть) достается государству, то есть нефть перерабатывается и реализуется внутри страны, а не экспортируется на внешний рынок. В условиях анклавного региона и при ограниченных объемах добычи оптимальное решение данной проблемы не является очевидным и требует всесторонней проработки.

В данной ситуации налоговые льготы должны быть весьма и весьма дозированными, предварительно глубоко анализироваться и просчитываться со всех сторон – с учетом как инфраструктурных, так и социальных интересов отрасли региона и производств, связанных с нефтедобычей.

Применительно к Хрустальному объекту проект выходит на уровень минимально приемлемой рентабельности инвестиций в 10% лишь при полном упразднении НДС

(ВНР=12.4%) (табл. 3). Период рентабельного освоения в этом случае составляет 15 лет, и за это время предполагается отобрать 95% извлекаемых запасов.

Снижение коэффициента успешности поискового бурения вдвое влечет резкое снижение как эффективности проектов в целом (строка 10), так и их коммерческой (то есть, с позиций инвестора) эффективности (строка 15), однако к критическим последствиям по большинству проектов это не приводит (табл. 2).

На фоне общего значительного снижения оценок ВНР для Хрустального объекта подобная дополнительная финансовая нагрузка становится непреодолимой даже при полном упразднении НДС, а на уровень приемлемой рентабельности проект может выйти лишь при цене, вдвое превышающей принятую в расчетах (то есть при цене 110 долл. США/барр.) и при полном отказе от взимания НДС (табл. 3).

В случае снижения успешности ГРП до 0.33 (две неуспешных скважины на каждом объекте) происходит дальнейшее снижение эффективности проектов, и к числу нерентабельных (относительно порога по уровню доходности в 10%) относятся уже три перспективных объекта – наряду с Хрустальным, эффективность освоения которого даже в безналоговом режиме не превышает 8%, в эту группу смещаются Большаковский и Черемуховый объекты, ВНР которых лежит в диапазоне 8-9% при общей эффективности инвестиций в эти проекты на уровне 41-49% (табл. 2).

Применение льгот по НДС уже в минимальном объеме из предусмотренных возможных форматов позволяет перевести их в группу рентабельных (в этом случае по Черемуховому объекту ВНР=12.3%); полная отмена НДС способна превратить его в весьма привлекательный для инвесторов проект (табл. 3).

Следует обратить внимание на тот факт, что применение льготного налогообложения переведёт объект в рентабельные для освоения и, соответственно, сделает его привлекательным для потенциальных инвесторов, увеличит период рентабельного освоения и полноту извлечения запасов объекта без существенного снижения общего объема налоговых поступлений от эксплуатации недр (в рамках проекта).

Более того, подобный перевод объекта в рентабельные и, как следствие, его введение в разработку, запустит поток налоговых поступлений.

Без инициирования подобного процесса налоговая отдача от ресурсной базы данного объекта будет нулевой.

Таблица 3

**Промыслово-технологические и экономические характеристики объектов Калининградской НГО, нерентабельных в рамках ДНС, в зависимости от успешности поискового бурения и объема льгот по НДС**

1	Объект оценки	Единицы изм.	<b>Хрустальная</b> <i>К<sub>сп</sub>=1.00, Ц=55 долл/барр</i>			<b>Хрустальная</b> <i>К<sub>сп</sub>=0.50, Ц=55 долл/барр</i>			<b>Хрустальная</b> <i>К<sub>сп</sub>=0.50, Ц=110 долл/барр</i>			<b>Черемуховая</b> <i>К<sub>сп</sub>=0.33, Ц=55 долл/барр</i>		
			<i>k = 1.0</i>	<i>k = 0.5</i>	<i>k = 0.0</i>	<i>k = 1.0</i>	<i>k = 0.5</i>	<i>k = 0.0</i>	<i>k = 1.0</i>	<i>k = 0.5</i>	<i>k = 0.0</i>	<i>k = 1.0</i>	<i>k = 0.5</i>	<i>k = 0.0</i>
	Вариант льгот по НДС													
2	Извлекаемые ресурсы	<i>тыс.т</i>	<b>30,0</b>			<b>30,0</b>			<b>30,0</b>			<b>180,0</b>		
3	Глубина залегания	<i>м</i>	2200			2200			2200			2200		
4	Нач. рабочий дебит	<i>т/сут</i>	12,5			12,5			12,5			20,0		
5	Фонд поисковых скв.	<i>скв</i>	<b>1</b>			<b>2</b>			<b>2</b>			<b>3</b>		
6	Фонд добывающих скв.	<i>скв</i>	1			1			1			3		
7	(в т.ч. из расконсерв.)	<i>скв</i>	1			1			1			1		
8	Кол-во запасов на скв.	<i>тыс.т/скв</i>	<b>30</b>			<b>30</b>			<b>30</b>			<b>60</b>		
9	Продолжительность проекта	<i>лет</i>	37			37			37			32		
10	ВНР по проекту в целом	<i>%</i>	<b>45,0</b>			<b>19,0</b>			<b>50,6</b>			<b>48,3</b>		
11	Период рентаб. освоения	<i>лет</i>	8	15	15				3	18	19	26	27	28
12	Полнота извлечения	<i>%</i>	74,1	95,1	95,1	0,0	0,0	0,0	7,2	97,4	98,0	96,8	97,2	97,6
13	Объем капвложений	<i>млн.руб</i>	75,9	75,9	75,9				137,9	137,9	137,9	299,2	299,2	299,2
14	Объем экспл. затрат	<i>млн.руб</i>	11,3	21,1	21,1				1,1	24,6	25,7	101,5	105,0	108,5
15	ВНР инвестиций	<i>%</i>		<b>7,7</b>	<b>12,4</b>					<b>5,4</b>	<b>11,0</b>	<b>12,3</b>	<b>15,5</b>	<b>18,2</b>
16	Период окупаемости	<i>лет</i>			6,8						8,5	10,9	7,7	6,7
17	Чистый доход-НЕдиск.	<i>млн.руб</i>	<u>-6,1</u>	<u>25,9</u>	<u>44,2</u>				<u>-123,1</u>	<u>34,3</u>	<u>75,0</u>	<u>237,2</u>	<u>332,4</u>	<u>427,7</u>
18	ЧДД (iо= 10. %)	<i>млн.руб</i>	<b>-19,8</b>	<b>-4,7</b>	<b>5,2</b>				<b>-101,9</b>	<b>-17,7</b>	<b>4,1</b>	<b>21,8</b>	<b>57,4</b>	<b>92,9</b>
19	Доходы государства	<i>млн.руб</i>	148,5	172,2	153,9				29,2	414,3	375,8	1162,9	1072,6	981,2
20	в т.ч. НДС	<i>млн.руб</i>	38,8	24,1						53,6		250,1	125,4	

На рис. 4 - 6 приводятся графики зависимости оценок ВНР и ЧДД (чистый дисконтированный доход,  $i_0=10\%$ ) от величины запасов, приходящихся на одну эксплуатационную скважину, для рассмотренных объектов при различных значениях Кусп. Для объектов Хрустального и Черемухового на соответствующих рисунках наряду с оценками, отвечающими действующей налоговой системе (ДНС), помещены и оценки, характеризующие ввод льгот по НДС в рассмотренных форматах.

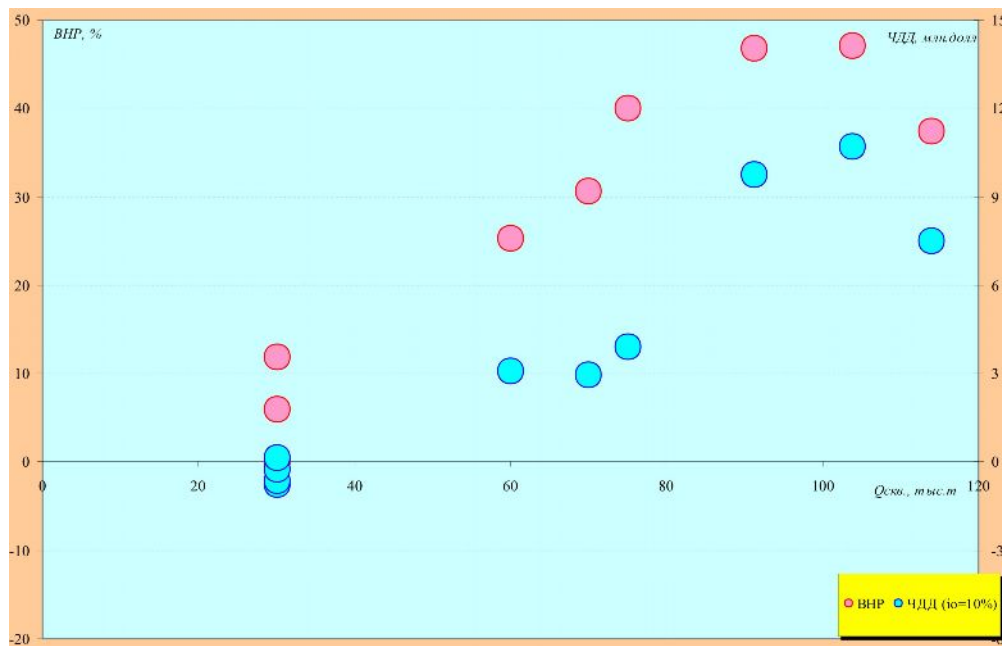


Рис. 4. Зависимость оценок ВНР и ЧДД проектов освоения объектов Калининградской НГО от объёма запасов, приходящихся на добывающую скважину ( $K_{усп}=1.0$ )

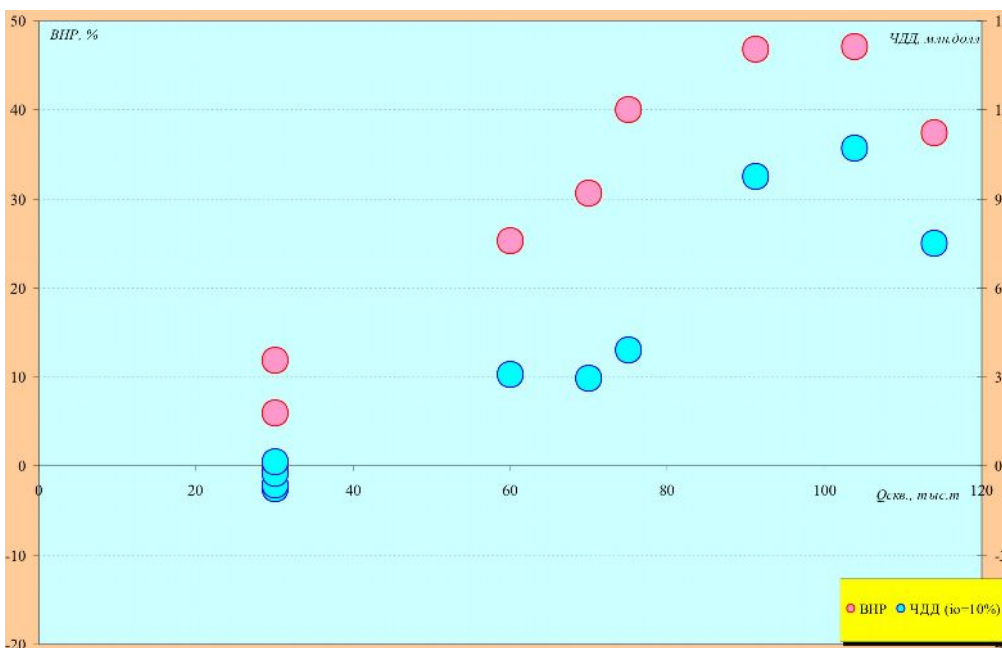
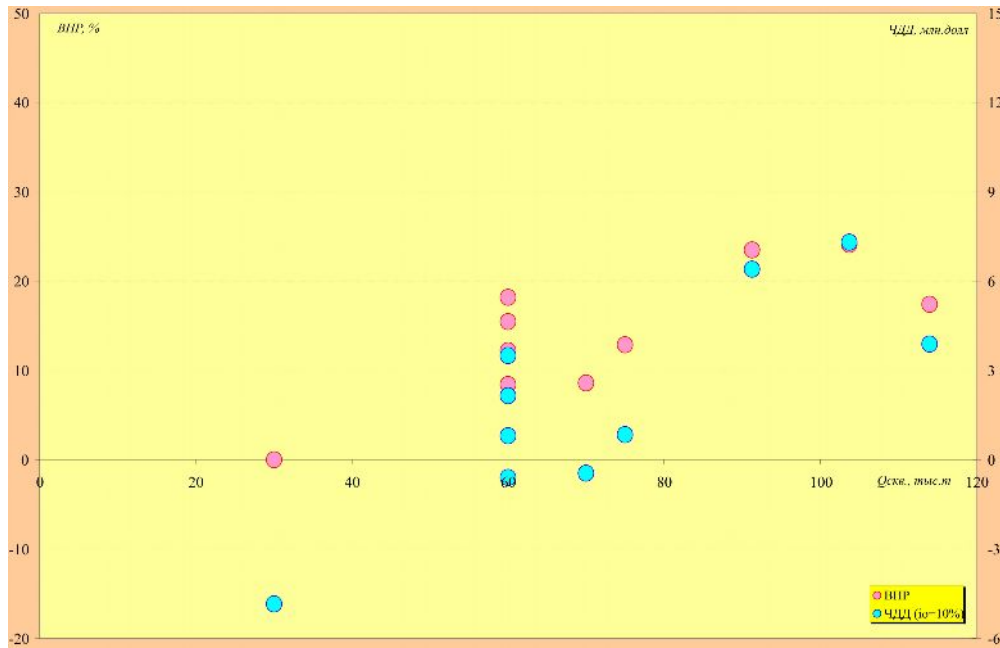


Рис. 5. Зависимость оценок ВНР и ЧДД проектов освоения объектов Калининградской НГО от объёма запасов, приходящихся на добывающую скважину ( $K_{усп}=0.50$ )



**Рис. 6. Зависимость оценок ВНР и ЧДД проектов освоения объектов Калининградской НГО от объёма запасов, приходящихся на добывающую скважину ( $K_{усп}=0.33$ )**

На приведенных графиках видно, что при максимальной успешности поискового бурения ( $K_{усп}=1.0$ ) в пределах Калининградской области рентабельными для освоения в условиях, отвечающих рассмотренной макроэкономической ситуации, являются все объекты, запасы которых превышают 40-50 тыс. т/скв. При снижении коэффициента успешности вдвое и, как следствие, существенном возрастании затрат на ГРП, рентабельными для освоения являются объекты с запасами более 55-65 тыс. т/скв.; при его снижении до 0.33 (то есть при одном открытии по результатам опосискования трех перспективных объектов) рентабельными запасы такого объекта будут лишь в объеме не менее 75-80 тыс. т/скв.

Ввод налоговых льгот повышает рентабельность освоения месторождений. Соответственно, чем больший объем налоговых льгот, тем более рентабельными для инвестора становятся мелкие месторождения (рис. 4 – 6).

#### **Выводы и предложения:**

1) ресурсная база перспективных объектов в пределах Калининградской области характеризуется существенным потенциалом, своевременная подготовка и ввод в освоение которого позволит на достаточно далёкую перспективу (как минимум 20-30 лет) гарантированно поддерживать добычу нефти в пределах суши на уровне 200-300 тыс. твг;

2) в то же время абсолютное большинство объектов резервного фонда (чуть более 75%) относится к классу мельчайших (объем извлекаемых локализованных ресурсов не



превышает 100 тыс. т), и на долю этих объектов приходится треть суммарных ресурсов нефти подготовленных и выявленных к настоящему времени структур региона;

3) благоприятным фактором, предопределяющим возможность экономически эффективного ввода в разведку и последующее освоение перспективных объектов региона, является наблюдающийся стремительный рост цен на нефть и неизбежное сохранение этой тенденции и в будущем;

4) в пределах Калининградского региона, характеризующегося преобладанием в структуре перспективной ресурсной базы мельчайших объектов, рентабельность освоения существенной части нефтяного потенциала будет зависеть от эффективности ГРП (в первую очередь, от успешности поискового бурения);

5) с целью снижения порога рентабельности запасов и включения в промышленный оборот экономически непривлекательной для инвесторов части ресурсной базы необходим ввод налоговых льгот, объем которых должен определяться индивидуально по каждому объекту и зависеть в первую очередь от цен на нефть и себестоимости ее добычи;

6) очевидно, что применительно к рассматриваемому региону, вся добываемая нефть которого экспортируется, единственным существенным направлением формирования подобных льгот может быть лишь налог на добычу полезных ископаемых.

### Литература

*Григорьев Г.А.* Назначение, технологические особенности и возможности программной системы INVESTOR при решении геолого-экономических задач. // В сб.: «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений». СПб.: ВНИГРИ, 1999. С. 276-285.

*Десятков В.М., Отмас А.А., Сырык С.И.* Нефтегазоносность Калининградского региона. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 8, 2006. С. 24-30.

*Десятков В.М., Отмас А.А., Адамов В.Г.* Основные результаты нефтепоисковых работ ООО «Лукойл-Калининградморнефть» и основные приросты запасов 2005-2006 гг. // Сб. докл. Межд. научно-практической Конференции «Проблемы изучения и освоения сырьевой базы нефти и газа Северо-Западного региона России». СПб.: ВНИГРИ, 2007. С. 90-94.

*Кузилов И.А., Кузилов О.И.* История проектирования разработки месторождений нефти Калининградской области. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 8, 2006. С. 41-46.

*Макаревич В.Н., Зытнер Ю.И.* Состояние сырьевой базы нефтегазового комплекса в Калининградской области и перспективы его развития. // Сб. докл. Межд. научно-практической Конференции «Проблемы изучения и освоения сырьевой базы нефти и газа Северо-Западного региона России». СПб.: ВНИГРИ, 2007. С.148-156.

*Прищепина О.М., Отмас А.А., Григорьев Г.А. и др.* Методика геолого-экономической оценки объектов резервного фонда (на примере Тимано-Печорской провинции). // В сб.: «Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов», СПб.: ВНИГРИ, 1999. С. 93-101.

*Прищепина О.М.* Современные проблемы устойчивого развития сырьевой базы нефтегазового комплекса России. // Сб. докл. Межд. научно-практической Конференции «Проблемы изучения и освоения сырьевой базы нефти и газа Северо-Западного региона России». СПб.: ВНИГРИ, 2007. С. 11-22.

**Рецензент:** Назаров Валентин Иванович, доктор экономических наук, профессор.