

Вестник недропользователя

Администрация Ханты-Мансийского автономного округа

Служба управления ресурсами
ХМАО (СУР)

ГУП ХМАО "Научно-аналитический
центр рационального
недропользования"
им. В.И.Шпильмана

ГЛАВНЫЕ РЕДАКТОРЫ:

Карасев В.И.
Сергеева Н.А.

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Шпильман А.В.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ РЕДАКТОР:

Кольмаберг Н.В.

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА:

Зубарева Т.В.

Адрес составителя сборника
(для направления статей,
замечаний, предложений):
625026 Тюмень, ул. Котовского,
54а, а/я 158.

Телефон: (3452) 39-03-14
Факс: (3452) 22-95-59

ИЗДАТЕЛЬ:

Копунов С.Э.
"GeoDataConsulting"

Адрес издателя
(GeoDataConsulting)
(для рассылки, оказания спонсорской
поддержки):
101999, Москва, К-12, ГСП-9,
ул. Варварка, д. 14, оф. 222
Телефон: (095) 298-45-54
Факс: (095) 298-47-59

ISSN 0868-801X

© Администрация Ханты-
Мансийского автономного
округа. 2001 г.

По вопросам копирования, перепечатки
материалов обращаться по адресу:
г. Ханты-Мансийск, ул. Мира, 5.
Карасев В.И.
Телефон: (34671) 3-30-24

Отпечатано ООО "Панкратиум" с готовых
диапозитивов

Тираж: 500 экземпляров



Содержание

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСАМИ

- 2 Зайцев Г.С., Толстолыткин И.П., Туров В.А. О работе ТКР ХМАО за второе полугодие 2001 года.
- 3-5 Черняков В.Ю., Шутько С.Ю., Борщев В.В., Тренин Ю.А. Итоги работы Территориальной комиссии ХМАО по запасам углеводородов за 9 месяцев 2001 года.

Информация Департамента природных ресурсов по Уральскому региону

- 6-13 Сергеева Н.А., Рыльков С.А., Ворожев Е.С., Алешин Б.М. Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса Уральского федерального округа.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

Экономика

- 14-39 Медведев Н.Я., Кос И.М., Герт А.А., Мельников П.Н., Немова О.Г. Опыт экономического обоснования геологоразведочных работ на лицензионных участках ОАО «Сургутнефтегаз».

Новости недропользования

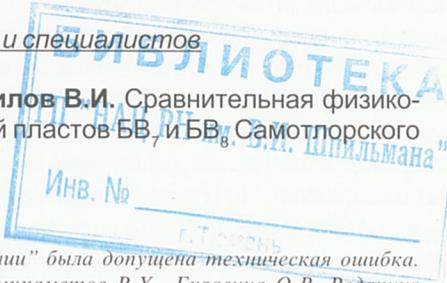
- 40-41 Сулейманова Л.О. Платежи за поисковые и разведочные работы.

Геологоразведочные работы

- 42-52 Зубков М.Ю., Семенов В.В., Пушин А.В., Микулина О.И. Результаты исследований относительных фазовых проницаемостей разновозрастных продуктивных отложений Красноленинского месторождения.
- 53-60 Борщев В.В. Литолого-физические особенности коллекторов Черногорского месторождения нефти и их учет при оценке подсчетных параметров.
- 61-69 Брагин П.Е. Методологические подходы к решению проблем неотектоники и геологического картирования Западно-Сибирской равнины.
- 70-73 Филиппович Ю.В., Хабаров А.В. Необходимость учета эпигенетического уплотнения отложений при палеоструктурных реконструкциях.
- 74-75 Таужнянский Г.В., Румак Н.П., Соколовская О.А. Новая методика петрофизического обоснования определения нефтегазонасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири.

Работы молодых ученых и специалистов

- 76-80 Крикунов В.В., Мосунов А.Ю., Шилов В.И. Сравнительная физико-химическая характеристика нефти пластов БВ₇ и БВ₈ Самотлорского месторождения.



*В "Вестнике недропользователя" №8 в "Содержании" была допущена техническая ошибка.
Следует читать: Семикозов Е.П., Патер В.П., Димухаметов Р.Х., Булавина О.В. Редакция
принимает свои извинения авторам.

Система управления ресурсами

О работе ТКР ХМАО за второе полугодие 2001 года

Г.С.Зайцев (Департамент по нефти, газу и минеральным ресурсам ХМАО),
И.П.Толстолыткин, В.А.Туров (ГУП ХМАО НАЦ РН им.В.И.Шпильмана)

Во втором полугодии 2001 года Территориальная комиссия по разработке провела 7 заседаний, на которых были рассмотрены 28 проектных документов, среди которых:

- проект разработки Локосовского месторождения;
- 5 технологических схем разработки месторождений (Северо-Ореховское, Восточно-Тромъеганское, Восточно-Еловое, Тромъеганское, Западно-Чигоринское);
- 5 технологических схем опытно-промышленной разработки месторождений (Малоичское, Унтыгейское, Луговое, Южно-Покамасовское, Санинское);
- 6 проектов пробной эксплуатации месторождений (Большое, Ольховское, Апрельское, Центральное, Чистинное, Выпинтойское);
- 3 ТЭО КИН (Когалымское, Мансингъянское, Урьевское);
- 2 анализа разработки месторождений (Бахиловское, Савуйское);
- ТЭО СРП Салымской группы месторождений.

Большой объем проектов на разработку месторождений на территории ХМАО свидетельствует об ужесточении требований к проектным документам, а также к разработке месторождений в соответствии с этими проектами.

Из представленных 28 работ 8 принятые с замечаниями.

При рассмотрении ТЭО КИН Когалымского месторождения рекомендовано просчитать дополнительные варианты, предусматривающие интенсификацию разработки и увеличение нефтеизвлечения.

Проекты пробной эксплуатации Большого, Ольховского, Апрельского и Центрального месторождений рассматривались дважды. В первый раз были отмечены общие характерные недостатки проектов пробной эксплуатации, в том числе низкие проектные темпы освоения месторождений, отсутствие решений по запасам категории С₃. По Апрельскому и Центральному месторождениям не рассматривалась возможность применения современных технологий, в том числе бурение горизонтальных и разветвленных скважин. По Центральному месторождению, характеризующемуся низкими коллекторскими свойствами не было предусмотрено применение ГРП в

нагнетательных скважинах. Проекты были приняты после доработки в соответствии с замечаниями.

Технологическую схему опытно-промышленной разработки Южно-Покамасовского месторождения рекомендовано принять после доработки в соответствии с замечаниями экспертизы, которые сводились к тому, что объем исследований по продуктивным пластам лицензионного участка, выполненный недропользователем, недостаточен и не соответствует требованию РД (гидродинамика, физико-химические характеристики, физико-химические параметры, прочностные характеристики, петрофизические зависимости), а кроме того, недропользователь осуществляет разработку с нарушением действующих положений, так как действие проекта пробной эксплуатации давно закончилось и разрабатывается месторождение без проектного документа со значительными отклонениями от рекомендованных технологий.

Тромъеганское месторождение разрабатывается с нарушениями утвержденного проекта пробной эксплуатации. Хотя основные положения проектного документа реализованы, но анализа результатов пробной эксплуатации нет.

В ТЭО СРП Салымской группы месторождений рекомендовано рассмотреть дополнительные варианты, предусматривающие применение современных технологий разработки низкопроницаемых сложнопостроенных залежей, а также вовлечение в разработку второстепенных залежей нефти.

ТКР ХМАО отмечает, что организации-проектировщики (ОАО «СибНИИНП», ТО «СургутНИПИнефть» и др.) составляют проектные документы на разработку месторождений углеводородов с использованием геологических и гидродинамических трехмерных моделей, что позволяет значительно улучшить качество проектирования.

При составлении проекта разработки Локосовского месторождения создана постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель разработки месторождения, что позволяет более оперативно оценивать результаты проведенных геолого-технологических мероприятий и более обоснованно принимать соответствующие решения по довыработке запасов нефти.

Система управления ресурсами

Итоги работы Территориальной комиссии ХМАО по запасам углеводородов за 9 месяцев 2001 года

*В.Ю.Черняков, С.Ю.Шутько (КПР по ХМАО), В.В.Борщев, Ю.А.Тренин
(ГУП ХМАО НАЦ РН им.В.И.Шпильмана)*

С 16 по 18 октября состоялись заседания Территориальной комиссии по запасам УВ (ТКЗ), на которых были подведены итоги по приросту запасов нефти и газа за 9 месяцев 2001 г.

Представили изменения запасов: 11 компаний по 65 залежам 36 месторождений распределенного фонда недр (РФН) и Научно-аналитический центр рационального недропользования – по 20 залежам 10 месторождений нераспределенного фонда недр (НФН).

Комиссия рассмотрела приrostы запасов нефти по категориям: BC_1 в объемах 75.8 млн.т; C_2 – 29.6 млн.т по РФН; по НФН – 15.4 и 109.5 млн.т, соответственно.

В целом после рассмотрения материалов запасы категорий BC_1 уменьшились на 3.7 млн.т, или на 4.9%, C_2 – уменьшились на 14.1 млн.т, или на 48%.

По НФН было принято запасов категорий C_1 – 15.8 млн.т, C_2 – 125.7 млн.т, или на 0.4 и 16.2 млн.т больше представленных, соответственно, на 2.6 и 14.8%.

Ниже приводятся краткие итоги защиты запасов УВ по компаниям – недропользователям и по участкам, находящимся в зонах реализации Территориальной программы геологоразведочных работ. Анализ дается по величинам запасов, сформировавшихся за 9 месяцев 2001 г. нарастающим итогом, в том числе и по третьему кварталу.

Распределенный фонд недр

ОАО «Сургутнефтегаз»

Представленные изменения за третий квартал 2001 г. в запасах по 26 залежам 14 месторождений составляют: по категориям $B+C_1+12.2$ млн.т и по $C_2+14.6$ млн.т, а в целом за 9 месяцев по BC_1 – 24.8 и C_2 – 33.8 млн.т по 50 залежам 27 месторождений.

Принято ТКЗ за третий квартал по категориям $B+C_1$ – прирост 5.05 млн.т, по C_2 – списано 0.027 млн.т. За счет ставок ВМСБ прирост по категориям

BC_1 составил 2.6 млн.т, по C_2 – списание 0.34 млн.т. По итогам 9 месяцев принято 17.8 (C_1) и 18.8 млн.т (C_2).

По результатам ГРР открыто 3 новых месторождения (Восточно-Студеное, Восточно-Лабатъеганское, Восточно-Мытаяхинское) и 9 новых залежей в пределах ранее открытых месторождений – всего 13 залежей.

Основные решения ТКЗ ХМАО:

1. По итогам года уточнить геологические модели по следующим объектам:

- пласти BC_{14} (ф), BC_{15} (ф) и $ЮС_3$ Федоровского месторождения;

- пласт $ЮС_0^K$ Тромъеганского месторождения;

- пласти AC_{11}^{02} и $ЮС_2^1$ Северо-Лабатъеганского месторождения;

- по пласту AC_{11}^0 Восточно-Мытаяхинского месторождения представить сводную модель строения коллекторов с привлечением новых данных по сейсмике, кроме того, рекомендуется провести на площади ВСП;

- пласт $ЮС_2$ Мытаяхинского месторождения;

- пласти BC_{16} , BC_{17} и BC_{18} на Пильтановской площади Яунлорского месторождения;

- пласт $ЮС_3$ Назаргалеевского месторождения.

2. По пласту BC_{20} Солкинского месторождения предоставить дополнительное обоснование для моделей залежи и обратить внимание на низкие значения Кн (0.27 и 0.38).

3. По пластам $ЮС_2^1$ Северо-Лабатъеганского, $ЮС_0^K$ Тромъеганского (скв.4554, 4555), AC_4 Тайлорской площади Федоровского, пласту $Aч_2$ Конитлорского и пластам BC_{16-18} Яунлорского месторождений представить результаты исследования керна (ФЕС) на заседание ТКЗ по итогам 2001 г.

ООО «Лукойл-Западная Сибирь»

На рассмотрение комиссии были представлены материалы работ за третий квартал по 6 подсчетным

Система управления ресурсами

объектам 5 месторождений с приростом запасов по категории C_1 – 5.6 млн.т, по C_2 – списание в 1.7 млн.т, а за 9 месяцев, соответственно, 16.3 и 0.7 млн.т. ТКЗ принято: по категории C_1 - 9.3 млн.т, по C_2 – списано 1.2 млн.т; за 9 месяцев 19.85 и 1.15 млн.т, соответственно.

В результате геологоразведочных работ было открыто 3 новых залежи. На Равенском месторождении пробурена скв.317 на РНО, что позволит более надежно обосновать начальную нефтенасыщенность коллекторов.

Обсудив представленные материалы, ТКЗ предлагаю:

1. На годовое заседание представить программу работ по скважинам на РНО.

2. Одобрить проведение региональных работ с применением современных графов обработки и интерпретации.

3. Одобрить работы по обобщению сейморазведки 2D и 3D.

4. Уточнить, совместно с НК «Славнефть», геологическую модель по пласту ЮВ_1^1 и поле распространения запасов категории C_2 на Северо-Покурском участке недр Урьевского месторождения.

5. Доработать геологическую модель пластов ЮВ_1^1 Нонгъеганского, Кечимовского, а также БС_{16} Ключевого месторождений.

АНК «Башнефть»

По результатам новых данных о геологическом строении двух месторождений (Кирского и Коттынского) представлен прирост запасов категории C_1 по пяти залежам (в том числе 2 новые) в сумме 2.46 млн.т, C_2 – 0.08 млн.т. Принято ТКЗ - 2.54 млн.т категории C_1 .

Рекомендовано компании к заседанию по итогам года представить уточненные модели пластов ЮВ_1^2 и ЮВ_{10}^2 Коттынского месторождения.

ОАО НГК «Славнефть-Мегионнефтегаз»

По шести подсчетным объектам, в том числе по четырем новым (4 месторождения), представлено запасов за 9 месяцев - 9.2 млн.т категории C_1 и 2.7 млн.т категории C_2 .

Утверждены запасы в авторском варианте по графе «разведка».

Рекомендовано по пластам AB_2^2 Северо-Покурского и AB_3^2 Аганского месторождений значения величин пористости и нефтенасыщенности принять единими для каждого объекта.

ОАО «Томскнефть»

Представлены материалы по трем залежам (в том числе одной новой) двух месторождений. Запасы категории C_1 – 0.973 и C_2 – 0.3 млн.т. Принято на баланс запасов категории C_1 в объеме 1.13 млн.т, C_2 – 0.23 млн.т.

Рекомендовано к заседанию по итогам года скорректировать Кн Первомайского месторождения и пересмотреть комплекс интерпретации скважин северного борта залежи пласта Ю_1^0 .

ОАО «Юганскинефтегаз»

Представлен по восьми залежам (в том числе – четыре новых) четырех месторождений прирост запасов по категориям C_1 в объеме 14.9 млн.т, C_2 – списание в 8.5 млн.т, в том числе за третий квартал соответственно +5.8 и -2.4 млн.т.

Комиссией принято по категории C_1 прирост 14.4, C_2 – списание – 7.6 млн.т, в том числе за третий квартал 5.3 и 1.6 млн.т, соответственно.

К заседанию комиссии по результатам ГРР за год рекомендовано:

1. По пласту Ю_1^1 Среднеугутского месторождения представить полную модель залежи с учетом данных сейсмики 2D, 3D и скв.131.

2. Провести специальное геологическое изучение с целью прогноза коллекторов Горшковской площади Приобского месторождения по пласту AC_{12}^{1-2} . Отмечено недостаточное внимание к вопросам интенсификации притоков по малодебитным скважинам.

3. Создать рабочую группу из специалистов ОАО «Юганскинефтегаз», ГУП НАЦРН ХМАО, «Канбайкал ресурссез», экспертов и в ноябре-декабре провести рабочее заседание ТКЗ, на котором рассмотреть модели пластов ЮС_1^2 , ЮС_2 , ЮС_3 .

4. Рассмотреть в ГКЗ Западно-Угутское месторождение, согласовав его общую модель на ТКЗ, после чего направить протокол в ГКЗ.

ОАО «Самотлорнефтегаз»

Представлены данные изменения запасов по трем залежам Самотлорского месторождения: категории C_1 – прирост в 1.58 млн.т, C_2 – списание в 0.19 млн.т. Материалы были утверждены в авторском варианте.

Замечания комиссии в основном связаны с оформлением и количеством графических приложений.

ОАО «ТНК-Нягань»

По двум площадям Красноленинского месторождения представлены изменения в запасах: категория C_1 - прирост 4.335 млн.т, C_2 – списание 3.333 млн.т.

Система управления ресурсами

Принято на баланс C_1 - 4.335 млн.т, C_2 – списание в объеме 0.755 млн.т.

Рекомендовано по итогам года:

1. По пласту ВК₂₋₃, часть запасов которого переводится в пласт ВК₁ из-за изменений в корреляции отложений викуловской свиты на Емьеговской площади, представить соответствующие материалы (графические приложения, данные испытания).

ОАО «ТНК-Нижневартовск»

По пласту ЮВ₁ нового Юного месторождения из представленных запасов категории C_1 - 79 тыс.т и C_2 - 132 тыс.т утверждено и поставлено на баланс, соответственно, 93 и 150 тыс.т.

ОАО «Нижневартовское НП»

Представлены изменения в запасах пяти залежей двух месторождений по категории C_1 – 1.293 млн.т, C_2 – 1.369 млн.т. Принято, соответственно, 1.293 и 1.141 млн.т.

Территориальная комиссия по запасам постановила:

1. Выделить Северную залежь (в районе скв. 15, 16) из состава Сороминского месторождения в самостоятельное – Западно-Сороминское.

2. Поддержать просьбу ННП о присвоении вновь открытому на Восточно-Хохряковской площади месторождению имени В.У.Литvakова – известного промышленного геолога в Среднем Приобье.

3. Запасы по пласту Ю₇ категории C_2 на Госбалансе не принимать.

Нераспределенный фонд недр

Прирост запасов представлен по 20 залежам 10 месторождений, из которых 9 открыто в 2001 г. Всего за 9 месяцев - 15.4 млн.т по категории C_1 и 109.5 млн.т по C_2 , в том числе за третий квартал, соответственно, 3.6 и 86.7 млн.т. По итогам защиты поставлены на Госбаланс ХМАО запасы категории C_1 в количестве 15.8 и C_2 – 125.7 млн.т, в том числе за третий квартал, соответственно, 4 и 103.5 млн.т.

Рассмотрев представленные материалы, ТКЗ постановила:

1. Южно-Амгинское месторождение:

- пласт Ю₂ - по итогам года представить карту эффективных нефтенасыщенных толщин и извлекаемые запасы оценить с КИН=0.25;

- пласт ЮК₁ - запасы категории C_1 выделить в радиусе 1 км вокруг скв. 275, а запасы категории C_2 пока не выделять. КИН принять равным 0.15, а Кн=0.95.

2. Емангальское месторождение:

- пласт Ю₁₀² - КИН для расчетов принять равным 0.2 и по итогам года уточнить модель залежи.

3. Восточно-Янлотское месторождение:

- по пласту Ю₂₋₃ КИН для расчетов принять 0.2.

4. Шишкьюганское месторождение:

- по пласту Ю₂ ВНК опустить до а.о. –2770 м и уточнить запасы.

5. Восточно-Токайское месторождение:

- по пласту Ю₁² северную часть залежи перевести из категории C_2 в C_3 ;

- создать рабочую группу из представителей ОАО «Юганскнефтегаз», ГУП ХМАО НАЦ РН, «Канбайкал ресурсез», экспертов, в ноябре-декабре 2001 г. провести рабочее заседание по рассмотрению геологических моделей по пластам Ю₁², Ю₂ и Ю₃ Унтыгейского, Западно-Угутского и Восточно-Токайского месторождений.

6. Северо-Рогожниковское месторождение:

- по пласту ВК₁ обобщить все материалы с целью уточнения прогнозного распространения отложений викуловской свиты и в ноябре-декабре 2001 г. представить на рабочее заседание ТКЗ.

Выводы и рекомендации ТКЗ ХМАО

1. Необходимо усилить работы по обоснованию геологических моделей как в РНФ, так и в ННФ с привлечением данных сейсмики.

2. По сравнению с аналогичным периодом 2000 г. в целом по ХМАО приrostы запасов по категории C_1 увеличились с 56.6 до 87.9 млн.т, или на 31.3 млн.т (55.3 %), по C_2 , соответственно, с 9.9 до 141.2 млн.т, то есть на 131.3 млн.т, или в 13 раз.

3. По ННФ также отмечается рост запасов, в частности, по категории C_1 11.4 и 15.8 млн.т, или на 4.4 млн.т (38.6%), по C_2 , соответственно, 19.4 и 125.7 млн.т, или на 106.3 млн.т (в 5.5 раза) больше.

4. 84% прироста запасов по категории C_1 по РНФ приходится на ООО «Лукойл-Западная Сибирь», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Юганскнефтегаз» и ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

В качестве основы для вышеперечисленных данных и выводов использовались протоколы ТКЗ ХМАО.

Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса Уральского федерального округа

Н.А.Сергеева, С.А.Рыльков, Е.С.Ворожев, Б.М.Алешин
(Департамент природных ресурсов по Уральскому региону)

В работе использована информация, материалы и труды Научно-аналитического центра рационального недропользования, Комитета по нефти, газу и минеральным ресурсам Ханты-Мансийского автономного округа, Сибирского научно-аналитического центра, информация и материалы ОАО «Газпром».

Россия, обладая одной из мощнейших мировых минерально-сырьевых баз, в новых политico-экономических условиях довольно уверенно осваивает свободный рынок минерально-сырьевых ресурсов, особенно в части экспорта топливно-энергетического сырья, активно участвуя в формировании мировых цен на нефть и газ. Сегодня из добываемых в стране 7 млн.баррелей нефти в сутки экспортируется порядка 4,3 млн. По этому показателю Россия занимает второе-третье место в мире. Роль России в мировом производстве и потреблении топливно-энергетического сырья на начало XXI века характеризуются следующим.

Нефть. Общая годовая добыча и потребление нефти в мире около 3,3 млрд.т. Потребление нефти в последнее десятилетие в мире возросло на 4% (для сравнения – в США на 14%). В России за этот же период собственное потребление нефти снизилось на 50%. Соответственно снизилась доля России в мировом потреблении нефти с 9 до 4,5%.

В условиях общемировой тенденции роста разведанных запасов и добычи нефти в последнее десятилетие в Российской Федерации этот процесс шел в противоположном, негативном направлении. Разведанные запасы России снизились на 13%, в т.ч. в Уральском федеральном округе на 17%, а добыча нефти упала более чем на одну треть. Несмотря на этот процесс, Россия сохраняет одно из лидирующих мест, занимая второе место в мире по разведенным запасам нефти после Саудовской Аравии и третье по добыче - после Саудовской Аравии и США.

Накопленная добыча нефти в Российской Федерации составляет около 15,3 млрд.т (13,5% от накопленной мировой добычи – 115 млрд.т).

В сырьевой базе нефти России доминирует доля разведенных запасов в уникальных и крупных месторождениях. Разведанные запасы нефти характеризуются высокой степенью промышленного освоения – в разработ-

ке находятся более 1250 месторождений, включающих около 80% запасов суммы категорий А+В+С₁. При этом начальные суммарные запасы по разрабатываемым месторождениям извлечены более чем на 50%, а по наиболее крупным и уникальным (Самотлорское, Федоровское, Мамонтовское и др.) на 65-70%. Общая выработанность всех первоначальных разведенных запасов по РФ превысила 45%. Преобладающее число крупных месторождений вступило в завершающую стадию разработки. Истощение запасов нефти сопровождается ростом обводненности, которая нередко составляет 80% и более.

Напряженное общее состояние сырьевой базы нефти в РФ сопровождается отмечающейся в последние годы тенденцией ввода в разработку все более мелких месторождений. Средний дебит добывающих скважин в стране снизился с 20–27 т нефти в сутки в 80-е годы до 7,5 т в сутки в 2000 г., т.е. в 3 раза, и продолжает падать.

Природный газ. Мировые разведанные запасы газа оцениваются более чем в 140 трлн.м³. Мировая добыча и потребление газа на начало XXI века достигли 2,3 трлн.м³ в год и выше. Разведанные мировые запасы в среднем обеспечивают добычу газа на 60 лет. По оценкам экспертов ООН с учётом темпов роста потребления газа в мире разведенных запасов и неразведенных (прогнозных) ресурсов в недрах хватит более чем на 100 лет.

Россия занимает первое место среди других стран мира как по разведенным запасам природного газа (47 трлн.м³, или 32% мировых), так и по его добыче (более 590 млрд.м³, или около 30% мировой добычи).

Несмотря на снижение в 1991-2000 гг. потребления газа в России (на 13%), она остаётся крупнейшим (первое место в мире) его экспортёром и потребителем (второе место после США). Крупными регионами по потреблению газа, кроме США и России, являются страны Западной и Восточной Европы. На их долю приходится 520-530 млрд.м³ в год, при собственной добыче около 300 млрд.м³. Дефицит восполняется поставками из России (150-180 млрд.м³) и Алжира (40 млрд.м³). Внутри этого региона основными экспортёрами (до 50 млрд.м³) являются Нидерланды и Норвегия. Крупными экспортёрами газа являются также Канада (экспорт только в США), Индонезия (сжиженный газ экспортируется в Японию, Южную Корею, Тайвань).

Огромным рынком для поставок газа располагают

Информация Департамента природных ресурсов по Уральскому региону

страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), в т.ч. Китай и Индия, практически не обладающие собственными ресурсами.

Разведанные в России запасы свободного газа по сумме категорий А+В+С₁ превышают достигнутый уровень его добычи в 80 раз. Положительной особенностью разведанных запасов газа является их высокая концентрация в одном регионе (78% в Уральском федеральном округе, из них 75% в Ямало-Ненецком автономном округе), а также в супергигантских и крупных месторождениях. Среди уникальных месторождений выделяются супергиганты с начальными запасами от 2 до 10 трлн.м³ и более, обеспечивающие свыше 70% объёма добычи газа в стране.

Всего по России из разведенных в разработке находятся 365 месторождений с запасами по сумме категорий А+В+С₁ более 22 трлн.м³ (почти половина запасов России) и по категории С₂ 4 трлн.м³. Подготовлено к освоению 73 месторождения с запасами по сумме категорий А+В+С₁ 17 и по категории С₂ около 4 трлн.м³.

Уральский федеральный округ является одним из наиболее богатых минерально-сырьевых регионов страны. Стоимость запасов природных ресурсов в нем, приходящихся на единицу площади, на порядок выше, чем в среднем по России. Особое значение имеет его географическое местонахождение на границе Европейского и Азиатского субконтинентов, а также его geopolитическая роль на стыке наиболее экономически освоенных районов России и огромной сырьевой базы, расположенной в Западно-Сибирском регионе, а также с Западным Казахстаном, где за 10-летний период сформировалась своя, отличная от ранее существовавшей, экономика.

Обширная территория Уральского федерального округа в административных границах Тюменской области, Ханты-Мансийского, Ямало-Ненецкого округов и некоторых частей сопредельных областей (Свердловская, Курганская, Челябинская) обладает значительным минерально-сырьевым потенциалом топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России. Здесь открыто и разведано около 700 месторождений углеводородного сырья, в которых сосредоточено 6% мировых запасов нефти и 26% газа. Из недр округа ежегодно добывается 7% мирового объема нефти и 25% газа.

Значение Уральского федерального округа в топливно-энергетическом балансе России исключительно велико. По запасам нефти и газа он занимает первое место в стране (соответственно, 66,7 и 77,8% от общероссийских запасов). Добыча нефти за 2000 г. составила 65% от общероссийской и газа – 92%.

Основным нефтедобывающим районом России и, соответственно, Уральского федерального округа является Ханты-Мансийский автономный округ. На государственном балансе числится 342 месторождения уг-

леводородного сырья, в том числе 280 – нефтяных, 15 – нефтегазовых, 25 – газоконденсатных, 19 – газовых и 3 – газоконденсатных. На эксплуатируемые месторождения приходится 91% текущих разведенных запасов нефти округа (кат. А+В+С₁) и 62% предварительно оцененных запасов (кат. С₂). В эксплуатацию введены 153 месторождения нефти, 2 газовых и 1 газоконденсатное.

По состоянию на 01.01.2001 г. на распределенный фонд недр приходится около 30% площади Ханты-Мансийского автономного округа (124 тыс.км²). На месторождениях распределенного фонда недр сосредоточено 91% начальных выявленных ресурсов нефти округа и 93% текущих запасов. Разведенность запасов залежей, находящихся в пределах лицензионных участков, составляет 86%, выработанность начальных запасов оценивается в 45%.

Состояние и прогноз добычи и прироста разведенных запасов нефти по ХМАО следующий. В 1990 г. фактическая добыча нефти составляла 306 млн.т (максимум добычи 354,8 млн.т приходится на 1987 г.); в период 1990–1997 гг. она снижалась до 164,7 млн.т, а последние годы колеблется на уровне 170–190 млн.т. Прирост промышленных запасов нефти категорий А+В+С₁ упал с 574,1 млн.т в 1990 г. до 59,5 млн.т в 1994 г. Позднее он постепенно возрастал до 95,7 млн.т (в 1998 г.), 158,0 млн.т (в 1999 г.), 144 млн.т (в 2000 г.), 128,3 млн.т (в 2001 г.).

В 1996–2001 гг. суммарный прирост разведенных запасов нефти категории С₁ по ХМАО (739 млн.т) отставал от суммарной добычи нефти за этот же период (1033 млн.т) на 28,5%, что нельзя признать приемлемым.

Первое место в России по добыче газа и четвертое по нефти занимает Ямало-Ненецкий автономный округ. На газ здесь приходится 92% и на нефть 12% российского производства. Потенциал округа сейчас и на ближайшую перспективу остается очень высоким.

На территории автономного округа открыто 200 месторождений углеводородного сырья. В настоящее время разрабатывается 44 месторождения. Накопленная добыча по ним составила на 01.01.2002 года по газу – 10 трлн.м³, по нефти – 482 млн.т, по конденсату – 69 млн.т.

За год в ЯНАО добывается более 500 млрд.м³ газа, что составляет более 90% добычи газа в России и почти четверть мировой добычи.

На долю выявленных разведенных запасов (категории С₁ и С₂) приходится 56% по газу и 51% по нефти от суммарных начальных ресурсов (СНР). Разведанные запасы газа ЯНАО составляют более 70% разведенных запасов газа России и 40% запасов мира.

Огромным резервом для наращивания ресурсной базы округа являются подготовленные к поисковому бурению перспективные объекты, суммарные извлекаемые ресурсы которых оцениваются по газу – 14,5 трлн.м³, по нефти – 4,3 млрд.т, конденсату – 2,0 млрд.т. Оценка перспективных ресурсов по отдельным поисковым объектам

Информация Департамента природных ресурсов по Уральскому региону

составляет около 300,0 млн.т по нефти и 1,0 трлн.м³ по газу.

В настоящее время практически весь объем добычи нефти и газа в округе сосредоточен в Надым-Пур-Тазовском междуречье. Запасы разрабатываемых и вводимых в разработку месторождений позволяют сохранить до 2015 г. достигнутый уровень добычи газа в объеме 550-600 млрд.м³ и нефти в объеме 32-35 млн.т. Почти вся добыча газа в округе осуществляется из сеноманского нефтегазового комплекса, в котором сконцентрированы огромные запасы сухого газа (месторождения Большой Уренгой, Ямбургское, Медвежье, Заполярное).

Разрабатываемые газовые залежи сеномана и нефтяные залежи неокома по основным базовым месторождениям ЯНАО вступили в так называемую среднюю стадию освоения – период начала падения добычи, характеризующийся снижением продуктивности скважин, увеличением затрат на дополнительное обустройство месторождений. Кроме того, в структуре запасов округа выделяется 5,2 трлн.м³ низконапорного газа, технологические проблемы использования которого на современном этапе еще не решены.

Новые экономические условия, а также суверенизация субъектов федерации, привели в минувшее десятилетие к развертыванию поисковых работ на углеводороды и на других территориях Уральского федерального округа.

Наиболее интересными и обнадеживающими следует считать результаты работ на *нефть и газ в южной части Тюменской области (Уватский район)*, где суммарные начальные ресурсы нефти определены в размере 1425,6 млн.т. В настоящее время здесь известно 9 нефтяных месторождений с запасами нефти по категории А+В+С₁ 43,2 млн.т, причем, запасы одного из этих месторождений (Уренское) составляют 48% от запасов юга области. Разработку Кальчинского и пробную эксплуатацию Северо-Демьянского месторождений ведет ОАО «Тюменьнефтегаз». Объемы добычи за последние годы 0,4-0,6 млн.т в год. Накопленная добыча по югу Тюменской области составляет порядка 2,8 млн.т. Здесь же, на юге Тюменской области, известно небольшое газовое месторождение с запасами 1 млрд м³ (Карабашское).

Нефтегазоносность территории Свердловской области была доказана открытием в 60-70-е годы Кедровского, Кордонского, Бухаровского месторождений газа и Сухореченского месторождения нефти в ее юго-западной части – восточное окончание Волго-Уральской нефтегазовой провинции и Ереминским «месторождением» нефти в восточной части области, в приграничной с ХМАО территории. Сегодня наиболее изученной является юго-западная (европейская) часть территории области. Здесь, по данным КамНИИКИГС, начальные суммарные ресурсы углеводородов составляют 563,7 млн.т, в том числе 323,1 млн.т извлекаемых. Начальные суммарные

ресурссы нефти составляют: геологические – 293,8 млн.т, извлекаемые – 71,6 млн.т. Начальные суммарные ресурсы свободного газа оцениваются в 246,2 млрд.м³. За последнее десятилетие к вышеперечисленным месторождениям юго-запада области прибавилось еще одно – Сабардинское. Запасы категории В+С₁ составляют 2,5 млн.т, накопленная в процессе разведки добыча не превышает 0,013 млн.т.

В восточной (азиатской) части Свердловской области начальные (геологические) суммарные ресурсы нефти составляют 125-240 млн.т, газа – 393 млрд.м³.

Нефтегазоносность Челябинской и Курганской областей в промышленных масштабах пока не доказана, несмотря на многочисленные проявления углеводородов, встреченных при разведочных работах на другие полезные ископаемые.

Перспективы развития нефтегазового комплекса Уральского федерального округа, как и России в целом, связаны в первую очередь с наращиванием ресурсной базы.

Переход на новые экономические и социальные условия с 1992 г. определил и новый порядок геологического изучения недр. Появление первой долгосрочной Программы ГРР России на 1994-2000 гг. было завершением первого и самого сложного этапа реформирования геологоразведочного производства.

Территория в границах существующего сегодня Уральского федерального округа занимала особое место в Программе работ. Здесь намечалось получить основной прирост запасов УВ-сырья за период 1994-2000 гг.: газ – Надым-Пур-Тазовский район, Ямальский п-ов (в качестве резерва – шельф Карского моря), нефть – район Широтного Приобья.

По сравнению с началом 90-х годов, когда нефтегазовая отрасль финансировалась из госбюджета, к 1994 г. уже произошло обвальное снижение объемов глубокого бурения. Были ликвидированы вахтовые бригады из Украины и Белоруссии, выполняющие основные объемы буровых и вышкомонтажных работ, большинство станков были разукомплектованы, списаны, разграблены. Негативные тенденции были частично приостановлены после принятия Постановления Правительства Российской Федерации от 17.05.1996 г. №597 «О порядке использования отчислений на ВМСБ и освобождения пользователей недр от указанных отчислений». С этого периода увеличились объемы буровых работ, прирост запасов стал подтягиваться к добыче, однако не везде.

Так, только на территории Ямalo-Ненецкого автономного округа из-за недостаточного финансирования программы геологоразведочных работ из федерального и окружного бюджетов, объем поисково-разведочного бурения, который к 1994 г. уже уменьшился с 960 тыс.м (1989 г.) до 271 тыс.м, к 2002 г. сократился практически еще в 2,5 раза - 108 тыс.м (рис.1).

Информация Департамента природных ресурсов по Уральскому региону

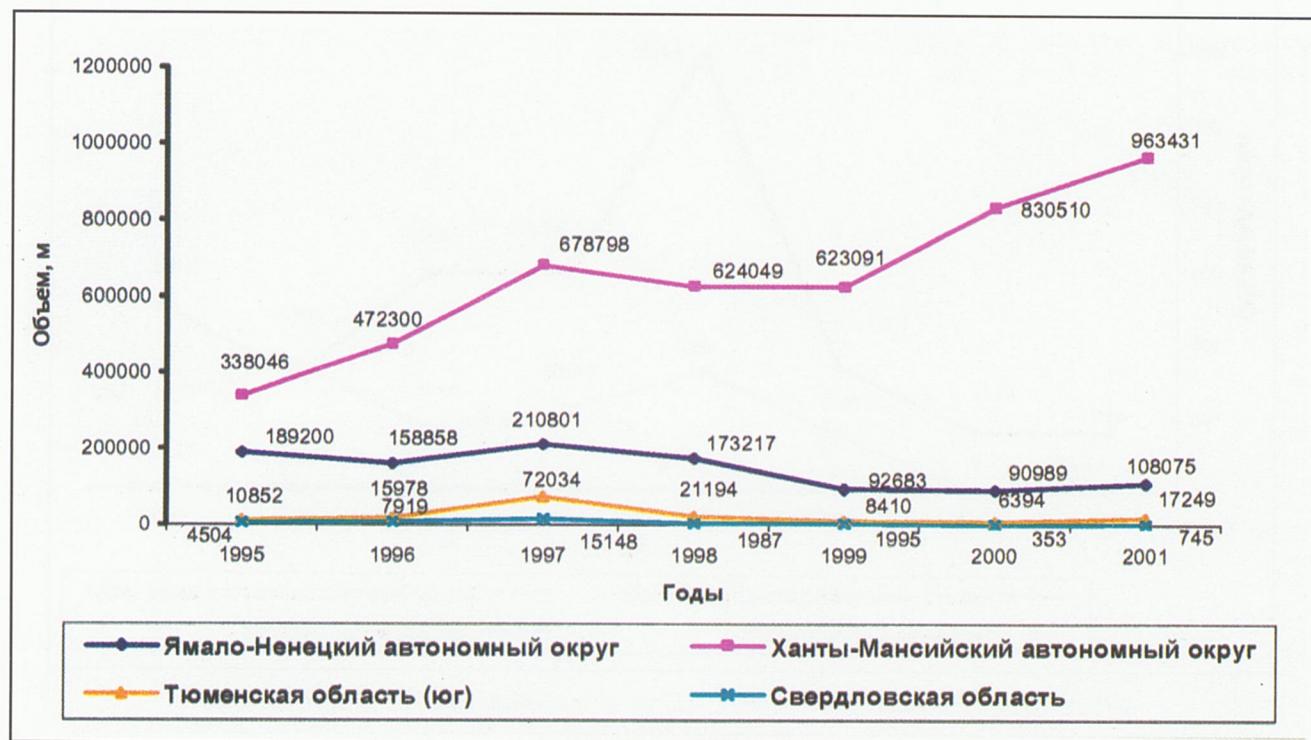


Рис.1. Поисково-разведочное бурение по субъектам Уральского региона за период 1994-2001 гг.

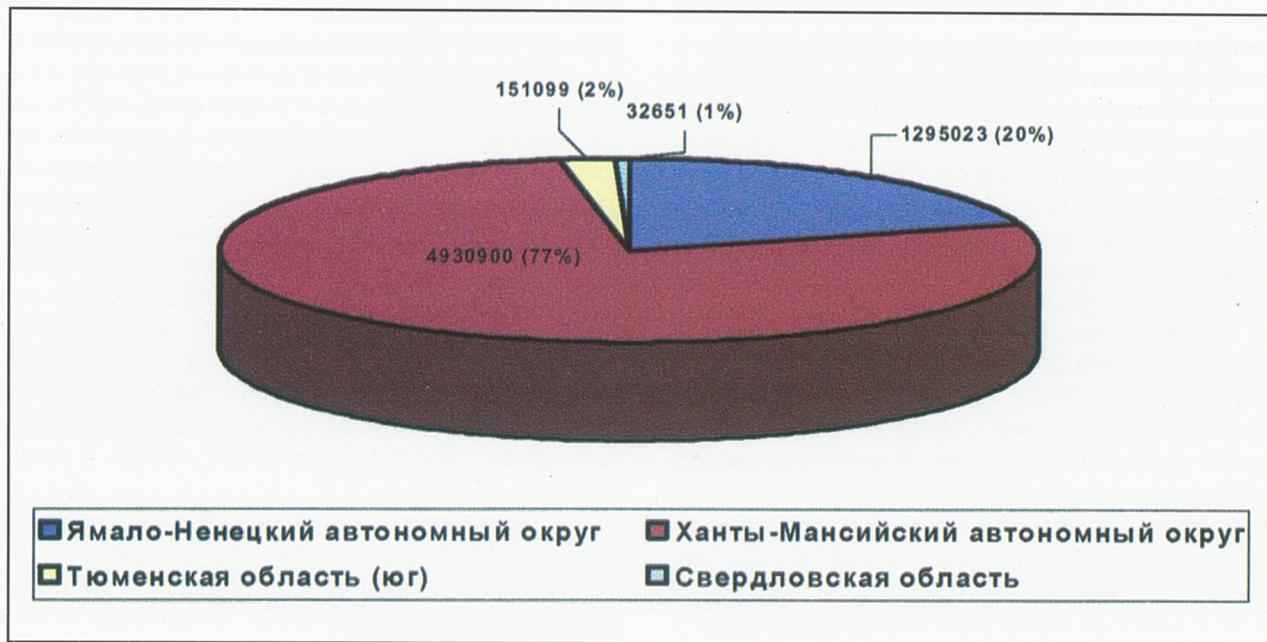


Рис.2. Суммарный метраж поисково-разведочного бурения по субъектам Уральского региона за период 1994-2001 гг. Общий объем - 6415563 м

Информация Департамента природных ресурсов по Уральскому региону

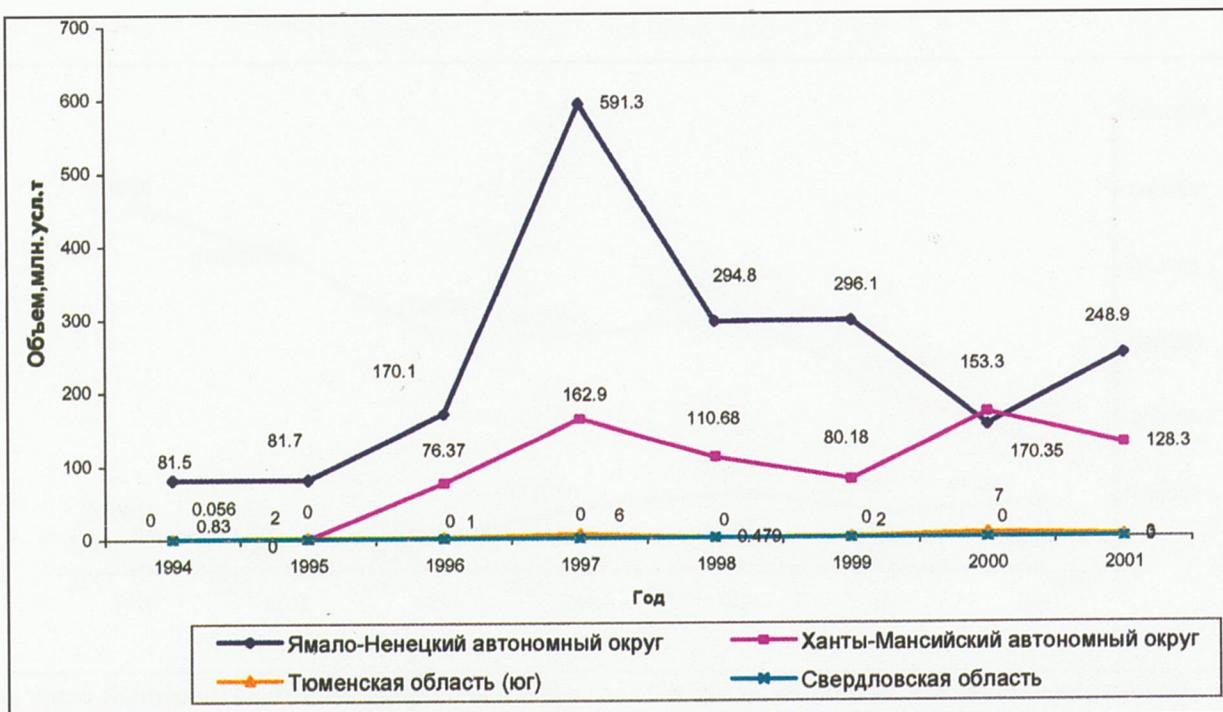


Рис.3. Прирост запасов ($A+B+C_1$), млн. усл.т по субъектам Уральского региона за период 1994-2001 гг.

В ХМАО к 1994 г. объемы поисково-разведочного бурения сократились по сравнению с 1989 г. практически в 4 раза. Поэтому увеличение здесь объемов поисково-разведочного бурения с 1994 по 2001 г. более, чем в 2 раза (см.рис.1) явилось явно недостаточным и в конечном итоге стало причиной невыполнения основных показателей, заложенных в долгосрочную федеральную программу «Развитие минерально-сырьевой базы Российской Федерации на 1994-2000 годы». То, что фактический прирост запасов УВ-сырья по России за 1994-2000 гг. составил 31,7% по нефти и 21,1% по газу, можно объяснить вышеизложенным, учитывая, что основной прирост планировался на территории Западной Сибири (практически в границах Уральского федерального округа).

Общий объем поисково-разведочного бурения по Уральскому федеральному округу составил за период с 1994 по 2001 г. – 6415563 м, причем основной объем (77%) был проведен на территории Ханты-Мансийского автономного округа (рис.2). Уменьшение поисково-разведочного бурения на территории Уральского федерального округа привело к тому, что добыча УВ-сырья с 1992 г. начала опережать прирост запасов (рис.3). Общий объем добычи за этот период (1994-2001 гг.) составил 5859,16 млн. усл.т, а прирост запасов всего 2668,27 млн. усл.т (рис.4).

Принятие Государственной Думой части второй Налогового кодекса, наряду с позитивными решениями в части налогообложения (консолидация большей части

налоговых поступлений в федеральном бюджете, упрощение налогообложения, появление ряда льгот для гео-, логоразведочных организаций и т.п.), на наш взгляд, несет и негативную для воспроизводства минерально-сырьевой базы составляющую (отсутствие в законодательном порядке адресного направления денежных средств на ВМСБ).

В новой федеральной целевой программе «Экология и природные ресурсы России (2002-2010 годы)» предусмотрено за счет консолидации поступлений от налоговых сборов за пользование природными ресурсами и за загрязнение природной среды на выполнение федеральной подпрограммы «Минерально-сырьевые ресурсы» выделить: из федерального бюджета за 2002-2010 гг. 122583,3 млн.руб, в т.ч. в 2002 г. – 6853,3 млн.руб; за счет средств субъектов федерации – 138947,4 млн.руб, в т.ч. в 2002 г. – 9576,2 млн.руб; за счет внебюджетных источников – 39076,6 млн.руб, в т.ч. в 2002 г. – 2620 млн.руб. Таким образом, на подпрограмму (по всем источникам финансирования) – 300607,3 млн.руб, в т.ч. в 2002 г. – 19049,5 млн.руб.

Следует учесть, что доля на УВ-сыре составляет здесь порядка 65%, или – 12350 млн.руб.на 2002 год. Для реализации программы на территории УрФО в 2002 г. (из сопоставления данных по 2000 г., где на нефть и газ по России затрачено на ГРР - 62,8 млрд.руб, в т.ч. на территории УрФО – 25,5 млрд.руб, или 40%) можно ожидать выделения средств на восстановление минерально-сырье-

Информация Департамента природных ресурсов по Уральскому региону

вой базы УВ-сырья по УрФО, по всем источникам финансирования, порядка 5 млрд.руб.

Возникает вопрос: «А сколько надо?»

Отвечаем - для Ханты-Мансийского автономного округа, если исходить из главного стратегического принципа – сохранения годовой добычи нефти в ХМАО на уровне 180-190 млн.т (программой до 2010 г. предлагаются увеличить ее на 10%), необходимо добывать компенсировать ежегодным приростом 200 млн.т новых разведанных запасов нефти категории C_1 . Учитывая коэффициент перевода запасов категории C_2 в C_1 и выбытие запасов категории C_2 , необходимо возместить не менее чем 300 млн.т новых запасов категории C_2 . Чтобы ситуация в последующие 10-30 лет не становилась критической, нужно подготовить не менее 600 млн.т новых перспективных ресурсов категории C_3 .

По материалам работ предыдущих лет в ХМАО достаточно надежно обосновываются следующие показатели эффективности геологоразведочных работ:

- коэффициент успешности бурения поисковых и разведочных скважин – 0,45;

- прирост запасов категории C_1 на одну продуктивную скважину – 1 млн.т;

- прирост запасов категории C_2 на одну пробуренную скважину – 1,5 млн.т.

Следовательно, для подготовки 200 млн.т новых запасов категории C_1 потребуется 200 продуктивных скважин, или всего 400 скважин (в метраже бурения это при средней глубине 3000 м, соответственно, - 1200 тыс.м).

Возьмем для сопоставления среднюю эффективность прироста запасов категорий $A+B+C_1$ по ХМАО за последние 8 лет (1994-2001 гг.) – 175,3 т на 1 м проходки (рис.5) – получим практически аналогичную цифру – 1140,9 тыс.м. Учитывая среднюю стоимость 1 м бурения поисковых скважин на территории ХМАО (2001 г.) 15 тыс.руб/м, затраты только на бурение составят 18 млрд.руб.

Кроме бурения поисковых и разведочных скважин необходим задел геофизических работ. При средней эффективности за последние 8 лет по ХМАО 5,5 тыс.т/пог.км 2D (рис.6), необходимо выполнять ежегодно не менее 36,4 тыс.пог.км ОГТ 2D или ежегодно осваивать (при средней стоимости 60 тыс.руб/пог.км) – 2184 млн.руб. Кроме того, в разряд основных видов работ следует включить производство сейморазведки 3D ВСП, гравики, испытание выявленных объектов, НИР, НИОКР. В целом на проведение геологоразведочных работ, направленных на воспроизводство минерально-сырьевой базы, только по ХМАО необходимо ежегодно осваивать за счет всех источников финансирования порядка 25 млрд.руб в ценах 2001 года.

В Ямало-Ненецком автономном округе только на территории Надым-Пур-Тазовского междуречья, в регионе с развитой инфраструктурой, обладающем огромным нефтегазовым потенциалом на протяжении многих лет, есть возможность ежегодно готовить активные запасы жидких углеводородов в количестве 35-40 млн.т и газа 550-600 млрд.м³. Однако для компенсации отбора газа, при условии необходимости подготовки месторождений к

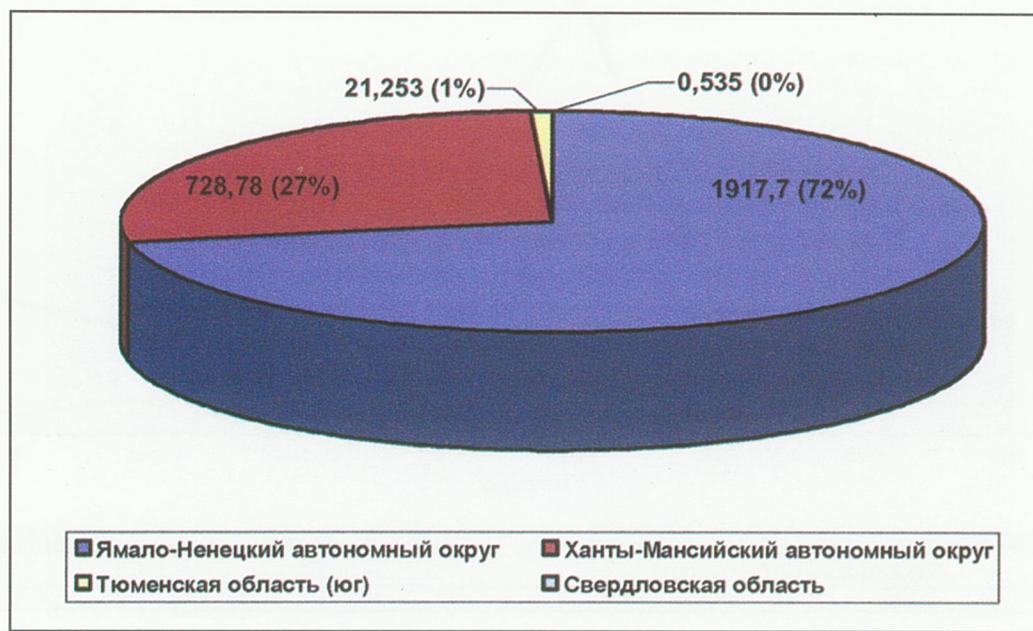


Рис.4. Объемы приростов запасов ($A+B+C_1$), млн. усл.т по субъектам Уральского региона за период 1994-2001 гг. Общий объем - 2668.27 млн. усл.т

Информация Департамента природных ресурсов по Уральскому региону

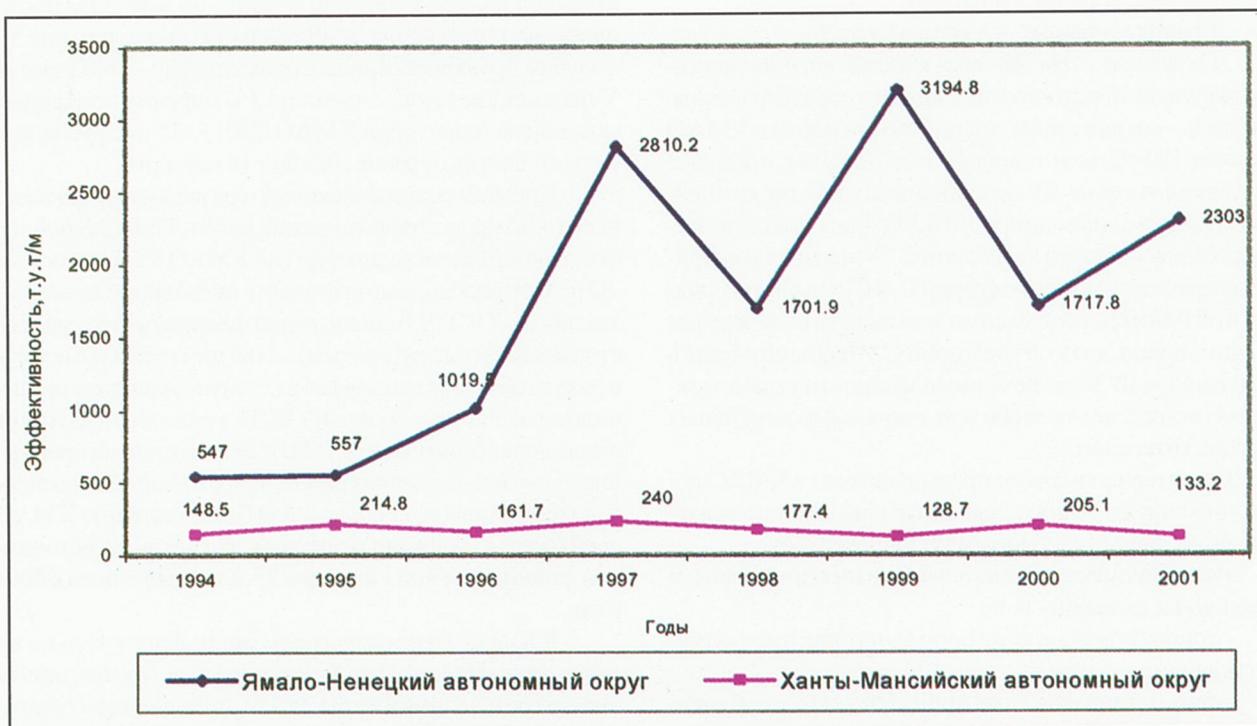


Рис.5. Эффективность поисково-разведочного бурения

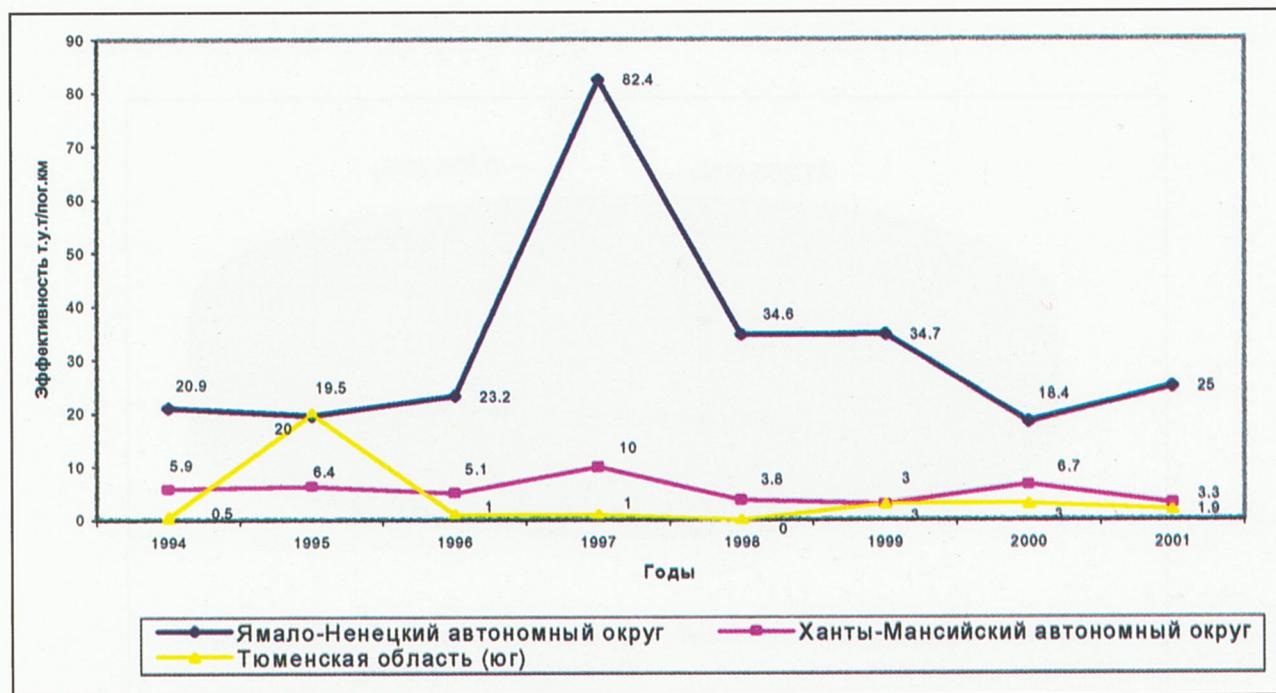


Рис.6. Эффективность сейсморазведки 2D

Информация Департамента природных ресурсов по Уральскому региону

эксплуатации, надо на каждую 1 тыс.м³ добычи газа дать прирост не менее 2 тыс.м³. Расчеты, где за основу взяты усредненные данные эффективности основных видов геологоразведочных работ за последние 8 лет: 1731,4 тыс.м³ прироста кат.С₁/на 1 метр бурения (см.рис.5) и 32,3 тыс.м³ прироста кат.С₁/на 1 пог.км ОГТ 2D (см.рис.6), показывают, что для подготовки таких запасов (1100 млрд.м³) ежегодно необходимы объемы бурения в количестве 635,3 тыс.м, а также производство сейсмики 2D в объеме не менее 34 тыс. пог.км.

В целом, на геологоразведочные работы на территории ЯНАО для компенсации ежегодной добычи и получения необходимого задела прироста запасов необходимы затраты порядка 10-12 млрд.руб. в год.

Таким образом, в Уральском федеральном округе, даже без развертывания работ на новых территориях, для компенсации ежегодной добычи необходимо вкладывать в геологоразведочные работы на УВ-сырец порядка 35 млрд.руб (в ценах 2001 года).

Индустриализация в России завершилась в XX веке практически наравне со всеми странами, хотя началась с большим отставанием от европейских государств. Большой скачок в индустриальном развитии в первой половине столетия, а также стремление догнать (даже перегнать) экономически развитые государства дорого обошли Россию. Сегодня мы вступили в постиндустриальный период развития цивилизации, так и не поняв свободного рынка, пережив 10-летний период перестройки от одной системы хозяйствования к другой. Прогноз на XXI век (начало постиндустриального периода) – сбалансированное развитие всех стран в условиях свободного рынка – что выдвинуто с высокой трибуны ООН и вряд ли достижимо, или глобализация политико-экономического мирового устройства, в условиях которого 20% населения земного шара («золотой миллиард») будет, мягко говоря, жить значительно лучше, чем все остальные. Фундаментом как первого, так и наиболее вероятного варианта мирового устройства, является экономический уровень развития государства, где не последнее место занимает минерально-сыревая база. О начале полной глобализации уже свидетельствует глобализация минерально-сыревых баз: сегодня через мировой рынок проходит 50% добываемой нефти, урана, более 70% газа, 80% цветных, редких и благородных металлов, а всего в мировом рынке участвует около 85% всех стран мира.

Таким образом, сегодня мировое сообщество движется к всеохватывающей взаимозависимости континентов, регионов, государств, народов, вступает в новый – постиндустриальный и постконфронтационный период своего развития.

Вместе с тем в мире возникают новые и углубляются ранее намеченные разделения между группами государств. В первую очередь происходит деление стран на

«развитые» и экономически «отсталые» по эффективности их экономик. Опасность отрыва «развитых» стран от «отсталых» вполне реальна. Отсталым государствам уготована роль сырьевых, людских и т.п. ресурсов для более развитых, даже необязательно через военное вторжение последних.

Поэтому следует уяснить особую роль, наряду с техническим, технологическим потенциалом, и материально-сыревой ресурсной базы – фундамента экономики государства. Вот почему сложившиеся негативные процессы состояния сырьевой базы УВ-сырец в Уральском федеральном округе на протяжении последнего 10-летия требуют коренного пересмотра минерально-сыревой стратегии государства в интересах национальной безопасности.

Опыт экономического обоснования геологоразведочных работ на лицензионных участках ОАО «Сургутнефтегаз»

Н.Я.Медведев, И.М.Кос (ОАО «Сургутнефтегаз»),
А.А.Герт, П.Н.Мельников, О.Г.Немова (СНИИГиМС)

Решения о проведении геологоразведочных работ в цепочке управленческих решений по вовлечению нефтяных месторождений в освоение являются одними из ключевых с точки зрения экономических последствий для нефтяных компаний. Однако методы подготовки и принятия этих решений в настоящее время очень мало ориентированы на экономические критерии. Не в последнюю очередь это связано как со сложностью применения формальных методов для прогноза экономических последствий решений, так и со сложившимся механизмом финансирования изучения недр за счет средств фонда ВМСБ.

Для западных добывающих компаний анализ управленческих решений с точки зрения экономических результатов является в настоящее время общепринятым [1,2,3]. Проведенная авторами работа показывает важность и возможность решения данной задачи для российской нефтяной компании.

В настоящее время федеральными органами управления предъявляются все возрастающие требования к обоснованию размещения объемов геологоразведочных работ, проводимых за счет средств фонда воспроизводства минерально-сырьевой базы. Принятие более обоснованных управленческих решений в области геологоразведки очень важно и для самих нефтяных компаний с точки зрения повышения эффективности менеджмента и, соответственно, достижения лучших экономических результатов. В этой связи корректно проведенная геолого-экономическая оценка выявленных и перспективных залежей нефти и газа, прогнозных ресурсов, лицензионных участков в целом на основе объективной исходной информации дает возможность решить следующие вопросы:

- показать целесообразность проведения поиско-

во-разведочных работ и вовлечения объектов в эксплуатацию при существующих экономических условиях;

- определить наиболее перспективные направления геологоразведочных работ и очередность освоения объектов, обеспечивающую максимальные показатели конечной экономической эффективности;

- определить ориентировочные объемы геологоразведочных работ для подготовки объектов к разработке, а также объемы финансовых средств, требуемых для их освоения;

- оценить стоимость запасов и ресурсов углеводородного сырья на каждом объекте, отражающую их объективную ценность для добывающей компании и Государства.

С целью принятия экономически обоснованных решений относительно проведения геологоразведочных работ на нефть авторами была выполнена геолого-экономическая оценка пяти новых лицензионных участков ОАО «Сургутнефтегаз». Оценивались объекты следующих участков - Ай-Пимского, Западно-Ай-Пимского, Западно-Камынского, Сахалинского и Федоровского. В ходе исследований были решены следующие задачи:

- собрана и подготовлена необходимая для расчетов исходная информация по лицензионным участкам, на каждом из которых выделены объекты оценки;

- проведены расчеты по геолого-экономической оценке объектов каждого рассматриваемого лицензионного участка и определена их ценность с точки зрения конечной экономической эффективности;

- выполнена сравнительная оценка и определены наиболее эффективные объекты с точки зрения буду-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ**ЭКОНОМИКА**

щей нефтедобычи в условиях действующей системы налогообложения;

- проведено экономическое обоснование целесообразности ведения поисково-разведочных работ на рассматриваемых участках и определены наиболее перспективные направления работ.

Предполагается, что геолого-экономическая оценка может послужить одним из важнейших аргументов при принятии решений по размещению объектов сейсморазведки, поискового и разведочного бурения.

Методика и программный комплекс «Стратегия» для геолого-экономической оценки объектов углеводородного сырья

Методика, используемая авторами для геолого-экономической оценки объектов углеводородного сырья, основывается на принятых в мировой практике методах экономической оценки объектов минерального сырья, анализа эффективности инвестиций и геологоразведочных работ, анализа систем налогообложения, а также учитывает существующие экономические условия в России [2,3,4,5,6,7].

Разработанный на основе данной методики программный комплекс «Стратегия» служит инструментом проведения необходимых расчетов. Программный комплекс позволяет проводить в оперативном порядке прогнозные расчеты основных технико-экономических показателей различных вариантов разведки и разработки нефтяных и газоконденсатных объектов и оценку эффективности их освоения в условиях действующей в Российской Федерации налоговой системы и Соглашения о разделе продукции. Объектами геолого-экономической оценки могут быть лицензионные участки, прогнозные структуры, выявленные и подготовленные перспективные на нефть и газ ловушки, открытые месторождения, отдельные залежи и другие разномасштабные объекты углеводородного сырья различной степени изученности. Несмотря на возможность оценки объектов с различной структурой запасов и ресурсов по категориям (от C_1 до D_1), комплекс в большей степени ориентирован на объекты со значительной долей неразведенных запасов и ресурсов в общем объеме углеводородного сырья, на которых требуется проведение определенного объема геологоразведочных работ по переводу этих углеводородов в промышленные категории.

Исходной информацией для расчетов являются геолого-промышленные и экономико-географические параметры рассматриваемых объектов, а также основные параметры систем налогообложения, которые включают как федеральные, так и местные налоги и платежи. Кроме того, при помощи ряда параметров пользователь может задавать вариант разработки объекта и условия функционирования созданного на его основе предприятия.

Подробное описание программного комплекса «Стратегия» ранее было опубликовано авторами в статье [8]. На рисунке 1 показана структура комплекса, а также связи и обмен информацией между его блоками. Система построена с учетом стадийности освоения объекта и включает следующие блоки:

1. Блок прогноза показателей процесса геологоразведки на объекте при подготовке запасов нефти и газа, в котором на основе исходной геологической информации об объекте рассчитываются необходимые объемы и стоимость геологоразведочных работ при переводе запасов и ресурсов различных категорий в промышленные запасы и соответствующий прирост этих запасов в динамике. Для случая когда нет необходимости прогнозирования показателей геологоразведки и объемы всех видов работ для подготовки объекта к разработке известны, в системе предусмотрен ввод соответствующих показателей в качестве исходных данных, на основании которых рассчитываются показатели прироста запасов и затраты на этот прирост.

2. Блок прогноза технологических показателей разработки нефтяных и газоконденсатных залежей, который позволяет оперативно рассчитать значения основных технологических показателей вариантов разработки нефтяных и газоконденсатных объектов на перспективу при различных значениях исходных геолого-промышленных параметров. Необходимость в таких расчетах часто возникает в случае, если на момент геолого-экономической оценки объектов углеводородного сырья нет обоснованных с достаточной точностью технологических вариантов их освоения. Если для оцениваемого объекта имеется заслуживающий доверия технологический вариант его разработки, в программном комплексе предусмотрена возможность ввода основных показателей данного варианта в качестве исходных данных с целью использования их в дальнейшем для экономических расчетов.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

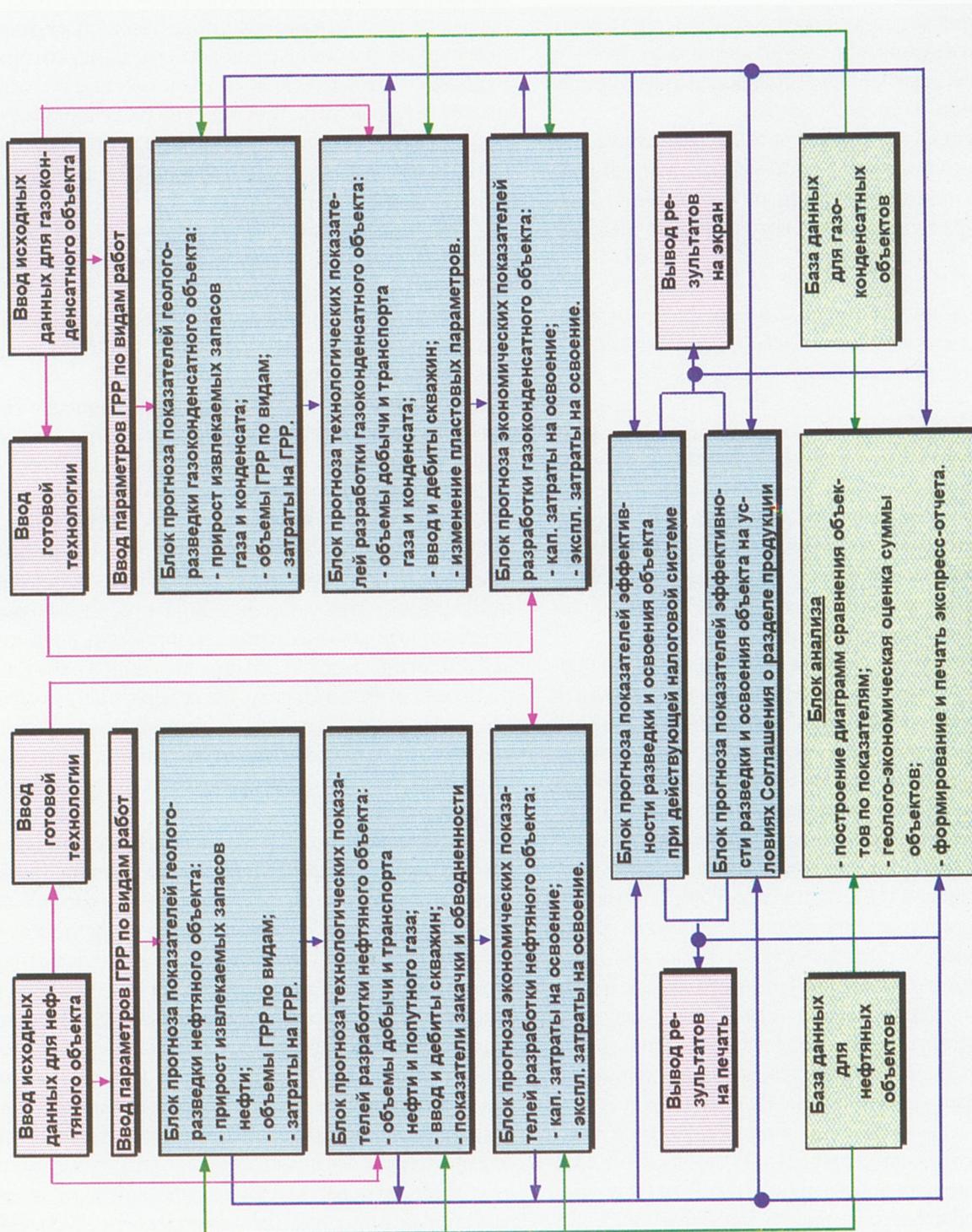
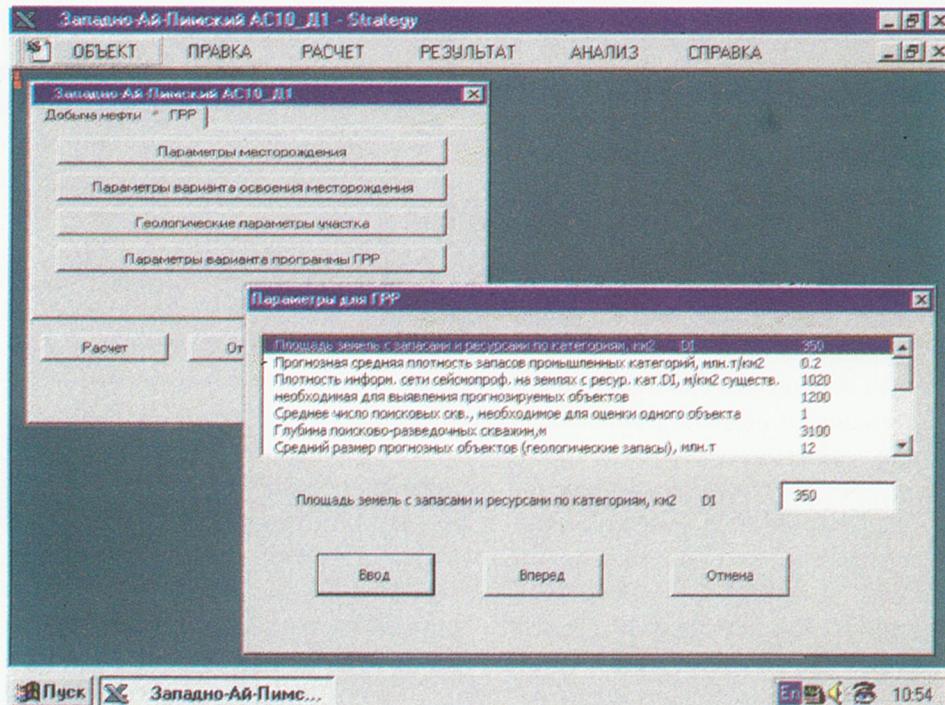


Рис. I. Структура программного комплекса
“Стратегия”

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА



Вид экрана в режиме ввода данных

Таблица 1

Движение извлекаемых запасов нефти по категориям

Годы	Извлекаемые запасы нефти по категориям, (на начало года), млн.т				Прирост запасов промышл. категорий, млн.т	
	A+B+C1	C2	C3	D1	геологические	извлекаемые
1999	0.000	0.000	0.000	7.200	0.000	0.000
2000	0.000	0.000	7.200	0.000	1.050	0.315
2001	0.315	2.970	0.000	0.000	4.283	1.285
2002	1.600	0.400	0.000	0.000	0.296	0.089
2003	1.635	0.222	0.000	0.000	0.296	0.089
2004	1.616	0.044	0.000	0.000	0.074	0.022
2005	1.530	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2006	1.438	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2007	1.358	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2008	1.288	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2009	1.224	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2010	1.167	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2011	1.114	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2012	1.084	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Вид экрана в режиме просмотра результатов

Рис.2.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

Предполагается, что добыча нефти на оцениваемом объекте начинается только после окончания всех геологоразведочных работ, необходимых для подготовки всех имеющихся здесь ресурсов и запасов до заданной степени изученности.

3. Блок прогноза экономических показателей разработки объекта углеводородного сырья, в котором на основании соответствующих нормативов рассчитываются в динамике показатели капитальных и эксплуатационных затрат на реализацию выбранного варианта разработки объекта.

4. Блок прогноза финансовых показателей и показателей эффективности освоения объекта, в котором на основании параметров, задающих рыночную ситуацию и условия налогообложения, рассчитываются показатели эффективности освоения оцениваемого объекта для двух типов налогообложения – для условий действующей налоговой системы и Соглашения о разделе продукции. Это позволяет учесть действующее в России законодательство в области недропользования и налогообложения, а также параметры договора недропользования (лицензионное соглашение или соглашение о разделе продукции), на условиях которого предполагается освоение оцениваемого объекта. Законодательством обусловливаются такие параметры, оказывающие непосредственное влияние на результаты оценки, как ставки налогов и платежей и методы их исчисления, обязательства недропользователя в случае заключения того или иного типа договора недропользования. Учет этих факторов является необходимым условием достоверности и реальности экономической оценки объектов углеводородного сырья.

5. Блок хранения исходной информации – база данных, которая формируется в процессе эксплуатации программного комплекса. В базу данных включается исходная информация по всем объектам, для которых проводилась геолого-экономическая оценка с помощью данного комплекса, и основные результатирующие показатели этой оценки.

6. Блок анализа полученных результатов, в котором предусматриваются следующие направления анализа:

- построение диаграмм для сравнения объектов по любому из показателей, хранящихся в базе данных, которое дает возможность сопоставить и наглядно продемонстрировать преимущества с точки зрения интересующих пользователя показателей как нескольки-

х объектов между собой, так и различных вариантов освоения одного и того же объекта;

- расчет основных показателей геолого-экономической оценки по сумме нескольких объектов, что дает возможность корректно оценить лицензионный участок или перспективную площадь, в пределах которых можно выделить несколько отдельных объектов оценки (залежей, блоков и пр.);

- формирование экспресс-отчета, позволяющее автоматически подготовить резюме, включающее основные показатели геолого-экономической оценки объекта, и выводы об эффективности его разведки и разработки.

Вход в систему, ввод и корректировка исходной информации, управление расчетами, вывод полученных результатов на экран и печать, формирование базы данных и работа с ней осуществляются через подробное **Меню**. На рисунке 2 показаны виды экрана в режиме ввода исходных данных и в режиме просмотра результатов.

Основными показателями эффективности при расчетах с использованием программного комплекса «Стратегия» в соответствии с мировой практикой служат чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма рентабельности (ВНР), срок окупаемости, коэффициент доходности инвестиций. Эффективность при этом оценивается как с точки зрения недропользователя, так и с точки зрения Государства, получающего доход в виде суммы налогов и платежей. Показатель накопленного чистого дисконтированного дохода представляет собой абсолютную экономическую оценку объекта, т.е. величину потенциального дохода, который может быть получен в результате освоения объекта. Показатель чистого дисконтированного дохода, приходящийся на тонну накопленной добычи нефти, отражает стоимость ресурсов и запасов нефти на объекте.

Описанный методический подход позволяет получить геолого-экономическую оценку нефтеносного объекта, которая обладает следующими необходимыми свойствами:

- учитывает основные геолого-промышленные и экономико-географические характеристики оцениваемого объекта, влияющие на затраты и результаты его освоения;

- учитывает такие факторы, как параметры рынка и система налогообложения, определяющие экономические условия освоения объекта;

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

отражает реальную ценность объекта для различных участников процесса его освоения с точки зрения конечной экономической эффективности (получения дохода);

позволяет учесть вероятностный характер используемой исходной информации как путем оперативного пересчета возможных вариантов освоения объекта по мере уточнения в процессе разведки его характеристик, так и проведением экономической оценки объекта при различных значениях основных исходных параметров, влияющих на ее результаты, и определение области сочетаний этих параметров, обеспечивающих рентабельное освоение объекта.

Прогнозные показатели геолого-экономической оценки, полученные с помощью программного комплекса «Стратегия», являются объективной основой для принятия управлеченческих решений в области геологоразведки и добычи нефти.

*Основные принципы и предпосылки геолого-экономической оценки нефтеносных объектов
ОАО «Сургутнефтегаз»*

Наиболее корректным способом геолого-экономической оценки лицензионного участка в целом является предварительная оценка отдельных объектов, выделяемых в пределах данного участка с последующим суммированием результатов. В качестве этих отдельных объектов оценки выступают обычно залежи разных пластов и (или) объекты, объединяющие несколько залежей в пределах одного стратиграфического комплекса. В рамках данной работы в качестве объектов оценки выделялись группы залежей, залежи, части залежей, блоки, которые в последующем будут отдельными объектами разработки. Излишне дробное выделение объектов делает геолого-экономическую оценку громоздкой и не ведет к ее большей корректности и точности, поэтому группы залежей были объединены в более крупные объекты оценки. Основным принципом объединения группы залежей являлась возможность корректного принятия для этого объекта единых основных геологических и технологических параметров, которые существенным образом влияют на оценку: ожидаемых начальных дебитов, глубины скважин, коэффициентов извлечения нефти.

В пределах одного пласта или стратиграфического комплекса на выделение объектов геолого-эко-

номической оценки оказывает также влияние степень изученности разных частей территории лицензионного участка и, соответственно, структура запасов. Более корректным, на наш взгляд, является выделение прогнозных и перспективных ресурсов категорий D_1 и C_3 в отдельные объекты геолого-экономической оценки. Это позволяет прогнозировать динамику технологических показателей разработки запасов различных категорий дифференцированно и, следовательно, приблизить прогноз к реальной практике освоения объектов.

Исходная информация, используемая для проведения геолого-экономической оценки, включает геолого-промышленные характеристики объектов, выделенных в пределах лицензионного участка, экономические нормативы для расчета затрат на освоение и ряд параметров, задающих рыночную ситуацию и систему налогообложения.

Объемы поисково-разведочного бурения, необходимые для подготовки запасов промышленных категорий, первоначально рассчитываются отдельно для каждого из объектов. В том случае, когда залежи разных продуктивных горизонтов, выступающие в качестве отдельных объектов, в плане перекрывают полностью или частично друг друга, объемы бурения, требуемые для подготовки запасов по отдельным залежам, корректируются с учетом того, что часть поисковых и разведочных скважин одновременно изучают несколько объектов оценки.

То же самое касается и планируемых объемов площадной сейморазведки. При геолого-экономической оценке объемы площадной сейморазведки прогнозируются и учитываются отдельно для каждого из объектов. В том случае, когда на территории лицензионного участка прогнозные ресурсы категории D_1 приурочены к нескольким стратиграфическим комплексам (продуктивным горизонтам) и, соответственно, имеется несколько объектов оценки, объемы площадных сейморазведочных работ перераспределяются по объектам таким образом, чтобы избежать в расчетах многократного изучения сейморазведкой одной и той же территории.

Геолого-промышленная информация, необходимая для расчетов (объем и структура запасов и ресурсов нефти, глубины поисково-разведочных и добывающих скважин, начальные дебиты нефти и др.), была подготовлена на основе геологических данных ОАО

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

«Сургутнефтегаз» на 1 января 1999 года. При расчете прогнозных показателей процесса подготовки запасов степень изученности, необходимая для ввода объектов в разработку, была принята на уровне 80% запасов категории С₁. Каких-либо ограничений на годовые объемы геологоразведочных работ при этом не ставилось. Параметры, задающие динамику разработки, для каждой залежи подбирались индивидуально исходя из максимизации его экономической оценки.

Экономические нормативы, используемые для расчета показателей затрат на освоение лицензионных участков, соответствуют отчетным данным о хозяйственной деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» в 1999 году. При их подготовке были приняты следующие предпосылки:

- отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы учитывались при налогообложении лишь в части, отчисляемой в бюджеты всех уровней (3%), в предположении, что часть, оставляемая предприятию, направляется на проведение геологоразведочных работ на оцениваемом лицензионном участке;
- ставка платы за недра была принята минимальной (6%), так как в процессе расчетов оценивались новые объекты;
- показатели экономической эффективности для недропользователя в соответствии с мировой практикой экономической оценки объектов минерального сырья рассчитываются до налога на прибыль;
- расчеты проводились в постоянных ценах без учета инфляции;
- норматив дисконтирования принимался равным 10%;
- продолжительность расчетного периода составляла 45 лет.

Проведение расчетов по геолого-экономической оценке нефтяного объекта на примере Западно-Ай-Пимского лицензионного участка

В соответствии с применяемой методикой последовательность расчетов показателей геолого-экономической оценки лицензионного участка следующая:

1. Выделение объектов оценки и подготовка входных параметров по объектам.
2. Предварительный расчет показателей геолого-экономической оценки объектов без учета взаимного расположения залежей на участке.

3. Корректировка входных параметров объектов с учетом взаимного расположения залежей на участке.

4. Окончательный расчет показателей геолого-экономической оценки выделенных объектов с использованием скорректированных параметров.

5. Расчет показателей лицензионного участка в целом с применением процедуры суммирования, включенной в блок анализа программного комплекса «Стратегия».

6. Анализ полученных результатов оценки с формированием экспресс-отчетов по каждому объекту оценки и лицензионному участку в целом.

7. Ранжировка объектов оценки по показателям чистого дисконтированного дохода и построение соответствующих графиков.

8. Построение карты удельных стоимостей запасов на участке.

По имеющимся данным на территории Западно-Ай-Пимского лицензионного участка выявлены залежи нефти в пластах АС₁₀, АС₁₁¹, АС₁₁², АС₁₁³, Ю₀. На территории лицензионного участка проведена сейсморазведка плотностью 1,2 км/км² и выявлены перспективные ловушки с ресурсами категории С₃ в пластах АС₁₀, АС₁₁¹, Ю₀, Ю₂₋₄ и Ю₁₀. Пласти АС₁₁² и АС₁₁³ были выделены в качестве единого объекта оценки АС₁₁²⁻³, так как залежи стратиграфически сближены и перекрывают друг друга в плане. В отдельные объекты оценки выделены перспективные ловушки с ресурсами категории С₃. Помимо запасов категорий С₁, С₂ и перспективных ресурсов категории С₃ в неокомском, нижне-среднеюрском комплексах и баженовской свите имеются значительные невыявленные прогнозные ресурсы нефти категории Д₁. Эти ресурсы были также взяты в качестве отдельных объектов оценки. Таким образом, геолого-экономическая оценка производилась по 12 объектам. Основные исходные геолого-промышленные параметры выделенных объектов приведены в таблице 1. При подготовке исходной информации для расчета прогнозных показателей геологоразведочных работ на Западно-Ай-Пимском лицензионном участке по некоторым из объектов была проведена корректировка ряда исходных параметров с целью учета взаимного пересечения в плане залежей и площадей проведения работ. Она проводится для того, чтобы избежать завышения затрат на геологоразведочные работы по объектам и получить корректную геолого-экономическую оценку.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

Основные параметры для расчета технологических показателей подготовки запасов и добычи нефти на Западно-Ай-Пимском лицензионном участке

Таблица 1

Исходные параметры	Единица измерения	Продуктивные горизонты				
		AC ₁₀	AC ₁₁ ¹	AC ₁₁ ²⁻³	IO ₀	IO ₂₋₄
1. Запасы и ресурсы нефти по категориям (геологические):						
C ₁	МЛН.т	1.182	5.726	1.781	0.809	-
C ₂	МЛН.т	10.394	51.626	3.559	4.640	-
C ₃	МЛН.т	33.000	7.800	-	5.100	15.100
D ₁	МЛН.т	24.000	-	-	9.000	17.000
2. Прогнозная средняя плотность запасов промышленных категорий	МЛН.т/КМ ²	0.2	0.195	0.17	0.12	0.17
3. Число объектов, подготовленных к поисковому бурению	единиц	2	1	-	2	3
4. Плотность сети сейсмопрофилей на землях с ресурсами категории D ₁ :						
- существующая						
- необходимая для выявления прогнозируемых объектов						
5. Глубина поисково-разведочных скважин						
- для запасов категорий C ₁ +C ₂	до корректировки	3100	3100	3100	3100	-
	после корректировки	3100	3100	0.01	0.01	-
- для ресурсов категории C ₃	до корректировки	3100	3100	-	3100	3500
	после корректировки	3100	3100	-	0.01	400
6. Средний размер разведочного бурения на землях с запасами C ₁ :						
7. Плотность сети разведочных объектов (геологические запасы)						
- для запасов и ресурсов категории D ₁	МЛН.т	12.00	-	-	4.50	8.50
- для запасов и ресурсов категорий C ₁ +C ₂	до корректировки	10.5	10.5	10	10	-
- для ресурсов категории C ₃	до корректировки	10.5	10.5	-	10	10
8. Коэффициент успешности поискового бурения	КМ ² /СКВ.	10.5	10.5	-	10	10
9. Коэффициент подтверждаемости запасов C ₂	КМ ² /СКВ.	10.5	36	-	10	10
10. Технологический коэффициент нефтезвлечения	КМ ² /СКВ.	10.5	-	-	10	-
11. Ожидаемый начальный дебит по нефти	доли ед.	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
12. Глубина эксплуатационных скважин	доли ед.	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
13. Газовый фактор	доли ед.	0.30	0.30	0.25	0.10	0.30
14. Вязкость нефти в пластовых условиях	т/сут.	14	26	10	6	5
15. Расстояние до имеющегося нефтепровода	М	2400	2400	2400	2900	3500
	М3/т	58	58	58	140	65
	Мта [*] с	1,5	2,9	2,9	0,9	3,1
	КМ	13	13	13	13	13

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА



Границы выявленных залежей (а) с запасами категорий C_1 и C_2 и перспективных (б) с ресурсами категории C_3 ; 1 - пласта AC_{10} , 2 - пласта AC_{11}^1 , 3 - пласта AC^{2-3}_{11} , 4 - пласта YC_0 , 5 - пласта YC_{2-4} , 6 - пласта YC_{10} ; площади выявленных залежей с запасами категорий C_1 и C_2 , взятые для расчета объемов поисково-разведочного бурения: 7 - пласта AC_{10} , 8 - пласта AC_{11}^1 ; площади перспективных залежей, с ресурсами категории C_3 ; 9 - в пласте AC_{10} , 10 - в пласте YC_{10} ; 11 - площади земель с ресурсами категории D_1 ; 12 - глубокие скважины.

Рис.3. Западно-Ай-Пимский лицензионный участок. Залежи нефти и площади, взятые для расчета объемов геологоразведочных работ

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

Таблица 2

Основные показатели геолого-экономической оценки нефтеносных объектов Западно-Ай-Пимского лицензионного участка

Показатели геолого-экономической оценки	Объекты оценки										Объекты с положит. оценкой	Участок в целом	
	$C_1 + C_2$	$A_{C_{10}}$	AC_{11}	$C_1 + C_2$	C_3	$C_1 + C_2$	$C_1 + C_2$	IO_0	IO_{-d}	C_3	IO_{10}		
1. Максимальный годовой объем добычи нефти, тыс. т	115	149	108	568	70	27	6	4	7	45	38	8	1068
2. Накопленная добыча нефти, тыс. т.	1444	1858	1349	7599	942	514	149	72	121	860	723	182	14715
3. Ввод новых скважин, шт.	37	47	34	149	19	12	5	4	5	30	27	7	333
4. Прирост извлекаемых запасов нефти, тыс. т	1559	2475	1800	7744	1170	445	232	128	225	1510	1275	375	16935
5. Затраты на подготовку запасов нефти, млн. руб.	117	156	141	312	19	0	0	0	99	0	159	8	746
6. Капитальные затраты, млн. руб.	398	504	186	1646	114	72	36	29	22	218	173	61	3174
7. Эксплуатационные затраты, млн.руб.	1055	1347	978	4769	599	351	118	63	100	717	603	156	9932
8. Удельные затраты на освоение объекта, руб./т	1087	1080	967	885	777	823	1032	1289	1820	1087	1293	941	969
9. Общая выручка, млн. руб.	3336	4293	3117	17556	2177	1187	345	166	280	1986	1669	420	33996
10. Чистый недисконтированный доход, млн. руб.	1712	2216	1777	10599	1423	751	185	69	56	1017	707	186	19681
-до налогообложения	904	1176	1033	6408	911	469	98	27	-17	531	295	83	11530
-после налогообложения	808	1039	744	4191	513	282	87	42	73	486	412	103	8151
12. Чистый дисконтированный доход (@10%), млн. руб.	513	604	500	3923	565	207	38	10	-42	222	57	17	6573
-до налогообложения	212	251	267	2280	364	123	14	-1	-62	90	48	-8	3601
-после налогообложения	300	353	233	1643	201	84	24	11	0	132	105	24	2972
14. Удельный чистый дисконтируемый доход (@10%), руб./т	355	325	371	516	600	404	258	137	-350	258	79	91	447
-до налогообложения	147	135	198	300	386	239	94	-20	-509	104	-66	-42	245
-после налогообложения	208	190	173	216	214	164	164	157	0	154	145	133	202
15. Срок окупаемости с учетом дисконтирования, лет													3132
-до налогообложения	4.5	5.5	5.2	2.3	1.6	2.2	6.0	9.7	-	6.0	14.1	13.1	3.4
-после налогообложения	6.6	7.6	6.5	3.0	2.0	3.6	9.4	-	-	8.6	-	4.3	4.9
17. Внутренняя норма рентабельности, % :													
-до налогообложения	46%	43%	55%	126%	272%	554%	35%	21%	3%	50%	14%	15%	94%
-после налогообложения	24%	24%	36%	77%	178%	118%	19%	8%	-1%	24%	7%	7%	55%

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

На рисунке 3 показаны залежи нефти и площади, взятые для расчета объемов геологоразведочных работ. Исходные параметры были скорректированы следующим образом:

1. Выявленные залежи пластов AC_{11}^{2-3} и $Ю_0$, а также перспективные ловушки пластов $Ю_0$, $Ю_{24}$ и $Ю_{10}$ практически полностью перекрываются в плане залежами пластов AC_{10} и AC_{11}^1 и будут изучены скважинами, заложенными на эти вышележащие залежи. Чтобы не учитывать в расчетах дважды объемы поисково-разведочного бурения, для залежей в пластах AC_{11}^{2-3} , $Ю_0$ и $Ю_{24}$ в качестве глубины скважин была взята условная величина 0,01 м, сводящая объемы бурения по этим объектам практически к нулю, а для залежей в пласте $Ю_{10}$ в связи с тем, что для них требуются значительно более глубокие скважины, в расчеты была заложена необходимая для их вскрытия величина углубления 400 м.

2. Для перспективной ловушки пласта AC_{11}^1 , также полностью перекрытой в плане перспективной ловушкой, выявленной по пласту AC_{10} , объемы поискового бурения были снижены до одной скважины путем разрежения плотности сети скважин с $10,5 \text{ км}^2/\text{скв.}$ до $36 \text{ км}^2/\text{скв.}$.

3. Исходя из доли начальных извлекаемых запасов каждой залежи в общем объеме извлекаемых запасов участка и их расположения на участке, в качестве основных объектов разработки можно считать объекты горизонта AC_{10} с запасами C_1 и C_2 и ресурсами категории C_3 и объект пласта AC_{11}^1 с запасами C_1 и C_2 . В связи с этим капиталовложения в обустройство на указанных объектах предусматриваются в полном объеме. На остальных объектах затраты на нефтепромысловое строительство не предусматриваются и соответствующие нормативы приняты нулевыми.

4. Затраты на строительство нефтепровода-подключения Западно-Ай-Пимского лицензионного участка к имеющейся сети нефтепроводов протяженностью 13 км и диаметром 273 мм, принятые исходя из максимального уровня годовой добычи нефти в сумме по всем объектам рассматриваемого лицензионного участка, были отнесены на наиболее крупный объект AC_{11}^1 с запасами C_1 и C_2 .

В таблице 1 значения скорректированных геолого-промышленных параметров выделены курсивом.

Окончательный расчет прогнозных показателей геолого-экономической оценки был произведен с ис-

пользованием скорректированных параметров. Основные результирующие показатели, полученные в результате расчетов, по всем рассматриваемым объектам Западно-Ай-Пимского лицензионного участка представлены в таблице 2. Кроме того, здесь приведены суммарные показатели эффективности для объектов, имеющих положительную экономическую оценку, а также для участка в целом. Эти показатели отражают эффективность освоения запасов и ресурсов нефти лицензионного участка при действующей налоговой системе.

Краткое описание полученных результатов и основные выводы по Западно-Ай-Пимскому лицензионному участку в целом могут быть получены в виде экспресс-отчета. Он формируется в рамках программного комплекса «Стратегия» на основании прогнозных показателей геолого-экономической оценки, рассчитанных для каждого выделенного в рамках лицензионного участка объекта, с использованием процедуры суммирования. Виды экрана с фрагментами экспресс-отчета по Западно-Ай-Пимскому лицензионному участку показаны на рисунке 4.

Более детальный анализ основных прогнозных показателей геолого-экономической оценки Западно-Ай-Пимского лицензионного участка свидетельствует о следующем.

Средние удельные затраты на подготовку извлекаемых запасов нефти на участке, прирост которых прогнозируется в объеме 18937 тыс.т, составят 53 руб./т. На рисунке 5 приведены начальные извлекаемые запасы нефти категории C_1 всех рассматриваемых объектов Западно-Ай-Пимского лицензионного участка и их прирост при 100% изученности.

Основная часть суммарной прогнозируемой добычи нефти за расчетный период по участку, достигающая почти 15,8 млн.т, приходится на неокомский комплекс. Объем рентабельной добычи составляет 93% указанного объема и достигает 14,7 млн.т.

На рисунке 6 показана ранжировка всех рассмотренных объектов лицензионного участка по показателю накопленного чистого дисконтированного дохода (ЧДД), отражающего потенциальную ценность объекта для добывающего предприятия. В условиях действующей налоговой системы и принятом уровне цен на нефть достаточно высокие показатели абсолютной экономической эффективности имеют все шесть выделенных объектов неокомского комплекса.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

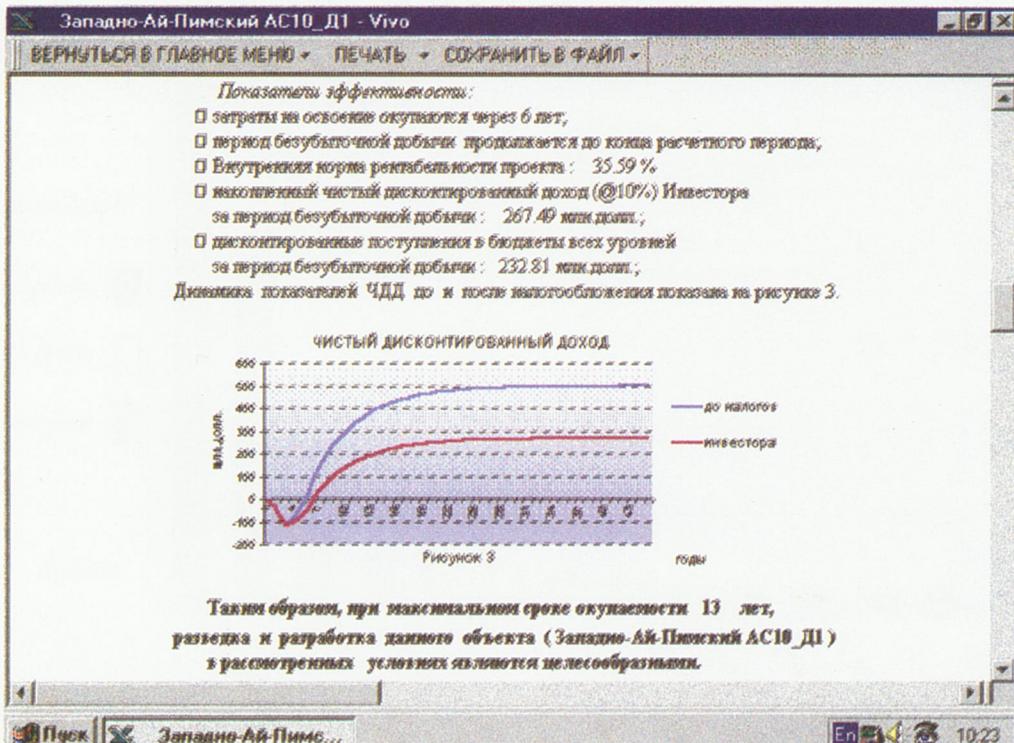
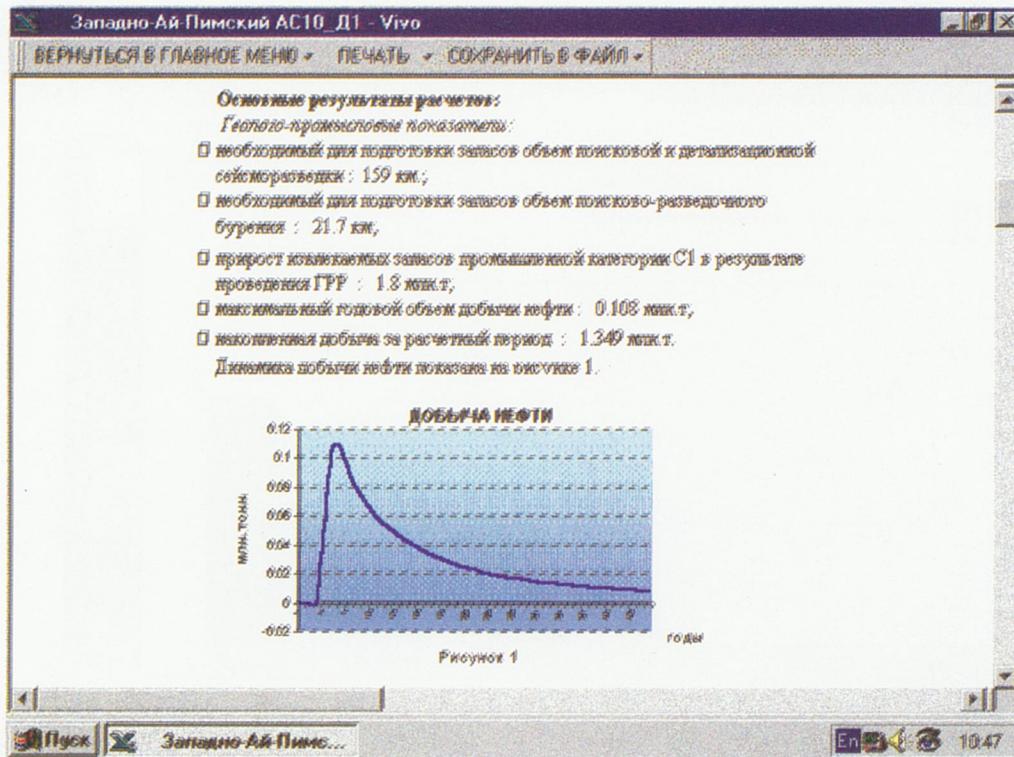


Рис.4. Вид экрана с фрагментами экспресс-отчета

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

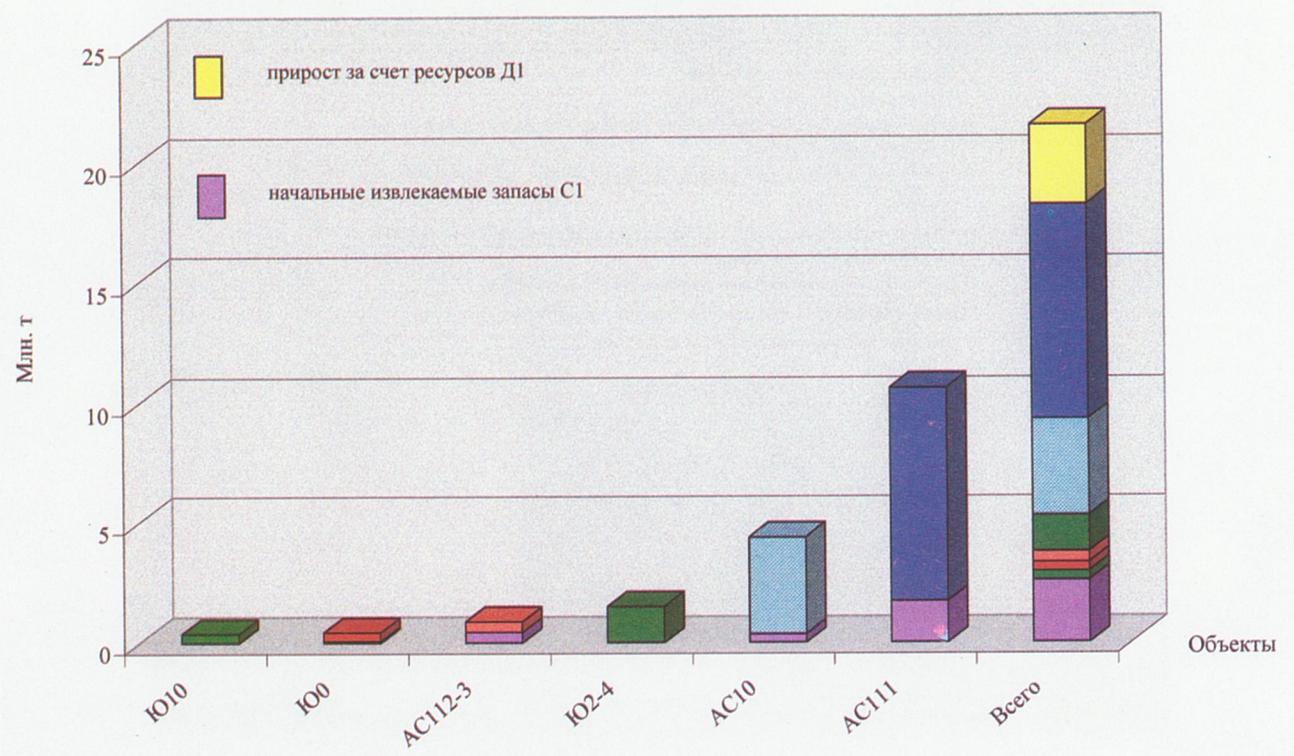


Рис.5. Начальные извлекаемые запасы нефти и их прирост на объектах Западно-Ай-Пимского лицензионного участка

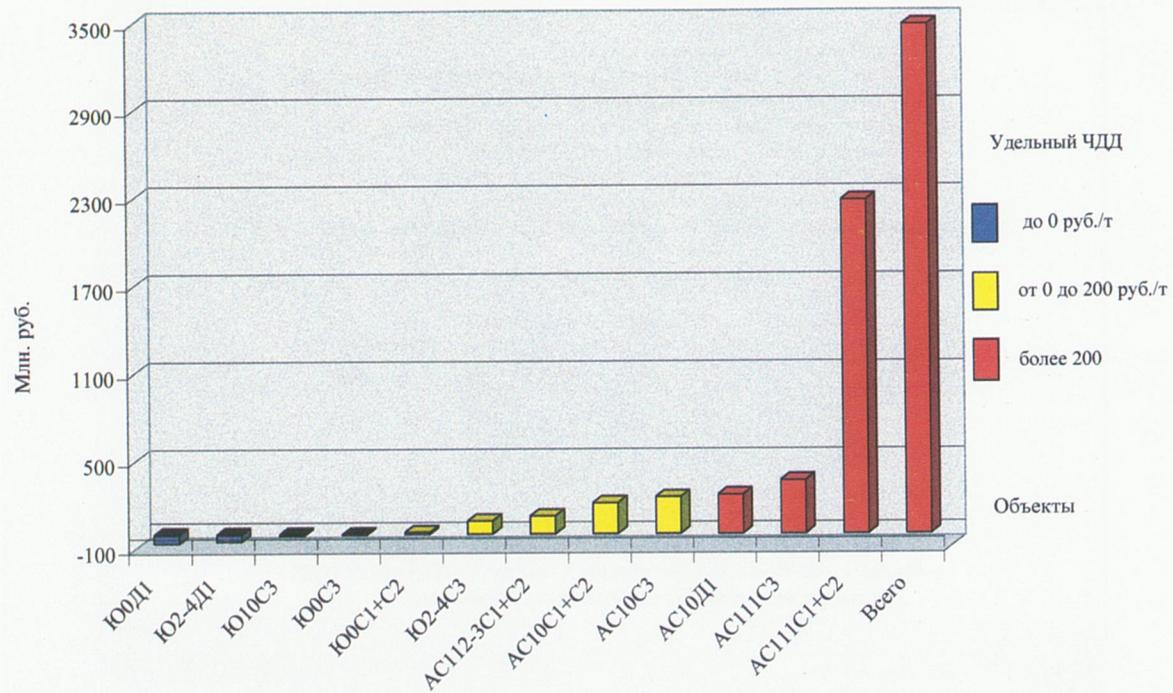


Рис.6. Накопленный чистый дисконтированный доход по объектам Западно-Ай-Пимского лицензионного участка

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

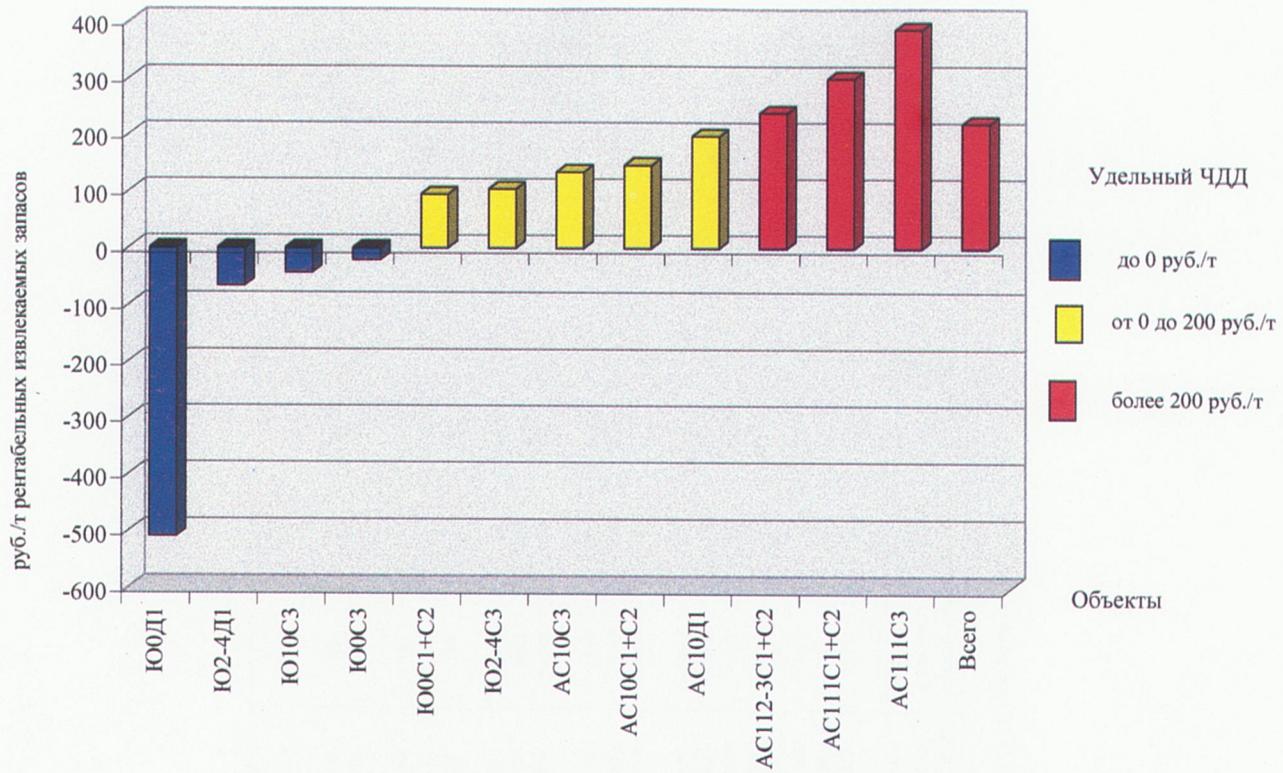


Рис. 7. Удельный чистый дисконтированный доход по объектам Западно-Ай-Пимского лицензионного участка

Наиболее высокий показатель накопленного ЧДД имеет самый крупный из рассматриваемых объект пласта AC_{11}^1 с запасами $C_1 + C_2$, несмотря на то, что все затраты на обустройство здесь учтены в полном объеме. Положительную экономическую оценку имеют также объект залежи $Ю_0$ с запасами $C_1 + C_2$ и объект пласта $Ю_{2-4}$ с ресурсами категории C_3 . Относительно высокая экономическая оценка перспективного объекта пласта $Ю_{2-4}$ обусловлена тем, что довольно высокий прирост запасов здесь достигается полностью за счет изучения других горизонтов и не требует дополнительных затрат. Разведка и освоение четырех остальных прогнозных и перспективных объектов в пластах $Ю_0$, $Ю_{2-4}$ и $Ю_{10}$ с ресурсами категорий C_3 и D_1 в условиях действующего налогообложения и принятых ценах на нефть не окупается. Однако положительная экономическая оценка трех из них до учета налогообложения свидетельствует о возможности их рентабельной эксплуатации в случае определенных налоговых льгот. Исключение составляет объект пласта $Ю_0$ с прогнозными ресурсами категории D_1 , по которому стоимость

подготовки запасов составляет 45% общих затрат на освоение, а накопленный ЧДД является отрицательным даже до налогообложения.

На рисунке 7 показана ранжировка рассмотренных объектов Западно-Ай-Пимского лицензионного участка по показателю удельного чистого дисконтированного дохода, который может рассматриваться как стоимость имеющихся здесь запасов и ресурсов. Лучшие значения удельных показателей эффективности имеют объекты пласта AC_{11}^1 , по которым удельный ЧДД находится на уровне 239–386 руб./т. Несколько ниже значения данного показателя для объектов пласта AC_{10} , находящиеся в пределах от 135 до 198 руб./т. Запасы и ресурсы объектов нижненефтегорского комплекса с положительной экономической оценкой (объекта залежи $Ю_0$ с запасами $C_1 + C_2$ и объекта пласта $Ю_{2-4}$ с ресурсами категории C_3) имеют стоимость около 100 руб./т. А стоимость перспективных ресурсов четырех объектов пластов $Ю_0$, $Ю_{2-4}$ и $Ю_{10}$, по которым удельные затраты на подготовку запасов и освоение превышают 1200 руб./т, является отрицательной величиной.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

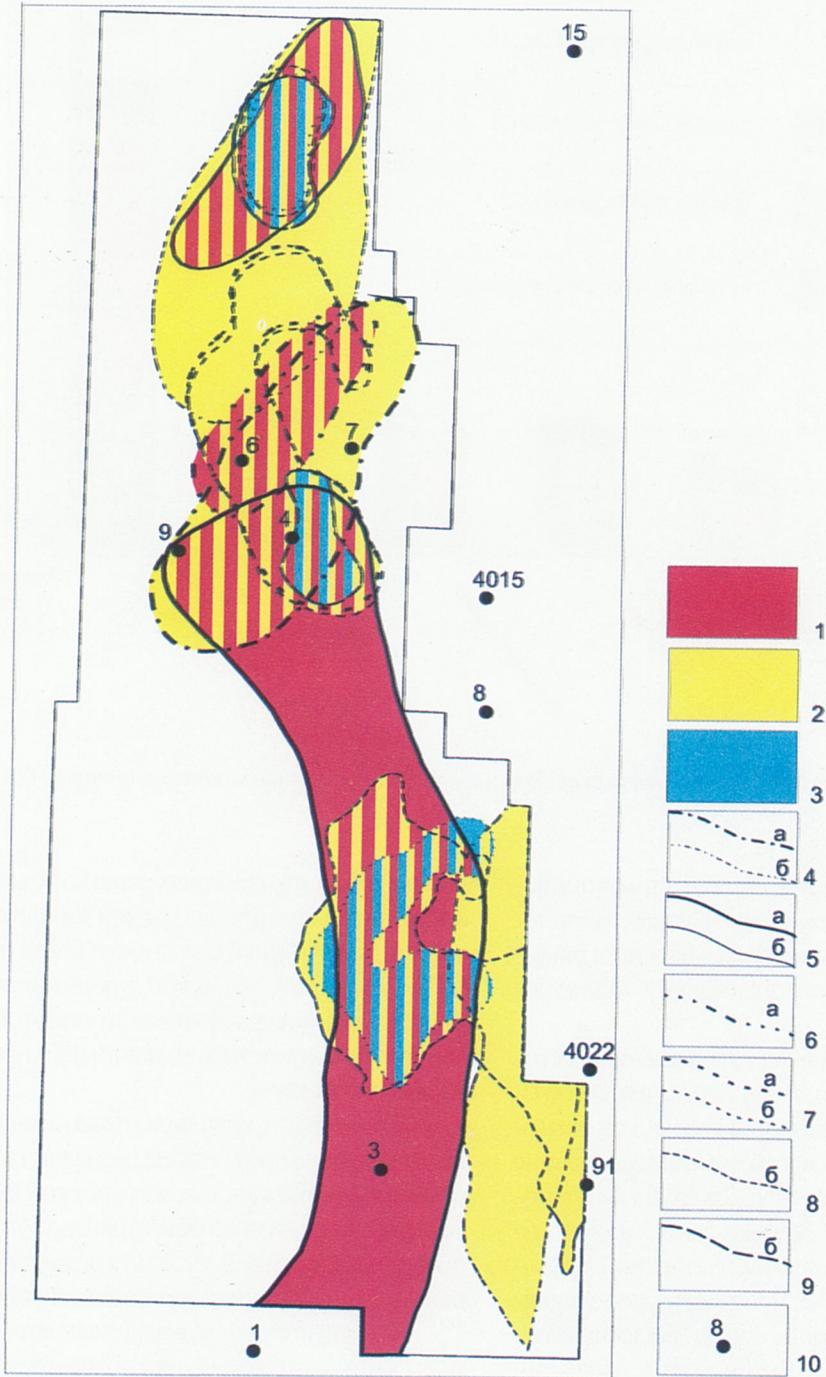
Основные показатели геолого-экономической оценки пяти лицензионных участков ОАО "Сургутнефтегаз"

Таблица 3

Показатели геолого-экономической оценки	Ай-Пимский ЛУ		Западно-Ай-Пимский ЛУ		Западно-Камынинский ЛУ		Сахалинский ЛУ		Федоровский ЛУ		По пяти участкам		
	С полож. оценкой в целом	Участок С полож. оценкой	Участок в целом	С полож. оценкой	Участок в целом	С полож. оценкой	Участок в целом	С полож. оценкой	Участок в целом	С полож. оценкой	ЛУ	С полож. оценкой	Все объекты
1. Максимальный годовой объем добчины нефти, тыс.т	432	803	1068	1125	783	865	335	413	844	3389	3948		
2. Накопленная добыча нефти, тыс. т:	7068	15665	14715	15812	14241	16058	7304	8745	15873	59200	72153		
3. Ввод новых скважин, шт.	183	559	333	376	284	353	187	230	311	1298	1829		
4. Прирост изыскиемых запасов нефти, тыс. т	7779	20763	16935	18937	13986	17690	12789	15071	12065	63554	84527		
5. Затраты на подготовку запасов нефти, млн. руб.	183	559	333	376	284	353	187	230	311	1298	1829		
6. Капитальные затраты, млн. руб.	1794	4731	3174	3459	2373	2761	2024	2492	2060	11426	15503		
7. Эксплуатационные затраты, млн.руб.	5119	13286	9932	10854	9476	10982	6450	5371	10382	40279	51955		
8. Удельные затраты на освоение объекта, руб./т	1033	1226	941	969	887	939	1082	1120	833	928	1007		
9. Общая выработка, млн. руб.	16329	36191	33996	36531	32901	37101	16877	20205	36671	136775	166700		
10. Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	8770	16290	19681	20699	19884	21578	8691	10065	23068	80095	91701		
-до налогообложения													
- после налогообложения	4826	7367	11530	11918	12048	12698	4587	5141	14374	47366	51499		
- баланса	3944	8922	8151	8781	7836	8880	4105	4924	8694	32729	40202		
12. Чистый дисконтированный доход (@10%), млн. руб.													
-до налогообложения	2273	2664	6573	6614	5060	5052	1338	1399	6098	21343	21827		
- после налогообложения	959	12	3601	3482	2681	2409	193	10	3477	10911	9391		
- бюджета	1314	2652	2972	3132	2380	2643	1144	1389	2621	10432	12436		
14. Удельный чистый дисконтир. доход (@10%), руб./т	322	170	447	418	355	315	183	160	384	361	303		
-до налогообложения	136	1	245	220	188	150	26	1	219	184	130		
- после налогообложения	186	169	202	198	167	165	157	159	165	176	169		
- бюджета													
15. Срок окупаемости с учетом дисконтирования, лет	4.8	8.1	3.0	3.4	4.6	5.3	8.2	9.2	4.0	4.4	5.3		
-до налогообложения	7.2	37.0	4.3	4.9	6.1	7.4	18.7	37.6	5.1	5.9	7.7		
17. Внутренняя норма рентабельности, % :													
-до налогообложения	43%	21%	94%	83%	54%	41%	22%	19%	64%	55%	39%		
- после налогообложения	23%	10%	55%	47%	33%	25%	12%	10%	42%	33%	23%		

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА



1 - объекты с удельным чистым дисконтированным доходом (ЧДД) выше 200 руб./т; 2 - объекты с удельным ЧДД от 0 до 200 руб./т; 3 - объекты с отрицательным удельным ЧДД; границы выявленных залежей (а) с запасами категорий C_1 и C_2 и перспективных (б) с ресурсами категории C_3 ; 4 - пласта AC_{10} , 5 - пласта AC_{11}^1 , 6 - пласта AC_{11}^{2-3} , 7 - пласта YC_0 , 8 - пласта YC_{2-4} , 9 - пласта YC_{10} ; 10 - глубокие скважины

Рис.8. Западно-Ай-Пимский лицензионный участок. Карта удельных стоимостей запасов и перспективных ресурсов нефти

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

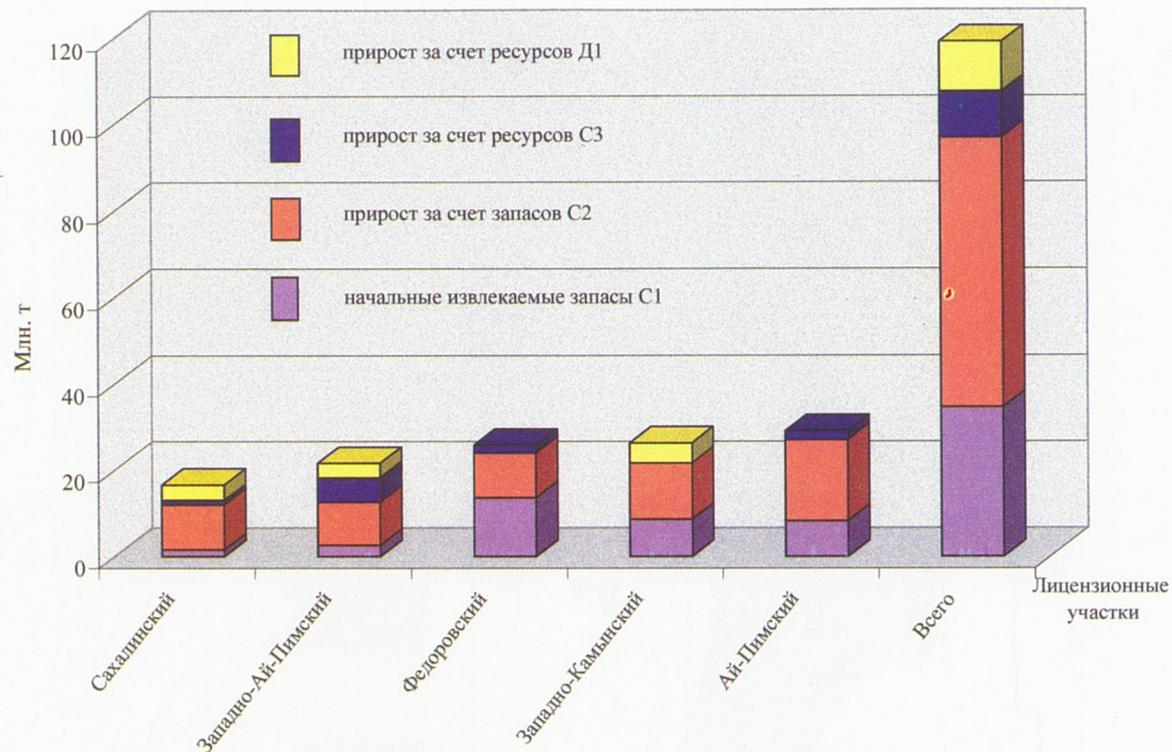


Рис. 9. Начальные извлекаемые запасы нефти и их прирост на лицензионных участках ОАО

Все приведенные рисунки, иллюстрирующие результаты геолого-экономической оценки лицензионного участка, могут быть получены в рамках программного комплекса «Стратегия» с помощью функции построения диаграмм.

На рисунке 8 представлена карта удельных стоимостей запасов и перспективных ресурсов нефти Западно-Ай-Пимского лицензионного участка. На ней показано расположение залежей с высокими (свыше 200 руб./т), средними (от нуля до 200 руб./т) и отрицательными удельными ЧДД. Изучение взаимного расположения залежей с различной конечной эффективностью освоения позволяет принимать экономически более обоснованные решения при размещении объемов поисково-разведочного бурения на территории лицензионного участка.

Результаты экономической оценки пяти лицензионных участков ОАО «Сургутнефтегаз»

Процедура геолого-экономической оценки Ай-Пимского, Западно-Камынского, Сахалинского и Фе-

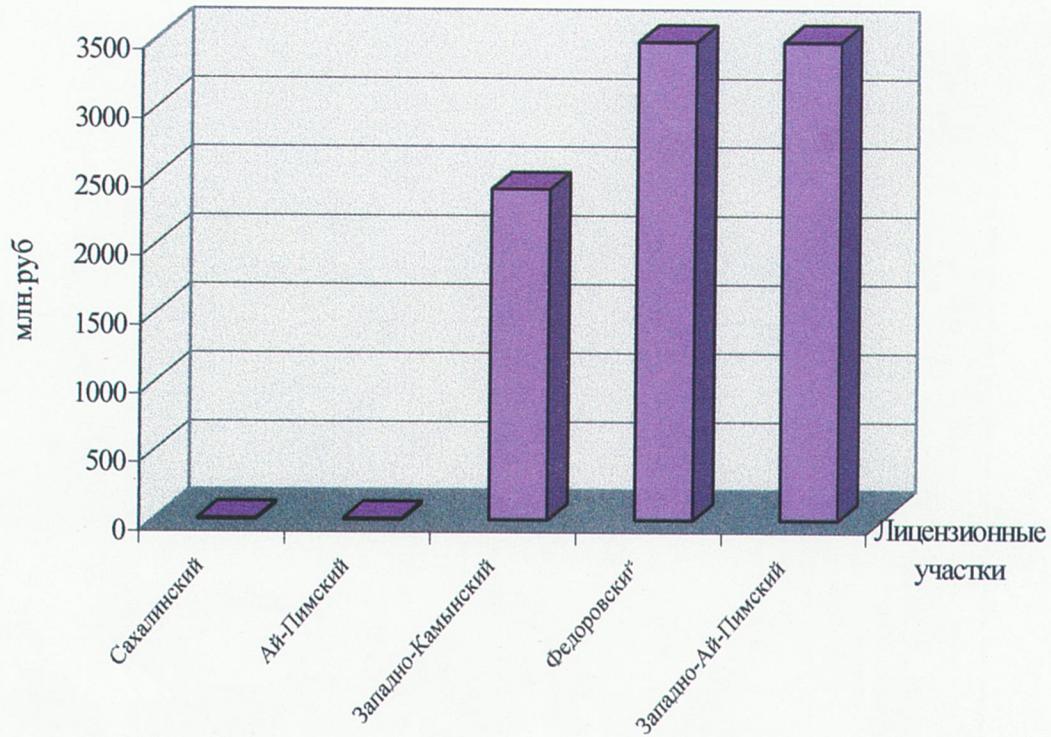
доровского лицензионных участков была аналогична описанной выше процедуре для Западно-Ай-Пимского участка. В общей сложности было оценено более 50 нефтеносных объектов, представляющих собой ресурсы и запасы нефти различных пластов разной степени изученности, находящихся в пределах лицензионных участков.

Основные прогнозные показатели геолого-экономической оценки по всем пяти участкам приведены в таблице 3. На каждом из участков выделены суммарные показатели по объектам с положительной экономической оценкой. Результаты расчетов, приведенные в данной таблице, свидетельствуют о следующем.

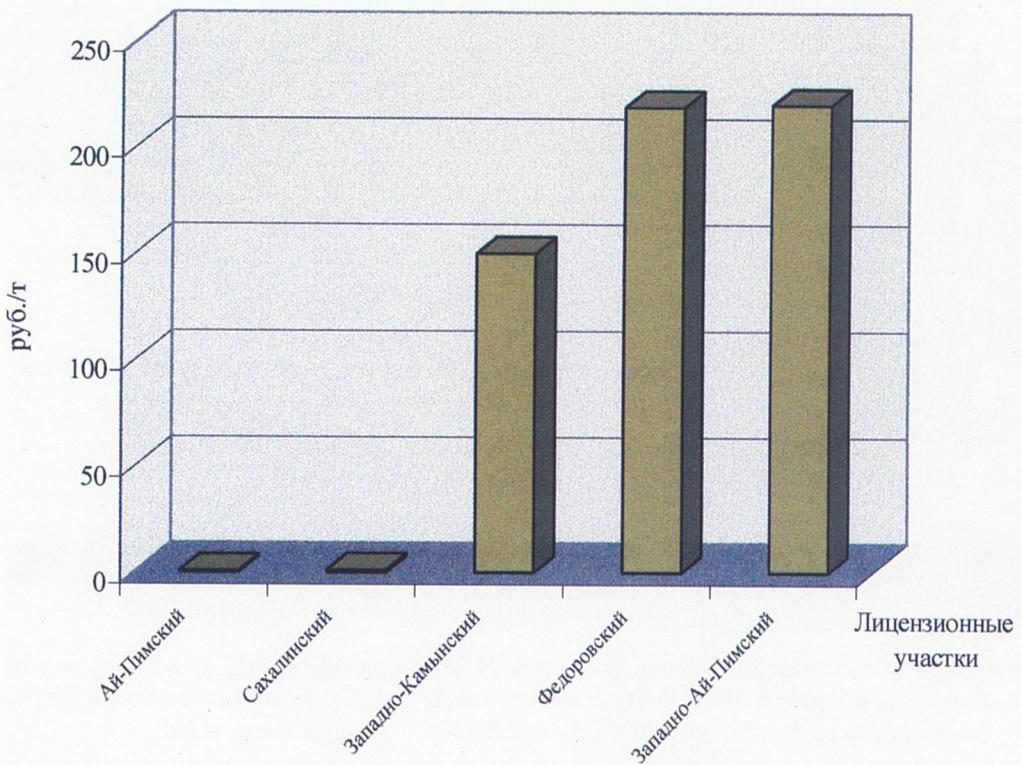
Общий прирост извлекаемых запасов нефти прошленных категорий прогнозируется в объеме 84,54 млн.т, в том числе по объектам с положительной экономической оценкой 64,55 млн.т, или 75%. Средние удельные затраты на прирост запасов по всем объектам пяти участков составляют 61 руб./т, а по объектам с положительной оценкой - 51 руб./т. На рисунке 9 показан прирост начальных извлекаемых запасов нефти категории С₁ по рассматриваемым лицензионным

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА



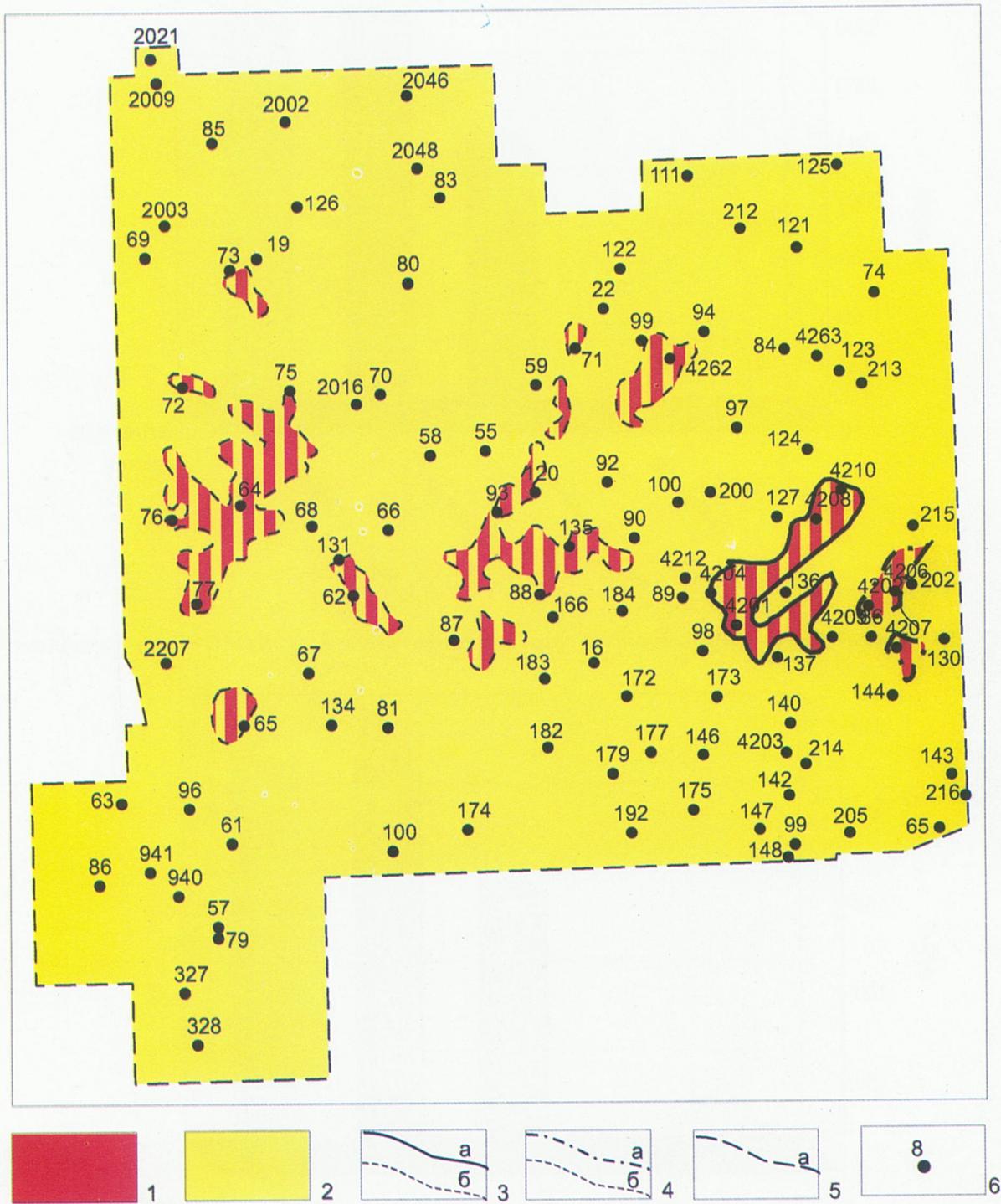
Накопленный чистый дисконтированный доход по лицензионным участкам ОАО «Сургутнефтегаз»



Удельный чистый дисконтированный доход по лицензионным участкам ОАО «Сургутнефтегаз»

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

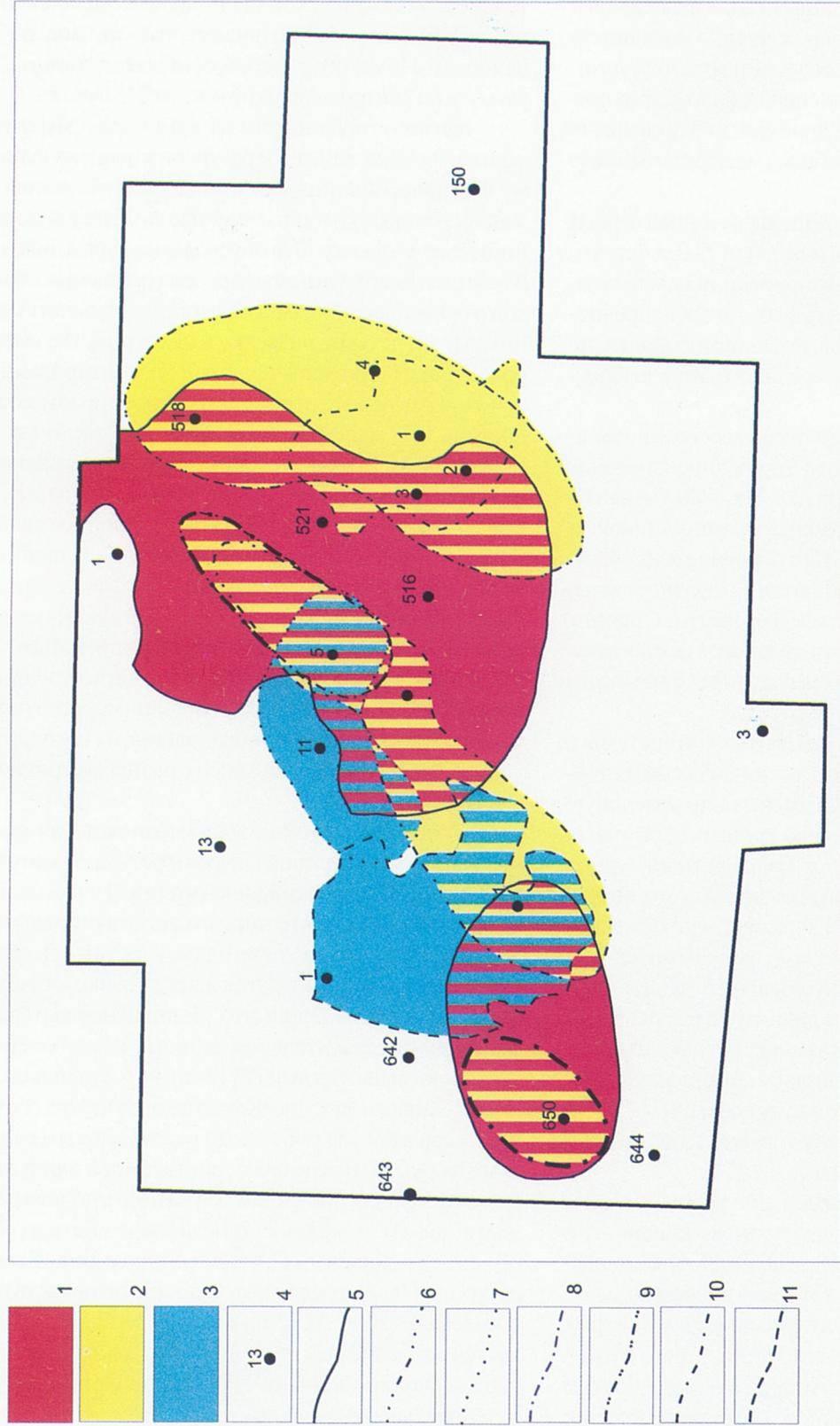


1 - объекты с удельным чистым дисконтированным доходом (ЧДД) выше 200 руб./т; 2 - объекты с удельным ЧДД от 0 до 200 руб./т; границы выявленных залежей (а) с запасами категорий C_1 и C_2 и перспективных (б) с ресурсами категории C_3 ; 3 - ачимовской толщи, 4 - пласта ЮС₁, 5 - пластов ЮС₂₋₃; 6 - глубокие скважины.

Рис.11. Федоровский лицензионный участок. Карта удельных стоимостей запасов и перспективных ресурсов нефти

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА



1 - объекты с удельным чистым дисконтированным доходом (ЧДД) выше 200 руб./г; 2 - объекты с удельным ЧДД от 0 до 200 руб./г; 3 - объекты с отрицательным удельным ЧДД; 4 - глубокие скважины; 5 - границы залежей; 5 - пласта AC₁₁, 6 - пласти AC₁₀, 7 - пласти AC₁₂, 8 - пласти AC₁₃, 9 - ачимовской толщи, 10 - пласти YOC₀, 11 - пласти YOC₂.

Рис. 12. Западно-Камышнайский лицензионный участок. Карта уделенных стволомстей запасов и перспективных ресурсов нефти

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

участкам при их 100% изученности. Для выявления и подготовки к промышленному освоению имеющихся на этих участках запасов и ресурсов нефти прогнозируется провести более 2000 погонных километров сейсморазведочных профилей, пробурить 65 поисковых и 112 разведочных скважин общим метражом 812 тыс. погонных метров.

Накопленная добыча нефти за расчетный период по всем участкам может достичь почти 72,2 млн.т, что составляет около 60% прогнозируемых начальных извлекаемых запасов. Добыча нефти, которую предполагается получить с объектов, имеющих положительную оценку, составляет 82% ее общего объема и достигает 59,2 млн.т.

Общие затраты на подготовку и освоение запасов и ресурсов пяти рассмотренных лицензионных участков превышают 72 млрд.руб. Из этой суммы затраты на геологоразведку в общей сумме составляют около 7%, капиталовложения в освоение всех участков – 21%, а более 70% приходится на текущие затраты на добычу и транспортировку нефти. Средние удельные затраты на подготовку запасов и освоение в расчете на единицу добытой нефти по всем объектам пяти участков достигают 1006 руб./т.

В условиях действующей налоговой системы и принятом уровне цен на нефть все пять рассматриваемых лицензионных участков имеют положительную экономическую оценку, однако уровень ее по участкам значительно различается. За расчетный период накопленный чистый дисконтированный доход по сумме участков составляет 9391 млн.руб., а по объектам с положительной экономической оценкой может достичь 10911 млн.руб. Средний удельный ЧДД на единицу накопленной добычи в данном случае равен 130 руб./т и 184 руб./т, соответственно. На рис.10 приведена ранжировка пяти оцениваемых лицензионных участков по показателю накопленного чистого дисконтированного дохода и по показателю удельной стоимости запасов (удельному ЧДД).

Как видно из приведенных диаграмм, наиболее высокую экономическую оценку имеет **Западно-Ай-Пимский** лицензионный участок, подробное описание результатов расчетов по которому приведено выше. Накопленный чистый дисконтированный доход за расчетный период здесь достигает 3482 млн.руб., что составляет более трети его суммарного объема по всем участкам. Данный показатель по объектам с положи-

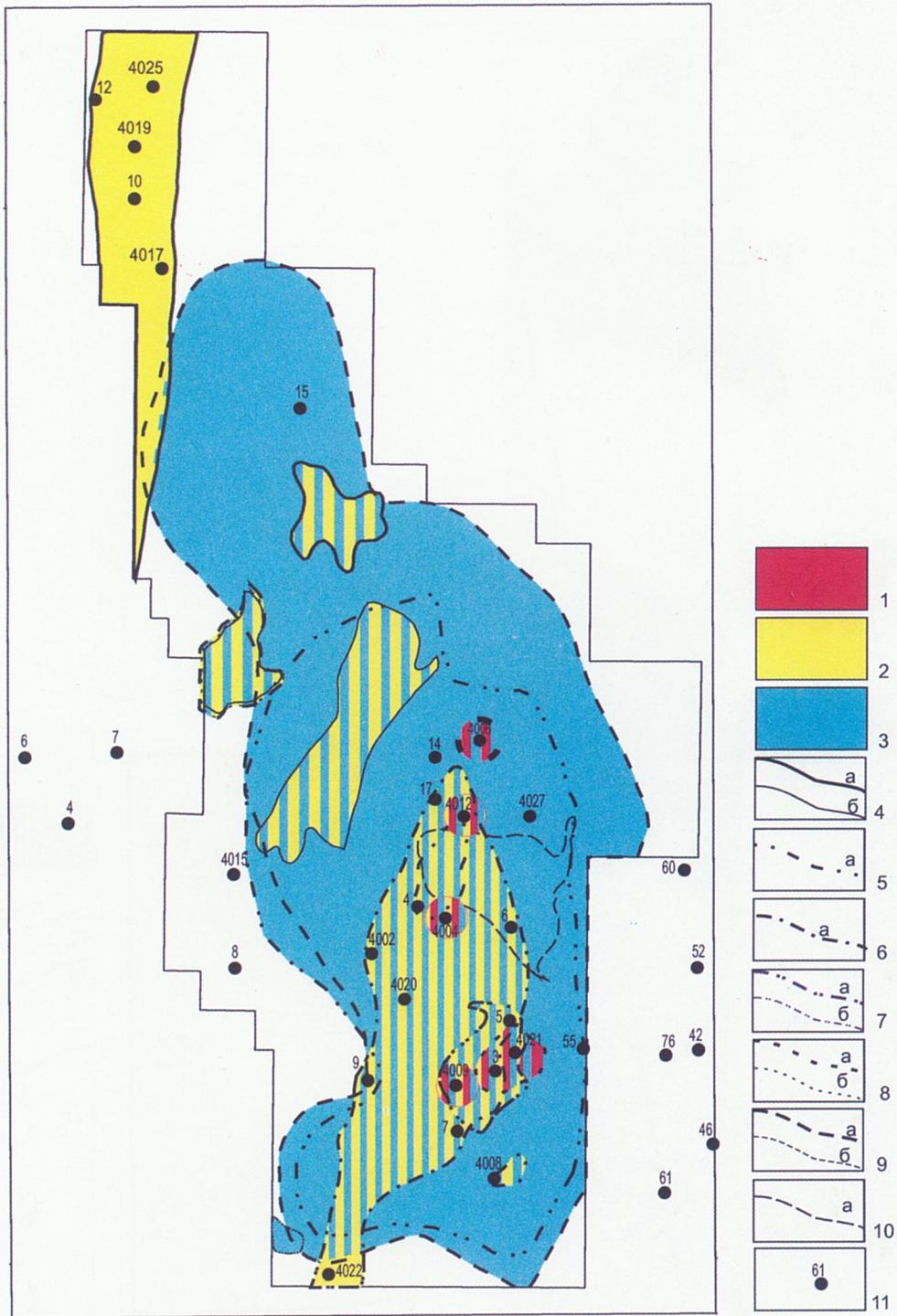
тельной экономической оценкой несколько выше и равен 3601 млн.руб. Удельная стоимость запасов Западно-Ай-Пимского участка составляет в среднем 220 руб./т, а по рентабельным объектам 245 руб./т.

Близок по показателям экономической эффективности освоения запасов и ресурсов к вышеназванному **Федоровский** лицензионный участок, все выделенные объекты которого имеют положительную экономическую оценку. Это обусловлено достаточно высокой степенью изученности рассматриваемых объектов и освоенностью самого участка, что сводит к минимуму затраты на разведку и обустройство месторождений. Накопленный чистый дисконтированный доход за расчетный период по участку в целом может достичь 3477 млн.руб., а удельный ЧДД на тонну добытой нефти - 219 руб./т. Наиболее высокую абсолютную экономическую оценку имеет самая крупная залежь **Ю_{2,3}**, накопленный ЧДД по которой составляет более половины ЧДД по участку в целом. А наиболее высокие показатели относительной эффективности имеют объекты с запасами **C₁+C₂** ачимовской толщи и пласта **Ю₁**, по которым удельный ЧДД превышает 300 руб./т. На рисунке 11 представлена карта удельных стоимостей запасов и перспективных ресурсов нефти Федоровского лицензионного участка, на которой показано расположение залежей с разными уровнями удельного ЧДД.

Достаточно высокие показатели экономической эффективности освоения запасов и ресурсов имеет также **Западно-Камынкий** лицензионный участок. Показатель накопленного чистого дисконтированного дохода за расчетный период по участку в целом, с учетом как выявленных, так и прогнозных объектов может достичь 2409 млн.руб. Данный показатель по объектам с положительной экономической оценкой несколько выше и равен 2681 млн. руб. Удельная стоимость запасов Западно-Камынского участка составляет в среднем 150 руб./т, а по рентабельным объектам 188 руб./т. В условиях действующей налоговой системы и принятом уровне цен на нефть положительные показатели эффективности имеют пять из семи объектов с запасами **C₁+C₂** и только один объект с ресурсами **D₁**. Наиболее высокую эффективность имеет базовый объект **AC₁₁**, на котором рентабельным является освоение всех имеющихся здесь запасов и ресурсов, а накопленный ЧДД составляет более 80% потенциального дохода на участке. Удельная стоимость

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

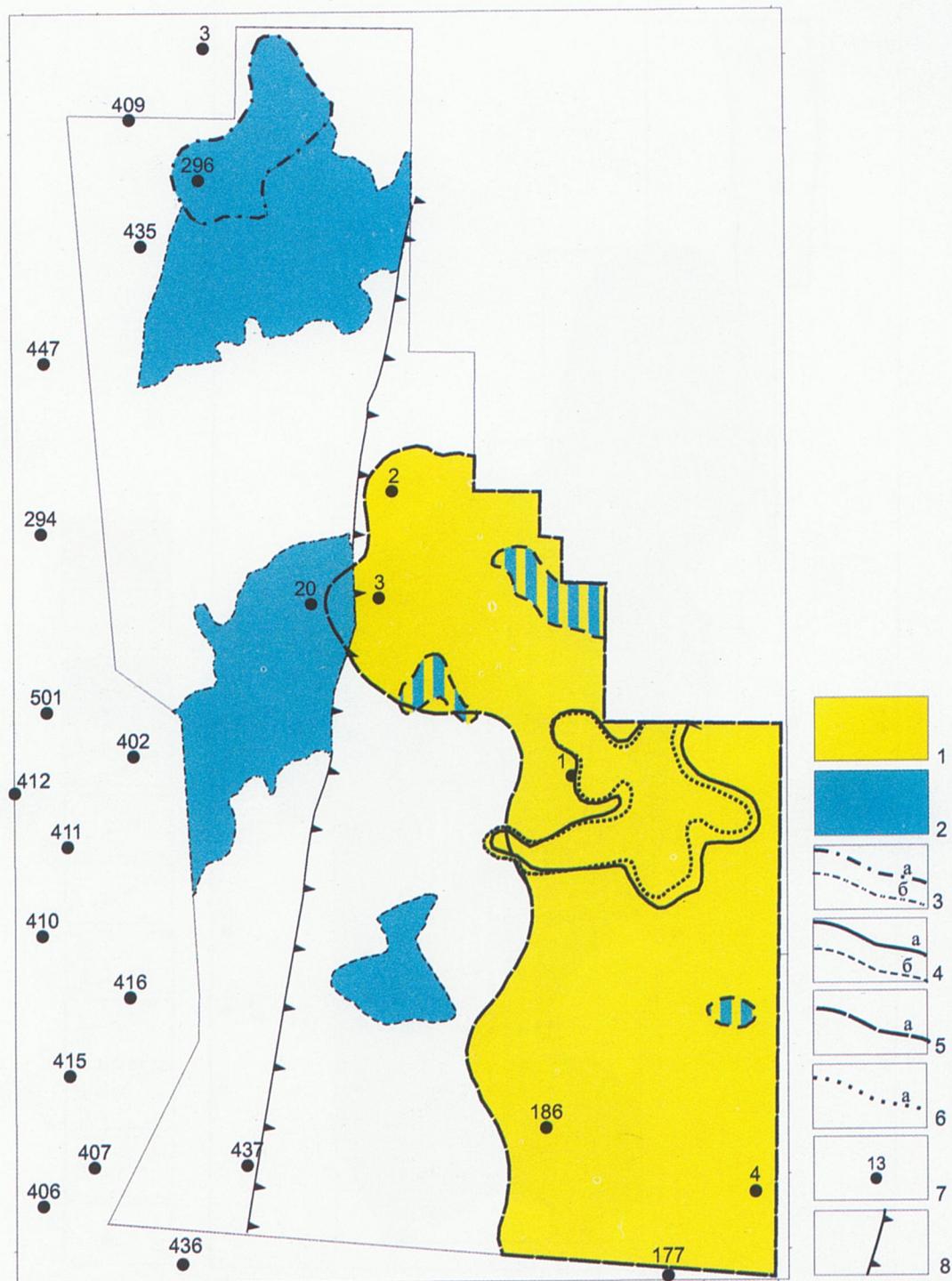


1 - объекты с удельным чистым дисконтированным доходом (ЧДД) свыше 200 руб./т; 2 - объекты с удельным ЧДД от 0 до 200 руб./т; 3 - объекты с отрицательным удельным ЧДД; границы выявленных залежей (а) с запасами категорий С₁ и С₂ и перспективных (б) с ресурсами категории С₃; 4 - пласта АС¹⁻²₁₁, 5 - пласта АС₁₁, 6 - пласта АС¹⁻³₁₂, 7 - ачимовской толщи, 8 - пласта ЮС₀, 9 - пласта ЮС₂, 10 - пласта ЮС₃; 11 - глубокие скважины.

Рис. 13. Ай-Пимский лицензионный участок. Карта удельных стоимостей запасов и перспективных ресурсов нефти

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА



1 - объекты с удельным чистым дисконтированным доходом (ЧДД) от 0 до 200 руб./т; 2 - объекты с отрицательным удельным ЧДД; границы выявленных залежей с запасами категорий С₁ и С₂(а) и перспективных с ресурсами категории С₃(б); 3 - пластика АС₁₁, 4 - пластика ВС₄, 5 - пластика ЮС₀, 6 - пластика ЮС₂; 7 - глубокие скважины; 8 - кромка террасы.

Рис. 14. Сахалинский лицензионный участок. Карта удельных стоимостей запасов и перспективных ресурсов нефти

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

запасов и ресурсов пласта AC_{11}^1 составляет порядка 200 руб./т. Значительно ниже оцениваются объекты с запасами C_1+C_2 в пластах AC_{10} , AC_{12}^2 , $Ю_0$ и ачимовской толщи, а освоение прогнозных ресурсов этих пластов и запасов AC_{12}^1 в заданных условиях убыточно. На рисунке 12 представлена карта удельных стоимостей запасов и перспективных ресурсов нефти Западно-Камынского участка, показывающая взаимное расположение залежей участка с разным уровнем удельного ЧДД.

Гораздо более низкие показатели экономической эффективности освоения запасов и ресурсов нефти по сравнению с ранее рассмотренными имеет **Ай-Пимский** лицензионный участок. Показатель накопленного чистого дисконтированного дохода за расчетный период по всем объектам здесь составляет лишь 12 млн.руб. Однако, если не принимать во внимание объекты, освоение которых убыточно, то данный показатель существенно увеличивается и достигает 959 млн.руб. Стоимость запасов и ресурсов Ай-Пимского лицензионного участка в целом составляет лишь 0,75 руб./т, а для объектов с положительными показателями эффективности, этот показатель возрастает до 136 руб./т. Но при этом снижается более чем вдвое общая добыча нефти. В условиях действующей налоговой системы и принятых ценах на нефть положительные показатели экономической оценки имеют пять из шести выделенных объектов неокомского комплекса, а также объекты пласта $Ю_0$. Наиболее высокую экономическую оценку имеют запасы категорий C_1+C_2 пластов AC_{11}^{1-2} , AC_{12}^{1-3} и $Ю_0$, для которых накопленный ЧДД находится на уровне 200-400 млн.руб. Несколько ниже экономическая оценка объектов с ресурсами категории C_3 пластов AC_{11}^{1-2} и $Ю_0$. Незначительно превышают нулевой уровень показатели экономической эффективности по обоим объектам горизонта AC_{11}^{1-2} и перспективному объекту пласта $Ю_0$. Разведка и освоение объектов нижне-среднегорского комплекса и ачимовской толщи в принятых условиях не окупаются, что обусловлено низким начальным дебитом эксплуатационных скважин (3-6 т/сут). Однако объекты пласта $Ю_0$ и ачимовской толщи с запасами категорий C_1 и C_2 , несмотря на явную неэффективность их разведки и освоения с точки зрения предприятия, до учета налогообложения имеют положительную экономическую оценку. Это обусловлено относительно крупными запасами нефти на этих объектах,

составляющих более половины запасов рассматриваемого лицензионного участка, и свидетельствует о возможности их рентабельной эксплуатации в случае определенных налоговых льгот. На рисунке 13 представлена карта удельных стоимостей запасов и перспективных ресурсов нефти Ай-Пимского лицензионного участка, показывающая расположение залежей с различным уровнем экономической эффективности, что может способствовать наиболее целесообразному размещению поисково-разведочных работ на территории лицензионного участка.

Самые низкие показатели экономической эффективности освоения запасов и ресурсов имеет **Сахалинский** лицензионный участок. За расчетный период накопленный чистый дисконтированный доход по участку в целом составляет только 10 млн.руб. Исключение из рассмотрения неэффективных для освоения объектов увеличивает экономическую оценку участка до 193 млн.руб. Удельная стоимость запасов и ресурсов по Сахалинскому лицензионному участку в целом близка к 1 руб./т, а для рентабельных объектов она увеличивается до 26 руб./т. В принятых экономических условиях положительные показатели эффективности имеют четыре из девяти выделенных на участке объектов. Наиболее высокую эффективность имеет объект залежи $Ю_2$ с ресурсами категории C_3+D_1 , где накопленный ЧДД составляет 102 млн.руб. Такой результат во многом обязан предположению, что разведка и разработка этих ресурсов будет в значительной степени происходить за счет освоения других объектов, находящихся в вышележащих пластах AC_{11}^1 и BC_4 . Оценка самого крупного объекта с запасами C_1+C_2 пласта $Ю_0$ несколько ниже и находится на уровне 70 млн.руб., а для запасов пласта $Ю_2$ значение данного показателя около 20 млн.руб. Удельная стоимость запасов и ресурсов указанных объектов находится в пределах 16-71 руб./т. По объекту с запасами C_1+C_2 залежи BC_4 показатели экономической оценки едва превышают нуль. Это свидетельствует о том, что данный объект находится на грани рентабельности. При действующем налогообложении и принятых ценах на нефть разведка и освоение имеющихся запасов и ресурсов пласта A_{11}^1 , а также прогнозных и перспективных объектов пласта BC_4 не окупаются. Однако запасы категорий C_1+C_2 пласта A_{11}^1 и прогнозные с ресурсами D_1 пласта B_4 до учета налогообложения имеют положительную экономическую оценку, что свидетель-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

ствует о возможности их рентабельной эксплуатации в случае предоставления налоговых льгот. Кроме того, надо иметь в виду, что разведка указанных нефтеносных объектов дает возможность попутно изучить и подготовить запасы в пластах Ю_0 и Ю_2 , освоение которых, как показали расчеты, может оказаться достаточно эффективным. На рисунке 14 представлена карта удельных стоимостей запасов и перспективных ресурсов нефти Сахалинского лицензионного участка, которая может служить одним из инструментов экономического обоснования решений при планировании геологоразведочных работ на участке.

Основные выводы

В современных условиях при принятии решений о целесообразности геологического изучения лицензионных участков и формировании программы проведения поисково-разведочных работ необходимо использовать экономические критерии. Несмотря на то, что, как свидетельствуют проведенные расчеты, затраты на геологоразведку в большинстве случаев не превышают 7% суммарных затрат на освоение нефтеносных объектов, их осуществление может значительно влиять на конечные результаты работы добывающей предприятия. Объемы и последовательность проведения геологоразведочных работ предопределяют очередность ввода в эксплуатацию нефтяных месторождений, эффективность освоения которых может существенно различаться. Это обуславливает в перспективе значительные последствия с точки зрения экономических показателей деятельности нефтяных компаний.

Проведенные расчеты по пяти лицензионным участкам ОАО «Сургутнефтегаз» позволили сделать следующие выводы относительно перспектив их освоения:

1. В современной ситуации разведка и разработка всех пяти рассматриваемых лицензионных участков являются эффективными, их экономическая оценка принимает положительные значения, однако уровень ее по участкам значительно различается. Суммарная экономическая оценка участков за 45 лет расчетного периода может составить почти 9,4 млрд.руб., а исключение из расчетов объектов, освоение которых не окупается, увеличивает ее до 11 млрд.руб.

2. Уровень стоимости запасов и ресурсов оце-

ниваемых лицензионных участков в основном соответствует их абсолютной экономической оценке. Это также отражено приведенной на рисунке 10 ранжировкой участков по показателю удельного чистого дисконтированного дохода, приходящегося на тонну добытой нефти. Наиболее высокую экономическую оценку имеют запасы и ресурсы нефти Западно-Ай-Пимского лицензионного участка, средняя удельная стоимость которых составляет 220–245 руб./т. Их изучение является в настоящий момент наиболее перспективным направлением геологоразведочных работ. Самую низкую экономическую оценку имеет Сахалинский лицензионный участок, удельная стоимость запасов и ресурсов которого даже по рентабельным объектам не достигает 30 руб./т.

3. Анализ результатов расчетов позволяет обосновать рациональную последовательность реализации программы геологоразведочных работ на пяти рассмотренных лицензионных участках ОАО «Сургутнефтегаз». Наиболее перспективными с точки зрения конечной экономической эффективности являются подготовка и введение в эксплуатацию запасов и ресурсов Западно-Ай-Пимского и Федоровского лицензионных участков. Следующим по экономической эффективности идет освоение Западно-Камынского лицензионного участка, особенно запасов категорий C_1+C_2 залежи A_{11}^1 . В условиях действующей налоговой системы и принятых ценах на нефть на Ай-Пимском лицензионном участке эффективны разведка и разработка лишь запасов и ресурсов нефти неокомского комплекса и пласта Ю_0 , а освоение ачимовской толщи и пластов Ю_2 и Ю_{13} нецелесообразно. На Сахалинском лицензионном участке некоторый экономический эффект может дать лишь подготовка и введение в эксплуатацию запасов C_1+C_2 пластов БС_4 , Ю_0 и Ю_2 , а также ресурсов C_3+D_1 пласта Ю_2 в случае их попутного освоения за счет других горизонтов, тогда как участок в целом находится на границе окупаемости.

4. Методика геолого-экономической оценки и программный комплекс «Стратегия», примененные в процессе расчетов, показали свою работоспособность и пригодность для решения задач экономического характера при обосновании программы работ по геологическому изучению недр нефтедобывающей компании. Полученные результаты оценки могут быть использованы ОАО «Сургутнефтегаз» как при составле-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

нии программы геологоразведочных работ и выборе рациональных направлений подготовки сырьевой базы, так и при обосновании экономической эффективности расходования средств фонда на ВМСБ перед государственными органами различного уровня.

В перспективе система экономического анализа при принятии управленческих решений в области планирования поисково-разведочных работ должна стать постоянно действующей. Наличие такой системы позволит в оперативном порядке проводить необходимые для экономического обоснования расчеты в случаях:

- уточнения в процессе поисково-разведочных работ геолого-промышленных параметров нефтеносных объектов;
- изменений в области законодательства и налогообложения недропользования;
- изменения ситуации на рынке углеводородного сырья.

Оперативно проведенная геолого-экономическая оценка дает возможность своевременного учета реальных условий освоения нефтеносных объектов, находящихся в пределах лицензионных участков, на которых нефтедобывающая компания может вести добывчу, а также этих лицензионных участков в целом, что способствует обоснованию рациональной программы проведения геологоразведочных работ в компании и снижению затрат на подготовку сырьевой базы нефтедобычи.

Литература

1. Ермилов О.М., Миловидов К.Н., Чугунов Л.С., Ремизов В.В. Стратегия развития нефтегазовых компаний – М.: Наука. - 1998. – 623 с.
2. Johnson, Daniel. Oil Company Financial Analysis in Nontechnical Language - PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1992 – pp.328.
3. R.E. Mogill An Introduction To Exploration Economics, 3rd Edition - PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1988 – pp.238.
4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования - Госстрой России, Министерство экономики РФ, Министерство финансов РФ, N7- 12/47 от 31 марта 1994 года.
5. Хелферт Э. Техника финансового анализа - М.: Аудит, ЮНИТИ, 1996.
6. Manual for the Preparation of Industrial Feasibility Studies - United Nations Industrial Development Organization (UNIDO), Vienna, 1991.
7. Герт А.А. Обоснование эффективности управленческих решений в нефтегазовом бизнесе – Новосибирск: СНИИГГиМС. - 1999. – 182 с.
8. Герт А.А., Немова О.Г., Попкова И.Ю., Супрунчик Н.А., Хитров А.М. Методика и программный комплекс для геолого-экономической оценки объектов углеводородного сырья при различных системах налогообложения // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений.-1999.-№1.-C.2-9.

Платежи за поисковые и разведочные работы

В соответствии со статьей 43 Закона РФ «О недрах» за предоставление пользователям исключительных прав на поиск и оценку месторождений нефти и газа и проведение разведочных работ на территории лицензионного участка взимаются регулярные платежи за пользование недрами с целью добычи углеводородного сырья.

Размеры регулярных платежей за пользование недрами определяются в зависимости от экономико-географических условий, размера участка недр, вида полезного ископаемого, продолжительности работ, степени геологической изученности и степени риска.

Ставка регулярного платежа за пользование недрами устанавливается за один квадратный километр площади участка.

В конце декабря прошлого года Правительство Российской Федерации приняло постановление об утверждении минимальных и максимальных ставок регулярных платежей за пользование недрами.

Ставки платежей за пользование недрами в целях поиска и оценки месторождений меняются от 120 до 360 руб. за один квадратный километр, ставки платежей за пользование недрами в целях разведки – от 5000 до 20000 руб. за один квадратный километр.

Конкретный размер ставки регулярного платежа устанавливается исполнительным органом государственной власти субъекта Российской Федерации.

В настоящее время в Правительстве Ханты-Мансийского автономного округа разрабатывается методика определения конкретного размера платежей за пользование недрами на территории округа, основу которой составляют коэффициенты, регулирующие размер максимальной ставки платежа в зависимости от экономико-географических и геологических условий участка недр.

В качестве примера приводим две таблицы, показывающие применение рентных платежей (за

исключительное право пользования недрами в целях поиска и разведки) на лицензионных участках континентального шельфа Великобритании, переданных по условиям 19 раунда лицензирования недр и на лицензионных участках Фолкландских островов.

Таблица 1

**Ренталс на участках 19 раунда
лицензирования
на шельфе Великобритании
(по данным Интернета)**

Годы	Плата за 1 кв.км (фунтов стерлингов)
1-5	410
6	470
7	940
8	1470
9	1880
10	2350
11	2820
12	3290
13	3760
14	4230
15	4700
16	5170
17	5640
18	6110
19	6580
20 и далее	7050

После проведения обязательного поискового этапа, который длится обычно 6-7 лет, недропользователь обязан вернуть государству половину территории участка, оставив себе наиболее, по его мнению, перспективную. Платежи по ренталс прекращаются, как только компания переходит к разработке открытого месторождения.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

НОВОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Таблица 2

Фолкландские острова, раунд лицензирования 1995 года
Ежегодные лицензионные платежи
(по материалам М.Бантера)

Годы	Ежегодная рента за кв.км, \$ США
1-5	30

К концу пятого года недропользователь обязан вернуть 50% площади участка

	Если нет пробуренных скважин	Если есть пробуренные скважины
6	300	\$150, если пробурено 2 скважины
7	375	\$225, если пробурено 3 скважины
8	525	\$300, если пробурено 4 скважины
9	600	\$300, если пробурено 4 скважины
10	675	\$300, если пробурено 4 скважины
11	675	\$300, если пробурено 4 скважины
12	675	\$300, если пробурено 4 скважины

К концу двенадцатого года должно быть возвращено 50% оставшейся площади участка

13	1500
14	2250
15	3000
16	3750
17	4500
18	5250
19	6000
20	6750
21	7500
22	8250

Если оформлена лицензия на разработку, то устанавливается неиндексируемый размер ренты \$375 в год, выплачиваемой до первого платежа роялти, после которого все ренты аннулируются.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Результаты исследований относительных фазовых проницаемостей разновозрастных продуктивных отложений Красноленинского месторождения

М.Ю.Зубков, В.В.Семенов (ОАО «СибНИИНП»), А.В.Пушин (ОАО «ТНК-Нягань»),
О.И.Микулина (ООО «Сибгеоцентр»)

Ревизия данных относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде разновозрастных продуктивных отложений Красноленинского месторождения показала, что результатов исследований явно недостаточно для построения адекватной гидродинамической модели этого месторождения, так как по некоторым объектам полностью отсутствует информация об их фазовых проницаемостях. К числу таких объектов относятся продуктивные отложения викуловской свиты Каменной и Ем-Еговской площадей, тюменской свиты тех же площадей, а также Талинской площади. Недостаточно полно изучены фазовые проницаемости по нефти и воде главного продуктивного объекта Талинской площади – шеркалинской свиты, в состав которой входят пласти ЮК_{10-11} , включая исследования фазовых проницаемостей как в горизонтальном, так и вертикальном направлениях.

Поэтому с целью создания необходимой петрофизической базы для разработки гидродинамической модели различных по возрасту продуктивных отложений Красноленинского месторождения проведены исследования их относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде, анализ результатов которых приводится ниже.

Эксперименты по изучению относительных фазовых проницаемостей отложений **викуловской свиты** выполнены на образцах, отобранных в пределах Каменной и Ем-Еговской площадей по известным методикам [5,6]. Изучены два класса пород-коллекторов, имеющих абсолютную проницаемость по газу в интервалах 10-100 и 1-10 мД, соответственно. Первый класс пород-коллекторов представлен алевритистыми мелкозернистыми песчаниками, второй – алевролитами в большей или меньшей степени песчанистыми и глинистыми.

Фазовая проницаемость в самом высокопрони-

цаемом образце мелкозернистого алевритистого песчаника (абсолютная проницаемость по газу 101 мД) по нефти изменяется от 46.7 мД при остаточной водонасыщенности 31.1% до нуля при текущей водонасыщенности, равной 70.4%. По воде, наоборот, фазовая проницаемость увеличивается по мере роста величины текущей водонасыщенности от нуля до 3.47 мД при остаточной нефтенасыщенности образца, равной 29.6%. Точка равных относительных проницаемостей по нефти и воде находится на графике при значении насыщенности водой около 56.7%.

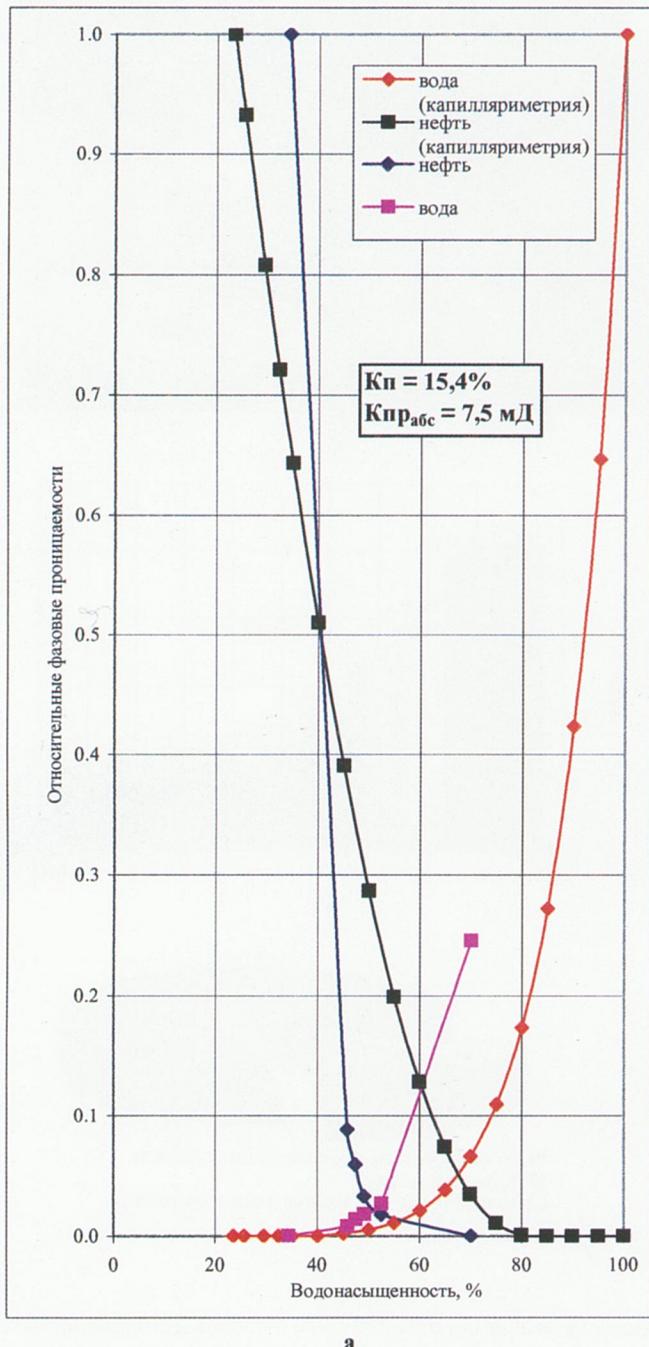
Известно, что основное влияние на фильтрационные свойства образцов оказывают параметры поровых каналов, присутствующих в них. Поэтому в прокрашенных смолой петрографических шлифах исследовалась структура порового пространства образцов, у которых определялись фазовые проницаемости по нефти и воде.

Анализ структуры порового пространства рассматриваемого центрального образца в прокрашенном петрографическом шлифе показал, что основная часть величин диаметров каналов, соединяющих поры между собой, лежит в пределах 1-7 мкм. Доля самых крупных каналов (диаметром более 10 мкм) составляет всего около 4.5%. Поры, имеющие диаметр менее 1 мкм, в шлифах не диагностируются. Ниже будет показано, что эти поры практически не участвуют в фильтрации, так как заняты остаточной водой.

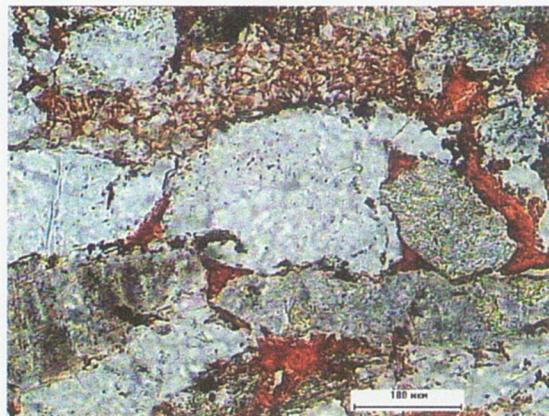
Доля прокрасившихся пор в рассматриваемом образце близка к 30.2% от площади шлифа, причем чистые (свободные от глинистого материала) поры составляют около 6%, а поры, занятые глинистым цементом, соответственно, - 24.2% от площади шлифа. Тот факт, что поры, заполненные глинистым цементом, прокрасились, свидетельствует о наличии в них мелких каналов (между глинистыми частицами), по

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

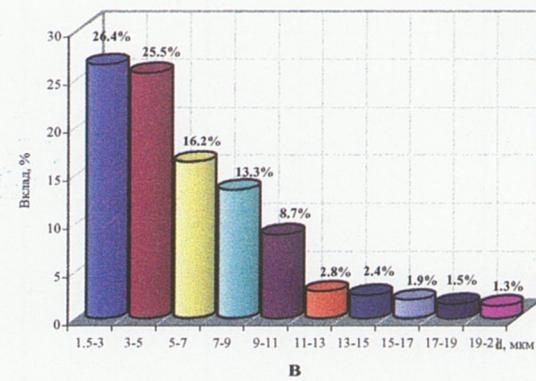
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



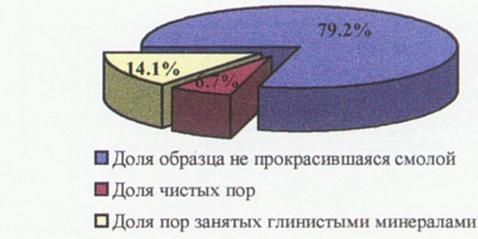
а



б



в

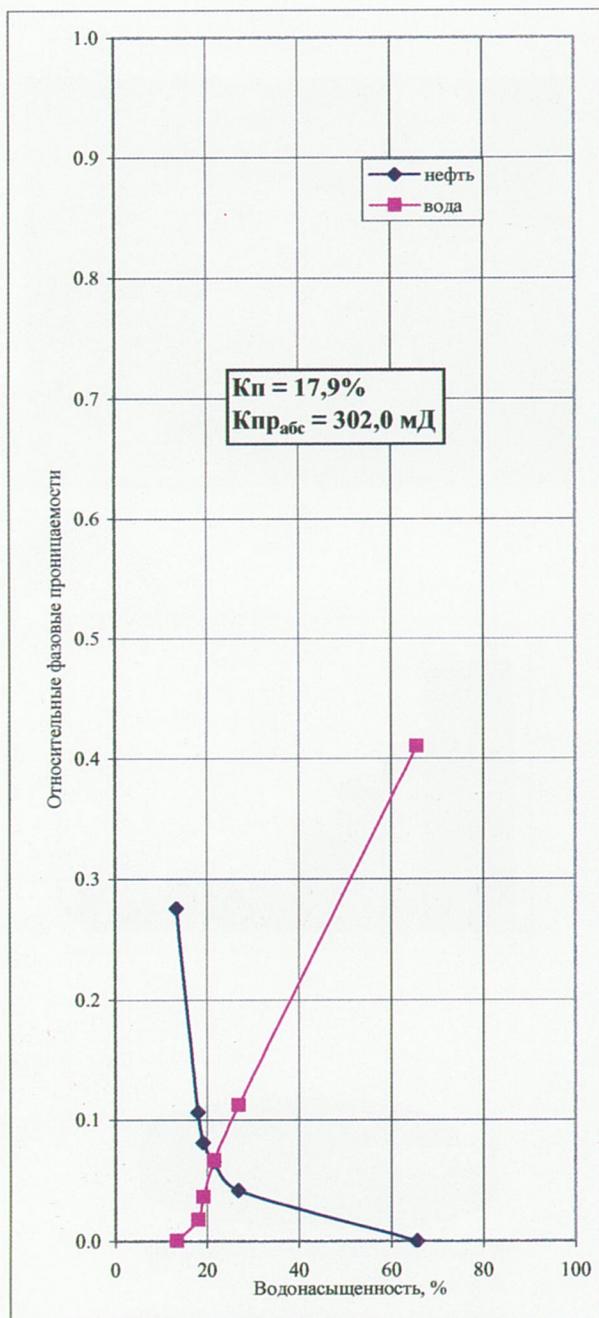


г

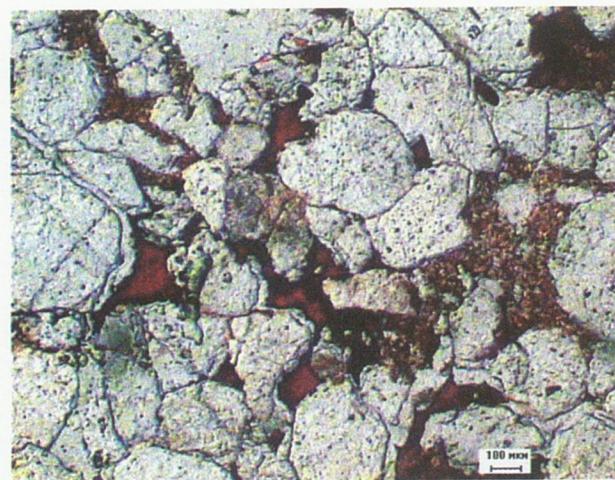
Рис. 1. Результаты определения относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти в стационарных условиях и расчетные кривые относительных фазовых проницаемостей, построенные по данным капилляриметрии ВНИГНИ (а), структура порового пространства в прокрашенном шлифе (б), распределение диаметров каналов, соединяющие поры между собой (в), диаграмма (г), иллюстрирующая соотношение прокрасившихся чистых и заполненных глинистым цементом пор (тюменская свита, Ем-Еговская площадь)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

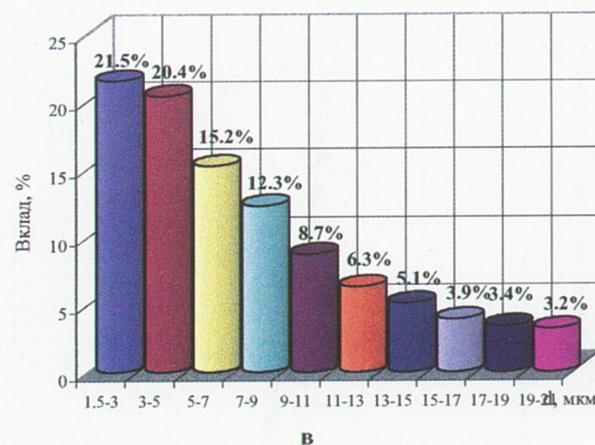
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



а



б



в



г

Рис.2. Результаты определения относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти в стационарных условиях (а), структура порового пространства в прокрашенном шлифе (б), распределение диаметров каналов, соединяющих поры между собой (в), диаграмма (г), иллюстрирующая соотношение прокрасившихся чистых и заполненных глинистым цементом пор (шеркалинская свита, Талинская площадь)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

которым произошло проникновение смолы в эти поры. Исследование структуры пустотного пространства этих пор с использованием растрового электронного микроскопа показало, что доля микроскопических пор, присутствующих между зернами и агрегатами глинистых минералов (представленных в основном поровым эпигенетическим каолинитом) в среднем 35-40 до 55-60%. Поэтому эта субмикроскопическая чистая пористость между глинистыми минералами составляет около 50% от объема этих пор. Следовательно, отмеченная чистая пористость в рассматриваемом образце примерно равна 12.1%, а суммарная доля чистых пор, имеющих как макро-, так и микrorазмеры составляет около 18.1%.

В прокрашенных шлифах исследуется только эффективная пористость, но есть поры, не занятые остаточной водой и имеющие крупные размеры каналов (диаметром около 1 мкм и больше). Их содержание можно сопоставить с данными определения пористости обычным способом (по методу Преображенского). Величина открытой пористости рассматриваемого образца, определенная этим методом, равна 25%. Доля пор, занятых остаточной водой, составляет 31.1% от общей пористости, поэтому эффективная пористость равна 17.2%. Полученное значение эффективной пористости на 1.1% выше величины того же параметра, оцененного по данным анализа прокрашенного шлифа.

Следует обратить внимание на то, что фильтрация флюидов в образцах осуществляется в основном именно по чистым порам.

Положение кривых относительных фазовых проницаемостей, полученное для образцов второго (низкопроницаемого) класса пород-коллекторов, заметно отличается от рассмотренных высокопроницаемых образцов. Так, в отличие от предыдущего образца, фазовая проницаемость по нефти (при остаточной водонасыщенности) низкопроницаемого алевролита та же, как и по газу (9.76 мД), а по воде (при остаточной нефтенасыщенности) значительно меньше – всего 0.53 мД. Заметно сузилась область двухфазного течения потока (почти на 5% текущего значения водонасыщенности). Положение кривых сместились вправо (в область более высоких значений текущей водонасыщенности).

Анализ структуры порового пространства образца в прокрашенном смолой петрографическом шлифе показал, что доля чистых (свободных от глинистого материала) пор в нем составляет всего 4.9%, а запол-

ненных глинистыми минералами – 29.7% от площади шлифа. Принимая, как и в предыдущем образце, величину субмикроскопической пористости в заполненных каолинитом порах, равной примерно 50%, получим суммарное значение эффективной емкости – 19.8%. Та же величина, полученная традиционным методом, составляет 19.5%. Основная часть каналов (80% от их суммарной площади) имеет диаметр 1.5-4 мкм, а самые крупные из них – 7-8 мкм, причем их доля составляет всего около 1% от суммарной площади всех каналов.

Исследования фазовых проницаемостей продуктивных отложений **tüменской свиты** проведены на образцах, отобранных в пределах Талинской и Ем-Еговской площадей. Отложения выделяются чрезвычайно низкими фильтрационно-емкостными свойствами, поэтому все подготовленные колонки попали в один класс пород-коллекторов (1-10 мД), представленных алевритистыми мелкозернистыми песчаниками в различной степени глинистыми.

Самой высокой абсолютной проницаемостью характеризуется колонка, построенная из образцов тюменской свиты Талинского месторождения (12 мД). В рассматриваемой колонке в центральном образце фазовая проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности составила 4.2 мД, а по воде при остаточной нефтенасыщенности – всего 0.045 мД. Точка равных относительных проницаемостей по нефти и воде (точка пересечения фазовых кривых) лежит proximity to the value of current water saturation, equal to 59%. Следует обратить внимание на то, что величина фазовой проницаемости по нефти при остаточной водонасыщенности почти на два порядка превышает таковую по воде при остаточной нефтенасыщенности. Ширина области двухфазного течения составляет 33% по величине текущей водонасыщенности.

Основная часть каналов, присутствующих в образце, имеет диаметр от 1.5 до 5 мкм (62% от их суммарной площади). Самые крупные каналы, встречающиеся в шлифе, достигают 12-13 мкм, однако их доля мала – всего 2.6% от их общей площади (рис.4в).

Продуктивные отложения тюменской свиты Ем-Еговской площади представлены более низкопроницаемыми разновидностями пород-коллекторов. Несмотря на невысокие фильтрационные свойства рассматриваемого в качестве примера образца, его фазовая проницаемость по нефти (при остаточной водонасыщенности) всего в 1.3 раза ниже абсолютной (по газу), а по воде (при остаточной нефтенасыщенности)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

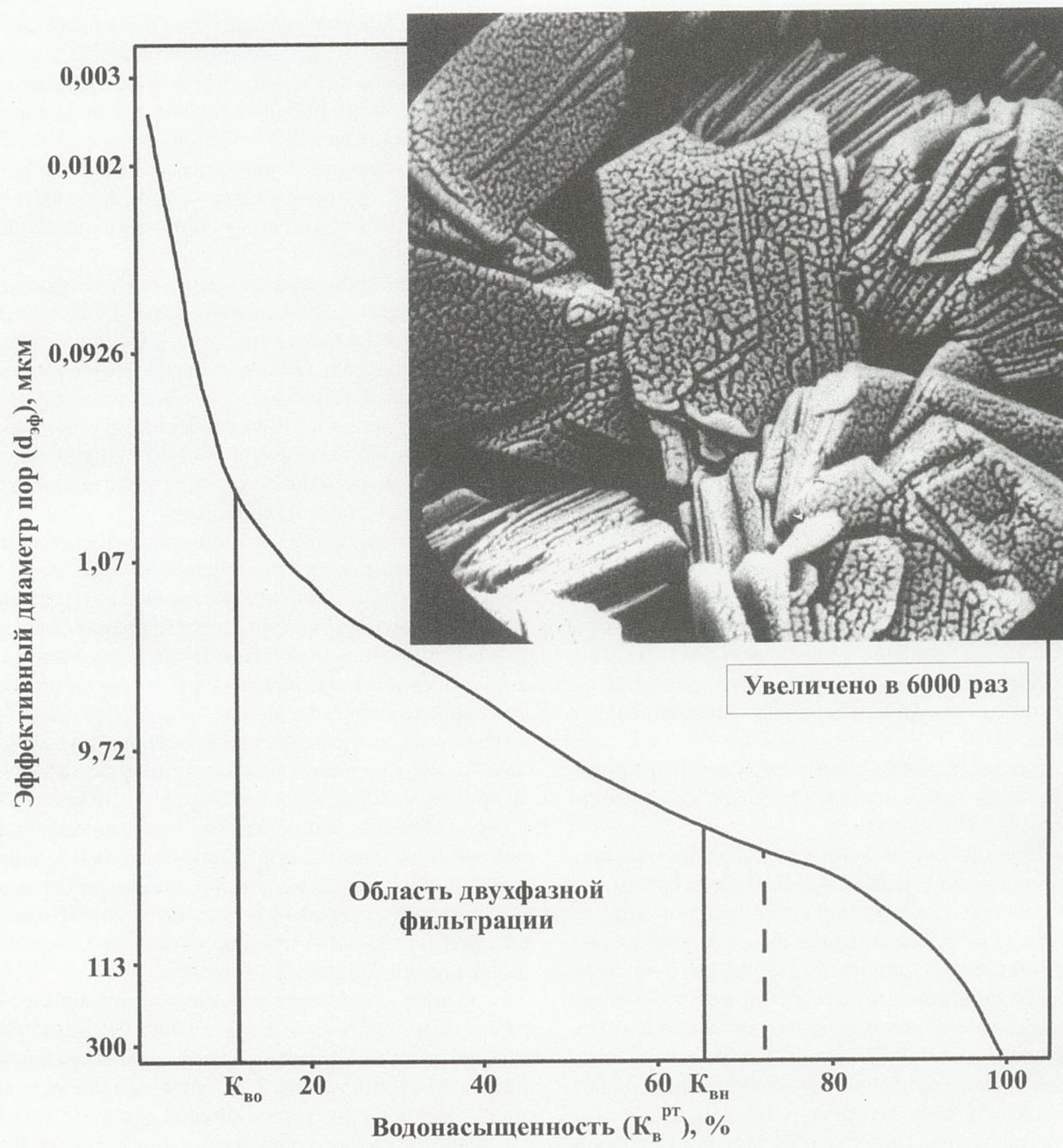


Рис.3. Кумулятивная кривая распределения поровых каналов по размерам для образца с предыдущего рисунка, построенная по результатам ртутной порометрии; на врезке приведена фотография РЭМ, на которой хорошо видна специфическая микроструктура эпигенетического диккитоподобного каолинита, обусловленная присутствием на нем тонких пленок метаморфизованного битумоида (шеркалинская свита, Талинская площадь)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

в 5 раз меньше абсолютной проницаемости. Обращает на себя внимание также довольно низкая величина остаточной водонасыщенности (34.3%), что является необычным для образца с плохими коллекторскими свойствами (рис.1а). Точка пересечения кривых относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде находится при значении текущей водонасыщенности, равной 51%. Течение нефтяной фазы в составе двухфазного потока прекращается при значении водонасыщенности, равном 70.1%. То есть область двухфазного потока составляет около 30% по величине текущей водонасыщенности.

На этом же рисунке для сравнения приведены кривые относительных фазовых проницаемостей, построенные на основе результатов капиллярометрических исследований того же образца, выполненных во ВНИГНИ. Экспериментальная и расчетная кривые заметно отличаются друг от друга (см.рис.1а). Различия касаются положения точек, отвечающих величине начальной и остаточной водонасыщенности (примерно на 10%) и места пересечения кривых относительных фазовых проницаемостей (примерно на 18% величины текущей водонасыщенности). Не вдаваясь в подробности объяснения причин различий между положением кривых относительных фазовых проницаемостей, полученных экспериментальным и расчетным способами, отметим, что различия между ними слишком значительны, что ставит под сомнение возможность использования кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамических расчетов.

Анализ структуры порового пространства рассматриваемого образца в прокрашенном смолой шлифе показал, что доля чистых открытых пор в нем составляет примерно 6.7% от площади шлифа, а пор, заполненных глинистым цементом (представленным эпигенетическим каолинитом), – около 14% (рис.1б,г). Суммарная доля чистых (эффективных) пор различного размера приблизительно равна 13.7%, что на 3.6% больше эффективной пористости, определенной обычным способом.

Основная часть каналов, соединяющих поры друг с другом, имеет диаметр, изменяющийся в пределах 1.5-9 мкм. Самые крупные каналы, встреченные в этом образце, имеют диаметр около 19-21 мкм, однако их доля от общей площади всех каналов не превышает 1.3% (рис.1в).

С целью построения более адекватной гидродинамической модели разрабатываемых отложений **шер-**

калинской свиты (пласти ЮК₁₀₋₁₁) исследовались фазовые проницаемости образцов не только вдоль наслонения осадков, но и в перпендикулярном к слоистости направлении.

Продуктивные отложения шеркалинской свиты резко отличаются по литологическому составу от ранее рассмотренных выше залегающих осадков. Они представлены грубозернистыми осадками (крупнозернистыми песчаниками, часто с заметной примесью гравелитовой фракции). Кроме того, отложения явно претерпели интенсивные вторичные преобразования, включая проработку высокотемпературными кислыми, вероятно, с высоким окислительным потенциалом гидротермальными флюидами [2].

Самый высокопроницаемый образец (ориентированный параллельно к слоистости) с абсолютной проницаемостью 302 мД резко отличается от всех других образцов положением кривых относительных фазовых проницаемостей (рис.2а). Обращает на себя внимание низкая величина фазовой проницаемости образца по нефти при остаточной водонасыщенности (в 6.7 раз меньше абсолютной проницаемости по газу) и, напротив, высокое значение фазовой проницаемости по воде при остаточной нефтенасыщенности, которая, в отличие от всех других образцов, превышает фазовую проницаемость по нефти в 1.5 раза. Поэтому для рассматриваемого образца при расчетах относительных фазовых проницаемостей за базовую принималась проницаемость по воде при 100%-ной насыщенности образца водой.

Величина остаточной водонасыщенности в образце составляет всего 13.3%, а точка пересечения фазовых кривых располагается вблизи величины текущей водонасыщенности, равной 21% (см.рис.2а). Напротив, в отличие от других образцов, в нем установлено самое высокое значение остаточной нефтенасыщенности – 34.4%.

Для того чтобы установить причины, обусловившие столь необычные свойства рассматриваемого образца, были проведены детальные исследования его вещественного состава и петрофизических свойств.

Анализ гранулометрического состава показал, что образец представляет собой грубозернистый среднесортированный ($S_0 = 2.42$) песчаник с медианным размером зерен, равным 0.44 мм. Обломочная его часть имеет преимущественно кварцевый состав (около 90%), остальное – зерна метаморфических пород (кварциты и кварц-серийтовые сланцы), обломки щелочных полевых шпатов и небольшое количество

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

лейст слюд, которые часто перемяты окружающими их обломочными зернами.

Глинистые минералы представлены практически одним поровым хорошо окристаллизованным каолинитом с диккитоподобной высокоупорядоченной кристаллической структурой. Из остальных глинистых минералов в небольшом количестве (примеси) присутствует лишь гидрослюд, другие разновидности глинистых минералов полностью отсутствуют.

Исследование структуры порового пространства с помощью ртутного поромера показало, что медианный диаметр пор в образце составляет 11.2 мкм, а размеры пор, включающих основной объем его пустотного пространства, варьируют в пределах 0.84-69 мкм (рис.3). Доля пор, имеющих диаметр менее 0.2 мкм, составляет около 8.5% от всех пор, а менее 2 мкм – 22.7%. То есть поры или, вернее, каналы, соединяющие их, имеют довольно большие размеры. Отметим, что точка изгиба на кумулятивной кривой между очень мелкими порами и порами среднего размера практически совпадает с величиной остаточной водонасыщенности (см.рис.2а и 3). Область двухфазной фильтрации заканчивается при значении текущей водонасыщенности, равном 65.6%, а точка перегиба на кумулятивной кривой эффективных диаметров пор (обозначена пунктиром) расположена правее (при значении K_b , равном 73%).

Таким образом, если объем самых мелких пор соответствует величине остаточной водонасыщенности, то объем самых крупных пор приблизительно (в рассматриваемом случае с точностью до 7.4%) соответствует величине остаточной нефтенасыщенности, что соответствует условиям однофазного течения воды. Если следовать логике приводимых рассуждений, получается, что двухфазное течение флюида происходит по порам и соединяющим их каналам, имеющим средние размеры от >1-2 до 40-60 мкм. Более крупные поры оказываются заполненными остаточной нефтью (см.рис.3). Поэтому в образцах, содержащих большое количество крупных пор (обычно это высокопроницаемые образцы), должно быть высокое содержание остаточной нефти.

Исследование структуры порового пространства рассматриваемого образца в прокрашенных петрографических шлифах показало, что основная часть эффективных пор, присутствующих в нем, чистая (10.5% от площади шлифа), а доля пор, заполненных эпигенетическим каолинитом, составляет около 9.6% от площади шлифа (рис.2б,г). Следовательно, суммар-

ная величина эффективной емкости образца приблизительно равна 15.3%, что всего на 0.2% ниже той же величины, определенной стандартным способом. Более половины всех каналов, присутствующих в образце (57% от их общей площади) имеют диаметр от 1.5 до 7 мкм. Каналы диаметром до 19-20 мкм составляют всего 3.2% от их суммарной площади (рис.2в).

Анализ величины удельной поверхности рассматриваемого образца показал, что она незначительна и составляет всего 2.24 м²/г или 7.1 м²/см³, что немного ниже средних значений рассматриваемого параметра для продуктивных отложений шеркалинской свиты.

Проведенный анализ литологического и гранулометрического состава, а также структуры порового пространства рассматриваемого образца не позволил установить явных отличий от других образцов, отобранных из этих же отложений. Поэтому было сделано предположение о том, что выявленные особенности поведения кривых относительных фазовых проницаемостей связаны с особым состоянием поверхности пор.

С целью проверки сделанного предположения проведены исследования по оценке степени гидрофобности представленного образца. Анализировалась смачиваемость по известной методике, предложенной Аммотом (1959). Коэффициент гидрофильности, определяемый по этому методу, изменяется от 0 (для гидрофобных пород) до 1 (для гидрофильных образцов). Рассматриваемый образец среди других выделяется минимальным коэффициентом гидрофильности 0.018, при средних значениях этого параметра для образцов, отобранных из других скважин, варьирующими в пределах 0.386-0.800.

Была выдвинута гипотеза о том, что гидрофобные свойства этого образца обусловлены наличием на поверхности обломочных зерен и глинистого цемента тонких пленок органического вещества [4]. Чтобы ее проверить, с помощью растрового электронного микроскопа (РЭМ) исследована микроструктура поверхности обломочных зерен и порового эпигенетического каолинита (диккита). Оказалось, что действительно на поверхности эпигенетического порового каолинита (диккита) обнаружены тонкие пленки сильно метаморфизованных битумоидов, обладающих специфической микроструктурой (см.рис.3), описанной в работе [1].

В рассматриваемом образце гидрофобные свой-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ства частично сохраняются даже после его исчерпывающей экстракции спиртобензольной смесью. Следовательно, эти пленки чрезвычайно прочно прикреплены к поверхности минералов. Воздействие высоких температур на продуктивные отложения [2] вызывает графитизацию структуры исходного органического материала и образование пленок графита, что экспериментально доказано в работе, выполненной в ИГиГ СО АН СССР (Соболев, Шведенков, 1990). Скорее всего, именно образование на поверхности обломков и глинистых минералов пленок графита наиболее эффективно гидрофобизирует их поверхность. Кроме того, графит совершенно нерастворим в органических растворителях, поэтому даже продолжительная экстракция не позволяет вернуть гидрофильтрующие свойства образцам, подвергшимся гидротермальному воздействию.

Таким образом, именно благодаря гидрофобным свойствам поверхности пор и связывающих их каналов, образец обладает необычными, по сравнению с другими образцами, фазовыми проницаемостями по нефти и воде (см. рис. 2а).

Следующий образец также представляет собой грубозернистый песчаник с гораздо более низкой величиной абсолютной проницаемости (65 мД). Этот образец высверлен перпендикулярно по отношению к слоистости для исследования формы кривых относительных проницаемостей при моделировании вертикальной фильтрации. Его фазовая проницаемость по нефти лишь немного ниже его абсолютной проницаемости и составляет 54 мД при остаточной водонасыщенности, равной 14.8%. Точка равных относительных проницаемостей (место пересечения кривых относительных фазовых проницаемостей) лежит вблизи значений текущей водонасыщенности, равной 46%. Фильтрация нефти прекращается при содержании воды в продукте около 75%.

Анализ структуры порового пространства образца показал, что доля чистых (свободных от глинистого цемента) пор составляет 7% от площади шлифа, а поры, заполненные глинистыми минералами, занимают 14% от площади шлифа. Эффективная емкость образца примерно равна 14%, что на 0.8% выше этого же параметра, определенного стандартным методом. Почти 63% от площади всех каналов, присутствующих в образце, занимают поры диаметром от 1.5 до 7 мкм. Самые крупные каналы (диаметр 19-20 мкм) составляют всего 2.4% от их суммарной площади.

Далее следует образец, высверленный параллель-

но слоистости. Он имеет более низкие фильтрационные характеристики, чем предыдущие, причем его фазовая проницаемость по нефти почти в 25 раз ниже, чем по газу, а по воде (при остаточной нефтенасыщенности) – в 242 раза. Скорее всего, столь значительное отличие проницаемости по жидкости от такой по газу объясняется тем, что в нем присутствуют микротрешины, ориентированные субгоризонтально, которые при создании эффективного давления сжимаются и их раскрытость резко уменьшается. Действительно, проведенное нами тектонофизическое моделирование формирования основных типов структур, встречающихся в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты, показало, что в прогибах (к одному из которых приурочены отложения шеркалинской свиты) вполне возможно возникновение трещиноватости, ориентированной субгоризонтально [3].

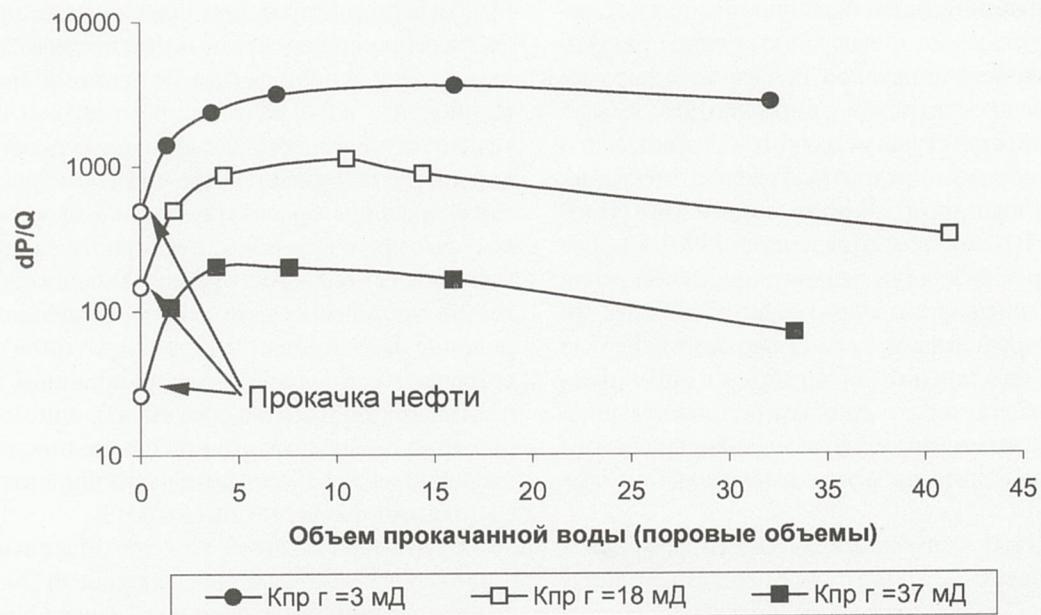
Этот образец имеет гораздо более высокую величину остаточной водонасыщенности (24.4%). Точка пересечения фазовых кривых лежит вблизи значения текущей водонасыщенности, равной 56.2%. Течение нефти в двухфазном потоке прекращается при достижении значения текущей водонасыщенности, равной 76%.

Анализ структуры порового пространства образца показал, что доля эффективных чистых пор в нем составляет всего около 3.3% от площади шлифа, а заполненных глинистым материалом – 9.4% от площади шлифа. Таким образом, суммарная величина эффективной чистой пористости в образце приблизительно равна 9% от площади шлифа, что всего на 0.7% выше того же параметра, определенного стандартным способом. Основная часть поровых каналов, соединяющих поры друг с другом, имеет диаметр от 1.5 до 7 мкм (68% от их суммарной площади). Доля самых крупных каналов диаметром 19-21 мкм составляет всего 1% от суммарной площади всех каналов.

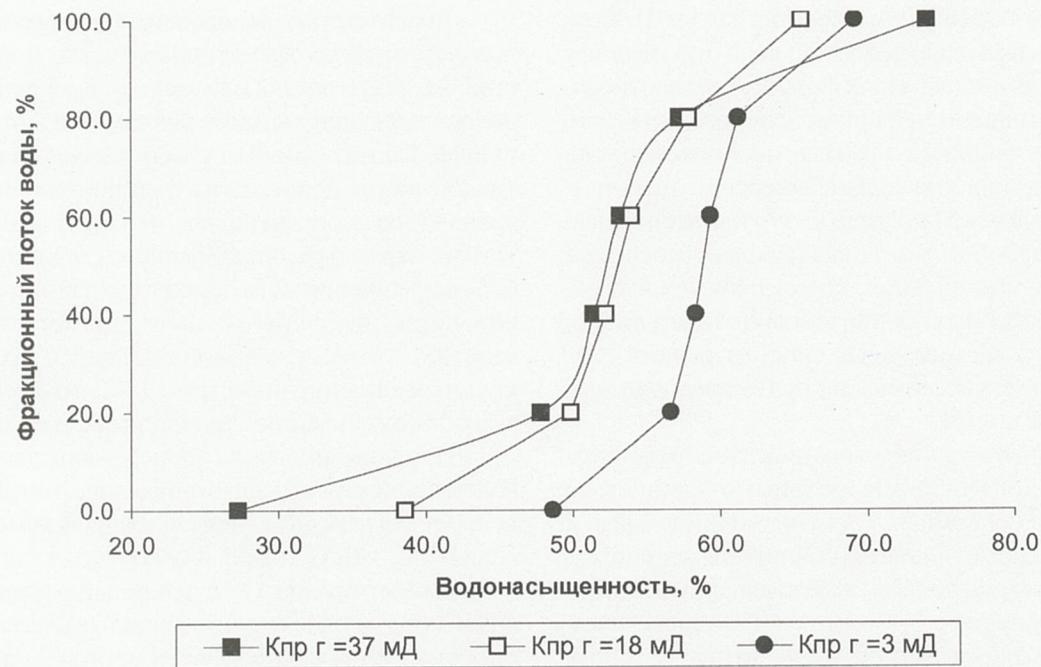
При моделировании процесса вытеснения нефти водой продуктивных пластов большой интерес представляет анализ изменения фильтрационного сопротивления ($\Phi C = dP/Q$, где dP – разность давлений на входе и выходе образца, Q – суммарный расход нефти и воды) пород-коллекторов различных классов, входящих в их состав в зависимости от объема прокачанной через них воды, а также изменение фракционного потока вытесняемого флюида в зависимости от величины текущей водонасыщенности. Анализ этих зависимостей на примере образцов, отобранных из отложений викуловской свиты Каменной площади,

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



а



б

Рис.4. Изменение фильтрационного сопротивления пласта (dP/Q) в зависимости от объема прокачиваемой воды (а) и зависимость фракционного потока воды от величины текущей водонасыщенности (б)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

имеющих различные фильтрационные характеристики, позволил выявить ряд важных закономерностей (рис.4).

При прокачке воды в количестве 1.35–1.70 порового объема у образца с низкой проницаемостью (3 мД) ФС увеличивается в 13.3 раза относительно ФС образца с высокой проницаемостью (37 мД), в то время как у образца со средней проницаемостью (18 мД) эта величина возрастает в 4,7 раза (также по отношению к образцу с высокой проницаемостью). При максимальных значениях ФС это соотношение возрастает в 18.6 и 5.7 раза соответственно у образцов с низкой и средней проницаемостью.

Таким образом, результаты, полученные при фазовых исследованиях образцов пород-коллекторов пласта ВК Каменного месторождения нефти, дают основание предположить, что пропластки коллектора с малой проницаемостью могут «заблокироваться» при добыче нефти методом заводнения и промывка пласта будет осуществляться по крупным поровым каналам. Повышение давления в нагнетательной скважине может привести к микрогидоразрыву существующих крупных поровых каналов. Кроме того, при прорыве воды в добывающую скважину в результате увеличения ФС пласта может резко снизиться дебит как нефти, так и воды.

Пиковое значение ФС пласта наступает у коллекторов с большей проницаемостью при относительно малом объеме прокачки воды и, напротив, у образцов с малой проницаемостью это значение достигается при относительно большем объеме прокачки воды.

Рис.4б иллюстрирует динамику заводнения пласта. Согласно приведенным графикам, относительно «бездонный» этап добычи максимального количества нефти наблюдается у образцов с высокой проницаемостью – 20,6%, минимального – у образцов с низкой проницаемостью – 8,0%.

Выводы

1. Продуктивные отложения викуловской свиты Каменной и Ем-Еговской площадей представлены самыми гидрофильными из всех рассмотренных пород-коллекторов. В зависимости от литологического типа пород, входящих в состав отложений викуловской свиты (алевритистые песчаники или песчанистые алевролиты), значительно изменяются величины фазовых проницаемостей по нефти и воде, а также форма, расположение кривых относительных фазовых проница-

емостей, включая и положение точки их пересечения.

2. В целом для рассматриваемых отложений, как и для более древних (юрского возраста), отмечается закономерное смещение вправо (в сторону больших значений текущей водонасыщенности) кривых относительных фазовых проницаемостей по мере ухудшения их фильтрационно-емкостных свойств. Установленный факт позволяет предположить, что по мере вытеснения нефти водой и обводнения пласта должно происходить последовательное прекращение течения нефти (при продолжающейся однофазной фильтрации воды) сначала в более проницаемых пропластках, а затем в менее проницаемых при близком гидравлическом сопротивлении пласта.

3. Сопоставляя полученные данные фазовых проницаемостей по нефти и воде продуктивных отложений тюменской свиты Ем-Еговской и Талинской площадей, следует отметить, что они заметно отличаются друг от друга. Так, относительные фазовые проницаемости продуктивных отложений тюменской свиты Талинской площади по нефти и воде гораздо ниже, чем одновозрастные отложения Ем-Еговской площади, а фазовые кривые и точки их пересечения для образцов, отобранных в пределах первой площади, расположены правее (в области более высоких значений текущей водонасыщенности), чем для отобранных в пределах второй. Этот факт может объясняться, во-первых, более сложной структурой порового пространства образцов Талинской площади и, во-вторых, - более гидрофильтральным состоянием поверхности пор и каналов в них.

4. Сопоставление фазовых проницаемостей по нефти и воде образцов, ориентированных параллельно и перпендикулярно по отношению к слоистости, отобранных из отложений шеркалинской свиты (пласт ЮК₁₀) Талинской площади, показало, что между ними имеются значительные различия. Они заключаются в том, что цилиндры, выверленные параллельно по отношению к слоистости, имеют гораздо более низкие фазовые проницаемости по нефти и воде по сравнению с таковыми, имеющими перпендикулярную ориентировку по отношению к слоистости. Отмеченный феномен может быть объяснен тем, что породы-коллекторы шеркалинской свиты наряду с межгранулярной обладают трещинной проницаемостью, которая ориентирована субпараллельно по отношению к слоистости. Поэтому при создании нагрузки на образец трещины сжимаются, что приводит к резкому уменьшению фазовых проницаемостей образцов по обоим

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

флюидам. Наличием субгоризонтальной трещиноватости в рассматриваемых отложениях можно объяснить их резкую изменчивость по продуктивности при близком вещественном и гранулометрическом составе.

5. Высокая фазовая проницаемость по воде (при остаточной нефтенасыщенности) одного из образцов, отобранного из пласта ЮК₁₀, и необычное расположение фазовых кривых объясняются гидрофобизацией поверхности пор и соединяющих их каналов, что, в свою очередь, связано с наличием на поверхности обломков и глинистого цемента тонких пленок сильно метаморфизованных битумоидов и, вероятно, графита. Описываемые разновидности пород-коллекторов в составе продуктивных пластов чрезвычайно осложняют процесс их разработки, так как по ним происходит быстрый прорыв вод, закачиваемых в пласт с целью поддержания пластового давления.

6. Сопоставление структуры порового пространства и величины текущей водонасыщенности в рассматриваемом (гидрофобном) образце, выполненное на основе порометрических исследований, показало, что величина K_{vo} совпадает по величине с объемом самых мелких пор, присутствующих в образце (диаметром около 1 мкм и меньше). Область двухфазного течения (по значениям текущей водонасыщенности) с высокой степенью достоверности совпадает с объемом пор, имеющих средние размеры (от 1-2 до 40-60 мкм). Доля пустотного пространства образца, представленная более крупными порами, соответствует объему занятому остаточной нефтью (K_{ho}).

7. Сопоставление результатов исследований фазовых проницаемостей образцов и структуры их порового пространства с использованием прокрашенных смолой петрографических шлифов позволило установить надежные связи между величиной эффективной емкости, определенной стандартным методом и в шлифах. Наиболее надежная связь отмечается между фильтрационными характеристиками образцов и соотношением диаметров каналов, присутствующих в них. Поскольку крупные поры и каналы хорошо видны в прокрашенных смолой шлифах, то по результатам определения их площади можно прогнозировать величину остаточной нефтенасыщенности (K_{ho}) образцов.

8. С целью получения объективных данных для гидродинамических расчетов при исследовании фазовых потоков нефти и воды необходимо моделиро-

вать пласти (пропластки) с различной проницаемостью на одной установке с помощью параллельных кернодержателей с равным избыточным входным давлением.

Литература

1. Зубков М.Ю., Федорова Т.А. Преобразование микроструктуры органического вещества по мере его катагенетической эволюции. //Литология и полезные ископаемые.-1989.- № 5.-С. 71-79.
2. Зубков М.Ю., Дворак С.В. и др. Гидротермальные процессы в шеркалинской пачке Талинского месторождения (Западная Сибирь). //Литология и полезные ископаемые.-1991.- № 3.- С. 122-132.
3. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования// Геология нефти и газа.-1999.- № 11-12.- С. 31-40.
4. Некоторые причины гидрофобизации коллекторов./Зубков М.Ю, Сотникова Г.П., Прямоносова И.А и др.// Нефтяное хозяйство. Деп. рук. № 1870.- 1990.- 17 с.
5. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при стационарной фильтрации.// Отраслевой стандарт Миннефтепрома. ОСТ 39-235-89/ Исполнители: Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Юрчак В.П. и др. - М.: Миннефтепром.- 1989.- 36 с.
6. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа./ Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М. – М.: ВНИИОЭНГ.- 1988.- 56 с.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Литолого-физические особенности коллекторов Черногорского месторождения нефти и их учет при оценке подсчетных параметров

В.В.Борщев (ГУП ХМАО НАЦ РН им. В.И.Шпильмана)

Черногорское нефтяное месторождение расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа, приблизительно в 60 км севернее г. Нижневартовск. В непосредственной близости от него находятся разрабатываемые Самотлорское нефтегазовое, Лоръ-Еганское и Малочерногорское нефтяные месторождения.

В продуктивном горизонте *ЮВ₁*, преобладают алевритовые песчаники и песчаные алевролиты, а также алевритовые глины. Песчаники характеризуются серой и светло-серой окраской, преимущественно мелкозернистыми, реже средне-мелкозернистыми разностями. Глинистые породы имеют серую и темно-серую окраску, пелитовую и алевролито-псамитово-пелитовую структуру и сложную текстуру: микрослоистую, спутанно-волокнистую, горизонтальную и др. В продуктивных горизонтах глинистые породы обычно обогащены примесью песчаных и алевритовых фракций (до 7-10%). Помимо них, в отложениях мегионской и васюганской свит иногда встречаются маломощные (сантиметровые, до первых десятков сантиметров) прослои известняков и глинистых сидеритов.

В продуктивном горизонте *БВ₁₀* наиболее широко распространены алевритовые песчаники и песчано-алевритовые глины. Реже встречаются песчаный и глинистый алевролит и алевритовая глина.

Коллекторами для нефти горизонта *БВ₁₀* служат мелко- и среднезернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты аркозового и грауваккового типов, имеющие полимиктовый состав, %: кварц 35-45, полевые шпаты - 40-60, обломки пород 10-15 (в отдельных образцах - 20-25), последние состоят в основном из кремнистых сланцев, кварцитов и эфузивов.

Плотность песчаников составляет в среднем 2.10 г/см³, изменяясь от 2.01-2.15 (аркозы) до 2.12-2.35 г/см³ (граувакки), плотность алевролитов - 2.28 г/см³, изменяясь от 2.06 до 2.40 г/см³. Зерна как изометричной, так и угловатой формы. Степень окатанности зерен средняя, в целом по горизонту *БВ₁₀* уменьшается к подошве. Песчаные разности содержат до 10% фракции > 0.25 мм (в среднем 2.7%), фракции 0.25-0.1 мм содержится от 48 до 64%

(в среднем 54%); фракции 0.1-0.01 мм - от 22 до 41% (средняя величина 35%), < 0.01 мм - до 17% (средняя величина 8%). Медианный диаметр зерен песчаников составляет 0.16-0.21 мм ($M_d^{cp} = 0.18$ мм). Сортировка средняя, местами до плохой ($S_0 = 1.6-3.9$, в среднем 2.2).

В песчаных телах горизонта *БВ₁₀* снизу вверх наблюдается измельчение обломочных зерен. Контакты между зернами в песчаниках, как правило, линейные и касательные. Главную роль для проницаемости в песчаниках играет хлоритизированный биотит. В шлифах видно, как края гидробиотитовых чешуек расщепляются и железистый хлорит проникает между обломочными зернами, формируя довольно равномерные толстые пленки практически по всей породе. В результате при сохранении достаточно высокой пористости, нередко превышающей 15%, резко сужается сечение поровых каналов, что приводит к уменьшению проницаемости. Крупнозернистые алевролиты содержат значительную долю мелкопесчаной фракции 0.25-0.1 мм (до 40%) и поэтому в ряде случаев могут служить коллекторами (как это наблюдается в горизонте *БВ₁₀* Самотлорского месторождения). Содержание в них пелитовой фракции < 0.01 мм достигает 36%, что резко снижает емкостно-фильтрационные свойства алевролитов. Медианный диаметр алевролитовых разностей изменяется от 0.07 до 0.18 мм. Отсортированность обломочного материала варьирует в широких пределах ($S_0 = 2.6-4.0$, в среднем 3.4).

Текстура пород горизонтальная, пологоволнистая, а также косослоистая. Слоистость наблюдается в основном за счет послойного изменения гранулярного состава, а также микрослойков глин и алевролитов.

Цемент составляет 7-15%, по типу пленочно-поровый, реже контактный, по составу - глинистый (гидрослюды, каолинит, хлорит) и глинисто-карбонатный. По описаниям шлифов отмечается примесь углисто-глинистого материала и гидроокислов железа.

В песчаниках пласта *БВ₁₀* важное значение имеет изменение особенностей цементации. Выявлены эпигенетическая зональность преобразования цементирующего материала [1]: глиноzemистые хлориты-железистые хлориты со сплошным порово-пленочным цементом –

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

карбонатизация. В зоне пленочного глиноземистого хлорита пористость песчаников составляет 21,3÷23,7%, проницаемость 27÷129 мД; для зоны прерывисто-пленочно-железистого хлорита пористость и проницаемость пород равны, соответственно, 20,9÷21,7%, 10÷25 мД; при сплошном порово-пленочном железистом хлорите пористость пород 18÷20,2%, а проницаемость 6÷25 мД; в зоне карбонатизации эти величины, соответственно, равны 4,4÷8,8% и 0,09÷0,6 мД.

В пласте БВ₁₀ коллекторы относятся в основном к среднепроницаемым и соответствуют III, реже II и IV классам по классификации А.А. Ханина. Значительная заглинизированность и текстурные особенности терригенных пород обусловили их сравнительно низкую проницаемость при относительно высокой пористости. Открытая пористость изменяется от 17,9 до 24,2%, ее среднее значение - 21,6%.

Водоудерживающая способность коллекторов – от 25,7 до 75,6%, при среднем значении 39,1%. Проницаемость коллекторов пласта варьирует от 3 до 305 мД, при среднем значении 78 мД. По данным керна, немногим более 40% образцов имеют проницаемость до 50 мД, в том числе 13% - очень низкую проницаемость (менее 10 мД). Сравнительно хорошо проницаемые коллекторы находятся в диапазоне значений 100÷300 мД, на них долю приходится 32,5% образцов коллекторов.

Горизонт ЮВ₁. Коллекторами для нефти являются мелко- и среднезернистые песчаники полимиктового состава: кварц 40-50%, полевые шпаты 35-45%, обломки кремнистых сланцев, эффузивов, иногда кварцитов и гранитов - до 12-15%. Обломочная часть представлена угловатыми, нередко остроугольными, плохо окатанными зернами. Плотность песчаников колеблется от 2,18 до 2,44 г/см³ при среднем значении 2,21 г/см³.

По описаниям шлифов поры полые, с округлой и округло-вытянутой формой, с шероховатыми стенками, сообщающиеся между собой тонкими микроканальцами. Встречаются поры размером до 0,2 мм. Распределены они неравномерно в породе, чередуясь с агрегированными зернами. Имеющиеся данные указывают на сложную структуру порового пространства и на возможное наличие наряду с межзерновой также и микротрешинной пористости.

В песчаниках горизонта ЮВ₁ главную роль играет каолинитизация. Каолинит присутствует во всех без исключения песчаниках, его количество варьирует от первых процентов до 15%. Каолинит хорошо раскристаллизован, крупно агрегатен, выполняет как отдельные поры, так и группы пор. Весьма типичен так называемый червеобразный каолинит, который распространен на тех участках пород, где наблюдается интенсивное замещение им

обломочных зерен. Еще шире распространен каолинит пассивного заполнения пустот. Помимо каолинитовых выделений с формой, близкой к изометричной, более типичны его агрегаты, ориентированные вдоль микротрешин.

Важнейший процесс в песчаниках пласта ЮВ₁ – регенерация кварца, которая охватывает все зерно в целом. Степень регенерации меняется в широких пределах. Наблюдаются растворение кварцевых зерен. Часто зерна с регенерацией и растворением чередуются. Редко наблюдаемый в шлифах процесс – образование пор выщелачивания. В основном выщелачиванию подвергаются зерна кварца или кремнистых пород.

Эпигенетические изменения в интервалах горизонта ЮВ₁ с большой проницаемостью песчаников выстраиваются в ряд [1]: образование пустот выщелачивания за счет выноса кремнезема (пористость таких пород составляет 17,2÷22,5%, при средней – 19,6%; проницаемость 1,6÷914 мД, при средней – 276 мД) – развитие каолинита замещения с червеобразной структурой (пористость равна 14,7÷21,8%, при средней – 16,3%; проницаемость 7,2÷172 мД, при средней – 38 мД) – заполнение каолинитом пустых пор с незначительным замещением (пористость составляет 8,9÷17,8%, при средней – 15,0%; проницаемость 0,7÷19 мД, при средней – 6,4 мД) – регенерация кварца (пористость – 14,2÷21,8%, при средней 19,2%; проницаемость – 1,5÷520 мД, при средней – 162 мД) – карбонатизация, обычно обособленная на относительно небольших участках (пористость – 1,8÷5,6%, при средней 3,5%; проницаемость – 0,06÷0,2 мД, при средней – 0,1 мД).

Цемент песчаников от порово-пленочного до конформно-регенерационного. По составу карбонатно-глинистый. Карбонатные минералы представлены мелко- и среднекристаллическим кальцитом. Присутствует незначительная примесь сидерита, развивающегося по гидрослюдистым минералам. Глинистая составляющая представлена каолинитом и гидрослюдой. Хлорита практически нет, встречается на поверхности единичных зерен в виде тонкой прерывистой пленки.

Породы содержат довольно много пирита, часто 2÷3% и более, с разнообразием его форм. Это мелкие круглые и звездчатые стяжения, пятнистые агрегаты, россыпи из отдельных кристаллов. Частое явление – пленочный пирит, который ассоциирует с битумами и глинистотитанистыми пленками. Остатки окисленного битумного вещества не только адсорбированы глинистыми минералами, но и встречаются в мелких защемленных порах по периферии пор, выполненных каолинитом, и особенно часто кальцитом, проникают по плоскостям спайности и совсем редко наблюдаются на поверхности единичных обломков.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

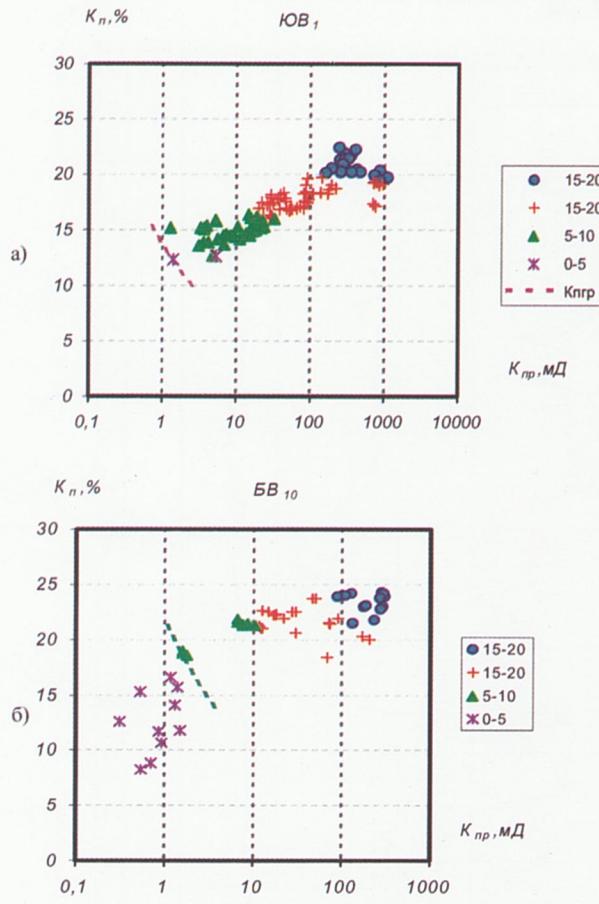


Рис.1. Сопоставление коэффициентов открытой пористости и газопроницаемости при разных коэффициентах эффективной пористости:
а) пласт BB_{10} ; б) пласт IOB_1 .

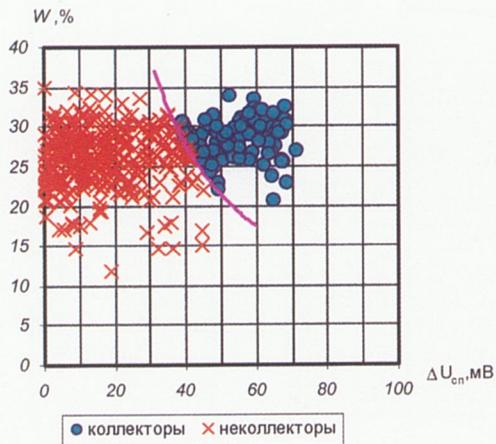


Рис.2. Обоснование граничных значений параметров W и $\Delta U_{\text{сп}}$ для выделения коллекторов Черногорского месторождения по качественным признакам

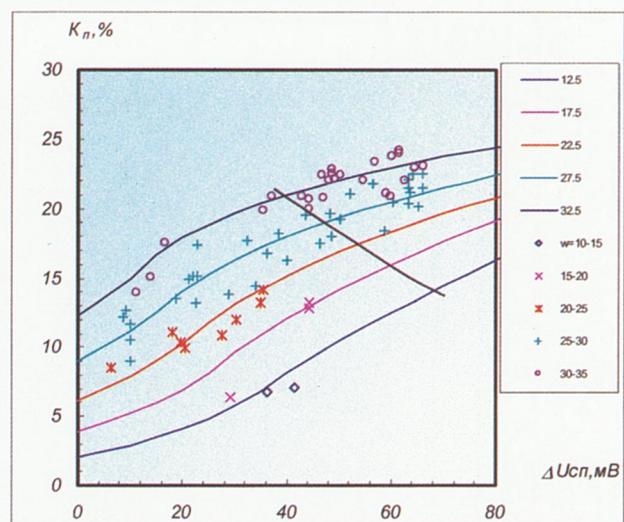


Рис.3. Кросс-плот для определения коэффициента пористости горных пород пласта BB_{10} . Сопоставление зависимости $K_n = f(\Delta U_{\text{сп}}, w)$ при различных величинах w . Точки - данные керн-ГИС.
Линии - аппроксимирующие кривые

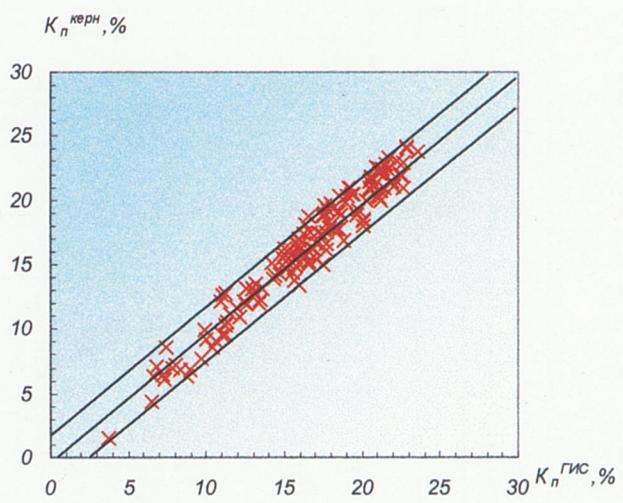


Рис.4. Сопоставление коэффициентов пористости, определенных по комплексу НК+ПС, с коэффициентами пористости по керну Черногорского месторождения

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

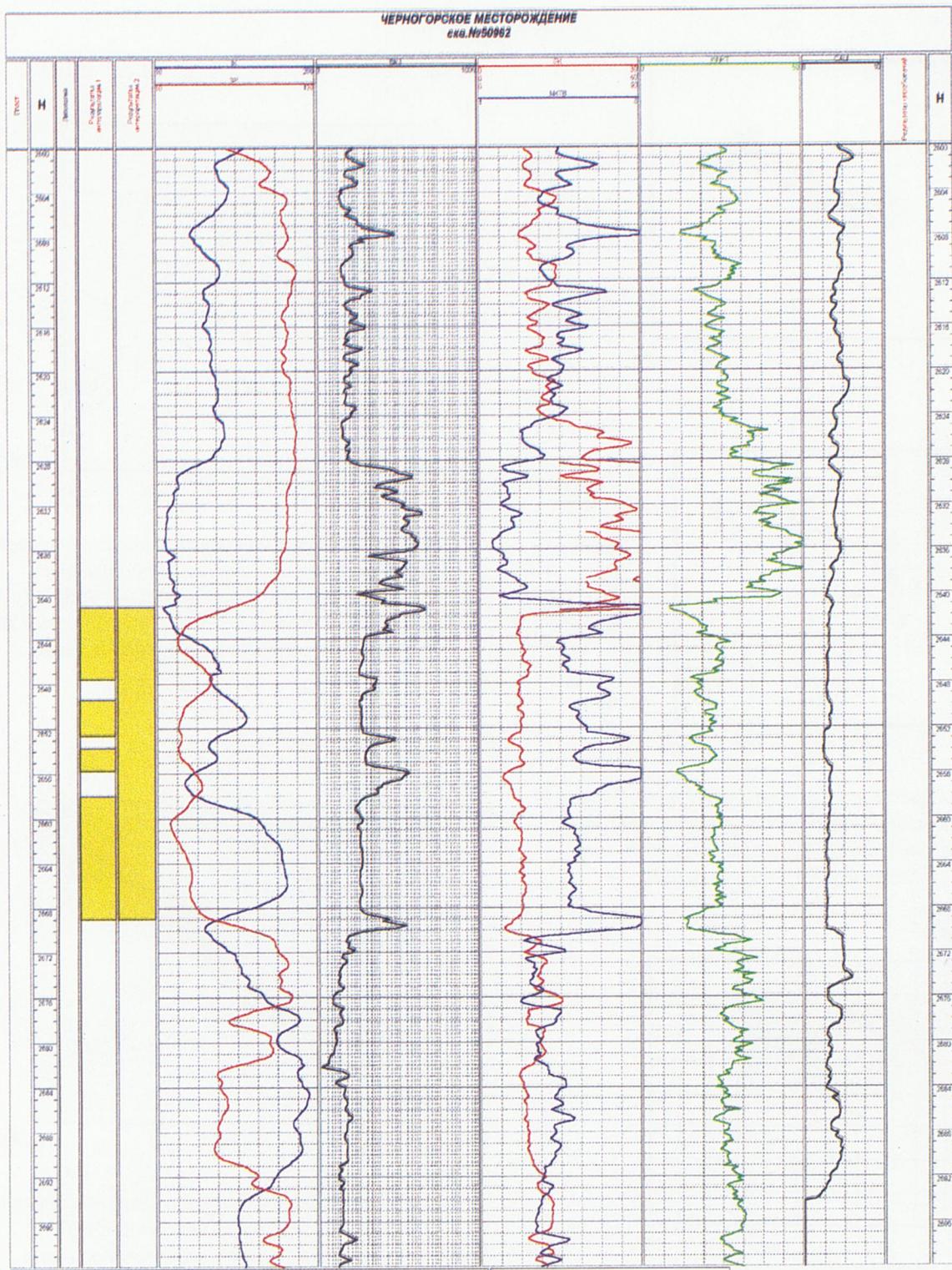


Рис.5. Геолого-геофизическая характеристика пласта ЮВ¹, Черногорского месторождения

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

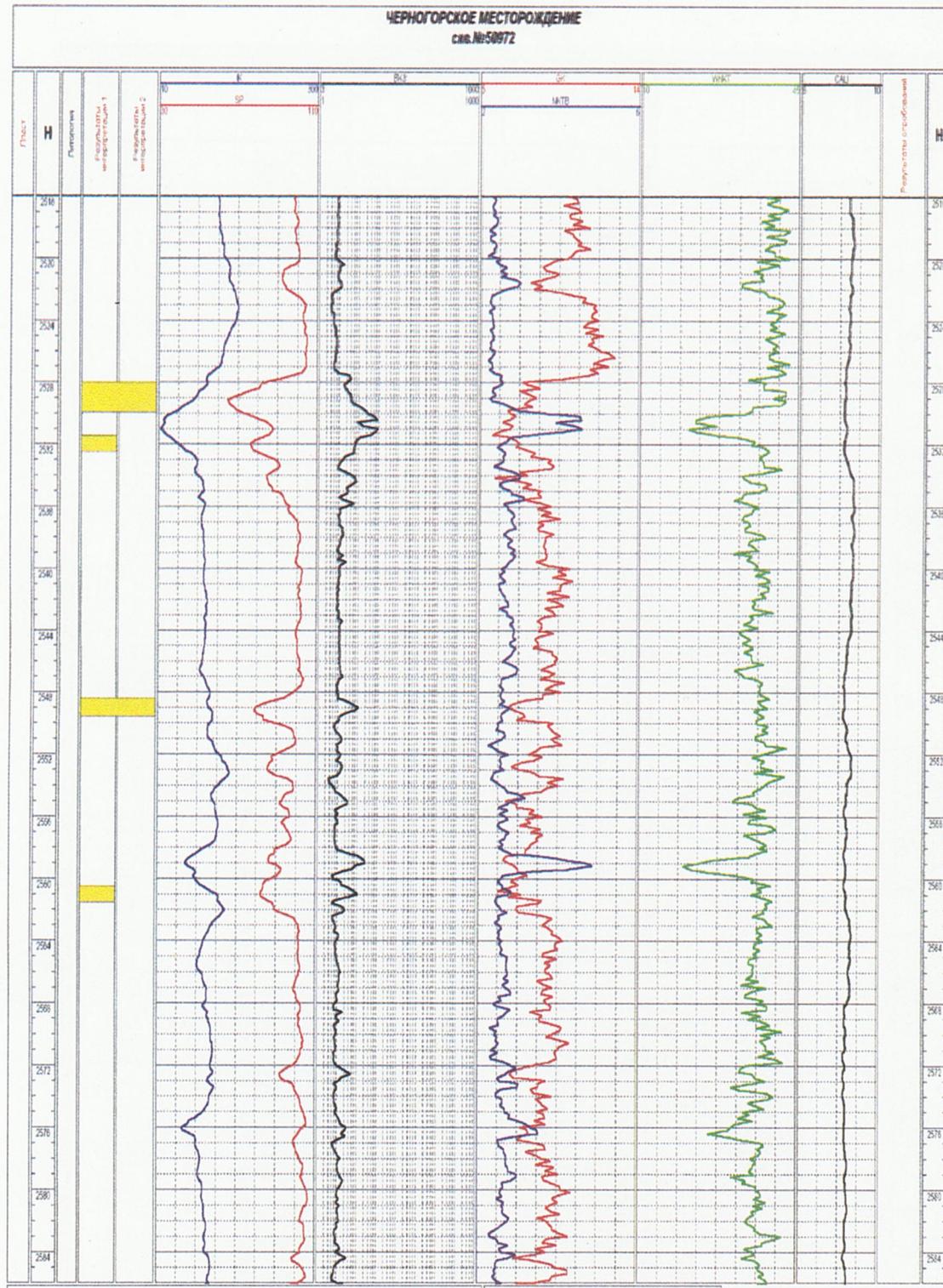


Рис.6. Геолого-геофизическая характеристика пласта BV_{10} Черногорского месторождения

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

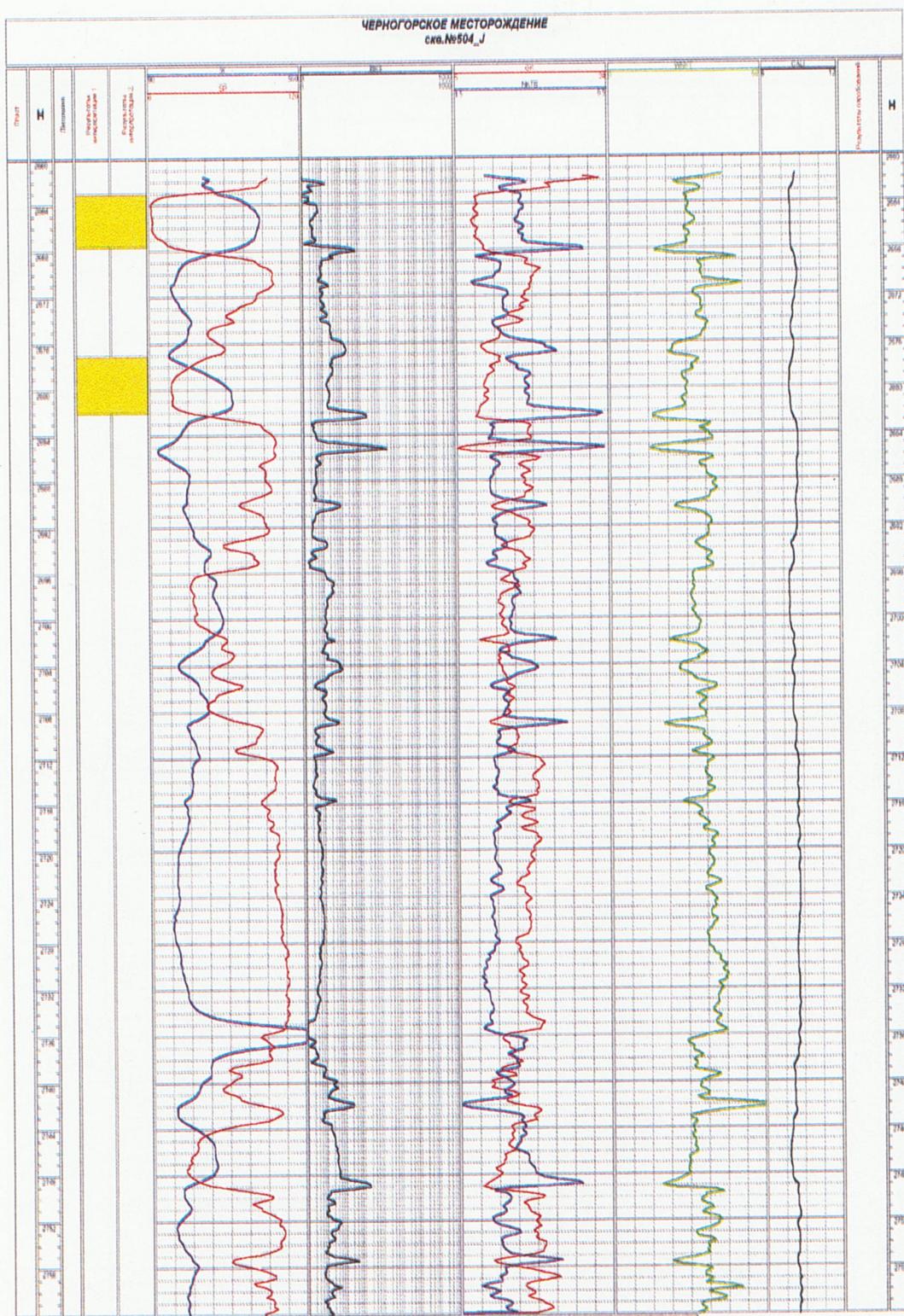


Рис.7. Геолого-геофизическая характеристика пласта ЮВ₁ Черногорского месторождения

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

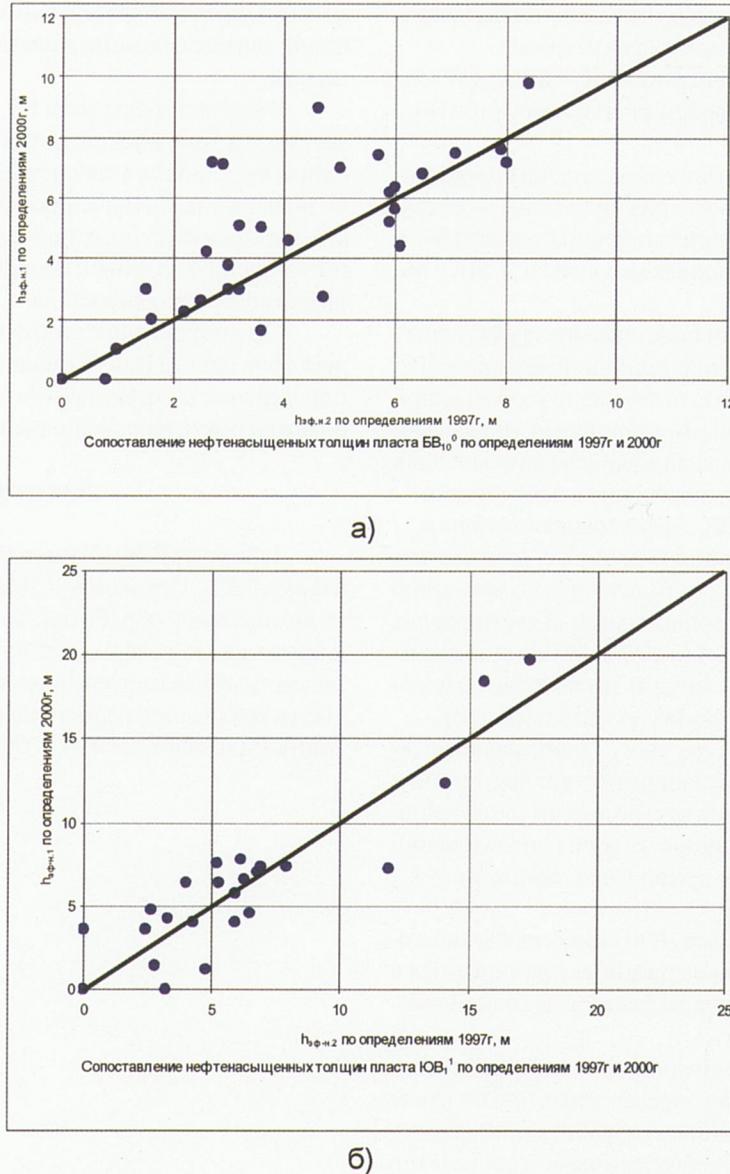


Рис.8. Сопоставление эффективных нефтенасыщенных толщин, определенных по подсчету запасов 1997 года ($h_{\text{зф.н.2}}$) и предлагаемым методикам ($h_{\text{зф.н.1}}$): а) для пласта BB_{10}^0 ; б) для пласта IOB_1^1

Особенности минерального гранулометрического состава, а также процессы эпигенетического преобразования горных пород-коллекторов пластов BB_{10} и IOB_1 обуславливают большой разброс точек при сопоставлении коэффициентов пористости с коэффициентами газопроницаемости (рис.1).

Исследования, проведенные в работе [1], показали, что для коэффициентов пористости и проницаемости на границе перехода горной породы из класса неколлекто-

ров в класс коллекторов наблюдается спектр пар граничных значений $K_{\text{ппр}}$ и $K_{\text{прпп}}$, взаимосвязь между такими величинами обратная (см.рис.1).

Комплексирование наиболее широко используемых в практике методов ГИС с разной петрофизической основой – нейтронного и метода потенциалов собственной поляризации позволяет однозначно выделять коллекторы и определять их фильтрационно-емкостные свойства (рис.3). Линия на рис.2 и 3 разграничивает области точек

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

коллекторов и неколлекторов и указывает на спектр граничных значений геофизических параметров.

С использованием зависимости $K_n = f(DU_{cn}, W)$ определены коэффициенты пористости пород пластов БВ_{10} , ЮВ_1 .

Пластовые сопоставления определений коэффициентов пористости с данными керна приведены на рис. 4. Из него следует, что коэффициент пористости может быть установлен по комплексу данных методов ПС и НК с погрешностью $\pm 2 - 2.5\%$.

Представляет интерес сопоставление эффективных толщин, определяемых по традиционной методике с использованием одного метода потенциалов собственной поляризации, с эффективными толщинами, определенными по методике с комплексированием двух методов (потенциала собственной поляризации и нейтронного).

В скв.50962 пласт ЮВ_1 эффективная толщина $h_{\phi,1}$, определяемая по разработанной методике, меньше, чем эффективная толщина $h_{\phi,2}$ определенная по критерию $\alpha_{pe} > \alpha_{спл.р.}$. Показания нейтронного метода в интервалах 2647.5-2649.4 м, 2652.6-2653.4 м, 2655.4-2658 м повышены (снижено водородосодержание), и эти интервалы необходимо интерпретировать как неколлекторы (рис. 5).

Скв.50972 пласт БВ_{10} $h_{\phi,1} > h_{\phi,2}$ в интервале 2528-2561.4 м представлена чередующимися коллекторами и неколлекторами довольно низкой по амплитуде потенциалов собственной поляризации, что при использовании традиционной методики приводит к занижению h_{ϕ} (рис.6).

В скв.504, в разрезе пласта ЮВ_1 , характеризующегося чередованием хорошо выдержаных проницаемых и непроницаемых пропластков, эффективные толщины совпадают (рис.7).

На рис. 8 представлено сопоставление эффективных нефтенасыщенных толщин, определенных при подсчете запасов 2000 г. с использованием разработанной методики, с эффективными нефтенасыщенными толщинами, определенными при подсчете запасов 1997 г.

Из рисунков следует, что из пласта БВ_{10} эффективные нефтенасыщенные толщины $h_{\phi,n,1}$, определенные с использованием предложенной методики, примерно на 20% выше по сравнению со значениями эффективных толщин $h_{\phi,n,2}$, в подсчете запасов 1997 г. (рис.8а); для пласта ЮВ_1 $h_{\phi,n,1}$ в среднем практически не отличаются (рис.8б).

Анализ геолого-геофизического материала по скважинам показал, что для пласта БВ_{10} $h_{\phi,n,1} > h_{\phi,n,2}$ преобладает. В связи с этим среднее эффективное нефтенасыщение толщин повышается на 15-20%.

Для коллекторов пласта ЮВ_1 число случаев, когда $h_{\phi,n,1} > h_{\phi,n,2}$ и $h_{\phi,n,1} < h_{\phi,n,2}$, примерно одинаково. В свя-

зи с этим средние эффективные нефтенасыщенные толщины, определенные по двум методикам, примерно одинаковы.

В коллекторах пласта БВ_{10} , особенно по восточной залежи месторождения, пористость возросла на 9-14% относ. и составила в среднем 22.5 % абс., это обусловлено повышенными значениями коэффициентов пористости для коллекторов с относительно низкой амплитудой потенциала собственной поляризации и высокими значениями водородосодержания.

Среднее значение коэффициентов пористости коллекторов пласта ЮВ_1 изменилось незначительно, хотя определения коэффициентов пористости в конкретных пластопересечениях выполнены более достоверно.

Литература

1. Борщев В.В., Ефимов В.А., Романов Е.А., Тимошенкова Н.В., Соколов А.В., Мальшаков А.В. Особенности комплексной обработки литолого-петрографических и промыслового-геофизических данных для определения подсчетных параметров Черногорского месторождения. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. - Ханты-Мансийск.-2001. - С. 390-398.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

**Методологические подходы к решению проблем
неотектоники и геологического картирования
Западно-Сибирской равнины**

П.Е.Брагин (ЗапСибГеоНАЦ)

«Отказ от анализа развития ландшафта неизбежно ведет к признанию неподвижности земной коры в течение всего четвертичного периода; для географов это означает отказ от самой основы их научных построений.»

Ж.Буркар

Автору настоящего сообщения уже была представлена возможность высказаться по проблемам неотектоники и геологического картирования Западно-Сибирской равнины (2). Оппоненты, ознакомившиеся со статьей еще до ее опубликования, утверждали, что в ней выражено лишь личное мнение автора по затронутым вопросам. Приверженцы фиксизма в неоген-четвертичной геологии не могут допустить даже мысли, что и они заблуждаются, но в то же время признают, что П.А.Кропоткин и В.А.Обручев заблуждались, «надвигая» ледники на север Евразии. Известно также, что Н.С.Шатский, видный геолог-тектонист, в свое время выявил на Урале «байкалиды», которые на современном уровне знаний отрицаются многими уральскими геологами. И еще один пример: «...до сих пор превалирует представление об эвстатических колебаниях уровня моря, а не суши, в том числе гляциоэвстатических. На наш взгляд, это одно из самых опасных и замаскированных заблуждений современной геоморфологии и неотектоники». Эти слова принадлежат И.Д.Данилову с соавторами (1) – воинствующим «маринистам», опубликовавшим многочисленные статьи и монографии по результатам исследования прибрежных равнин и шельфа арктических морей.

Выходит, что заблуждения не такое уж редкое явление в науке, и никто от них не застрахован.

Рассмотрим подробнее последнее из перечисленных заблуждений, потому что оно ближе всего касается тематики данной статьи. Почему оно является *замаскированным*? Дело в том, что мы, характеризуя трансгрессии и регрессии, сами говорим о поднятиях и опусканиях уровня моря выше или ниже современ-

ного, тогда как следует говорить об *условных уровнях моря* относительно поднятых (или опущенных) участков суши. Возможно, впервые обратил на это внимание О.В.Сузdalский (6), составивший таблицу колебаний условных уровней моря на протяжении шести этапов ямальской трансгрессии. Каждый из этих этапов состоит из регressiveвой и трансгрессивной фаз. Из таблицы следует, что условный уровень моря на Карском палеошельфе на протяжении антропогена менялся от минус 280 до плюс 190 м и только в последнюю фазу шестого этапа занял современное (нулевое) положение. Величина «минус 280» есть алгебраическая сумма амплитуд (положительных и отрицательных) движений палеошельфа. Следовательно, когда мы говорим, что перед началом ямальской трансгрессии условный уровень моря был минус 280, то это значит, что именно на такую глубину опустилась береговая линия моря (или тальвег бывшей реки). При этом «не сушу, а уровень моря нужно рассматривать как нечто неизменное» (И.В.Мушкетов, 1905).

Поясним далее, почему рассматриваемое заблуждение *опасно* для геологов и геоморфологов. Прежде всего, потому, что при таких представлениях подрываются основы теории литогенеза. Литогенез рассматривается не как результат взаимодействия эпигенетических движений и седиментогенеза на платформах, а как следствие трансгрессий и регрессий моря на неподвижную сушу. Поэтому совершенно не случайно понятие «литогенез» подменено понятием «морфолитогенез» (4), о чем более подробно будет сказано ниже. Во-вторых, структурообразование и литогенез – двуединый процесс. Геологи используют анализ мощностей осадков для суждения о

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

структур: в зонах опусканий мощности толщ увеличены, в зонах поднятий – уменьшены (или же толщи вообще эродированы). Отказ от анализа мощностей в тектоническом аспекте приводит к мысли о том, что море пассивно заполняло осадками уже «готовые» к заполнению так называемые «переуглубленные долины» и поэтому характер залегания геологических тел представляется не наложенным, а вложенным или прислоненным к бортам этих «долин». Вместо конседиментационных отрицательных структур картируются «эрэзационные врезы», вместо положительных – останцы денудационного рельефа. В-третьих, поскольку море неоднократно наступало на равнину, то оно якобы срезало все доплиоцен-четвертичные структуры под один уровень, поэтому они в современном рельфе не выражены или выражены лишь опосредственно через внутрихольные дислокации. По сути дела отрицаются связь современного рельефа со структурами. В-четвертых, при эндогенной неподвижности континента море оставило после трансгрессий и регрессий серию террас, гипсометрическое положение которых осталось неизменным с верхнего плиоцена по голоцен включительно, то есть якобы не проявились ни эндогенные, ни экзогенные процессы, которые могли бы деформировать эти террасы.

Приведенных выше искаженных представлений, вытекающих из признания только эвстатических колебаний моря (а не эпирогенических – суши), вполне достаточно для доказательства опасности рассмотренного заблуждения.

Каковы же причины, которые привели исследователей к столь оригинальным взглядам? Их много, но мы остановимся на более существенных.

Понятийная база. Как известно, всякая фундаментальная наука оперирует *понятиями*, которые являются теми кирпичиками, на которых она базируется. Достаточно изменить или подменить понятие, или приспособить его к какой-то «новой» идеи, фундамент науки рушится. Автор уже писал (2) о том, как произошло отождествление понятия «современный гипсометрический уровень» с «геоморфологическим уровнем» К.Маркова. В результате вечно деформирующаяся поверхность превратилась в неподвижную, застывшую на 3,5 млн. лет.

Нечто подобное произошло с понятием «коррелятные отложения». Оно введено в науку геоморфологами (7) для познания истории развития рельефа, для палеогеоморфологических реконструкций. Из коррелятного рельефа геологического тела геоморфологами изымается лишь та информация, которая проли-

вает свет на рельеф того времени, когда это тело формировалось. Поэтому возраст осадков, слагающих коррелятное геологическое тело, всегда моложе возраста субстрата бывшего рельефа, который поставлял этот осадочный материал. По строению (текстуре, структуре) геологического тела, по составу обломков судят о том, какие толщи (свиты, формации) размывались, далеко ли они находились от мест седиментации, какой амплитудности был рельеф. По наблюдениям автора в долине р. Висим (правый приток р. Сев.-Сосьвы), там, где эта река размывает образования ирбитской и серовской свит, отложения поймы и первой надпойменной террасы почти нацело состоят из дезинтегрированного материала опок, диатомовых глин и диатомитов. Следовательно, мы можем говорить, что осадки поймы и первой надпойменной террасы коррелятны современному и голоценовому рельефу, субстратом которого служат отложения эоценена. Руководствуясь актуалистическим принципом, мы и по древним осадочным толщам на равнине, по появлению в них в массовом количестве, например, палеозойских (уральских) пород можем судить, когда на Урале «вышли» на дневную поверхность «палеозоиды». Или можем решить обратную задачу. Поскольку в конце плиоценовой эпохи Урала как кряжа не существовало, а на его месте и в Зауралье формировались коры выветривания и по сухой лесостепи бродила лошадь Стенона, то и диамиктоны Западно-Сибирской равнины не могут иметь плиоценовый возраст.

Рельеф и коррелятное ему геологическое тело почти всегда (за редкими исключениями: карстовая полость и ее выполнение, склон и делювий, поверхность выравнивания и кора выветривания) пространственно разобщены и границы их характеризуются лишь *подобием*, но не *тождеством*. Однако сторонники «морфостратиграфии» поставили знак равенства между границами геологического тела и границами якобы коррелятного ему по возрасту геоморфологического объекта. В частности, здесь речь идет о террасе. Но для того, чтобы отложения заняли в рельфе положение террасы, необходим, по крайней мере, цикл врезания для реки или импульс поднятия в береговой зоне моря. Следовательно, терраса как морфологический объект всегда *моложе*, нежели осадки, слагающие ее. Поэтому геоморфологи аллювиальные отложения террас рассматривают как некие «включения», когда геологические тела со всех сторон граничат с формами рельефа, которым эти тела коррелятны. А теперь задумаемся, правомерно ли коррелировать террасы, считая их одновозрастными с осадками, слагающими их?

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Возможно поэтому В.А.Лидер считал порочным использовать террасы для стратиграфических корреляций? Ю.А.Билибин, всю жизнь отдавший прикладной геологии, связанной с поисками и разведкой золота, не признавал синхронными одновысотные террасы даже в пределах одной речной системы. Это и понятно, поскольку река пересекает различные морфоструктурные зоны, районы и даже области и история формирования террас в их пределах была различной. Поэтому так называемая «универсальная лестница террас» может служить не для «глобальных» стратиграфических корреляций, а для познания истории неотектонического развития того или иного морфоструктурного района. Поиски везде и всюду всей «лестницы» террас без учета истории тектонической жизни территории, на взгляд автора, напрасная трата времени. Например, на юге Ямала и Тазовского полуострова третья терраса картируется проблематично. Реки здесь молодые, они успели сформировать лишь пойменные уровни и первую, и вторую надпойменные террасы. Вполне вероятно, что инверсия рельефа произошла здесь в послемаковское время, поэтому третьей террасы может и не быть, а есть лишь отложения ермаковского времени, достраивающие разрез казанцевских образований. Вторая же терраса, напротив, прекрасно дешифрируется, а на участках интенсивных неотектонических поднятий (Тазовский полуостров, против устья р.Мессояха) она имеет несколько подуровней.

В книге «Коррелятные отложения в геоморфологии» (7) выражено такое пожелание ее авторов: «... было бы заманчиво выделить одноуровневые формы рельефа для ряда слой-пачка-свита-серия-структурно-формационная зона». Но ведь здесь речь идет не о «геоморфологических» (читай: гипсометрических), а о ранговых уровнях коррелятных геологических тел рельефу (тектонической структуре). Приводятся такие примеры: формации могли бы быть сопоставлены с неотектоническими зонами, свиты и толщи – с простыми и сложными неотектоническими формами и т.д. Трудно поверить, чтобы эта «заманчивая» идея в умах «морфостратиграфов» могла трансформироваться таким образом, что в современном рельефе стали находить формы, которые коррелятны геологическим телам – от отдельной литопачки до ритмосвиты. Для этого даже подвели «теоретическую» базу: к каждому из стратонов, к его названию, прибавили приставку «морфо». В результате получили целое гнездо слов-понятий, начиная от «морфолитопачки» и кончая «морфоритмосвитой». Однако от введения в науку многочис-

ленных геоморфологических понятий новых форм в рельефе не прибавилось. И если уж быть действительно строгим в «терминотворчестве», то для погребенных форм рельефа следовало бы еще добавить приставку «палео». Например, «палеоморфоритмосвита», что должно означать: данной ритмосвите соответствует определенной формы погребенный рельеф. «Технология» изображения этих погребенных форм видна на рис.2,3. Но об этом более подробно будет сказано ниже.

Да, на стыке двух наук, геологии и геоморфологии, существуют понятия, которые позволяют нам использовать геоморфологию при геологическом картировании. Это и «структурный рельеф», и «литоморфный рельеф», и «морфоструктура». В расшифровке этих понятий нет необходимости. Но можно ли вообразить, что сложные геологические тела имеют в современном рельефе равнинны свое отражение и могут картироваться по горизонтальным? До такого за 300 лет отечественной (да и зарубежной) геологии еще никто не додумался. Это, так сказать, нонсенс вселенского масштаба, потому что замена понятия «литогенез» понятием «морфолитогенез» в конечном итоге ведет к стагнации рельефа, к отрицанию его развития под воздействием эндогенных и экзогенных факторов.

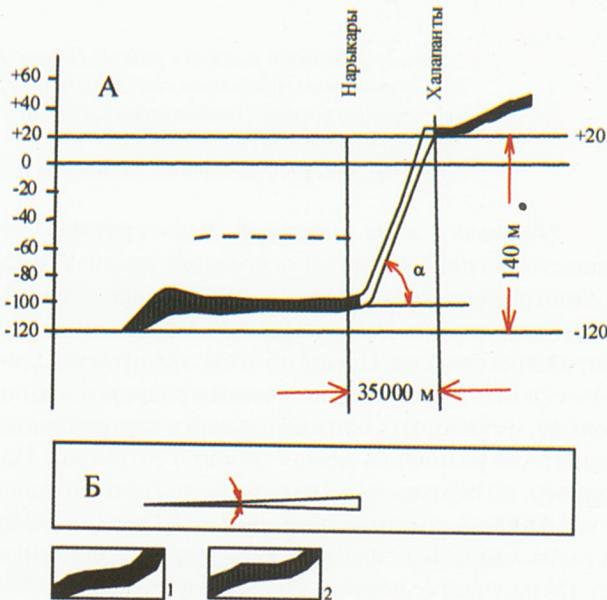


Рис. 1. Фрагмент разреза И.Л. Зайонца и др. (5) на участке долины Оби между поселками Халапанты и Нарыкы. 1 - тобольский горизонт; 2 - тильтимские слои; α - исказенный угол на рис. 1A; истинный угол на рис. 1B.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

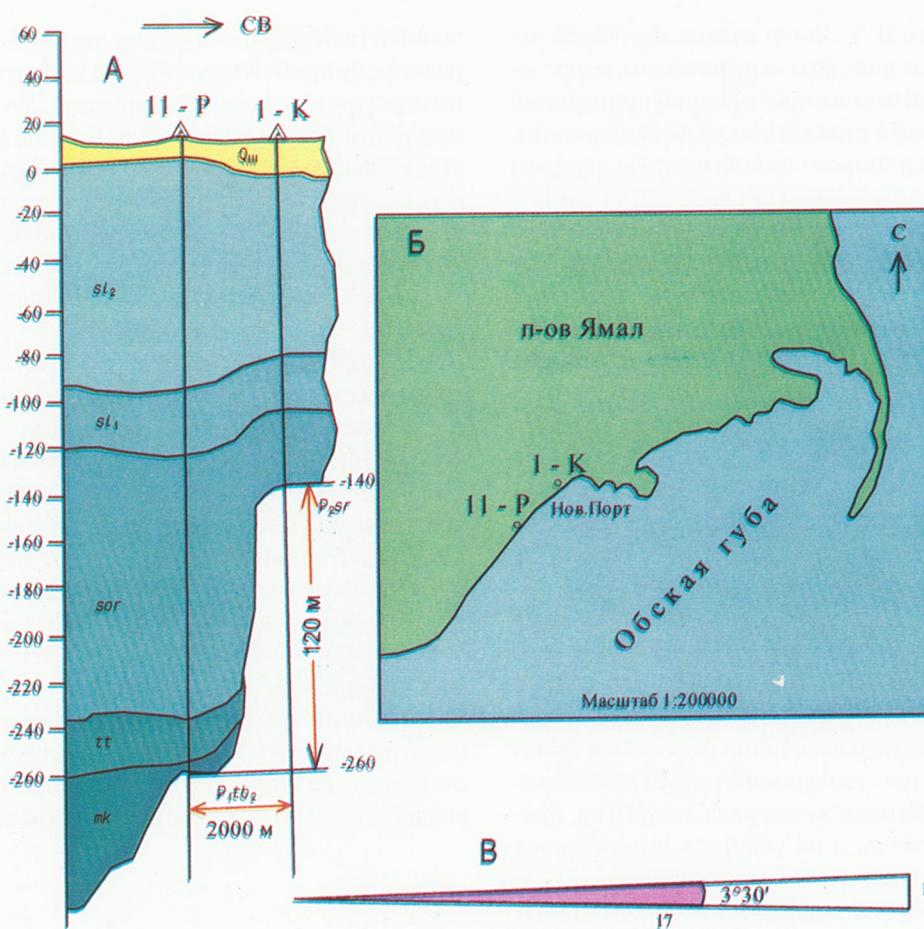


Рис.2. Фрагмент разреза в районе Нового Порта, комментируемый в Легенде - 1999(13).
 2A. Стратогены: мыскаменская (*mk*), тщутяжская (*tt*), сорюнитская (*sor*), салемальская (*sl*₁) и *sl*₂) свиты (толщи), тибейсалинская (P_1tb_2) и серовская (P_2sr) свиты палеоценена и эоцена.
 2B. Схема расположения скважин.
 2B. Истинный угол наклона доямальского рельефа.

Чертеж – язык инженера. В литературе указывается случай, когда на основании анализа искаченного масштабами продольного профиля дельты реки были сделаны неверные выводы о динамике формирования осадков. Помня об этом, автор всегда критически относился к геологическим разрезам и зарисовкам, на которых горизонтальный и вертикальный масштабы разнились между собою в сотни раз. Например, по вертикали в 1 см – 60 м, по горизонтали в 1 м – 35000 м; разница примерно в 580 раз (3500:60). В таких масштабах изображен разрез И.Л.Зайонца и др. (5) на участке долины Оби между поселками Халапанты и Нарыкары. В указанной статье речь идет о взаимоотношениях тобольского горизонта, картируемого в береговых обрывах правого берега Оби (Белогорье), и тильтимских отложений, вскрытых сква-

жиной у пос.Нарыкары. На основании построенного разреза (рис.1А) авторы пишут, что на этом участке «... тобольский горизонт внезапно погружается на 110 м. По основанию тобольских и тильтимских отложений перепад этот составляет 140-200 м». Далее авторы начинают делать палеогеоморфологические реконструкции и объяснять, как мог возникнуть этот «водоскат», названный среди геологов «Ниагарским водопадом». Однако достаточно построить не искаченный масштабами разрез, как «водоскат» этот исчезает, а истинный угол между подошвами тобольских и тильтимских слоев составит $\arctg(140:35000)=0.004$; по Справочнику (3) – $0^{\circ}15'$. Исходя из пропорции $140:35000=1:25$, построим этот «водоскат» графически (рис.1Б). Именно на этом участке, следуя от Сибирских Увалов вниз по течению Оби, мы попадаем в

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

совершенно другой морфоструктурный район – в Надымскую синеклизу, которая и в современном рельефе четко отделена от Сибирско-Увальской гряды. Природа, вероятно, сыграла здесь злую шутку с геологами, не признающими унаследованного развития структур в неоген-четвертичное время. Неотектоническими движениями в пределах Надымской синеклизы морские возрастные аналоги тобольского горизонта (тильтимские слои) опущены, а казанцевские «диагональные» пески оказались почти на одном гипсометрическом уровне с тобольскими, развитыми в пределах *приподнятого* Белогорского материка.

Неучет неотектоники привел «морфостратиграфов» к «открытию»: они под мнимые «тобольские» пески (а на самом деле под казанцевские, по Г.И.Лазукову, 1976) в пределах Надымской синеклизы поместили основную часть разреза осадков ямальской серии, удревнив ее так, что «неоген» стал картироваться даже на Ямале, где он в действительности находится в погребенном положении. В пределах же Белогорского материка под *действительно тобольскими* песками картируются лишь маломощные диамиктоны дотобольского времени, а ниже по разрезу вскрываются дочетвертичные образования тавдинской, атлымской, пельымской и иных свит. Основная часть разреза отложений ямальской серии здесь, по мнению автора, тектонически сброшена под урез воды Оби и прислонена к цоколю Белогорского материка.

Приведем еще один пример искаженного масштабами разреза. В пос. Новый Порт на юге Ямала пробурено две скважины – 1-К и 11-Р (рис.2). Расстояние между ними 2 км. Скважинами вскрыты дочетвертичные породы на абсолютных отметках, соответственно, -140 и -260 м. Превышение: 260-140=120 м. Следовательно, угол наклона дочетвертичного рельефа в створе этих скважин будет равным $\arctg(120:2000)=0.06$; по Справочнику (3), $3^{\circ}30'$. После составления элементарной пропорции $120:2000=1:17$ построим этот угол графически (рис.2В). В Легенде – 1999 дается такой комментарий геологической и палеогеоморфологической ситуации в районе скважин: «... большая часть свиты (сорюнтовской – П.Б.) прислонена здесь к *крутому погребенному уступу* берега праэстуария Оби, сложенному опоками палеогена». Спрашивается, о каком крутом уступе здесь может идти речь, если уклон дюмальской поверхности между скважинами всего $3^{\circ}30'$? Так, мало того, судя по приведенному разрезу (рис.2А), к этому несуществующему в природе «крутому» берегу прислонены еще две валидные свиты (толщи) – тиутейская и мысменская!

Проведем простейший эксперимент. Нальем в ванну с очень пологими ($1-4^{\circ}$) бортами воды. Засыплем туда глинистого песка, перемешаем и оставим отстаиваться. Что мы увидим после отстоя? Осадок равномерно распределится по дну ванны, включая и пологие борта ее. А теперь посмотрим, как мы изображаем осадочные слои на искаженных разрезах. Забыв о том, что углы наклона дна бассейна на разрезе искажены, мы располагаем слои строго горизонтально и неизбежно наталкиваемся на искаженный масштабами «крутой» склон, который на самом-то деле тоже субгоризонтальный. В результате получаем «прислоненное» или, в случае двух бортов, «вложенное» залегание слоев практически на ровном (плоском) месте. Эта психологическая (или методическая) ошибка дорого обходится, потому что мы вместо выклинивающихся (возможно!) по латерали горизонтов, плодим новые свиты, изображаем ничем не подтвержденные «врезы», выделяем в пределах единого бассейна ритмосвиты, врезая их друг в друга, и, в конечном итоге, превращаем интереснейшую и прекрасную геологическую науку в гадание. К примеру, увидев древний берег отступившего ямальского моря по смене морских осадков прибрежно-морскими, мы начинаем размышлять, что это было за море, которое отступило, – харасавэйское, марресальское или салемальское? А все это потому, что осадки этих «морей», оказывается, «вложены» друг в друга и располагаются ныне на определенных «гипсометрических» уровнях.

Однако самые серьезные негативные последствия от искаженных масштабами разрезов и схем заключаются в том, что мы искусственно разрываем пространственные связи между осадками, сформированными в пределах погружений и поднятий. В зонах их сопряжений при разнонаправленных тектонических движениях (например, Белогорье и долина Оби) связи эти и так нарушены тектоникой, а мы еще как бы усиливаем пространственную разобщенность, искажая разрезы в сотни раз (рис.3). В результате теряется и времененная связь между осадками положительных и отрицательных морфоструктур. Отсюда проистекает стремление наращивать разрезы «впадин» разрезами «междуречий», тогда как литогенез был синхронным с той лишь разницей, что в унаследованно погружающихся структурах разрезы наиболее полные, в пределах же поднятий они редуцированы размывами или осадки представлены другими фациями.

Уральские геологи до сих пор мучительно избавляются от мышления «циклами», когда латеральными рядами формаций надстраивались вверх

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

и вниз стратиграфические колонки. Теперь появились на картах Урала структурно-фациальные (формационные) зоны. Очевидно, на равнине подобным зонам (в зачаточном состоянии) отвечают морфоструктурные районы и области с различным характером литогенеза.

Наслоение или прислонение? Вот главный вопрос, от решения которого зависит рисовка геологических карт, возрастная индексация стратиграфических подразделений. До появления нового направления в неоген-четвертичной геологии (морфостратиграфического) этот вопрос не стоял так остро, так как геологические карты строились по существующим методикам для районов с горизонтальным залеганием толщ. Считалось, что вышележащий стратиграфический и гипсометрически горизонт должен низележащего. «Морфостратиграфами» все было поставлено «с ног на голову» на основании того, что все толщи на равнине якобы не насыпаны друг на друга, а прислонены к друг другу или имеют вложенно-прислонен-

ное залегание. В результате отложения, занимающие самое высокое гипсометрическое положение, стали считать самыми древними, а последовательно «прислоненные» к ним стратогены, расположенные гипсометрически ниже, - молодыми. Данное утверждение верно лишь частично.

Цена «врезов» и «прислонений» была уже показана на примере локального участка в районе Нового Порта (Ямал). Рассмотрим региональный вариант.

К Легенде-1999 приложена «Схема соотношений плиоцен-четвертичных стратогенов Тюменско-Салехардского субрегиона». Для иллюстрации автором взят фрагмент этой «Схемы» (рис.3). Масштабы изображения: по вертикали в 1 см – 40 м, по горизонтали в 1 см – 25000 м. Искажение 25000:40=625 раз (!). В результате для равнины получили фантастическую орографию с каньонообразными «врезами» и пиками типа Джомолунгмы. Это уже похоже на профанацию науки на грани кощунства. При таком изображении действительности для дальнейшей фантазии нет

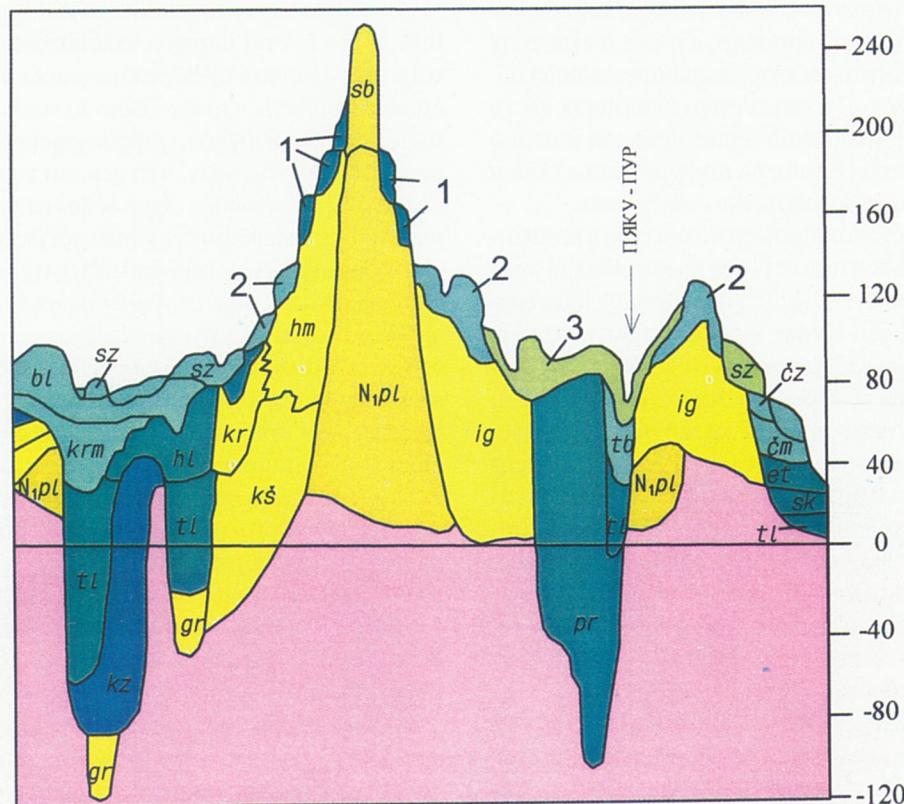


Рис.3. Схема соотношений плиоцен-четвертичных стратогенов

Тюменско-Салехардского субрегиона. Фрагмент.

N₁pl, sb, hm ... индексы собственных местных стратогенов;

1, 2, 3 - генерации регressiveных песков на междуречьях.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

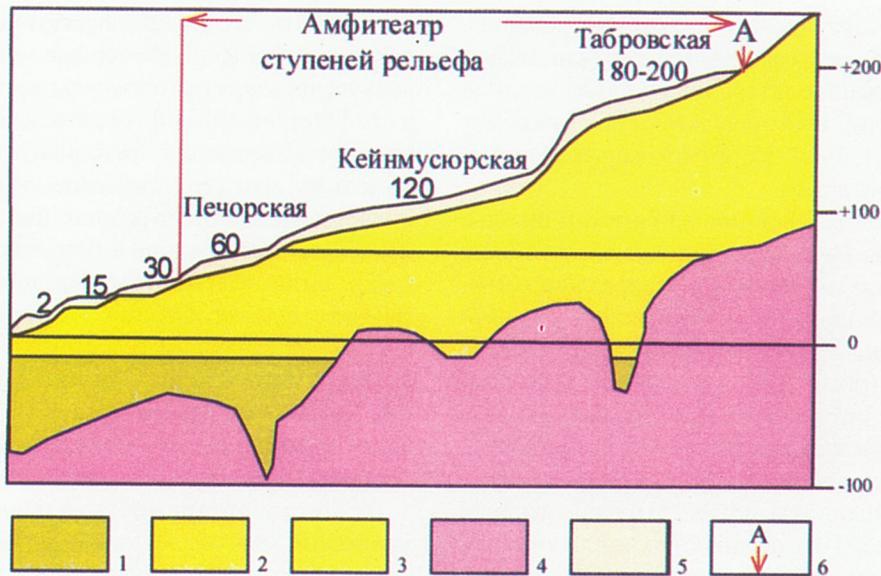


Рис.4. Геолого-геоморфологическая схема строения рельефа Печорской низменности (1):

1-3 - ритмокомплексы: 1 - колвинский, 2 - падимейский, 3 - роговский; 4 - додиоценовые отложения (коренной рельеф); 5 - отложения террасовидных ступеней рельефа и современных морских террас; 6 - древнейшая и наиболее высокая плейстоценовая береговая линия моря.

предела. Поэтому субгоризонтальные геологические контакты, которые картируются всеми без исключения исследователями, превратились на «Схеме» в субвертикальные, тогда как известно, что самый значительный наклон слоев на равнине (исключая районы приразломных дислокаций типа атлымских) зафиксирован в районе Мужинского Урала, где он равен, по данным С.Л.Троицкого, 2-4°.

Расстояние от Мыса Каменного (Ямал) до Сибирских Увалов – 600 км. Дочетвертичные отложения на Ямале вскрыты на абсолютной отметке – 372,5 м (скв.1-Г). Выходы дочетвертичных пород на Сибирских Увалах, судя по рис.3, располагаются на абс.отм. до +250 м. Превышение: $372.5+250=622$ м. Следовательно, угол наклона доямальской поверхности будет $\arctg(622:600000)=0.0013$; по Справочнику (3) – 0°4'. На языке структурной геологии здесь мы имеем дело с полого погружающимся на север южным крылом крупнейшей синеклизы, естественно, осложненным структурами более высоких порядков типа Хадуттейского поднятия или Нурминского мегавала.

Так что же к чему прислоняется? Субгоризонтально залегающие толщи к субгоризонтальному доямальному рельефу? Так это же и есть наслонение! И возникло оно при седиментации в условиях нисходя-

щего развития рельефа. Это касается всех осадков независимо от их генетической принадлежности – морских, прибрежно-морских, озерных, озерно-аллювиальных и аллювиальных. Вспомним хотя бы фазы аллювиальной аккумуляции В.В.Ламакина и его стратиграфический аллювий, образующийся при тектонических опусканиях. И если мы ныне видим наслоенные друг на друга толщи на междуречьях, то это лишь означает, что режим опускания рельефа сменился (вероятно, в начале верхнего плейстоцена) поднятием, в результате чего и стало возможным образование верхнеплейстоценовой лестницы террас, последовательно прислоненных друг к другу и (или) к доказанцевским образованиям. Этот рубеж смены наслонения прислонением (или, что то же, опускания поднятием), по всей вероятности, не является синхронным для различных морфоструктурных областей или даже районов. Поэтому в каждом конкретном случае нужно разбираться, на каком временном срезе он находится.

В частности, наши коллеги, работающие в пределах Печорской низменности (1), определяют этот рубеж смены наслонения прислонением временем завершения образования роговского ритмокомплекса. Однако при анализе геолого-геоморфологической схемы (рис.4) вызывает удивление тот факт, что в

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

антропогене при отступлении моря формировались одни лишь ступени рельефа с регressiveными песками, а где же отложения латеральных рядов осадков отступающего моря? И второе: на Схеме не находят отражения неотектоника – все ритмокомплексы наслойны строго горизонтально.

У геологов старейшей новосибирской школы, очевидно, никогда не возникало даже вопроса, как наслойены на равнине толщи. Они картировали действительно реальные геологические тела, пытаясь их коррелировать с помощью существующих аналитических методов. В их построениях всегда присутствовало латеральное мышление, поэтому они легко переходили к палеогеографическим реконструкциям. Автору, к сожалению, не удалось разыскать в публикациях новосибирцев обобщающую модель строения верхней части кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты. Но, судя по разрезам к изданным картам, эта модель легко просматривается. Она учитывает, со всей очевидностью, наслойный характер толщ; прислонены только верхнеплейстоценовые террасовые комплексы. На разрезе отражены фациальные замещения, стратиграфические перерывы и, самое существенное, показано постепенное воздымание толщ от погружений к поднятиям, то есть учитывается деформация слоев, сопоставимая с платформенными неотектоническими структурами. Что же касается генезиса осадков, то, по мнению автора, давно уже пора сменить тональность дискуссий по этому поводу. Ближе всех к истине, возможно, стоит В.А.Зубаков (1972), который уже давно понял, что, кроме антропогена, не было такого precedента в геологической истории Земли, когда бы одновременно на больших территориях осуществлялся морской и континентальный литогенез в условиях ледовитых морей. Правда, он все-таки нашел одно место в Антарктике (внутренние моря Уэдделла и Росса), где ныне существует ситуация, похожая на палеогеографическую для антропогена Западной Сибири.

А поскольку не было precedента, мы не можем в полной мере использовать актуалистический метод при изучении отложений. Следовательно, геологам остается только скрупулезно работать в поле над разрезами, как это мастерски делали Ф.А.Каплянская и В.Д.Тарноградский в низовьях рек Иртыша и Тобола.

Агностицизм в неоген-четвертичной геологии. В последнее время наметились опасные тенденции во взглядах на геологическое картирование. Геологам предлагают отказаться от установления генезиса осадков и перейти к выделению так называемых «реальных» (Садыков, 1974) геологических тел (мож-

но подумать, что все предшествующие поколения геологов картировали эфемерные тела!). Затянувшаяся дискуссия между ортодоксальными ледниками и «рафинированными» (в смысле, «очищенными» от плиоцен-четвертичной тектоники) маринистами привела к тому, что геологические карты, составленные представителями этих разных школ, стало невозмож но «сбить» между собой ни структурно, ни литологически, ни по возрасту стратогенов, не говоря уже о генезисе. Одновременно с этим нарождается *неверие* в возможности радиогеологических, палинологических и климатостратиграфических методов исследования. Однако все, что мы ныне имеем положительного в неоген-четвертичной геологии, добыто именно благодаря этим методам.

Автору уже приходилось приводить примеры на уральском материале (5), когда абсолютный возраст одного и того же геологического тела определялся в 500 и 240 млн. лет. Вторая дата была подтверждена фауной девона. Значит не все так безнадежно в радиогеологии, хотя есть и проблемы. Или приведем такой факт. Близ м. Саблера на оз. Таймыр (Данилов, 1987) по разрезу 28-метровой озерной террасы, сложенной единой непрерывной и однородной толщей супесей с прослойями торфа, получены совершенно уникальные радиоуглеродные даты, свидетельствующие о закономерно увеличивающемся возрасте осадков с глубиной от 11,6 до 35 тыс. лет. В этой связи остается только верить, что в Прибеломорской низменности в Карелии насчитываются до четырех голоценовых террас, высота которых над уровнем моря составляет 25-27; 15-17; 7.5-9.0; 4.5-5.0 м. Возраст осадков определен также радиоуглеродным методом по торфяникам, залегающим на морских глинах и песках, и даты укладываются в интервал от 9500 лет до настоящего времени. Неверующие в радиоуглеродные даты геологи отнесли бы самую высокую из перечисленных голоценовых террас, в лучшем случае, ко второй морской, а то и к третьей. Для автора этих строк важно то, что в голоцене западный берег Белого моря поднимался со скоростью до 3 м за тысячелетие. Для сравнения возьмем нынешний Обской эстуарий. По данным скважин 1-Г, 45 и 13-Р, мощность голоценовых эстuarных осадков равна, соответственно, 25, 30 и 45 м. Следовательно, унаследованные опускания в пределах эстуария происходят со скоростью от 2,5 до 4,5 м за тысячу лет. Не заметить этой «живой» тектоники просто невозможно.

Независимо от того был на равнине ледник или ледовитый морской бассейн, факты говорят о том, что

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

климат в антропогене периодически менялся и отказываться от климатостратиграфического метода нет оснований. Другое дело, что мы пока не можем в должной мере подтвердить (или опровергнуть) все многочисленные термо- и криохроны В.А. Зубакова, но само направление исследований перспективно. Не можем также мы игнорировать исследования В.С. Волковой, раскрывшей нам историю развития растительности Западной Сибири. По ее данным, ландшафтные зоны могли смещаться к северу или югу на 700-800 км. В частности, во второй половине позднего плейстоцена (в сартанско время) похолодание по своей суровости не уступало самаровской эпохе. Об этом же свидетельствуют «языки» ледников, спускавшихся совсем недавно к подножьям Полярного и Приполярного Урала; следы этих «языков» дешифрировались автором на аэрофотоснимках. Кроме того, по данным археологических раскопок у дер. Шикаевка (север Курганской области), 13 тыс. лет назад древние люди кремниевыми ножами из уральских яшм снимали шкуры с мерзлых трупов мамонтов, погибших от бескорытия. И это происходило около 56° с.ш.! Трудно себе даже представить обстановку этого времени в полярных широтах. Несмотря на эти факты, утверждают, что после казанцевского века не могли образовываться отложения ледникового и водно-ледникового генезиса. Вероятно, в этом кроется еще одна из причин «удревнения» казанцевских отложений. В этой связи не столь уж «кriminalno» выглядит «комоложение» возраста ряда свит бахтинского надгоризонта.

Какие же **подходы** к решению затронутых проблем, на взгляд автора, наиболее предпочтительны?

Во-первых, геологическому картированию должно предшествовать морфоструктурное районирование территории с установлением районов унаследованного развития морфоструктур (положительных и отрицательных), районов сложной неотектонической жизни с инверсией рельефа, районов с вялым тектоническим режимом и т.д.

Во-вторых, рабочие Легенды должны быть составлены таким образом, чтобы они отражали строение разрезов не только по вертикали, но и по латерали с таким расчетом, чтобы можно было увязать выявленные на первом этапе морфоструктурные районы.

В третьих, в окончательном варианте геологическая карта должна сопровождаться не «геоморфологической схемой», а структурно-геоморфологической картой с элементами неотектоники. Геологические разрезы должны быть построены с минимальными искажениями (особенно по вертикали), пусть даже в

ущерб показа литологии, которую можно отразить на геологических колонках. Такие близкие к реальности разрезы помогают естественным образом «увязать» стратогены депрессий и междуречий, как это делал П.П. Генералов в своих ранних работах.

В заключение необходимо ответить оппонентам по поводу «личного мнения» автора. Можно лишь гордиться тем, что это мнение не противоречит взглядам таких замечательных ученых, как И.В. Мушкетов, А.Л. Яншин, Н.М. Страхов, Ю.А. Билибин, Н.А. Флоренсов и другие.

Автора не покидает надежда переломить ситуацию во взглядах геологов, исповедующих идеи «морфостратиграфии», в сторону мышления категориями динамической геологии, которая предполагает признание подвижности структур в ходе седиментации, так же как и подвижности рельефа, обусловленной жизнью этих структур.

Нас когда-то учили, что в мире существует геологическая форма движения материи, поэтому законы ее развития должны адекватно отражаться в нашем сознании. В противном случае мы рискуем остановить само движение. А это никому не дано.

Литература

1. Афанасьев Б.Л., Данилов И.Д., Дедеев В.А. Методология неотектоники. Коми научн. Центр УрО АН СССР, Сыктывкар, 1988.
2. Брагин П.Е. Проблемы неотектоники Западно-Сибирской низменности. //Уральский геологический журнал. - 2001. - №1. Екатеринбург. - 2001.
3. Выгодский М.Я. Справочник по элементарной математике. - Наука. - М. - 1982.
4. Генералов П.П. Миоцен-среднеплейстоценовые морфолитоциклы Севера Западной Сибири. Кайнозойский морфолитогенез Западной Сибири. Тр. Зап-СибНИГНИ. - Вып. 185. - Тюмень. - 1983.
5. Зайонц И.Л., Демус С.И., Федоров В.В., Семенов И.Н., Кудрин В.И. Проблемы геологического картирования верхнекайнозойских отложений Севера Западной Сибири. //Тр. ЗапСибНИГНИ. - Тюмень. - 1986.
6. Сузdalский О.В. Палеогеография арктических морей СССР в неогене и плейстоцене. - Наука. - Ленинградское отд. - Л. - 1976.
7. Флоренсов Н.А., Агафонов Б.П., Ивановский Л.Н. и др. Коррелятивные отложения в геоморфологии. - Наука. - Новосибирск. - 1986.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Необходимость учета эпигенетического уплотнения отложений при палеоструктурных реконструкциях

Ю.В. Филиппович, А.В.Хабаров (ЦАГГИ)

Несмотря на то, что дифференцированное уплотнение осадков – факт общеизвестный, в обычной практике геологического анализа этот природный процесс совершенно не учитывается. В результате появляются ложные выводы при восстановлении палеогеоморфологической и палеогеографической обстановок осадконакопления продуктивных и перспективных объектов.

Во многих производственных отчётах приходится сталкиваться с грубейшими ошибками, ставшими результатом поверхностного подхода к мощностному фактору. К примеру, в интервале заведомо морских отложений как русловые образования интерпретируются песчаные линзы подводно-валового генезиса. Причём сток подобных “речных систем” нередко прогнозируется в направлении от крупных депрессионных структур I и II порядка унаследованного развития в сторону положительных структур древнего заложения. Игнорирование постседиментационного уплотнения пород, прежде всего осадков глинистого ряда, приводит к тому, что формирование морских песчаных фаций связывается с фиктивными палеодепрессионными зонами. В литоральной же области шельфа крупнообломочные фракции чаще всего, наоборот, контролируются относительно приподнятыми участками морского дна, в пределах которых создаются наиболее благоприятные условия для пересортировки терригенного материала волновой и штормовой эрозией.

Особенно часто аналогичные ошибки происходят при проведении палеотектонического анализа. Многие исследователи слишком ортодоксально подходят к этому виду анализа, забывая, что у него имеются весьма существенные ограничения, недоучёт которых ведёт к заведомо ложным выводам.

Классический подход к изучению истории тектонического развития и динамики осадконакопления предполагает проведение сравнительного анализа достаточно мощных (не менее нескольких сот метров) толщ, отвечающих крупным самостоятельным тектоническим циклам. Но и в этом случае существуют свои ограничения, а именно, полностью завершённая компенсация разрезов рассматриваемых литолого-стратиграфических диапазонов и при условии симметричного заполнения бассейна. В то

же время даже при оптимальных условиях палеотектонический анализ лишь относителен. Прямой же переход к количественным оценкам тектонических движений (определение скорости осадконакопления, прогибания и роста структур) даёт по существу фиктивные результаты, обусловленные, прежде всего, недоучётом степени эпигенетического уплотнения пород, крайне дифференцированного в зависимости от их литотипа. К примеру, если степень уплотнения осадков, представленных крупнообломочными фракциями псаммитового ряда, составляет первые десятки процентов, то уменьшение толщин глин оценивается в 5-10 раз. Причём уже на стадии диагенеза отмечается двукратное сокращение мощности пелитовых разностей.

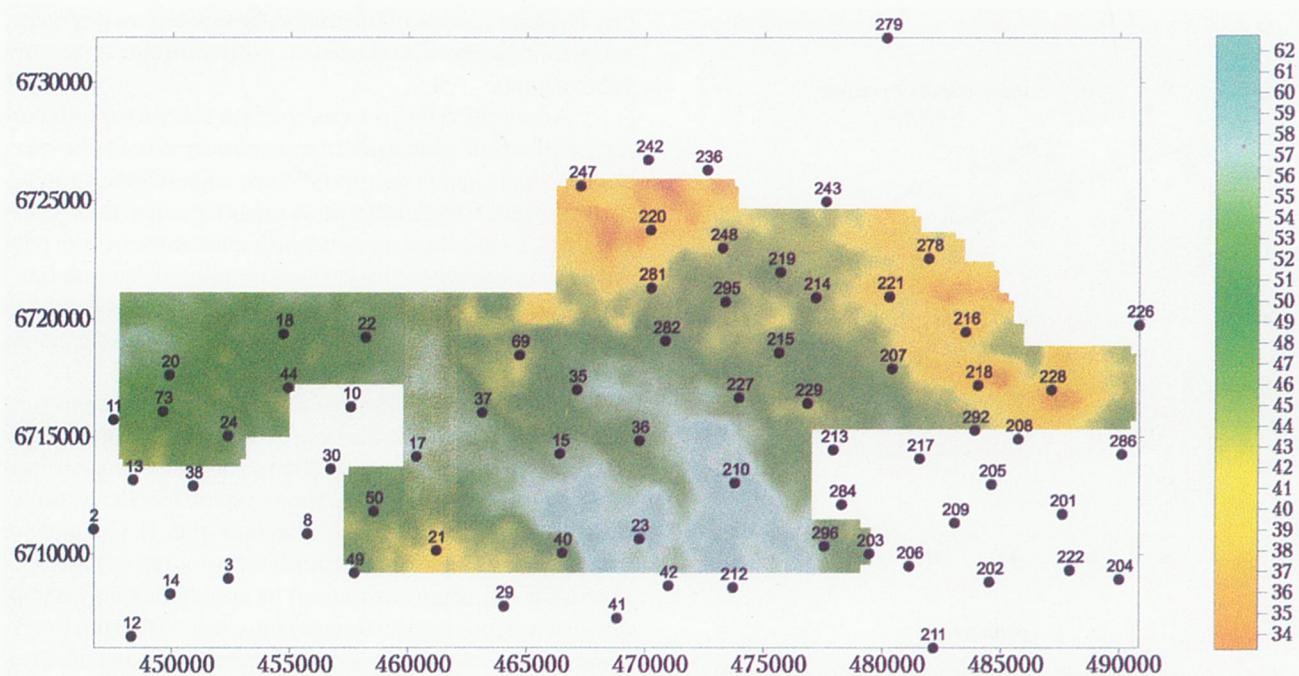
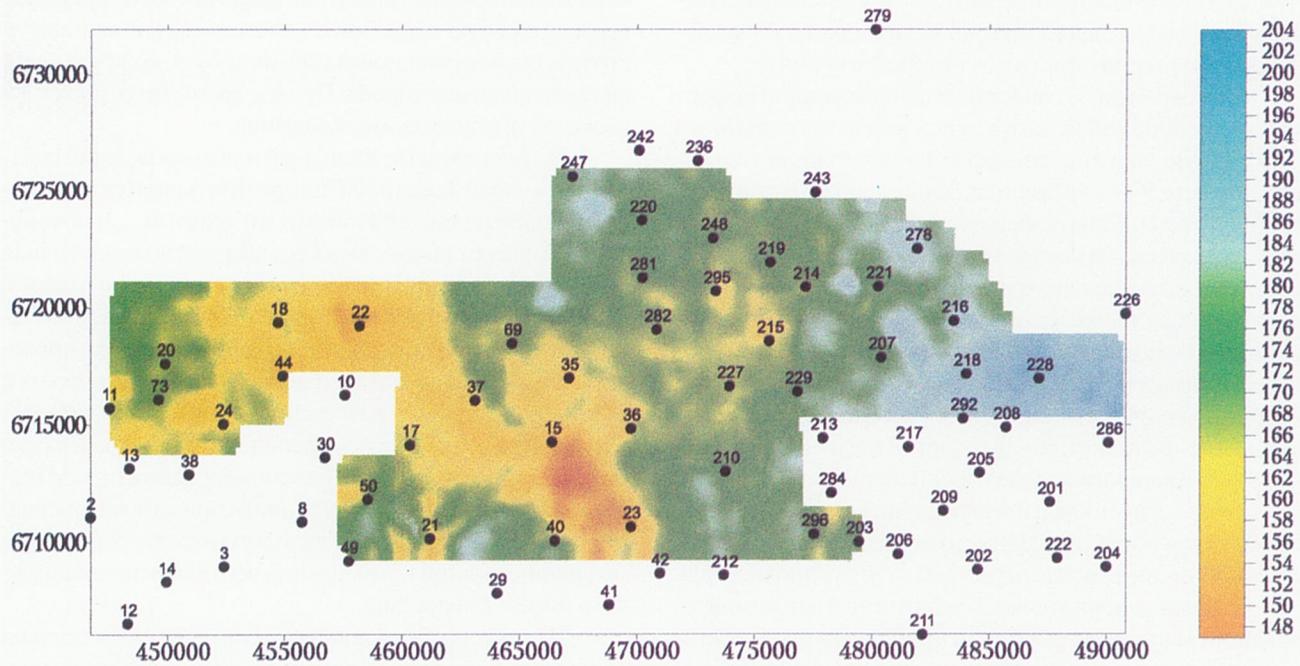
Но больше всего литологический фактор влияет на стратиграфически узкие и маломощные литолого-фациальные интервалы отдельных пластов и их групп. Неслучайно в области покровного распространения песчаников пласта горизонта Ю₁ практически повсеместно выявлены прямые зависимости толщин коллекторов от общей мощности отложений васюганской свиты. Кроме того, в практике геологической интерпретации сейсмических материалов аналогичные прямые корреляционные связи получаются при сопоставлении толщин коллекторов горизонта Ю₁ с увеличенными изохорами сейсмостратиграфического диапазона верхней юры ($\Delta t_{\text{To2-B'}}$), на основе которых осуществляется площадной прогноз изменения эффективных толщин коллекторов пласта Ю₁.

В то же время некоторые исследователи рассматривают этот достаточно узкий сейсмостратиграфический интервал только с тектонических позиций, вводя в заблуждение не только себя, но и неискушённых потребителей информации.

Эту ситуацию мы предлагаем рассмотреть на примере одной из хорошо разбуренных площадей Широтного Приобья, на которой были проведены сейсморазведочные работы по методике 3D, обеспечивающие непрерывное прослеживание различных характеристик как всего разреза осадочного чехла, так и целевых интервалов. На рис.1 сопоставлены карты изохор (Δt) средне- и верхнеиорского сейсмостратиграфических комплексов (ССК).

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Рис. 1а. Карта изохрон сейсмостратиграфического интервала васюганской свиты ($\Delta T_{TiO_2-TiO_1}$)Рис. 1б. Карта изохрон сейсмостратиграфического интервала тюменской свиты ($\Delta T_{RAD-TiO_2}$)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

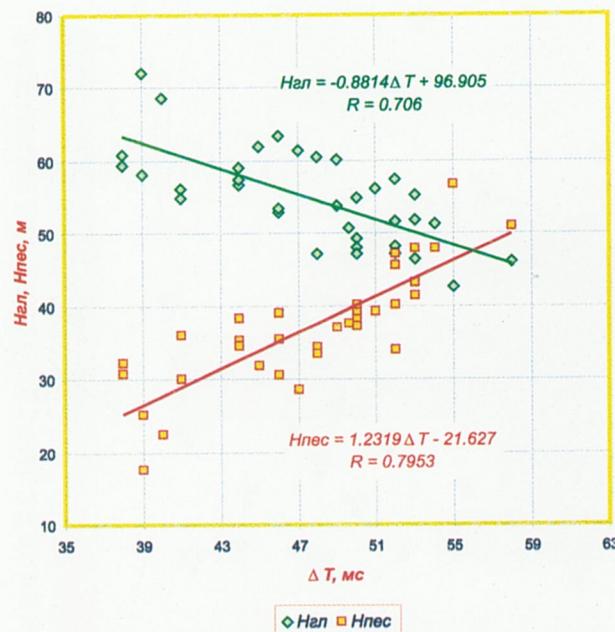


Рис.2. Сопоставление мощностей песчаных и глинистых разностей с временными мощностями верхнеюрского ССК

Со структурных позиций отмечается резко несогласное, вплоть до инверсионного, взаимоотношение морфологических особенностей этих карт. И как следствие делается вывод о значительных тектонических перестройках анализируемой территории в позднеюрское время.

Одновременное сопоставление скважинной информации и сейсмических материалов выявило традиционную прямую зависимость эффективных толщин коллекторов пласта Ю₁ и временных мощностей верхнеюрского ССК (рис.2). Зоны повышения песчанистости разреза васюганской свиты контролируются участками увеличения сейсмического параметра и наоборот. Следовательно, на площадное изменение мощностей анализируемого комплекса превалирующее влияние оказывает литологический фактор. Причём прогнозные зоны относительно повышенной песчанистости горизонта Ю₁ тяготеют в плане к палеоподнятиям, фиксируемым по подстилающим среднеюрским отложениям (карта Δt_{трап-Тю2} рис.1), что соответствует классической модели мелководно- и прибрежно-морского седиментогенеза. То есть существенной тектонической перестройки не предполагается.

С целью окончательного снятия этого противоречия нами выполнена работа по приближенному восстановлению первоначальной мощности отложений васюганской свиты и определению более реальной палеоструктурной обстановки на время их формирования. Для этого в интервале вассюганской свиты выделены два условных литотипа пород: "песчаники" и "глинистые" разно-

сти. Первые условно отнесены к несжимаемым породам, вторые подвержены максимальному эпигенетическому уплотнению.

Априори, если уровень толщин коллекторов находится в прямой зависимости от параметра Δt, то соответственно для "неколлекторов" связь с временными мощностями будет иметь обратный характер, что и подтверждает рис.2. На основе полученной зависимости построена карта площадного изменения мощности "глинистых" пород, из которой путём умножения на 3 (минимальный уровень уплотнения) получена схема условных первоначальных мощностей этой разности пород.

Следующей процедурой стало суммирование этой схемы с картой эффективных толщин коллекторов. В результате получена прогнозная карта первоначальных изопахит вассюганской свиты с учетом минимально возможной степени уплотнения отложений (рис.3). Сравнение этой карты с картой временных мощностей среднеюрского ССК наглядно показывает их принципиальную морфологическую тождественность и, следовательно, отсутствие значительных структурных перестроек анализируемой территории на рубеже средней и поздней юры. Что собственно и требовалось доказать.

В заключение авторы считают необходимым отметить, что определяющее значение литологического фактора характерно не только для вассюганского горизонта верхней юры, но и для более значительных по мощности структурно-формационных комплексов, конечно уже в виде регионального фона. Прежде всего, это относится к неокомскому диапазону отложений.

На большинстве площадей и месторождений центральной части Западной Сибири при палеотектоническом анализе на картах изопахит и изохор (Δt_{б-м}) неокомского комплекса вырисовывается абсолютно аналогичная по морфологическим особенностям картина, а именно, уменьшение мощности (ΔT) неокомских отложений в западном направлении. В региональном плане это проявляется как на схематических (модельных) геологических и сейсмогеологических разрезах верхнеюрско-неокомского комплекса, так и на региональных сейсмических разрезах, выровненных по ОГ Б (баженовская свита) или М (кочайская пачка). Причём последний горизонт выравнивания условно соответствует литолого-стратиграфическому уровню полной компенсации верхнеюрско-неокомского морского бассейна.

Логически центральная часть бассейна должна иметь максимальные мощности осадков, фактически происходит обратное. И эта геологическая ситуация обусловлена именно литолого-фацальным фактором. По мере удаления от регионального источника сноса (Сибирская платформа) в разрезе комплекса, особенно в кли-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ноформной части, происходит последовательное возрастание доли глинистых разностей пород, что, естественно, сказалось на современной величине мощности неокомских отложений. В этой связи фиксируемое по скважинным данным и материалам сейсморазведки постепенное увеличение угла наклона раннемеловых клиноформ в направлении с востока на запад является прямым следствием постседиментационного уплотнения осадков, тем более, что в этом направлении возрастает литологичес-

кая контрастность и внутренняя дифференцированность клиноформных тел. Первоначальные конседиментационные углы их наклона даже по западносибирским меркам были незначительны. Этот вывод отчасти примиряет сторонников (их большинство) некомпенсированного осадконакопления в позднеюрско-раннемеловой период и немногочисленных приверженцев горизонтально-слоистой модели неокома.

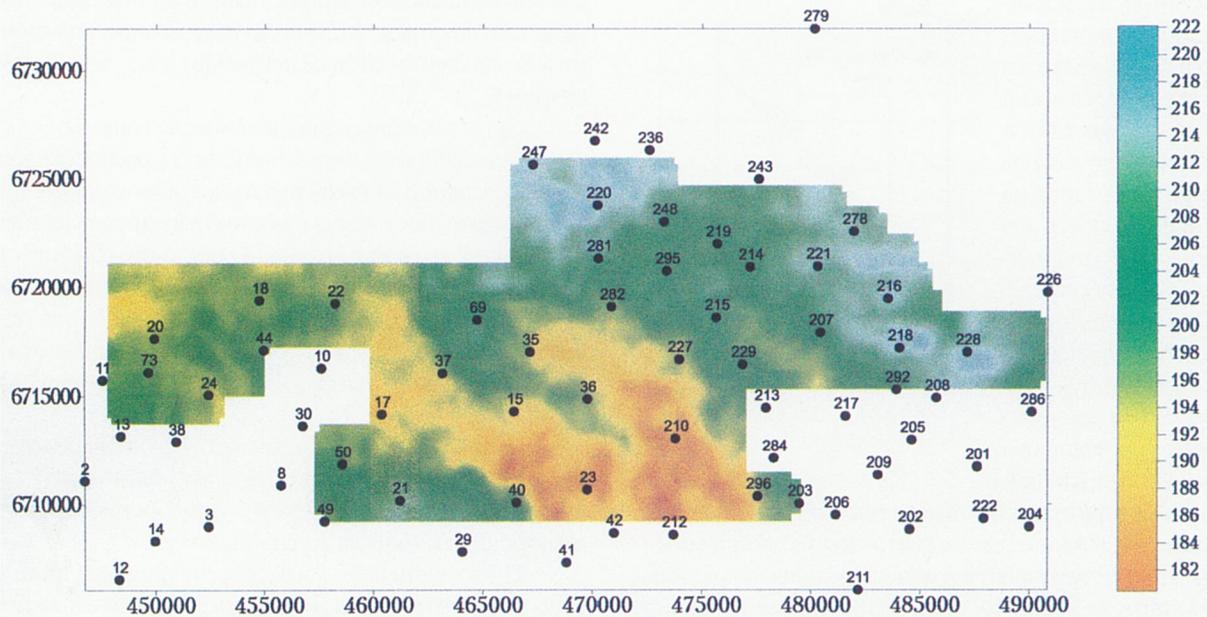


Рис.3а. Схема восстановленных “первоначальных” изопахит в асюганской свиты

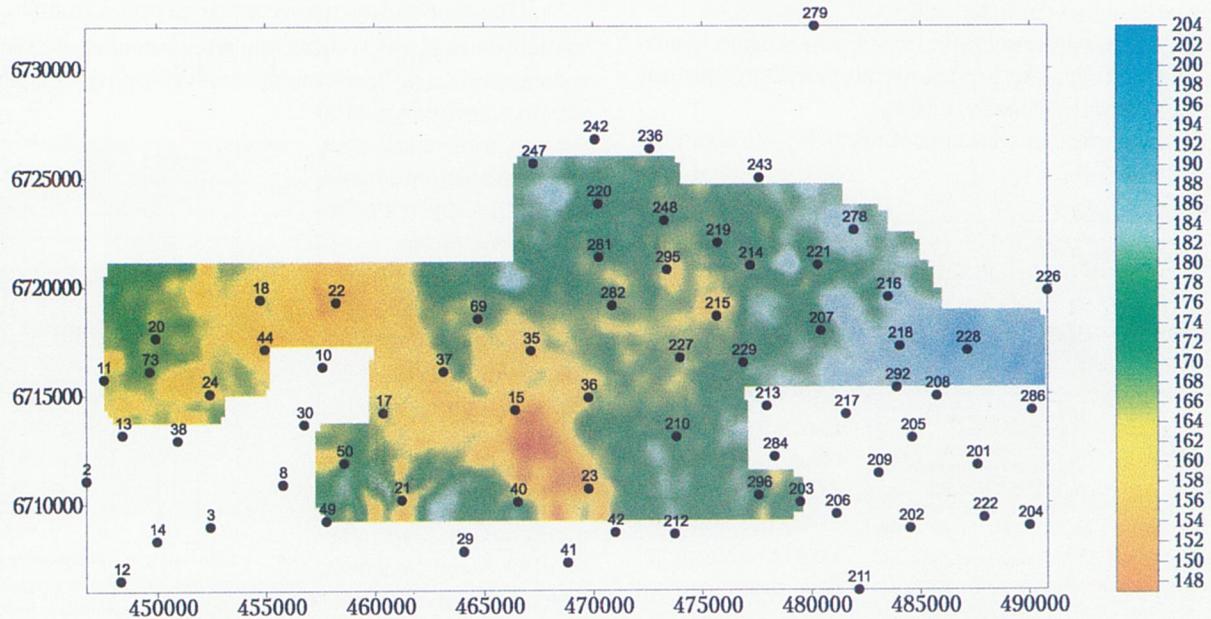


Рис.3б. Карта изохрон сейсмостратиграфического интервала тюменской свиты ($\Delta T_{P_{AD}-TiO_2}$)

Новая методика петрофизического обоснования определения нефтегазонасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири

Г.В.Таужнянский, Н.П.Румак, О.А.Соколовская (ЗапСибГеоНАЦ)

Одной из основных задач бурения скважин на РНО является изучение естественной водонасыщенности коллекторов. Результаты исследования керна на РНО используются для создания петрофизической основы определения коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов [1].

Среди косвенных методов определения водонасыщенности наиболее достоверна капиллярометрия, которая в зоне предельного насыщения дает остаточную водонасыщенность. Это подтверждается сравнением значений водонасыщенности по Заксу (K_{B3}) и по капиллярометрии (K_{BO}) на одних и тех же образцах (рис.1). Как видим, наблюдается полное совпадение результатов; по средним значениям расхождение на 0.6% ($K_{B3}=25.5\%$, $K_{BO}=26.1\%$).

Капиллярометрические исследования выполняются, как правило, на ограниченном количестве образцов (30-40 по каждому объекту (пласту).

Водоудерживающая способность K_{V3} по обычной центрифуге при стандартных режимах определяется на всех образцах.

В связи с этим при определении коэффициента нефтегазонасыщенности по объемной влажности в ЗапСибГеоНАЦ разработана методика получения зависимости зависимости $\rho_p(\omega_v)$, основан-

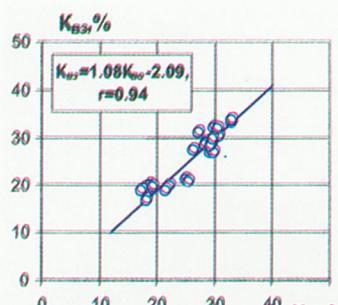


Рис.1. Сопоставление коэффициентов водонасыщенности, определенных по данным капиллярометрии K_{BO} и Закса K_{B3} для пласта Ю, Верхнеколыганско- го месторождения

ная на комплексном использовании данных каротажа и результатов определения водонасыщенности косвенными методами (по данным центрифуги K_{V3} и капиллярометрии K_{BO}).

Суть методики заключается в следующем.

В скважинах выбираются пласты, расположенные в зоне предельного насыщения и удовлетворяющие требованиям по выносу керна и количеству определений петрофизического параметра на 1 м разреза. Для них определяются средние значения пористости и остаточной водонасыщенности, которая находится через K_{V3} путем исправления ее по графику $K_{BO}(K_{V3})$. Типичная зависимость получена по значениям K_{BO} и K_{V3} , измеренных на одних и тех же образцах (рис.2).

По-видимому, эта зависимость, по крайней мере для юры, будет универсальной, поскольку данные по Равенскому, Верхнеколыганско-му и другим месторождениям хорошо дополняют и усиливают ее.

По значениям K_{BO} и K_{V3} рассчитывается объемная влажность, то есть так же, как и в случае со скважинами на РНО [1]. Удельное сопротивление пластов определяется по обычной методике.

Правомочность такого подхода при установлении зависимости $\rho_p(\omega_v)$ обеспечивается совпадением водонасыщенности по Заксу и капиллярометрии (рис.1), а также хорошими результатами при получении зависимости с использованием K_{V3} по другим рядовым скважинам.

Например, на рис.3 приведена зависимость $\rho_p(\omega_v)$, которая получена по данным скв. 205 Верхнеколыганско-го месторождения, пробуренного на РНО. Покск. 58, 70 и 75 этого же месторождения, пробуренным на РВО, были выделены интервалы (пласти) с выносом керна, по го и Харампурского месторождений

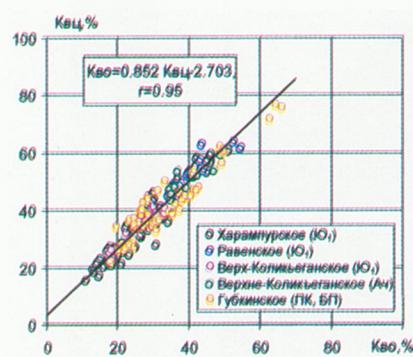


Рис.2. Сводная зависимость коэффициента остаточной водонасыщенности K_{BO} от водоудерживающей способности K_{V3} .

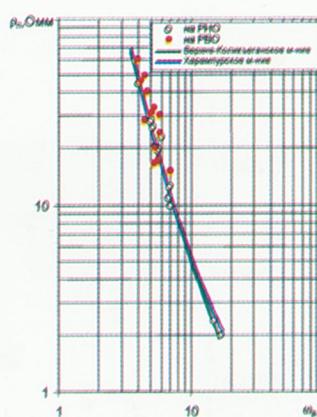


Рис.3. Зависимости удельного сопротивления от объемной влажности по пласту Ю, Верхнеколыганско- му и Харампурского месторождений

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

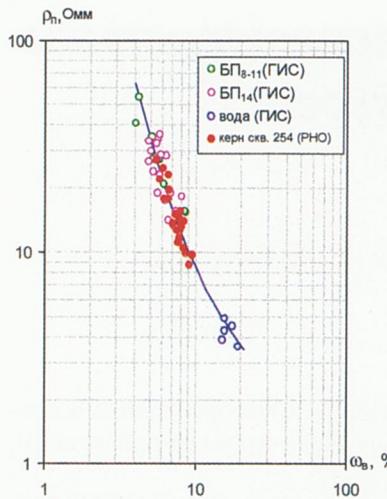


Рис. 4. Зависимость удельного электрического сопротивления от объемной влажности для пластов группы БП Тарасовского месторождения

Методика установления зависимости $\rho_{\text{пп}}(\omega_{\text{в}})$ опробована при подсчете запасов Тарасовского и Харампурского месторождений.

Зависимости $\rho_{\text{пп}}(\omega_{\text{в}})$ для пласта Ю₁ Харампурского и Верхнеколыкъеганского месторождений полностью совпадают (рис.3). Не исключено, что для района, включающего эти месторождения, зависимость $\rho_{\text{пп}}(\omega_{\text{в}})$ будет единой.

Аналогичным способом получена зависимость $\rho_{\text{пп}}(\omega_{\text{в}})$ для пластов БП Тарасовского месторождения (рис.4). При построении использовались керновые данные по скв.254 на РНО. Зависимость $\rho_{\text{пп}}(\omega_{\text{в}})$ типа «ГИС-

которым определяны $\rho_{\text{пп}}$ и $\omega_{\text{в}} = K_{\text{пп}} K_{\text{вц}}$. При этом остаточная водонасыщенность определялась по графику $K_{\text{вц}}(K_{\text{вц}})$, а также по графику $K_{\text{вз}}(K_{\text{пп}})$ в тех случаях, когда не было $K_{\text{вц}}$.

Как видно из рис.3, точки с $\omega_{\text{в}}$, при расчете которой использовались значения $K_{\text{вц}}$, не противоречат зависимости $\rho_{\text{пп}}(\omega_{\text{в}})$, когда $\omega_{\text{в}}$ получена по $K_{\text{вз}}$.

Разработанная

керн» по этой скважине получить не представляется возможным, так как она пробурена в неоптимальных условиях, а вскрытые продуктивные пластины оказались маломощными.

Зависимость $\rho_{\text{пп}}(\omega_{\text{в}})$ рекомендуется дополнять точками, соответствующими водоносным пластам, по которым имеются представительные определения $K_{\text{пп}}$ по керну или надежные его определения по каротажу.

Имеется принципиальная возможность получить и промежуточные значения $\omega_{\text{в}}$ для пластов, находящихся в зоне частичной нефтегазонасыщенности, если использовать номограммы типа приведенной на рис.5. Номограмма получена в лаборатории петрофизического обоснования запасов нефти и газа ВНИГНИ. Однако при этом необходимо точно знать положение ВНК (ГНК). При таком подходе получается завершенная зависимость $\rho_{\text{пп}}(\omega_{\text{в}})$ во всем диапазоне изменения водонасыщенности коллекторов.

Сравнение результатов определения $K_{\text{пп}}$ по стандартной методике и по объемной влажности показывает, что средневзвешенные значения $K_{\text{пп}}$ хорошо согласуются в случае использования зависимости $P_{\text{пп}}(K_{\text{пп}})$, полученной в условиях, приближенных к пластовым. Расхождения порядка 1-2% могут быть вызваны несколькими причинами (недостоверная минерализация воды, недостаточно эффективно учитываются пластовые условия зависимости $P_{\text{пп}}(K_{\text{пп}})$ и другие).

Разработанная методика получения зависимости $\rho_{\text{пп}}(\omega_{\text{в}})$ при комплексном использовании стандартных и специальных петрофизических исследований достаточно эффективна и может использоваться в практике работ. Она опробована при подсчете запасов и, по-видимому, позволит в некоторых случаях отказаться от бурения скважин на РНО.

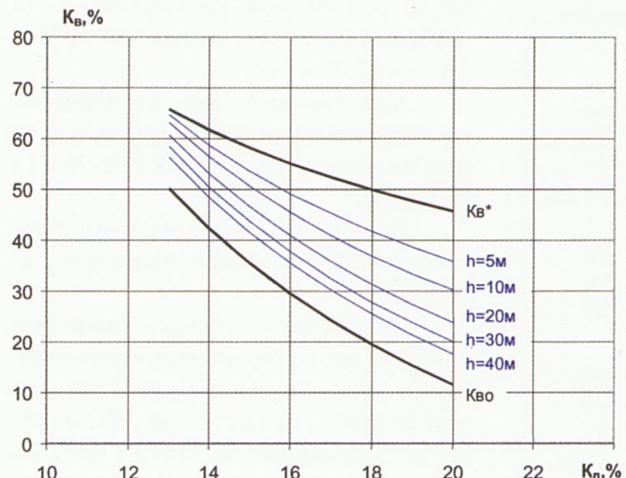


Рис. 5. Номограмма для определения водонасыщенности коллекторов в зависимости от пористости и высоты расположения над уровнем ВНК для пласта Ю₁ Харампурского месторождения

Выводы

1. Разработана методика определения коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов, основанная на комплексном использовании данных скважин на РНО, результатах капиллярометрии керна и геофизических исследований скважин.

2. Показана необходимость детальных петрофизических исследований керна, включающих измерения параметров в условиях, приближенных к пластовым, с целью создания петрофизической основы для количественной интерпретации материалов ГИС.

Литература

1. Таужнянский Г.В., Петросян Л.Г., Петерсилье В.И. Обоснование коэффициента нефтесыщенности коллекторов месторождений Среднего Приобья // Геология нефти и газа. - 1987. - № 1.-С.11 .

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

Сравнительная физико-химическая характеристика нефти пластов БВ_7 и БВ_8 Самотлорского месторождения

В.В.Крикунов (ТО «СургутНИПИнефть»), А.Ю.Мосунов (ОАО «СибИНКор»), В.И.Шилов (ТО «СургутНИПИнефть»)

При обосновании характерных особенностей состава и свойств нефтей пластовых флюидов Самотлорского месторождения использованы результаты исследования проб дегазированной нефти - однократное (стандартное) разгазирование и поверхностных устьевых проб нефти 182 скважин.

Исследования объекта БВ_8 выполнялись специализированными службами Центральной лаборатории Главтюменьгеологии в 1968-1974 гг., СибНИИНП в 1972-1986 гг.

С 1994 года изучались пробы пластовых флюидов пласта БВ_7 , впервые на основании поверхностных устьевых проб нефти четырех скважин Самотлорского месторождения. Анализировались основные физико-химические характеристики нефти пласта БВ_8 по данным 1968-1986 гг.

Таблица 1
Физико-химическая характеристика нефти пласта
 БВ_8 Самотлорского месторождения

Параметр	Численные значения параметров по объекту БВ_8		
	диапазон	среднее	стандартное отклонение
Плотность при 20°C , кг/м ³	833,0-881,0	847,8	6,96
Вязкость, мм ² /с при 20°C	4,41-21,72	7,09	1,62
при 50°C	2,45-6,59	3,48	0,49
Молярная масса, кг/моль	163,0-252,0	196,5	14,9
Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$	-30-0	-10,8	6,5
Температура начала кипения, $^{\circ}\text{C}$	46-66	53,7	3,4
Массовое содержание, %			
Серы	0,07-1,39	0,92	0,24
Смол силикагелевых	2,85-10,50	5,67	1,44
Асфальтенов	0,44-2,29	1,26	0,37
Парафинов	0,79-10,70	3,05	1,08
Фракционный состав (объемное содержание фракций) выкипающих, %			
до 150°C	10,0-23	17,5	2,66
до 200°C	8,4-35,0	28,7	3,12
до 250°C	21,0-47,0	39,3	3,17
до 300°C	38,5-68,0	50,9	3,08
Концентрация хлористых солей, мг/л	15-322	123	148
Технологический шифр (по ГОСТ 912-66)	II T ₂ П ₂		
Число исследованных скважин	182		

Усреднённые значения по выборке данных основных физико-химических параметров нефти пласта БВ_8 приведены в табл.1.

По технологической классификации (ГОСТ 912-66) нефти Самотлорского месторождения (пласт БВ_8) легкие (95,83% от общего числа проб), маловязкие (99,48%), малоомолистые (89,58%), с выходом фракций до 350°C – около 55%. Содержание парафина варьирует в широких пределах, при этом для 90% проб этот параметр составляет 2-6% масс.

В качестве дополнительной информации о свойствах нефти пласта БВ_8 в 2001 году из скв. 39089/3077, эксплуатирующей этот пласт, была отобрана и изучена пробы, характеристики которой приведены в табл.2.

Так как нефтеносность пласта БВ_7 подтверждена сравнительно недавно, выполненные нами определения физико-химических характеристик нефти стали одними из первых.

Мы проанализировали основные физико-химические параметры нефти пласта БВ_7 с накопленными аналогичными данными пласта БВ_8 по трем поверхностным пробам нефти, отобранным на устье скважин 30199/3012, 39017/3012, 39018/1391.

Метод исследования – полный физико-химический анализ представленных проб в соответствии с ГОСТ 9965-76 и ТУ 39-1623-93.

В табл.3 приведены основные физико-химические характеристики нефти пласта БВ_7 .

В качестве основных параметров, наиболее полно характеризующих нефть конкретной скважины, выбраны: плотность при 20°C (ρ^{20}), вязкость при 20°C и 50°C (η^{20}, η^{50}), молярная масса (MW), массовое содержание серы (S, %), содержание смол силикагелевых (C, %), асфальтенов (A, %), парафина (П, %); объёмный выход фракций до 300°C (Φ_{300} , %).

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

Таблица 2

Физико-химическая характеристика нефти скв.39089/3077 пласта БВ₈ Самотлорского месторождения (2001 г.)

Параметры	Номер скважины
	39089/3077
Плотность при 20°C, кг/м³	856,2
Вязкость, мм²/с	
при 20°C	8,1
при 50°C	3,88
Молярная масса, кг/кмоль	209,4
Температура застывания, °C	-21
Температура начала кипения, °C	58
Массовое содержание, %	
Серы	1,16
Смол силикагелевых	11,78
Асфальтенов	0,93
Парафинов	1,45
Фракционный состав (объемное содержание) фракций, выкипающих, %	
до 100 °C	4,0
до 150 °C	16,0
до 200 °C	27,0
до 250 °C	38,0
до 300 °C	52,0

Для сокращения объёма вычислений были изучены корреляционные взаимосвязи между представленными физико-химическими параметрами. Для этого данные исследуемого массива подвергнуты автомасштабному преобразованию на единицу дисперсии (АМП), используя соотношение:

$$x'_{ik} = \frac{(x_{ik} - \bar{x}_k)}{S_k},$$

где x' - значение k -го свойства i -го образца в измененной системе координат;

\bar{x}_k - среднее значение k -го свойства;

S_k - стандартное отклонение k -го свойства.

Корреляционная матрица C для совокупности данных по физико-химическим свойствам нефти определяется с помощью уравнения

$$C = \frac{\mathbf{X}^T \mathbf{X}}{N-1},$$

где X - матрица значений физико-химических параметров в массиве;

X^T - транспонированная матрица значений параметров в массиве;

N - число исследованных скважин в матрице данных.

Для пластов БВ₇, БВ₈ Самотлорского месторожде-

ния она имеет вид, представленный в табл.4, где элементами квадратной матрицы являются коэффициенты парной корреляции свойств.

Анализ корреляционной матрицы показывает, что физико-химические параметры являются в основном некоррелированными. Исключение составляют пары $r^{20}-m^{20}$ ($r=0,82$); $r^{20}-m^{50}$ ($r=0,82$); $m^{20}-m^{50}$ ($r=0,89$), что определяется физическим смыслом этих параметров. На этом основании при исключении одного из этих коррелированных параметров не происходит потери информативности и сокращается объём вычислений [1].

На первом этапе критериями оценки, позволяющими сделать вывод о сходствах и различиях нефтей пластов БВ₇, БВ₈, были выбраны результаты дисперсионного анализа (табл.5). Такой подход позволяет оценить, значима ли разница по k -му физико-химическому параметру усреднённой нефти для каждого объекта разработки. Значимость величины найденной оценки F (критерий Фишера) проверяется сравнением её с критической величиной F_{kp} для данного числа степеней свободы (df) и доверительного уровня 0,95. При подтверждении гипотезы $F > F_{kp}$, можно сделать вывод о том, что нефти двух пластов статистически значимо различаются по k -му физико-химическому параметру. Для вязкости при 50°C дисперсионный анализ не проводился, так как этот параметр коррелирован с плотностью и вязкостью при 20°C, т.е. имеет аналогичное распределение.

Анализ (табл.5) показывает, что статистически значимо различаются физико-химические свойства нефти пластов БВ₇ и БВ₈ по следующим параметрам: массовое содержание смол силикагелевых, асфальтенов. Однако здесь подчёркнем, что для данных видов анализа погрешности, утверждённые методиками исполнения и ГОСТом, значительно превышают отличия в средних значениях представленных параметров, что не учитывалось при дисперсионном анализе.

Для демонстрации обобщённых признаков, характеризующих нефти пластов БВ₇ и БВ₈ Самотлорского месторождения, массив данных был обработан в рамках математического метода главных компонентов, в основе которого лежит нахождение некоррелированных линейных комбинаций физико-химических свойств нефти x_i в виде:

$$z_j = \sum_{i=1}^k a_{ij} x_i,$$

дисперсии которых расположены в убывающем порядке, т.е., $s^2(z_1) > s^2(z_2) > \dots > s^2(z_n)$.

На языке линейной алгебры решается эта задача следующим образом: коэффициентами линейных комбинаций служат компоненты собственных векторов корреляционной матрицы, а дисперсии главных компонентов

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

Таблица 3

*Физико-химическая характеристика нефти пласта БВ₇,
Самотлорского месторождения*

Наименование параметров	Номера скважин		
	39199/3012	39017/3012	39018/1391
Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³	871,9	848,5	846,8
Вязкость, мм ² /с			
при 20 ⁰ С	13,69	8,50	6,62
при 50 ⁰ С	5,66	4,00	3,30
Молярная масса, кг/кмоль	231,5	211	201,5
Температура застывания, 0С	-16	-38	-23
Температура начала кипения, 0С	83	50	48
Массовое содержание, %:			
Серы	1,294	1,152	1,063
Смол силикагелевых	12,68	10,81	11,85
Асфальтенов	0,76	0,80	0,96
Парафинов	1,82	0,67	1,21
Состав (объемное содержание) фракций, выкипающих, %:			
до 100 0С	1,0	8,0	8
до 150 0С	7,0	17,0	19
до 200 0С	17,0	28,0	28,5
до 250 0С	30,0	39,5	40,5
до 300 0С	43,5	51,5	52,0

Таблица 4

*Коэффициенты парной корреляции нефти пластов БВ₇ и БВ₈,
Самотлорского месторождения*

	r ²⁰	m ²⁰	m ⁵⁰	Mw	S%	A%	C%	P%	Φ ₃₀₀
r ²⁰	1	0,82	0,82	0,56	-0,01	0,15	0,25	-0,05	-0,37
m ²⁰	0,82	1	0,89	0,50	0,04	0,14	0,25	0,03	-0,39
m ⁵⁰	0,82	0,89	1	0,50	0,04	0,14	0,27	0,00	-0,35
Mw	0,56	0,50	0,50	1	-0,26	-0,08	0,45	-0,18	-0,38
S%	-0,01	0,04	0,04	-0,26	1	0,19	-0,37	0,18	0,22
A%	0,15	0,14	0,14	-0,08	0,19	1	-0,12	0,13	0,09
C%	0,25	0,25	0,27	0,45	-0,37	-0,12	1	-0,11	-0,38
P%	-0,05	0,03	0,00	-0,18	0,18	0,13	-0,11	1	0,14
Φ ₃₀₀	-0,37	-0,39	-0,35	-0,38	0,22	0,09	-0,38	0,14	1

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

Таблица 5
Результаты дисперсионного анализа

Параметр	Число степеней свободы	F	F критическое
Плотность, 20°C	194	3,62	3,89
Вязкость, 20°C	194	3,58	3,89
Молярная масса	163	1,06	3,90
Содержание: серы, асфальтенов,	190	3,24	3,90
смол силикагелевых,	185	3,68	3,89
парафина,	188	52,0	3,89
фракций, выкипающих до 300°C	130	5,63	3,91
	191	1,10	3,89

Таблица 6
Элементы собственных векторов и собственные значения при интерпретации
физико-химической характеристики нефтей пластов BB₇ и BB₈

	a _{k1}	a _{k2}	a _{k3}	a _{k4}	a _{k5}	a _{k6}	a _{k7}	a _{k8}
r ²⁰	0,49	0,32	0,09	0,04	0,00	-0,25	0,28	0,71
m ²⁰	0,47	0,36	0,04	0,12	-0,04	-0,16	0,36	-0,69
M _w	0,47	-0,08	0,00	0,01	0,23	-0,28	-0,80	-0,07
S%	-0,14	0,49	0,62	0,35	-0,02	0,39	-0,28	0,03
A%	-0,03	0,52	-0,17	-0,77	0,19	0,23	-0,11	-0,02
C%	0,35	-0,29	-0,03	0,10	0,60	0,61	0,19	0,03
П%	-0,15	0,40	-0,73	0,50	0,12	0,07	-0,12	0,07
Φ ₃₀₀	-0,38	0,09	0,21	0,05	0,73	-0,50	0,15	-0,04
Собственные значения	2,86	1,55	0,88	0,82	0,68	0,63	0,41	0,17
Доля дисперсии, %	35,80	19,33	11,03	10,24	8,48	7,88	5,16	2,07

Таблица 7
Содержание ванадия и никеля (г/т) в некоторых нефтях Западной Сибири

Месторождение	V	Ni	V/Ni
Алёхинское	35	20	1,8
Ляньторское	20	46	0,4
Красноленинское	1	20	0,1
Трёхозёрное	1	20	0,1
Приразломное	10	65	0,2
Приобское	35	15	2,3
Петелинское	10	6	1,7
Самотлорское BB ₈ 39089	26	13	2,0
Самотлорское BB ₇ 30199	23	16	1,4
Самотлорское BB ₇ 39017	22	11	2,0
Самотлорское BB ₇ 39018	18	14	1,3

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

равны собственным числам этой матрицы $S^2\{z_i\}=l_i$, которые определяются уравнением

$$\mathbf{C} - \lambda \mathbf{I} = 0$$

где l - скаляр, диагональный элемент, результат преобразования осей координат вращением собственного вектора a_i , удовлетворяющего условию:

$$\mathbf{C}a_i = \lambda_i a_i$$

На основании координат собственных векторов рассчитываются компоненты z_j , затем выбираются два главных компонента, собственные значения l которых имеют наиболее полную информацию (максимальная доля от общей дисперсии), чтобы спроектировать данные на удобное для анализа двумерное пространство с минимальной потерей количества информации [2-3].

Величины рассчитанных собственных значений и собственных векторов представлены в табл.6, из результатов которой следует, что первые два вектора несут в себе около 55% общей дисперсии. Таким образом, при выборе их для расчёта главных компонентов при переходе от 8-мерного пространства (8 параметров) к проекциям на двумерное пространство теряется около 45% исходной информации, но при этом появляется возможность наглядно представить результаты физико-химического анализа.

Графическая интерпретация метода главных компонентов для анализа физико-химических параметров нефти пластов BB_7 и BB_8 представлена на рис.1, где показано распределение скважин для исследуемых пластов по комплексным координатам z_1-z_2 , каждая из которых включает влияние 8 физико-химических параметров в той степени, как это определено абсолютным значением элемента собственного вектора (табл.6).

Помимо того, что рис.1 даёт наглядную информацию по отдельным скважинам, с его помощью можно определить явные выбросы – результаты, аномально отличающиеся от наиболее часто встречающихся. Например, для скв.47 пласта BB_8 получены данные, не согласующиеся с предыдущими и дальнейшими исследованиями. Этот факт требует объяснений и может предполагать различные варианты от особенностей разработки месторождения до некачественного выполнения аналитических работ в лаборатории.

Из рис.1 следует, что для изученных проб нефти по сравнению с пробами из массива данных о физико-химических свойствах нефти пласта BB_8 Самотлорского месторождения, наблюдается некоторое изменение параметров (смещение вправо и вниз от среднего значения [0;0]), ко-

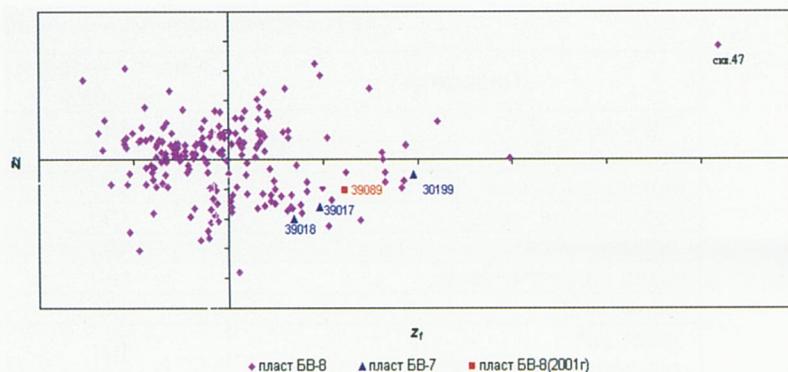


Рис. 1. Графическая интерпретация метода главных компонент для анализа характеристических особенностей нефти пластов BB_7 и BB_8

торые тем не менее находятся в области распространения дисперсии свойств исходного массива. Такое изменение характерно для пластов с растущей обводнённостью, что отражается на свойствах органической фазы вследствие контакта с водой.

Некоторые авторы [4] отмечают, что изменение количества и соотношения концентраций микроэлементов (ванадий, никель) в нефти отражает закономерности формирования состава нефтей, в особенности содержащихся в них гетероатомных и высокомолекулярных соединений. Таким образом, эти параметры могут служить дополнительным источником подтверждения сходства или различия нефтей разных объектов.

В табл. 7 приведены значения и соотношения концентраций ванадия и никеля для отдельных нефтей Западной Сибири [5]. Они дополнены результатами исследования четырех проб Самотлорского месторождения, изученных в 2001 году, которые подтверждают идентичность параметров нефти пластов BB_7 и BB_8 .

Литература

1. Налимов В.В. Теория эксперимента.- М.: Наука. - 1971. - С.87-109.
2. Duewer D., Kovalski R., Shatzki T.F.// Anal.Chem. - 1975.-V.47.- p. 1573.
3. Шарафф М.А., Иллмэн Д.Л., Ковальски Б.Р. Хемометрика. – Л-д.- Химия. -ЛОАНССР. - 1989.- С. 141-230.
4. Бескровный Н.С. Нафтometаллогения: единство нефте- и рудообразования// ЖВХО им. Д.И. Менделеева. - Т. XXXI. - 5. - 1986. - С.569-574.
5. Бегак О.Ю., Сыроежко А.М. Идентификация источников нефтяных загрязнений комплексом современных инструментальных методов анализа// ЖПХ. - Т. 74, 5. - 2001. - С.762-766.

Гайдуков Василий Николаевич

7 мая, в один из дней Светлой Пасхальной седьмицы, трагически погиб главный геолог ОАО «Варьеганнефтегаз», заслуженный геолог Российской Федерации Василий Николаевич Гайдуков.

Василий Николаевич родился 25 июня 1958 года в поселке Зимовники Ростовской области, в 1980 году окончил Ростовский государственный университет, и более двадцати лет отдал освоению нефтяных месторождений Западной Сибири, пройдя путь от оператора по исследованию скважин до главного геолога одной из крупнейших нефтедобывающих компаний России.

В.Н. Гайдукова отличали истинный профессионализм, глубокая преданность делу, творческая энергия, завидная работоспособность.

Чуткий и внимательный руководитель, Василий Николаевич обладал редким даром создавать вокруг себя спокойную, доброжелательную и деловую атмосферу.

Он был Геологом России в самом высоком понимании этого слова

Василий Николаевич успел вступить в период творческого расцвета и мудрости и горше всего, что смертью перечёркнуты зрелые творческие замыслы, оборван высокий и стремительный полёт.

Душа любого застолья, прекрасный исполнитель и знаток русских народных песен, заядлый рыбак, Василий Николаевич был разносторонним и одарённым



человеком необычайно широкой души, вместившей столько донского простора и казацкой воли, что он буквально искрился жизнелюбием и юмором.

Смерть, она, как давно сказано, придаёт жизни главное - смысл. И это верно прежде всего для тех, кто остаётся жить.

В памяти родных, друзей и коллег - всех, кто имел честь знать Василия Николаевича Гайдукова, он останется сильным и гордым человеком, неизменно внимательным к своим коллегам, добрым и отзывчивым другом.

**Светлая память о нем навсегда
сохранится в наших сердцах.**