

Вестник недропользователя

Содержание

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСАМИ

Администрация Ханты-Мансийского автономного округа

Служба управления ресурсами ХМАО (СУР)

ГУП ХМАО "Научно-аналитический центр rationalного недропользования" (ЦРН)

РЕДАКТОРЫ:

Карасев В.И.
Сергеева Н.А.

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Шпильман А.В.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ РЕДАКТОР:
Кольмаберг Н.В.

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА:
Зубарева Т.В.

ИЗДАТЕЛЬ:
Копунов С.Э.
"GeoDataConsulting"

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

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. 1999 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

- | | |
|-------|---|
| 2-24 | Карасев В.И., Сергеева Н.А., Ахпателов Э.А. Состояние и проблемы развития нефтегазодобывающей отрасли ХМАО (основные положения). |
| 25-28 | Тепляков Е.А., Южакова В.М., Горбачева Г.И. Итоги реализации программы ГРР за 2000 г. Нераспределенный фонд. |
| 29-32 | Шутько С.Ю., Аленичева О.И., Паромов И.В., Смирнова В.В. Итоги реализации территориальной программы геологического изучения недр по ХМАО на 2000 год и содержание программы геологического изучения недр на 2002 год. |
| 33-36 | Черняков В.Ю., Тренин Ю.А. Итоги работы Территориальной комиссии ХМАО по запасам углеводородов за 2000 год. |
| 37-38 | Шутько С.Ю., Ханеева Н.К. Информация о результатах деятельности Межведомственной комиссии по лицензированию недр и водных объектов. |
| 39-41 | Зайцев Г.С., Толстолыгин И.П., Туров В.А. Работы Межведомственной территориальной комиссии по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений ХМАО во втором полугодии 2000 г. |
| 42-47 | Тепляков Е.А., Ахметов Р.Р., Лицкий В.П. Работы по интенсификации притоков в процессе ГРР по Территориальной программе на нераспределенном фонде недр ХМАО. |
| 48-49 | Коровина Д.В. Обзор нормативно-правовой базы ХМАО в области недропользования за 2000 год. |

Информация Департамента природных ресурсов по Уральскому региону

- | | |
|----|---|
| 50 | Постановление Коллегии Департамента природных ресурсов по Уральскому региону от 23.05.01 г. по вопросу «Планирование лесоустроительных работ и внедрение ГИС-технологий». |
| 51 | Постановление Коллегии Департамента природных ресурсов по Уральскому региону от 23.05.01 г. «Готовность к пожароопасному периоду 2001 года». |

КОНКУРСЫ

- | | |
|-------|--|
| 52-53 | Извещение о проведении аукциона на право пользования участками недр ХМАО для поисков, разведки и добычи нефти и газа (10-й раунд лицензирования недр). |
|-------|--|

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

- | | |
|----------------------------------|--|
| <i>Геологоразведочные работы</i> | |
| 54-57 | Бакуев О.В., Мулявин К.М., Хафизов С.Ф., Шутько С.Ю. Перспективы нефте-газоносности неокомских отложений Красноленинского свода. |
| 58-60 | Курчиков А.Р., Белоносов А.Ю. Технология комплексных исследований для поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений Западной Сибири. |

- | | |
|---|---|
| <i>Работы молодых ученых и специалистов</i> | |
| 61-65 | Борыгина Н.А. Анализ перспектив нефтеносности пород коры выветривания фундамента на Мортымья-Тетеревском месторождении. |

- | | |
|----------------------------|--|
| <i>Разработка и добыча</i> | |
| 66-75 | Колбиков С.В., Вон Х., Усманов А.А., Чалов С.Е. Повышение нефтеотдачи путем оптимизации давления заводнения на примере Когалымского месторождения. |

- | | |
|----------------------------------|--|
| <i>Информационные технологии</i> | |
| 76-80 | Торопова И.Н., Тельнова Н.В., Торопов Э.С. Опыт обработки космических многозональных снимков SPOT и Landsat. |

Система управления ресурсами

Состояние и проблемы развития нефтегазодобывающей отрасли Ханты-Мансийского автономного округа (основные положения)

В.И.Карасев (Администрация ХМАО), Н.А.Сергеева (ДПР по Уральскому округу), Э.А.Ахнателов, В.А.Волков, В.А.Коровин, А.Г.Потерьяев, И.П.Толстолыткин, А.В.Шпильман (ГУП ХМАО НАЦРН)

В работе использованы информация, материалы и труды Научно-аналитического центра рационального недропользования, Комитета природных ресурсов, Комитета по нефти, газу и минеральным ресурсам Ханты-Мансийского автономного округа, информация и материалы недропользователей округа.

Авторский коллектив: Алешин С.А., Ахнателов Э.А., Белая Н.И., Борщев В.В., Волков В.А., Волкова Н.И., Дятлова Т.И., Зайцев Г.С., Карасев В.И., Коровин В.А., Краснова Г.Н., Мухарлямова Н.В., Панов В.Ф., Потерьяев А.Г., Поповская В.Г., Слепцова Н.В., Сергеева Н.А., Севастьянов А.А., Сутормин С.Е., Судат Л.Г., Судат Н.В., Сулейманова Л.О., Тепляков Е.А., Тимофеева Н.Т., Торопов С.В., Толстолыткин И.П., Шпильман А.В., Шпильман В.И., Шутько С.Ю., Халтурин Р.Н., Южакова В.М.

ВВЕДЕНИЕ

Прогноз нефтедобычи по округу на перспективу до 2015 года выполнен государственным унитарным предприятием Ханты-Мансийского автономного округа "Научно-аналитический центр рационального недропользования" по заданию Правительства Ханты-Мансийского округа.

Целью работы являлось выявление основных тенденций в развитии нефтегазодобывающей отрасли округа, оценка возможного потенциала для наращивания объемов добычи и прогноз нефтедобычи на перспективу до 2015 года.

Прогноз выполнен на основе результатов анализа состояния разработки месторождений и ресурсной базы нефтедобычи округа; прогноза нефтедобычи на период 2001-2005 гг., представленного нефтегазодобывающими предприятиями округа; Концепции работ по организации геологического изучения недр и восполнения углеводородной ресурсной базы Ханты-Мансийского автономного округа на период 2000-2030 гг.; Проекта основных положений Энергетической стратегии России на период до 2020 года (1-ая редакция Института энергетической стратегии Минтопэнерго России - М. 1999), а также прогноза развития нефтяной промышленности России на

обозримую перспективу (до 2010-2020 гг.), выполненные разными группами исследователей.

В работе приводится также оценка влияния экономических факторов и возможные сценарии развития нефтедобычи в условиях изменения цен на нефть на внешнем и внутреннем рынках.

СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ ОКРУГА

Результаты анализа ресурсной базы округа позволяют с достаточной степенью надежности сделать следующие основные выводы (рис.2):

- запасы округа позволяют гарантировать обеспеченность выявленными запасами (ABC₁) стабильной добычей нефти (на уровне 170-200 млн.т в год) на ближайшие 15 лет;
- невыявленные ресурсы округа позволяют обеспечить стабильную добычу нефти на стратегическую перспективу - 50 лет.

Обеспечение указанного уровня добычи нефти на ближайшие 15 лет и на стратегическую перспективу связано с решением ряда проблем развития нефтегазодобывающей отрасли округа.

Система управления ресурсами



Рис.1. Прогноз добычи нефти по ХМАО на перспективу до 2030 года



Рис.2. Структура начальных потенциальных извлекаемых ресурсов нефти ХМАО по группам и категориям запасов

Система управления ресурсами

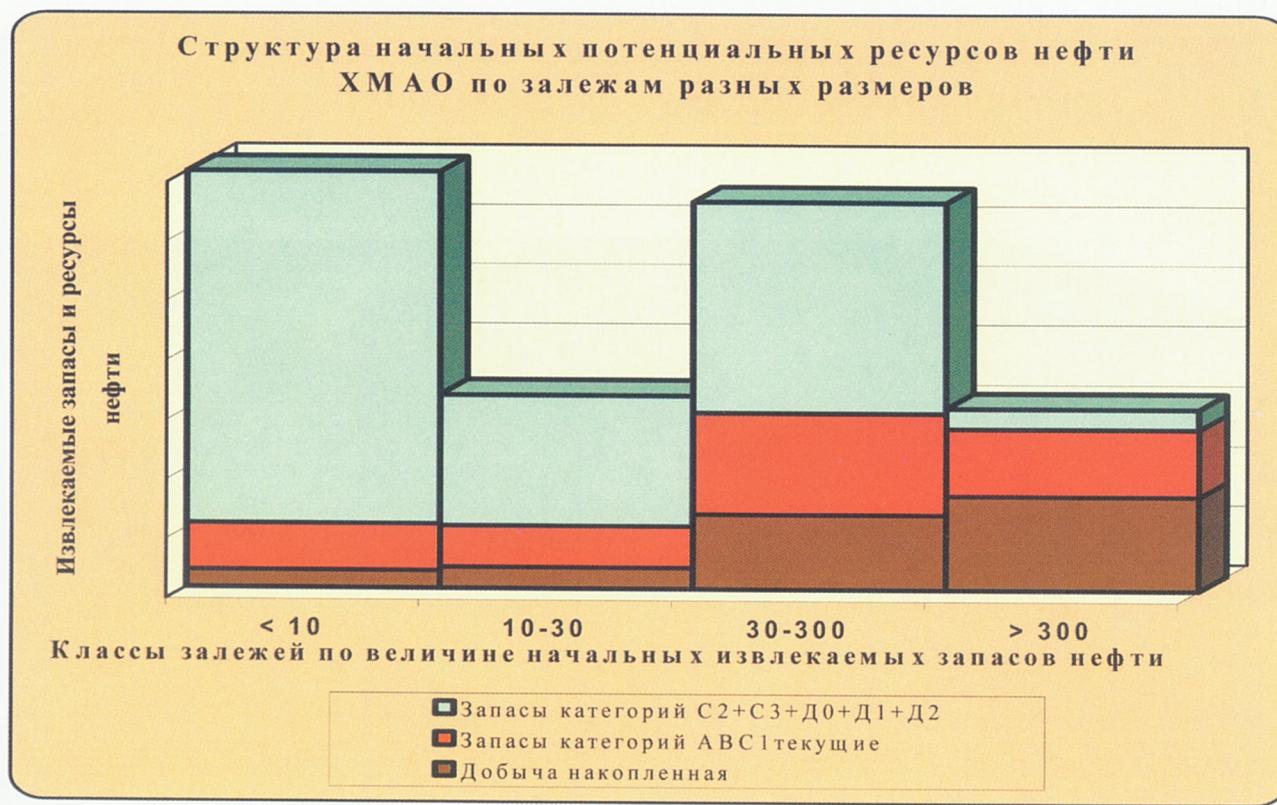


Рис.3. Структура ресурсной базы (начальных потенциальных ресурсов) ХМАО



Рис.4. Структура извлекаемых ресурсов нефти нераспределенного фонда недр по группам и категориям запасов

Система управления ресурсами

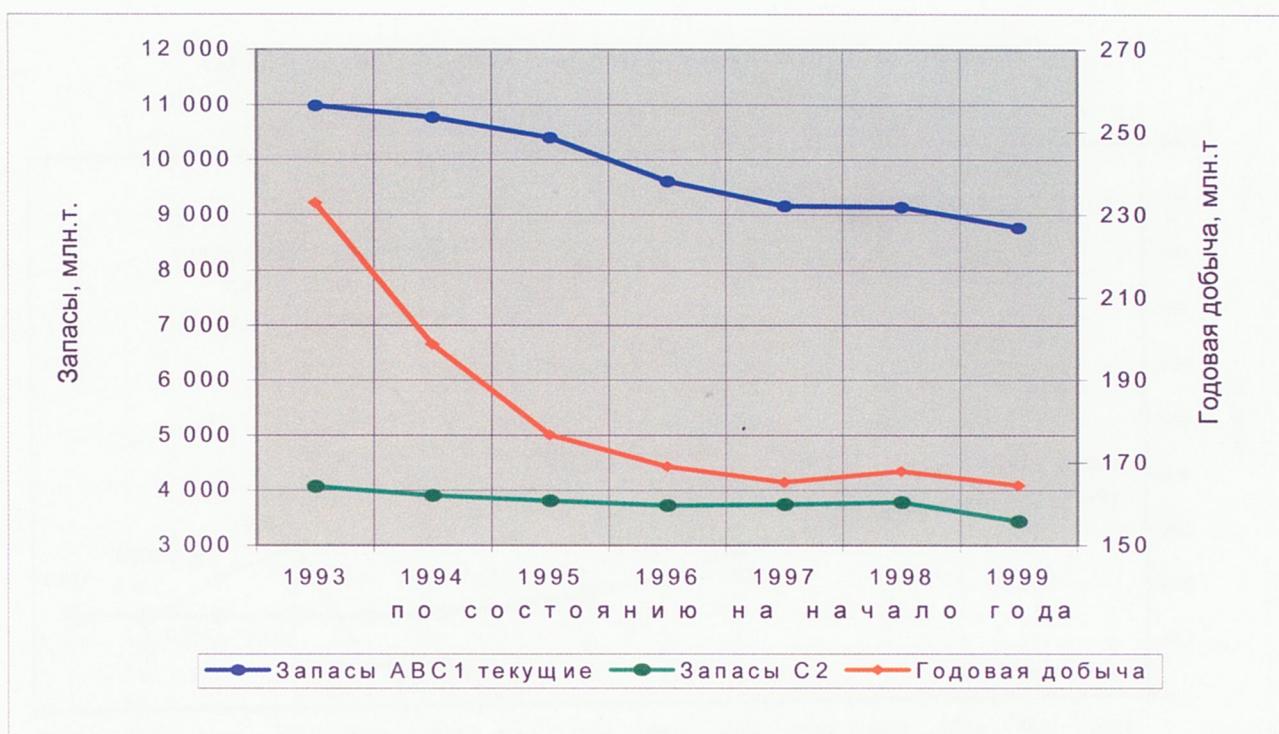


Рис.5. Динамика текущих выявленных ресурсов нефти ХМАО и годовой добычи за период 1993-1999 гг.

Состояние и структура ресурсной базы округа

По состоянию на 1.01.2000 г. практически половина (48%) начальных потенциальных извлекаемых ресурсов нефти (выявленных и невыявленных месторождений) переведена в запасы открытых месторождений (рис.2). Из выявленных ресурсов 37% приходится на накопленную добычу, 45% на текущие разведанные запасы категории АВС₁ и 18% на запасы категории С₂.

Структура ресурсной базы округа с разделением залежей нефти на классы по величине начальных извлекаемых запасов (рис.3) характеризуется следующим:

- гигантские залежи (> 3000 млн.т) практически выявлены;
- крупные залежи (30-300 млн.т) выявлены на 45%;
- средние залежи (10-30 млн.т) выявлены на 37%;
- мелкие залежи (< 10 млн.т) выявлены на 15%.

Кроме того, за 1999 год перспективные ресурсы округа (ресурсы локальных объектов С₃) уменьшились на 13% в связи с переоценкой локальных объектов и по состоянию на 1.01.2000 г. составляют всего около 6% от начальных потенциальных ресурсов округа, или 13% от извлекаемых ресурсов нефти нераспределенного фонда недр (рис.4).

Учитывая, что поиск, разведка и подготовка запасов нефти занимает достаточно продолжительное время

(8-12 лет), необходимо кратно увеличить объемы работ по выявлению перспективных ресурсов категории С₃ и перевода их в запасы категории С₂ и С₁.

Состояние и структура запасов нефти

Состояние запасов нефти округа вызывает определенную озабоченность. Динамика абсолютных величин извлекаемых запасов нефти по округу крайне негативная (рис.5) - запасы промышленных категорий за 5 лет сократились практически на четверть, несмотря на падение добычи нефти с 230 до 170 млн.т. Причины известны: обильное сокращение объемов ГРР в 1991-1995 гг., недостаточные темпы их восстановления в 1996-2000 гг. (рис.6); списание извлекаемых запасов ГКЗ РФ (главным образом, за счет снижения КИН), ежегодный прирост запасов не компенсирует добычу нефти; списание при оперативном пересчете за счет разведки.

Структура запасов нефти округа также ухудшается:

- из выявленных гигантских и крупных залежей добыто уже около 50% извлекаемых запасов, а из средних и мелких - только немногим больше 25%;
- качество оставшихся в недрах извлекаемых запасов разрабатываемых месторождений ухудшилось по сравнению со временем начала их разработки - запасы разбуренных площадей обводнены, частично разобще-

Система управления ресурсами

Динамика добычи и прироста нефти за 1986-2000 гг. по ХМАО

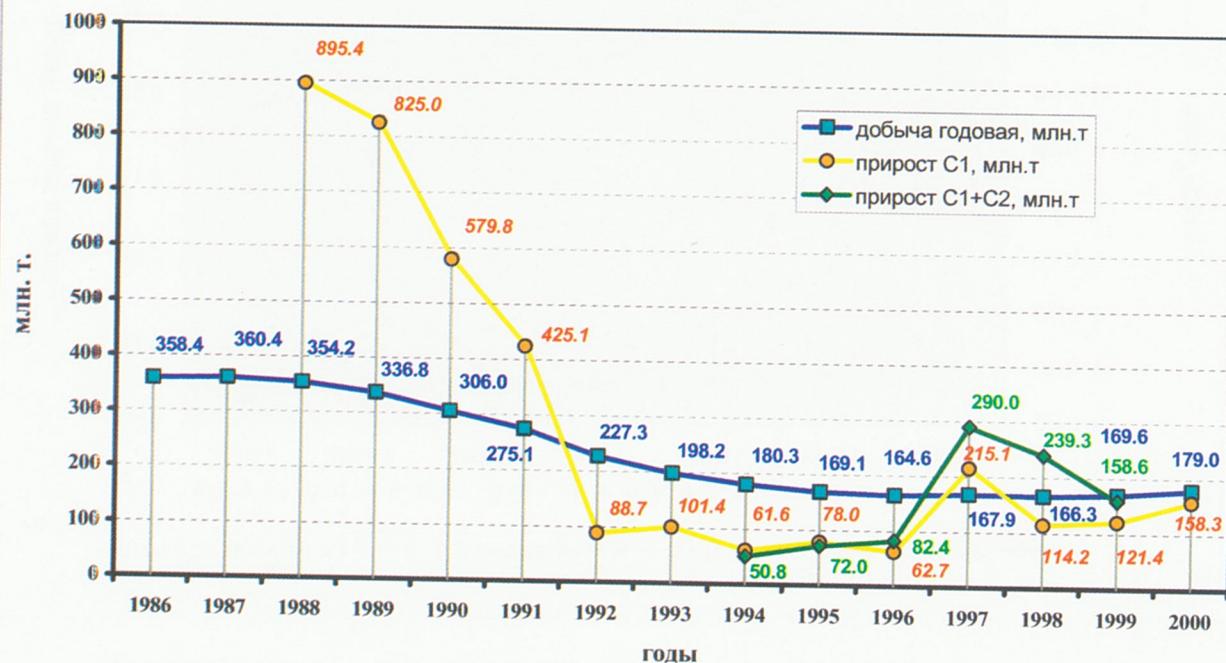


Рис.6. Динамика добычи и прирост запасов нефти за 1986-2000 гг. по ХМАО

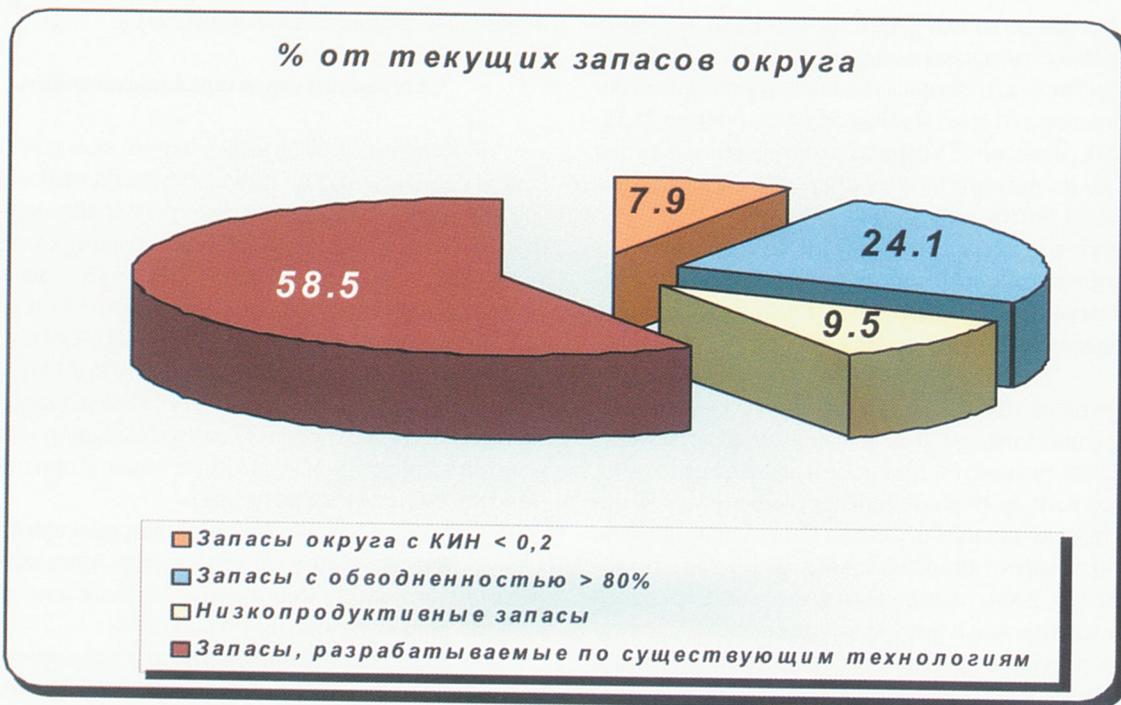


Рис.7. Структура текущих запасов округа на 01.01.2000 г.

Система управления ресурсами

ны по разрозненным участкам (целикам) и т.д.;

- значительная доля (7.9%) относится к запасам с КИН<0.2 и запасам (9.5%) низкопродуктивных залежей (рис.7).

В сложившейся ситуации, чтобы сохранить достигнутый годовой уровень добычи нефти на перспективу (30 лет), необходимо существенно увеличить темпы и качество поиска и разведки недр - это стратегическая задача государства, связанная с обеспеченностью запасами нефти, которая определяет в значительной мере энергетическую и экономическую безопасность страны.

Пути решения:

- сохранить целевое финансирование на воспроизводство минерально-сырьевой базы округа;
- провести переоценку потенциальных и перспективных ресурсов с классификацией их по приоритетности направлений поиска и разведки;
- сконцентрировать поиск и разведку недр на приоритетных районах невыявленных ресурсов округа;
- разработать концепцию и нормативные документы на поисковые лицензии для эффективного привлечения средств нефтяных компаний в поиск и разведку недр округа.

Невовлечение компаниями запасов нефти распределенного фонда недр в сферу хозяйственной деятельности

Более 40% запасов распределенного фонда не вовлечены в разработку, в том числе по состоянию на 01.01.2000 г. из 95 лицензионных участков, не введенных в разработку, компании планируют до 2005 г. ввести только 60 участков, что приводит к консервации выявленных запасов.

Пути решения:

- ввести дифференциированную плату (ренту) за неразбуренные запасы;
- разработать и ввести в действие кадастр запасов (в зависимости от структуры и качества запасов, обустройства и подготовки к разработке);
- ограничить допуск компаний, имеющих обеспеченность запасами выше нормы, к участию в аукционах;
- принять на государственном уровне соответствующие условия в лицензионных соглашениях.

Состояние разработки месторождений

Начиная с 1996 года, состояние разработки характеризуется стабилизацией добычи нефти на уровне 165-170 млн.т, который обеспечивается стабильным ростом отборов жидкости, эксплуатационного бурения, ввода скважин из бездействия, применения методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока.

В то же время на 01.01.2000 г. состояние разработки месторождений пока еще считается неудовлетворительным.

1. Принижена роль документации:

- из 163 месторождений, находящихся в разработке на 01.01.2000 г., более 100 месторождений разрабатываются со значительными (более 10%) отклонениями от проекта - не выполняются проектные показатели ни по уровню добычи нефти, ни по вводу скважин, ни по действующему фонду скважин (рис.8; рис.9);

- в 135 лицензионных соглашениях записаны обязательства недропользователей по выпуску новых технологических документов - на 01.01.2000 г. обязательства выполнены только по 20 лицензионным участкам;

- 24 месторождения разрабатываются вообще без проекта или с нарушением срока его действия.

2. Недостатки в технологии разработки месторождений:

- несбалансированность закачки воды с отборами жидкости - по состоянию на 01.01.2000 г. с начала разработки отобрано 20 млрд. тонн жидкости, а закачано 27 млрд.м³, в результате накопленная компенсация составляет 126% (рис.10);

- проектирование разработки практически осталось на уровне 50-60 годов - проектная документация во многих случаях не соответствует горно-геологическим условиям залежей, не всегда разрабатывается на основе адресных геолого-гидродинамических моделей;

- исследованиям по изучению флюидов, объектов и процессов разработки уделяется недостаточное внимание;

- нормативно-методические документы устарели и не способствуют рациональному недропользованию: РД 153-39-007-96 "Составление проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений" - М, 1996, исправно повторило устаревшее положение; дополнение к РД на ТЭО СРП практически повторяет содержание названного выше РД.

3. Низкая действенность государственного контроля и управления разработкой.

- административные меры воздействия, предусмотренные законодательством РФ, а также условиями лицензионных соглашений на право пользования недрами, малоэффективны, поскольку имущество принадлежит недропользователям;

- практически отсутствуют экономические механизмы применения санкций за ущерб, нанесенный государству (недропользователю) в результате нарушения проектных решений и нерационального пользования недрами;

- нормативно-методическое и метрологическое обеспечение, а также контрольно-измерительные системы, используемые до настоящего времени на промысл-

Система управления ресурсами

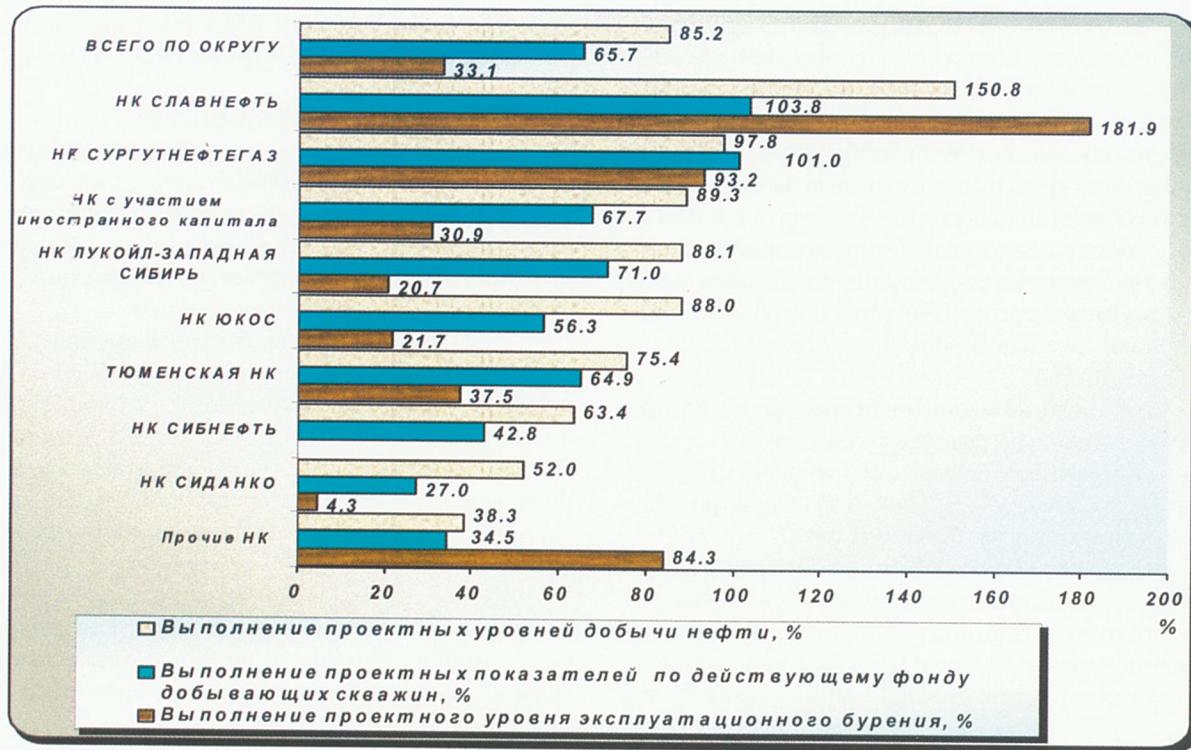


Рис.8. Выполнение проектных показателей за 1999 г.

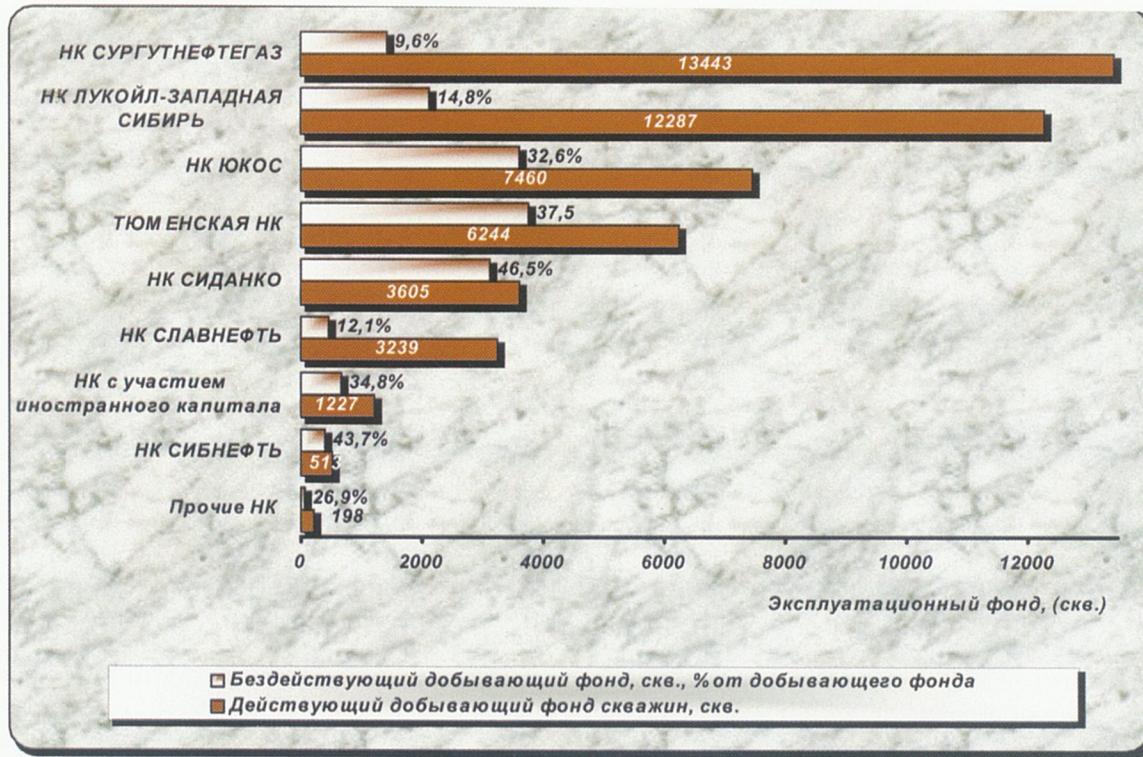


Рис.9. Использование добывающего фонда скважин недропользователями

Система управления ресурсами

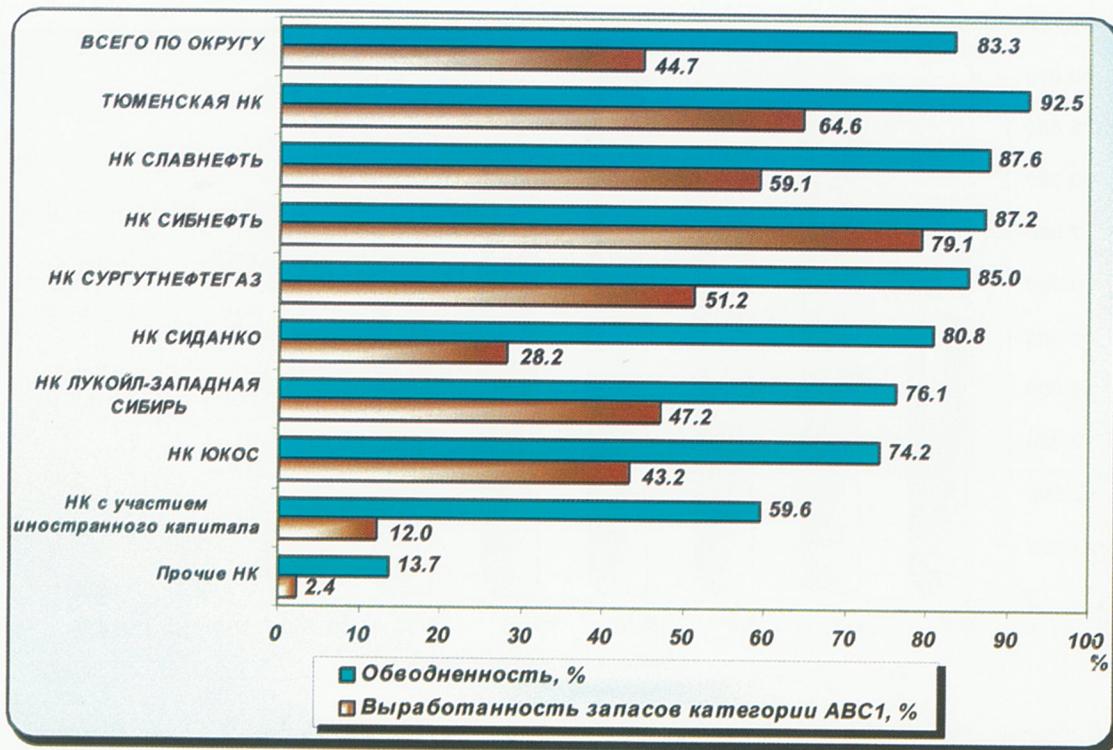


Рис.10. Обводненность продукции и выработанность запасов на 01.01.2000 г.

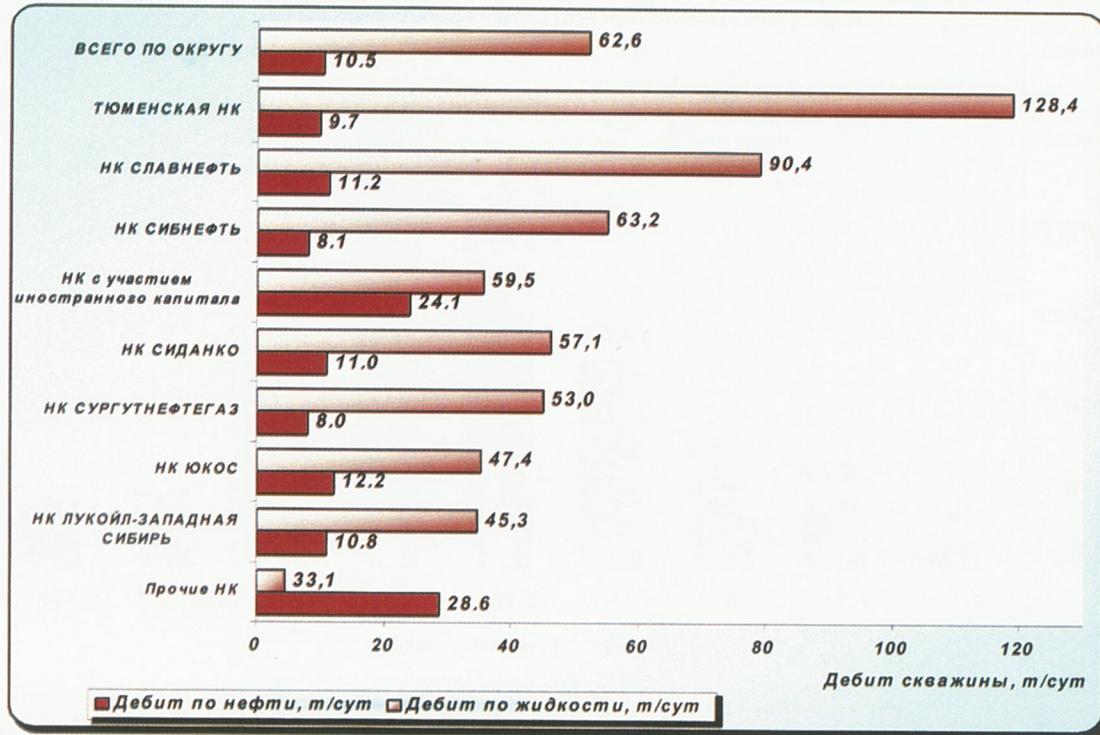


Рис.11. Дебиты скважин по нефти и жидкости

Система управления ресурсами

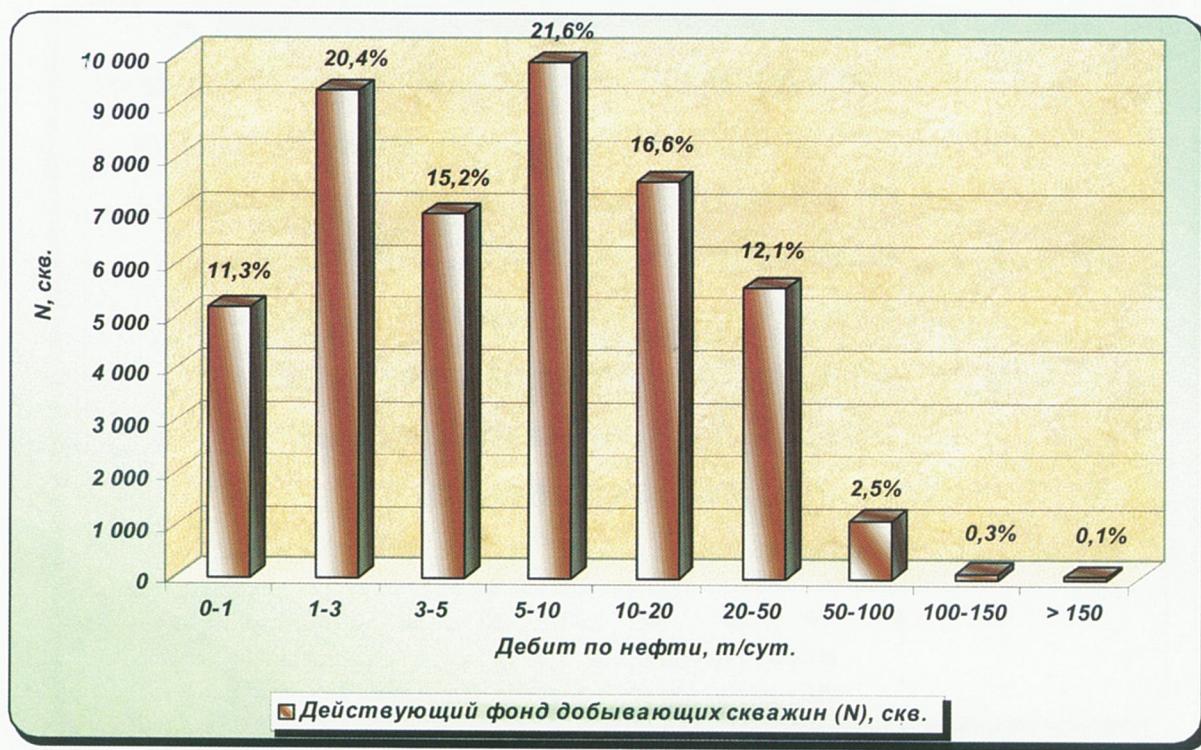


Рис. 12. Распределение действующего добывающего фонда скважин ХМАО по дебитам нефти в декабре 1999 г.

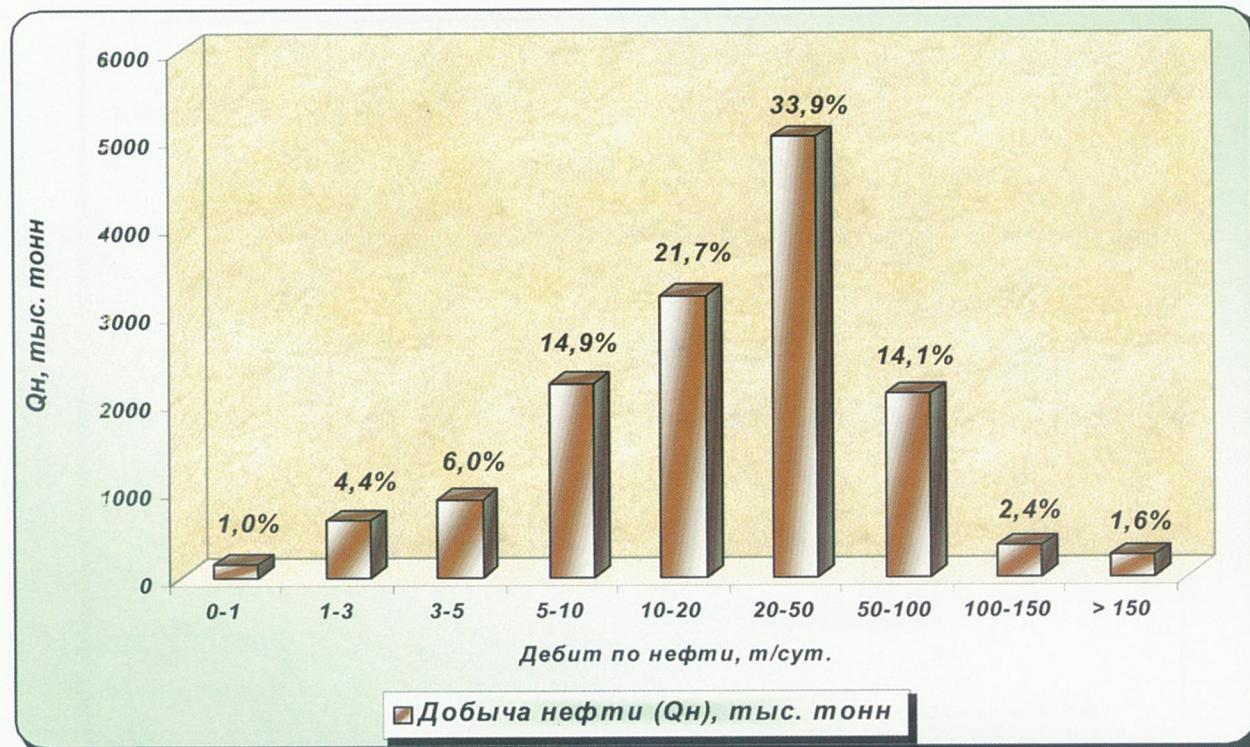


Рис. 13. Распределение добычи нефти добывающих скважин ХМАО по дебитам нефти в декабре 1999 г.

Система управления ресурсами

лах, не позволяют осуществлять полноценный и в необходимом объеме контроль за разработкой месторождений;

- государство (недропользователь) практически устроилось от основ разработки месторождений - технического задания на проектирование разработки месторождения и, более того, 1 ноября 1999 года вышло Постановление Правительства РФ "О мерах по вводу в эксплуатацию бездействующих, контролльных и находящихся в консервации скважин на нефтяных месторождениях", которое, по-нашему мнению, не способствует рациональному недропользованию, поскольку вместо площадного подхода предусматривает скважинный, а рентабельность связывает с абсолютным значением дебита скважины, не учитывая при этом производственные затраты и цены на товарную нефть.

Таким образом, иллюстрацией нерешенных выше перечисленных проблем в области разработки месторождений являются следующие факторы (по состоянию на 01.01.2000 г.):

- продолжается выборочный отбор запасов;
- разбуренность запасов распределенного фонда недр составляет только 60%;
- бездействующий фонд добывающих скважин составляет 24%, нагнетательных скважин - также 24% (рис.12);
- обводненность продукции составляет по округу 83%, при этом в 1999 году добыто 170 млн. тонн нефти, 1017 млн.м³ жидкости и закачано в недра 1117 млн.м³ воды (рис.10,11);
- около 50% добывающего фонда скважин низкодебитные (менее 5 т/сут.), добыча нефти по которым составляет около 10.5% от общей добычи нефти по округу, а доля добытой жидкости из этих скважин составляет около 30% (рис.13);
- не введено в разработку 95 лицензионных участков.

Пути решения:

- совершенствование и развитие нормативно-методических документов (РД) в области разработки месторождений: провести ревизию действующих РД; определить перечень и разработать программу по доработке действующих и созданию новых РД; выделить необходимые объемы финансирования на совершенствование и развитие РД; определить исполнителей, сроки исполнения и объем финансирования работ по доработке действующих и разработке РД;
- разработать нормативно-правовой и экономический механизм, способствующий соблюдению технологической дисциплины разработки месторождений;
- включить в качестве существенных условий в лицензионные соглашения соблюдение проектных решений по разработке месторождений;
- образовать обязательный резервный фонд по

консервации и ликвидации скважин и объектов обустройства месторождений;

- разработать нормативно-правовой и экономический механизмы переуступки (передачи, продаже, лишению) имущественной собственности недропользователя, лишенного лицензии на право пользования недрами;

- разработать нормативно-правовое и методическое обеспечение по оценке ущерба, нанесенного государству в результате нарушения технологии разработки месторождения и/или консервации запасов, а также условий и порядка выплаты государству (недропользователю) недропользователем этого ущерба.

Налоговая политика

Налоговая политика всегда рассматривалась в качестве действенного инструмента государства по защите интересов страны и отечественных производителей.

Однако существующая в настоящее время система налогообложения для нефтяной промышленности носит явно деструктивный характер (рис.14):

- при низких ценах на нефть налоговая система носит исключительно фискальный характер - налоговое бремя приводит к резкому снижению рентабельности и даже к убыточности нефтедобывающих предприятий, что соответственно влечет за собой сокращение производства, а в некоторых случаях и банкротство малых и средних предприятий;
- при относительно высоких ценах на нефть и их росте после определенного порога, налоговая система способствует росту сверхприбыли нефтяных компаний, выдержавших период депрессии, обусловленный низкими ценами.

Причины деструктивного характера существующей системы налогообложения для нефтяной промышленности следующие:

- налогом облагается выручка от реализации товарной нефти. Например, в развитых странах, как правило, налогом облагается доход, а не выручка. Среднемировой уровень налогообложения составляет 65-70% от текущего дохода (рис. 15), т.е. выручка за минусом производственных затрат. В России сумма налогов, платежей, сборов может составлять более 100% текущего дохода, особенно в период низких цен на продукцию. В странах, где затраты на добычу нефти выше средних, государства реализуют налоговую политику таким образом, чтобы производители были конкурентоспособны. Так, совокупное налоговое бремя к налогооблагаемому доходу нефтяных компаний в Англии (северное море) составляет 30%, в Канаде - 53%, в США, за исключением Аляски - 55%;

- ряд налогов (акциз, налог на имущество) не зависит от уровня цен на нефть на внутреннем и зарубежном рынках, из-за чего при низких уровнях цены на нефть сум-

Система управления ресурсами

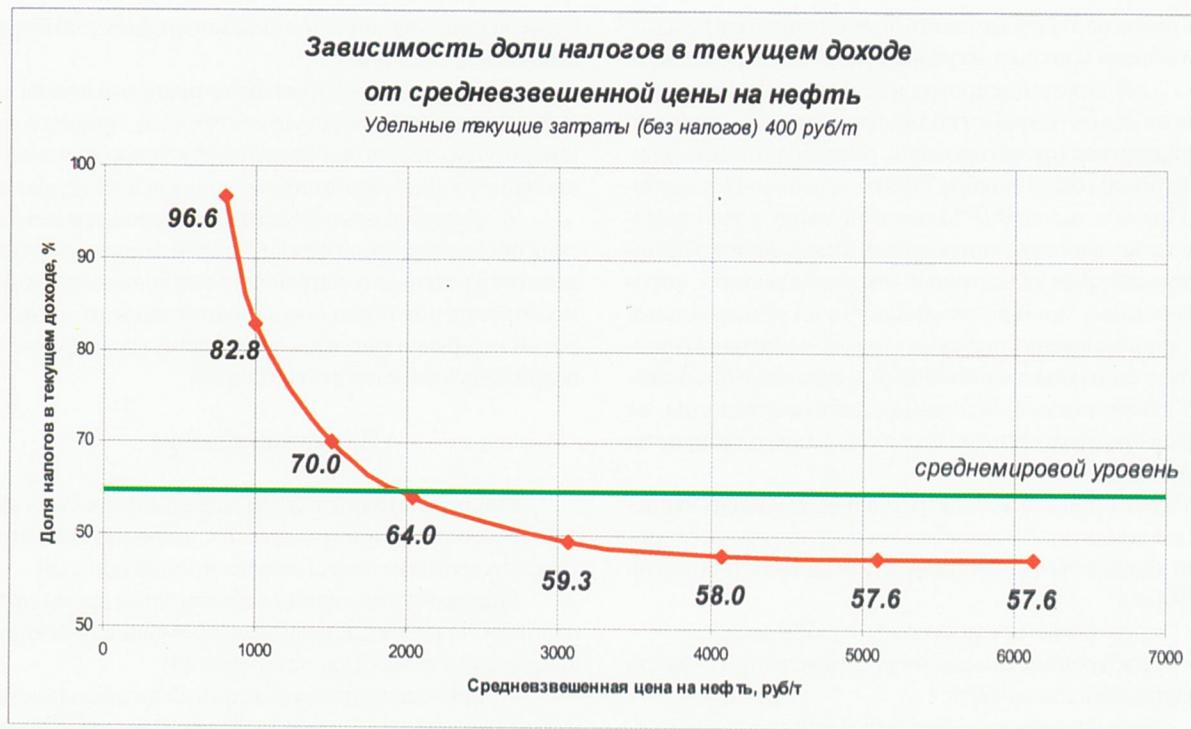


Рис. 14. Динамика изменения налогообложения текущего дохода в зависимости от изменения цены на нефть



Рис. 15. Относительное ранжирование систем налогообложения в разных странах. Отчисления правительству от прибыли по проекту, %. (Месторождения с запасами в 300 млн. баррелей при цене 20\$ США за баррель)

Система управления ресурсами

ма налогов, сборов и платежей может составлять более 100% текущего дохода;

- при налогообложении не учитываются особенности недропользования и существенные различия объектов разработки (рис.16).

Пути решения:

- реформировать налоговую систему с тем, чтобы налоги взимать от текущего дохода, а не от реализации продукции;
- исключить “акциз” на нефть, поскольку нефть относится к сырью и не является конечным продуктом;
- дифференцировать виды налогов, сборов и платежей относительно объектов разработки и районов освоения недр;
- создать благоприятные условия для средних и малых независимых компаний.

Производственные издержки. Цены на продукцию

Эффективность, рентабельность, а, следовательно и развитие нефтедобычи, обуславливается в основном тремя факторами: уровнем производственных издержек, ценами на производимую продукцию и налоговой политикой государства.

Производственные издержки

Сейчас большинство добывающих компаний в округе имеет уровень затрат на производство одной тонны нефти (без налогов) в пределах 300-350 руб., в пересчете на баррель это составляет 1.5-1.7 \$/bbl. Казалось бы затраты низкие, но, учитывая значительные расстояния от мест добычи до мест реализации, особенно экспортной нефти (рис.17), суммарные издержки на добычу, транспорт и услуги по реализации составляют порядка 5 \$/bbl. Это не самые низкие затраты (Иран, Ирак - 0.1 - 1\$/bbl), но и не самые высокие (Аляска, Северное море, глубоководные шельфы - 8-10 \$/bbl). С этой точки зрения наши добывающие компании вполне конкурентоспособны.

Цены на продукцию

Нефтяной рынок, как никакой другой, подвержен довольно частым и нередко резким колебаниям цен на нефть. За последние 25 лет цены менялись в диапазоне от 9 до более 37 \$/bbl (в деньгах дня - MOD). Но резкие минимумы и максимумы, как правило, непродолжительны по времени, обычно не более 1-1.5 лет и не часты. Большую же часть времени мировые цены на нефть колебались в пределах 15-20 \$/bbl (рис.18) и обуславливались сезонными, политическими факторами, либо общим состоянием

мировой экономики. Если принять среднюю прогнозируемую на 15-20 лет цену нефти в 16-18 \$/bbl, то формально российские компании могли бы развиваться и дальше вполне нормально.

Как известно, в России цены, даже на свободном рынке, ниже мировых. Сейчас они составляют 63-65% от мировых. Причем динамика этих цен проявляет четкую тенденцию сближения цен внутреннего рынка с мировыми. И еще одно замечание, цены внутреннего рынка (свободного рынка) за все время так называемой рыночной экономики в России не падали столь резко как на мировом (рис.19) и тоже стремились, даже в худшие времена, к постоянному росту. Эта тенденция объективна и ее вряд ли удастся остановить. При этом следует отметить, что при сравнительно низких ценах на отечественное оборудование, материалы и низкую зарплату российского персонала, выравнивание цен внутреннего рынка до уровня мирового может принести сверхприбыли российским нефтяным компаниям. Еще одна особенность российского рынка - так называемые трансферные цены. Сейчас соотношение цен таково: мировые цены на нефть 30-32 \$/bbl или 6120-6530 руб./т, цены (трансферные), по которым нефтедобывающие предприятия реализуют свою нефть дочерним компаниям холдингов, составляют от 930 до 1450 руб./т. Исключение составляет лишь “Сургутнефтегаз” - 2700 руб./т (рис.20).

Учитывая то обстоятельство, что непосредственно добывающие предприятия сейчас практически не имеют экспортных поставок - это взяли в свои руки холдинги - крупные добывающие компании округа типа ЮганскНГ, “ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь”, реализуют свою продукцию по ценам в 7-4.5 раза ниже мировых и в 4.5-2.8 раза ниже цен независимых сделок (спроса) внутреннего рынка.

Таким образом, ценовая политика крупных вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) не способствует нормальному развитию добывающих предприятий и может служить в некотором роде тормозом в наращивании добычи нефти в округе на ближайшую и дальнейшую перспективы.

Так, например, Юганскнефтегаз - основное подразделение НК “Юкос” - получает за каждую тонну нефти 930 рублей. За вычетом всех затрат и налогов чистая прибыль составляет примерно 132 руб./т (табл.1, рис.21). По данным НК “Юкос” его добывающие компании должны за 2001-2005 гг. добыть около 200 млн.т нефти, в том числе из новых скважин 110 млн.т. Общий объем планируемых капиталовложений на бурение новых скважин и промысловое обустройство составляет 40.7 млрд.руб. Удельные капиталовложения на 1 т добычи из новых скважин - 3750 руб. Иными словами, на дополнительную добычу 1 тонны нефти из новых скважин необходимо потратить всю чистую прибыль, получаемую с 28.4 т текущей добычи. Конечно, в

Система управления ресурсами

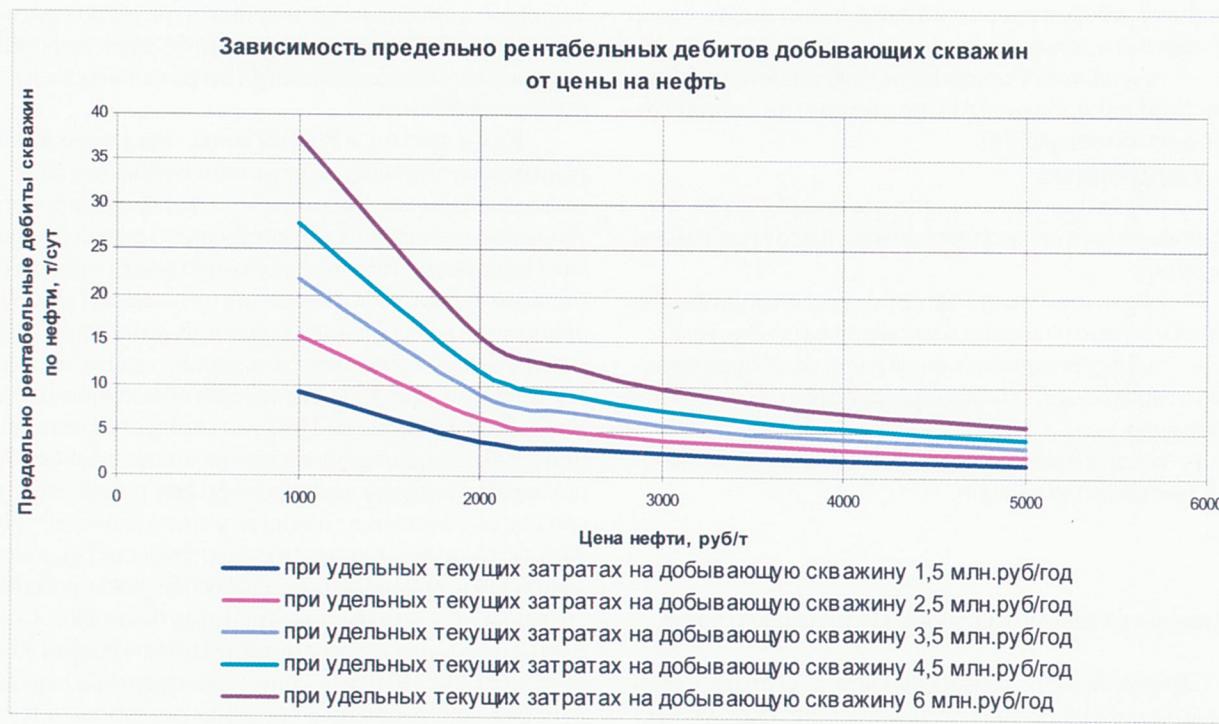


Рис.16. Зависимость предельно рентабельных дебитов добывающих скважин от цены на нефть

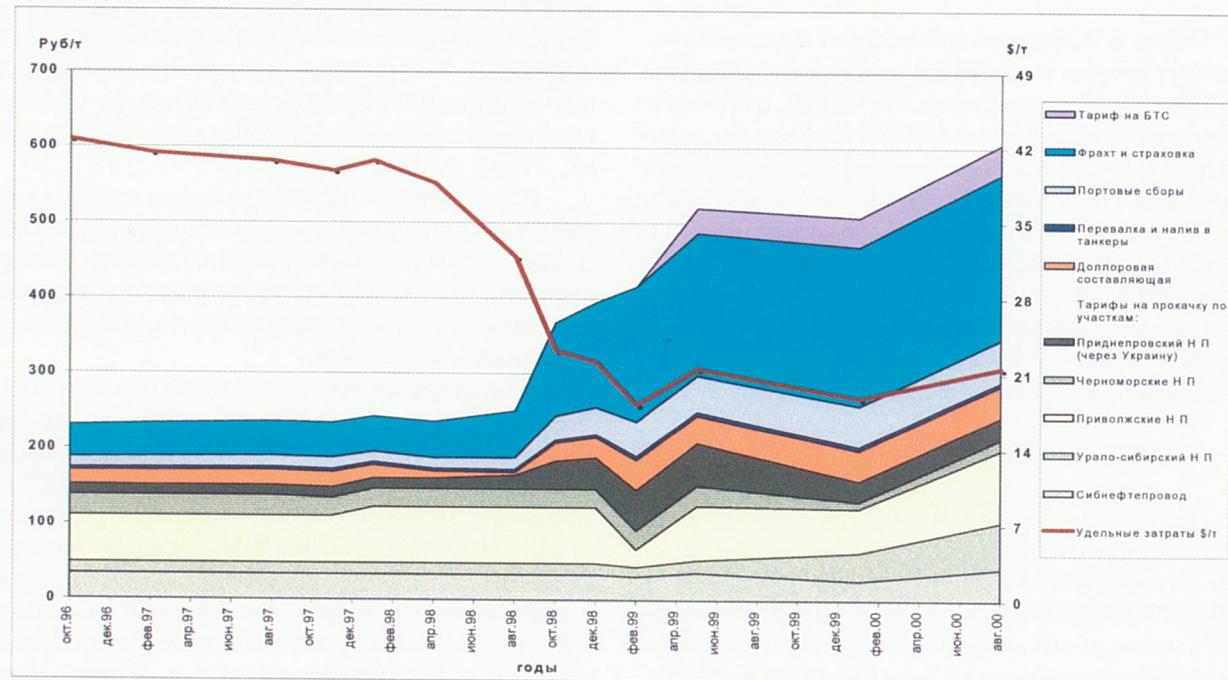


Рис.17. Динамика удельных затрат на транспорт экспортной нефти (из района Сургута до портов Средиземного моря)

Система управления ресурсами

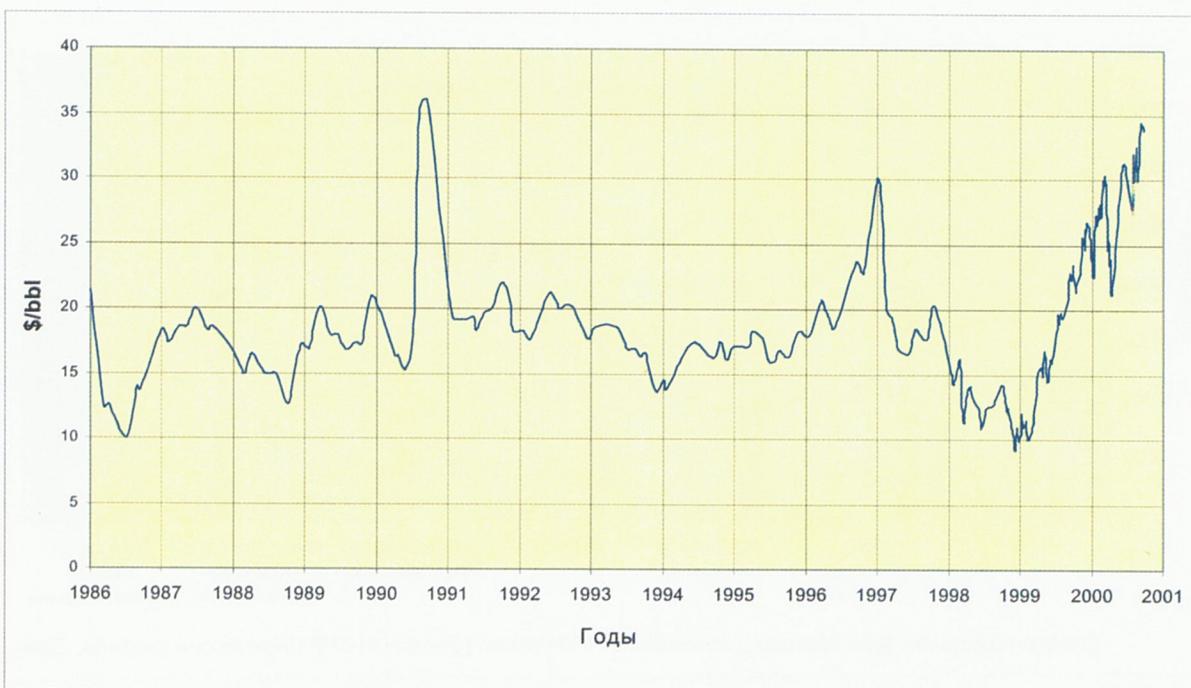


Рис. 18. Динамика мировых цен на нефть (Brent spot) по данным компании Shell с дополнениями



Рис. 19. Динамика цен на нефть на внутреннем рынке России

Система управления ресурсами

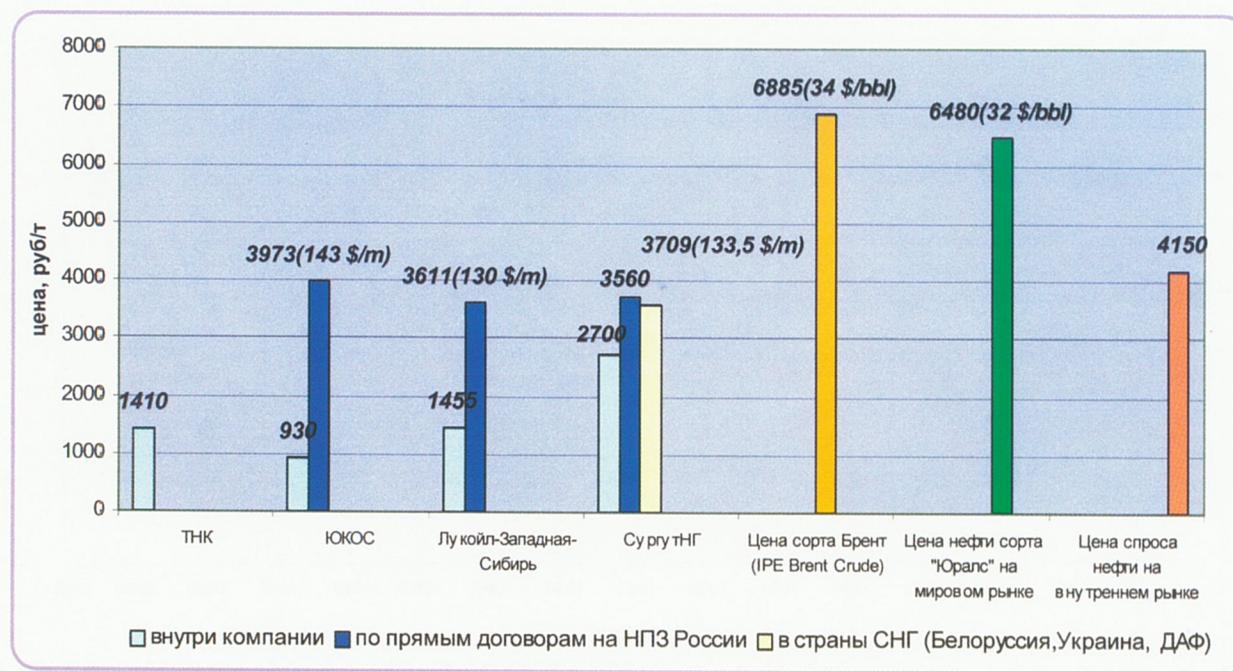


Рис.20. Цена производителей (сентябрь, 2000 г., руб./т, \$/m) по данным ИАЦ "Кортмес"

Таблица 1.

Оценка доходности недропользования при различных ценах на нефть

Показатели	1 вариант		Разница, обусловленная ценами внутреннего рынка	2 вариант		Разница, обусловленная ценами внутреннего рынка
	Реализация по рыночным ценам	Реализация по трансфертным ценам на внутреннем рынке		Реализация по рыночным ценам	Реализация по трансфертным ценам на внутреннем рынке	
Цена нефти						
Экспортной (30%), \$/bbl	18	18	-	30	30	-
На внутреннем рынке (70%), руб./т	2400	800	1600	4000	1430	2570
Средневзвешенная цена продаж, руб./т	2782,2	1662,2	1120	4637,1	2838,1	1799,0
Сумма всех налогов, сборов, платежей, руб./т, в т.ч.	1209,7	601,2	608,5	2251,4	1274,1	977,3
ВМСБ	216,1	122,8	93,3	361,8	211,9	149,9
роенти (8%)	172,9	98,2	74,7	289,5	169,5	120,0
налог на прибыль	253,3	34,1	219,2	595,5	243,3	352,2
Распределение суммы налогов по бюджетам, руб., в т.ч.						
федеральный	552,0	284,0	268,0	1088,0	657,5	430,5
областной	34,6	19,6	15,0	57,9	33,9	24,0
окружной	360,6	184,6	176,0	627,7	345,1	282,6
местный	250,8	101,2	149,6	466,1	225,9	240,2
внебюджетные фонды	11,7	11,7	-	11,7	11,7	-
Чистая прибыль предприятия с 1 т нефти, руб.	1031,1	519,5	511,6	1829,5	1007,8	821,7

Система управления ресурсами

Показатели	Реализация по рыночным ценам	Реализация по трансфертным ценам на внутреннем рынке	
		Юганскнефтегаз	Лукойл-Западная Сибирь
Цена нефти:			
Экспортной (30%), \$/bbl	30	-	-
На внутреннем рынке (70%), руб/т	4000	930	1450
Средневзвешенная цена продаж, руб/т	4637	930	1450
Текущий доход, руб/т	3995.3	592.0	1112.0
Сумма всех налогов, сбо-ров, платежей, руб/т , в.т.ч.	2251.4	460.2	633.9
ВМСБ	361.8	70.9	114.2
роили (8%)	289.5	56.7	91.4
налог на прибыль	595.5	23.3	16.3
Сумма всех налогов в % от текущего дохода	56.3	77.7	57.0
Распределение суммы налогов по бюджетам: руб., в.т.ч.			
федеральный	1088.0	227.0	311.6
областной	57.9	11.3	18.3
окружной	627.7	123.3	177.5
местный	466.1	86.8	114.9
внебюджетные фонды	11.7	11.7	11.7
Чистая прибыль предприятия с 1 т нефти, руб.	1829.5	131.8	478.1

**Оценка доходности недропользования при различных ценах на нефть
(на 15 сентября 2000 года)**

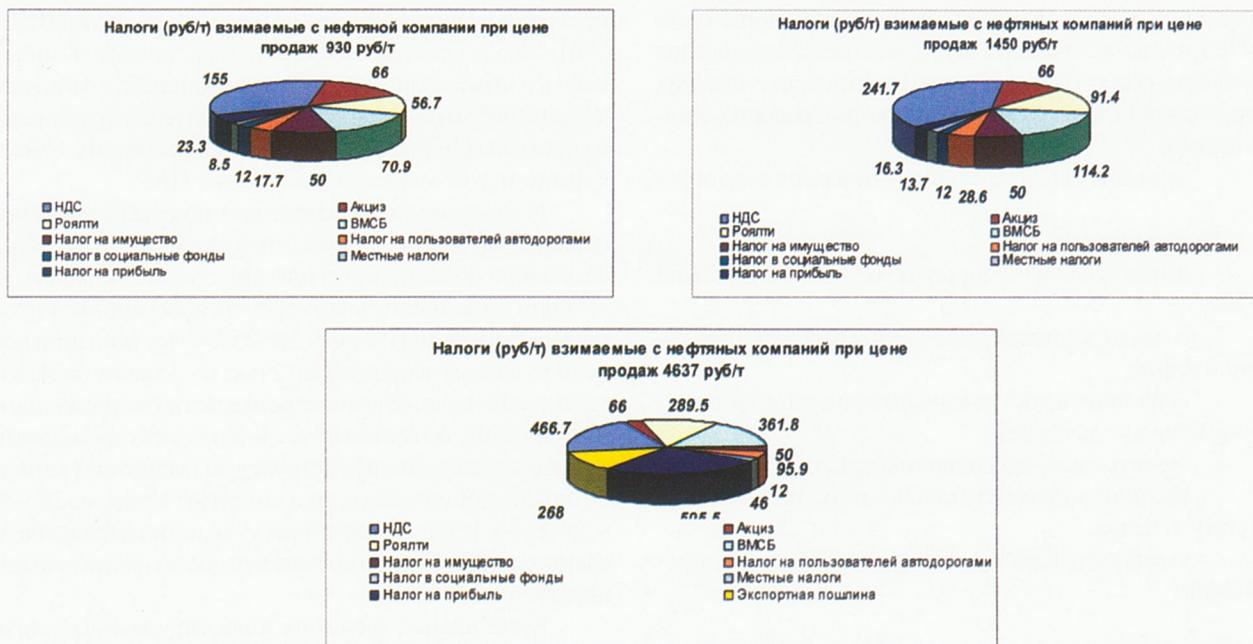


Рис.21. Оценка доходности недропользования при различных ценах на нефть (на 15 сентября 2000 года)

Система управления ресурсами

такой ситуации добывающая компания даже при высоких ценах на нефть (но не для нее) нормально развиваться за счет собственных средств не может.

Расчеты показывают, что чистая прибыль нефтедобывающих предприятий "Юкоса" за этот период составит порядка 25.6 млрд. рублей от добычи нефти при потребности в 40.7 млрд. рублей капиталовложений. В то же время, если бы эти предприятия самостоятельно реализовывали свою продукцию по рыночным ценам (30 \$/bbl на экспорт и 4000 руб./т на внутреннем рынке), их чистая прибыль составила бы 1829 руб./т, а суммарная чистая прибыль за пятилетку составила бы 355 млрд. руб. При нынешней ценовой политике ВИНК добывающим компаниям необходим приток капитала от материнских компаний-холдингов.

Кроме сказанного, практика использования ВИНК трансферных цен имеет и ряд других негативных последствий:

- сокращается налогооблагаемая база, а следовательно, и поступление налогов (ВМСБ, роялти, налог на прибыль) в бюджеты всех уровней;
- вследствие сокращения поступлений ставок ВМСБ ставится под угрозу вся стратегия развития ресурсной базы нефтедобычи округа, выполнение территориальной программы ГРР;
- искусственно занижается геолого-экономическая оценка ресурсов и запасов нефти на территории ХМАО, что может вызвать неправильное представление о ценности ресурсов и переориентацию стратегических направлений ГРР в стране со стороны федеральных органов власти;
- занижается рентабельность освоения недр округа.

Пути решения:

- взимать налоги, сборы и платежи в натуральной форме;
- создать реальный рынок (биржи) реализации товарной нефти;
- ограничить доступ к участию в аукционе на передачу недр в пользование;
- лишить каких-либо налоговых льгот;
- увеличить до максимально-допустимого уровня плату за недра;
- уменьшить (свести к минимуму) квоту экспортной нефти.

Инвестиционная политика нефтяных компаний

Инвестиционная политика определяется конъюнктурой рынка (включая уровень цен на нефть), уровнем возможных издержек и налоговой политикой государства.

Качественный анализ инвестиционной политики вы-

полнен на основе прогноза нефтедобычи в округе на период 2001-2005 гг., представленный нефтяными компаниями.

Результаты проведенного анализа следующие:

уровни добычи нефти по округу по прогнозу нефтегазодобывающих предприятий незначительно отличаются от уровней добычи нефти по прогнозу ТКР и ЦКР (согласно прогнозу ЦКР объем добычи нефти планомерно растет со 170 млн.т в 2001 году до 185.2 млн.т в 2005 году);

тенденция к росту уровней добычи нефти обосновывается увеличением объемов эксплуатационного бурения с 5279 тыс. метров в 2000 году до 7700 тыс. метров в 2005 году, при этом разбуренность месторождений распределенного фонда недр планируется увеличить с 64% (по состоянию на 01.01 2000 г.) до 74% в 2005 году;

объем капитальных вложений планируется увеличить с 54360 млн. руб. в 2001 году до 56176 млн. руб. в 2005 году (без учета компаний, не представивших прогноз), в том числе на эксплуатационное бурение - 22061 млн. руб. до 29290 млн. руб.; соответственно растут и объемы капитального строительства.

В то же время представленные нефтяными компаниями "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь", "Варьеганнефтегаз", "Варьеганнефть", а также некоторыми СП, средними и малыми нефтегазодобывающими предприятиями прогнозы значительно отличаются от прогноза ЦКР: за 2001-2005 гг. данные предприятия планируют добить нефть в объеме около 230 млн.т (более 22% от объема добычи нефти по округу, что незначительно отличается от прогноза ЦКР) при значительно более низких объемах бурения (на 40% ниже) утвержденных ЦКР.

Из проведенного анализа прогноза нефтедобычи на период 2001-2005 гг. следует, что в целом по округу объем ежегодной добычи нефти планируется стабильным при условии выполнения планируемых объемов: эксплуатационного бурения (за пять лет: 35754 тыс.м по прогнозу недропользователей или 36512 тыс. м - по расчетам ЦКР); капитальных вложений на строительство эксплуатационных скважин, объектов обустройства месторождений и производственной инфраструктуры (за пять лет капиталовложения недропользователи планируют в объеме 280-300 млрд.руб.). Из 96 лицензионных участков, не разрабатываемых до настоящего времени, недропользователи планируют ввести 46.

Капитальные вложения, инвестируемые в развитие нефтедобычи в округе за период 2001-2005 гг., распределены по нефтяным компаниям следующим образом (рис.22): доля «Сургутнефтегаза» от общих капиталовложений составляет 30%, ТНК - 23%, НК «Юкос» - 15%, НК «ЛУКойл» - 12%, НК «Славнефть» - 5%, СП - 8%, малые и средние компании - 5%, «Башнефть» и «Сиданко» - по 1%.

Система управления ресурсами

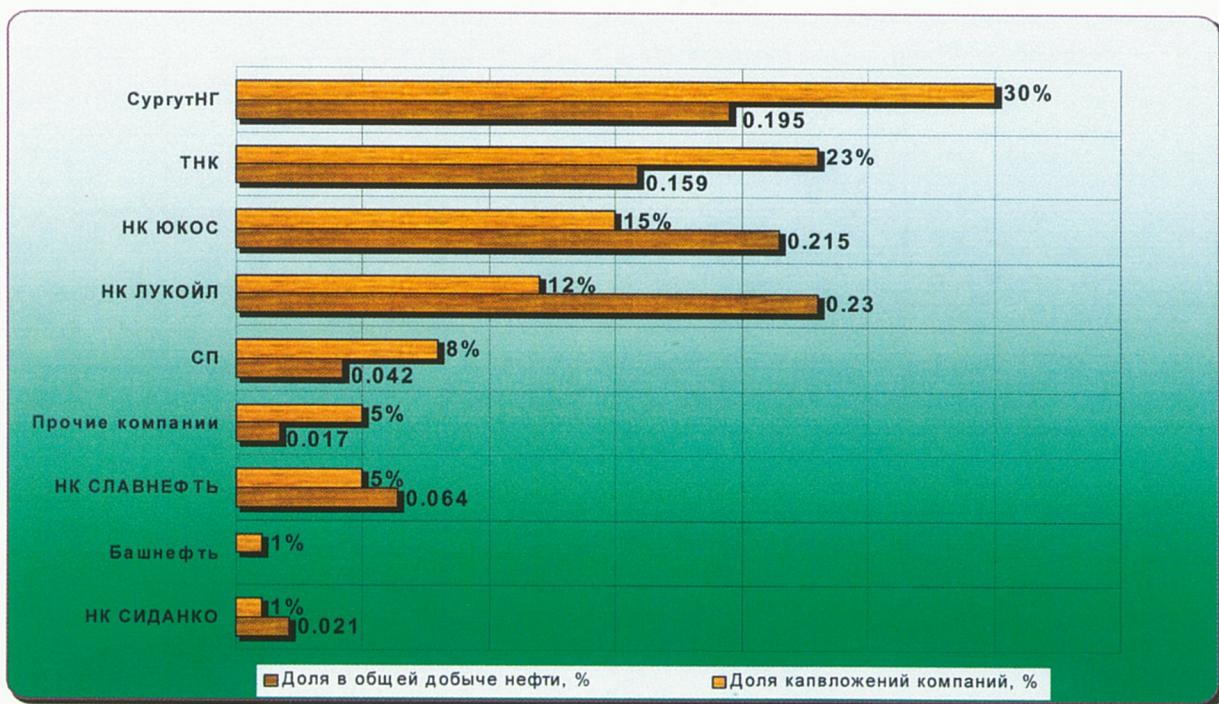


Рис.22. Доля капвложений и добычи нефти нефтяных компаний по ХМАО (по данным прогноза НК на 2001-2005 гг.)

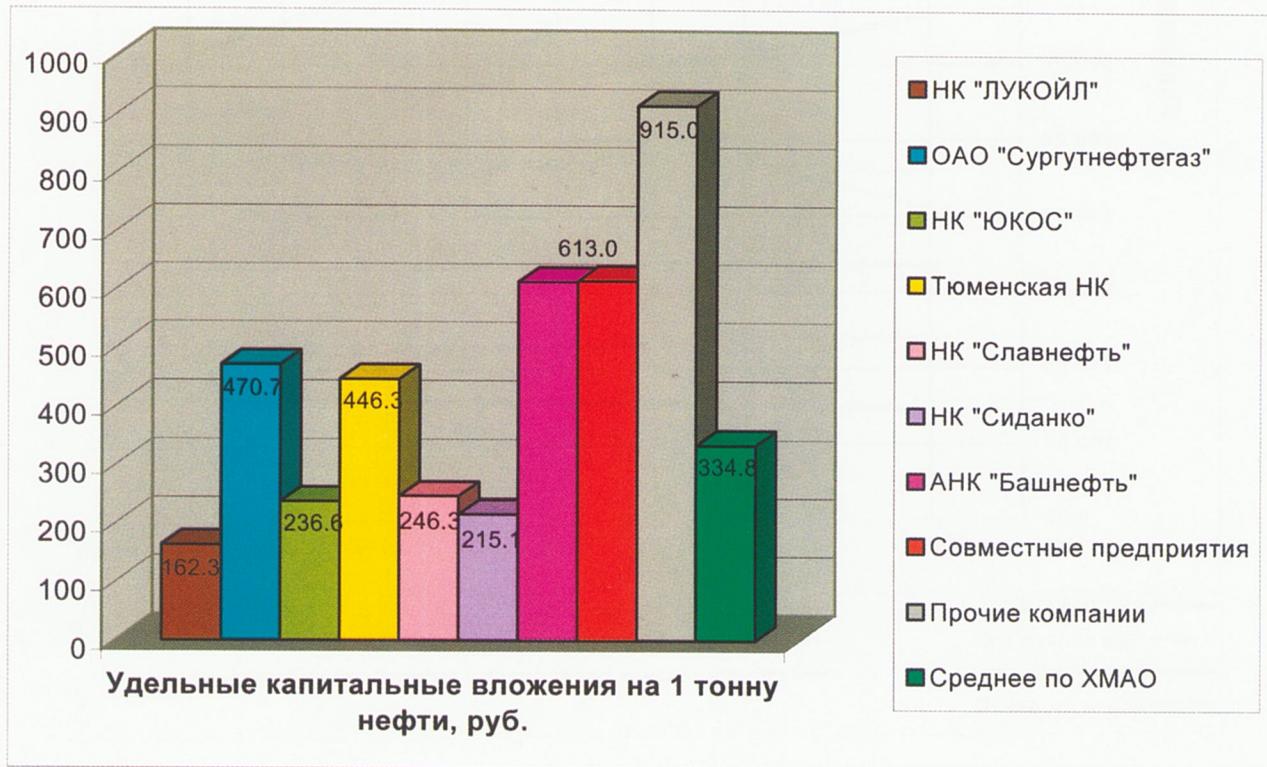


Рис.23. Удельные капитальные вложения на 1 тонну нефти, руб.

Система управления ресурсами

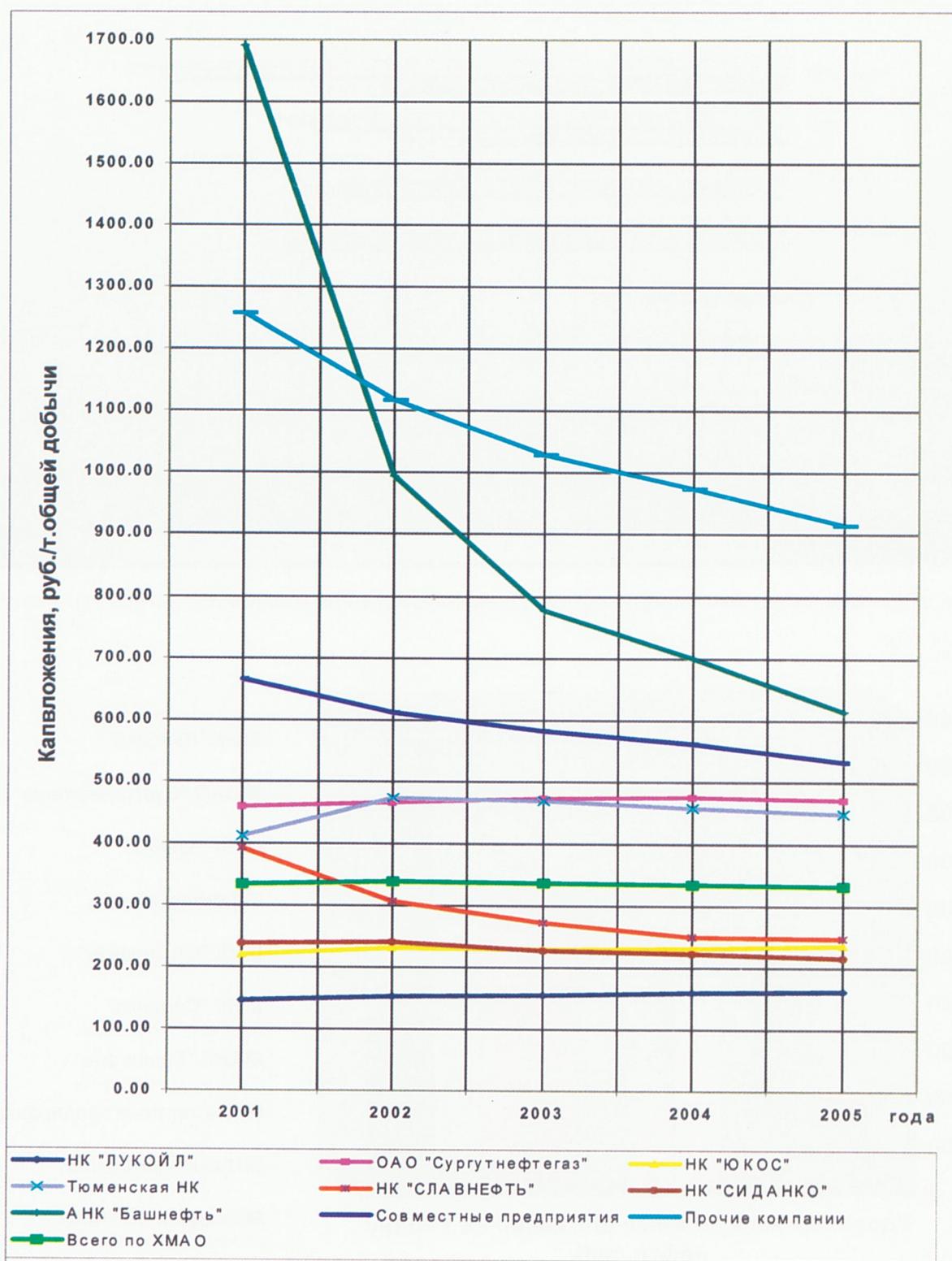


Рис.24. Динамика удельных капиталовложений по прогнозу компаний до 2005 г.

Система управления ресурсами

Анализируя удельные капитальные вложения нефтяных компаний на 1 тонну нефти, их динамику за период 2001-2005 гг. (рис.23; рис.24), нефтяные компании можно разделить на следующие три группы:

- активные инвесторы (НК Башнефть, СП, средние и малые предприятия);
- инвесторы (Сургутнефтегаз, ТНК и Славнефть), которые значительную часть прибыли, получаемую в округе от нефтедобычи, направляют на развитие нефтедобывающего производства ХМАО;
- компании (ЛУКойл, Юкос, Сиданко), которые большую долю прибыли, получаемой в округе от нефтедобычи, используют за пределами округа.

По предварительным оценкам, чистая прибыль компаний, которая может быть получена от нефтедобычи в округе за 2001-2005 гг. при цене 30 \$/bbl на зарубежном рынке и 400 руб. за 1 тонну на внутреннем рынке России, составит около 1500 млрд. руб., из которой только пятую часть компании планируют направить на развитие нефтедобывающей промышленности округа.

По-видимому, на ближайшую перспективу 5-7 лет, инвестиционная политика компаний не изменится - большая часть прибыли будет направлена не на развитие нефтедобывающей промышленности округа, а на создание региональных сетей сбыта (бензоколонок), реконструкцию НПЗ, инвестиции в развитие нефтедобычи других стран, где прибыль обещает быть большей (Каспийский шельф, Ирак и др.).

Кроме общих принципов поведения нефтяных компаний в той или иной ситуации у многих из них существует своя специфика в инвестиционной политике, которую необходимо учитывать при долгосрочном прогнозе.

Например, такие ВИНК, как Юкос, ЛУКойл, обладают достаточно хорошей ресурсной базой в ХМАО, которая гарантирует им более или менее стабильную добычу и стабильный приток капиталов. К интенсивному наращиванию новых запасов и новых лицензионных участков они, судя по всему, сейчас, и возможно в ближайшие годы, не стремятся. Вероятно, их основные интересы сосредоточены либо на иных направлениях (нефтепереработка, рынки сбыта нефтепродуктов), либо в других регионах страны и за ее пределами).

Политика ТНК, насколько можно судить по ее деятельности в последние годы, сосредоточена на другом. Этот холдинг предполагает увеличивать свои добывные мощности как путем приобретения новых лицензионных участков, так и приобретением уже существующих компаний с их разрабатываемыми месторождениями.

“Сургутнефтегаз” ведет другую политику. В ее основе - работа с фондом скважин по поддержанию и увеличению текущих дебитов и активное приобретение новых участков, даже на территориях, удаленных от его баз и инфраструктуры. Похоже, аналогичной политике в по-

следнее время следует и “Славнефть”.

Средние, мелкие независимые компании и СП. Это наиболее динамично развивающийся сектор нефтяной отрасли в округе. Для них характерно стремление к минимизации производственных издержек за счет применения новых современных технологий и техники и весьма активная деятельность по приобретению новых участков на аукционах. Поскольку все они владеют новыми или невыработанными месторождениями, то от них можно ожидать в ближайшее время наибольшей активности по наращиванию добычи.

Конечно, возможные варианты развития нефтяной отрасли не ограничиваются перечисленными сценариями. Реальная обстановка сможет быть обусловлена множеством политических, экономических, социальных факторов, которые сегодня невозможно спрогнозировать.

Пути решения.

- создать благоприятные условия для развития СП, средних и малых нефтяных компаний, включая антимонопольное законодательство по уровню обеспеченности запасами; экономические методы, ограничивающие консервацию запасов; нормативные документы, обеспечивающие равный доступ к объектам подготовки нефти;
- разработать инвестиционные проекты развития производственной инфраструктуры (системы транспортного обеспечения, магистральных нефте-газопроводов, электроснабжения) округа;
- разработать инвестиционные проекты строительства объектов подготовки нефти;
- разработать инвестиционные проекты строительства НПЗ, обеспечивающие, по крайней мере, потребности округа в продуктах переработки нефти.

В развитии нефтяной промышленности ХМАО в последние годы можно отметить ряд существенных достижений: стабилизирована и растет добыча нефти, в 2000 году составившая 180,9 млн.т, в результате проведения геологоразведочных работ подготовлено запасов нефти категорий С1 - 189 млн.т, что превышает годовую добычу.

Несмотря на успехи, в нефтяной отрасли остаются проблемы, требующие технических, административных и правовых решений (таблица 2).

Система управления ресурсами

Таблица 2

Проблемы и пути решения в области недропользования

Тенденция	Что надо делать
1. Ослабление энергетической безопасности России	
Отсутствует определенность относительно государственных стратегических запасов нефти, позволяющих в экстремальных ситуациях в течение короткого времени увеличить добывчу нефти без дополнительных инвестиций. В настоящее время уровень добычи нефти в России в значительной степени зависит от цены на нефть на зарубежном рынке и практически не регулируется государством. То же самое можно отнести и к восполнению (приросту) запасов нефти.	<ul style="list-style-type: none"> - разработать и ввести в действие "Закон о стратегических запасах нефти России"; - определить объем и сроки формирования стратегических запасов нефти; - классифицировать и определить механизм отнесения запасов к категории стратегических запасов нефти России (стратегические запасы должны быть высокорентабельные, высокодебитные и проинвестированные (А+В), на которых уровень добычи в указанных целях регулируется государством).
2. Ресурсная база	
2.1. Ухудшение структуры ресурсов	<ul style="list-style-type: none"> - сохранить целевое финансирование на воспроизводство минерально-сырьевой базы округа; - провести переоценку потенциальных и перспективных ресурсов с классификацией их по приоритетности направлений поиска и разведки; - сконцентрировать поиск и разведку недр на приоритетных районах невыявленных ресурсов округа; - разработать концепцию и нормативные документы на поисковые лицензии для эффективного привлечения средств нефтяных компаний в поиск и разведку недр округа.
2.2. Невовлечение компаниями запасов нефти распределенного фонда недр в сферу хозяйственной деятельности	<ul style="list-style-type: none"> - ввести дифференциированную плату (ренту) за неразбуренные запасы; - разработать и ввести в действие кадастр запасов (в зависимости от структуры и качества запасов, обустройства и подготовки к разработке); - ограничить допуск компаний, имеющих обеспеченность запасами выше нормы, к участию в аукционах; - принять на государственном уровне соответствующие условия в лицензионных соглашениях.
3. Разработка месторождений	
3.1. Принижена роль проектной документации	<ul style="list-style-type: none"> - разработать нормативно-правовой и экономический механизм, способствующий соблюдению технологической дисциплины разработки месторождений; - включить в качестве существенных условий в лицензионные соглашения соблюдение проектных решений по разработке месторождений;
3.2. Недостатки в технологии разработки месторождений	<ul style="list-style-type: none"> - провести ревизию действующих РД; - определить перечень и разработать программу по доработке действующих и созданию новых РД; - выделить необходимые объемы финансирования на совершенствование и развитие РД; - определить исполнителей, сроки исполнения и объем финансирования работ по доработке действующих и разработке новых РД;

Система управления ресурсами

Продолжение таблицы 2

<p>3.3. Низкая действенность государственного контроля и управления разработкой</p>	<ul style="list-style-type: none"> - разработать и ввести в действие "Закон о разработке нефтяных месторождений" - образовать обязательный резервный фонд по консервации и ликвидации скважин и объектов обустройства месторождений; - разработать нормативно-правовой и экономический механизмы переуступки (передачи, продажи, конфискации) имущественной собственности недропользователя, лишенного лицензии на право пользования недрами за нарушение существенных условий разработки месторождений; - разработать нормативно-правовое и методическое обеспечение по оценке ущерба государству в результате нарушения технологии разработки месторождения и/или консервации запасов, а также условий и порядка выплаты государству (недропользователю) недропользователем этого ущерба.
<p>4. Деструктивный характер налоговой системы</p>	<ul style="list-style-type: none"> - реформировать налоговую систему с тем, чтобы налоги взимать от текущего дохода, а не от реализации продукции; - исключить "акциз" на нефть, поскольку нефть относится к сырью и не является конечным продуктом; - дифференцировать виды налогов, сборов и платежей относительно объектов разработки и районов освоения недр; - создать благоприятные условия для средних и малых независимых компаний.
<p>5. Затраты на транспорт экспортной нефти не способствуют развитию системы магистральных нефтепроводов в округе</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Предусмотреть отчисления на развитие системы магистральных нефтепроводов округа
<p>6. Применение трансфертных цен на нефть</p>	<ul style="list-style-type: none"> - взимать налоги, сборы и платежи в натуральной форме; - создать реальный рынок (биржи) реализации товарной нефти; - ограничить доступ к участию в аукционе на передачу недр в пользование; - лишить каких-либо налоговых льгот; - увеличить до максимально-допустимого уровня плату за недра; - уменьшить (свести к минимуму) квоту экспортной нефти.
<p>7. Утечка значительной части прибыли ВИНК за пределы округа</p>	<ul style="list-style-type: none"> - создать благоприятные условия для развития СП, средних и малых нефтяных компаний, включая антимонопольное законодательство по уровню обеспеченности запасами; экономические методы, ограничивающие консервацию запасов; нормативные документы, обеспечивающие равный доступ к объектам подготовки нефти; - разработать инвестиционные проекты развития производственной инфраструктуры (системы транспортного обеспечения, магистральных нефте и газопроводов, электроснабжения) округа; - разработать инвестиционные проекты строительства объектов подготовки нефти; - разработать инвестиционные проекты строительства НПЗ, обеспечивающие, по крайней мере, потребности округа в продуктах переработки нефти.

Система управления ресурсами

Продолжение таблицы 2

8. Усиление давления ВИНК на хозяйственную деятельность мелких и средних компаний	<ul style="list-style-type: none"> - разработать мероприятия по равному доступу независимых компаний к объектам инфраструктуры: объектам подготовки нефти, магистральным нефтепроводам и другим коммуникациям (включить в антимонопольное законодательство отдельный раздел, регулирующий отношения ВИК и независимых компаний по использования таких объектов); - переориентировать финансовые средства, получаемые за счет налоговых льгот округа при освоении новых месторождений, на создание объектов инфраструктуры общего пользования с последующей передачей этих объектов в собственность государства и правом компаний пользоваться данными объектами безвозмездно и бессрочно.
9. Снижение коммерческой привлекательности утилизации газа	<ul style="list-style-type: none"> - регулирование цен на попутный газ, ШФЛУ; - обеспечить доступ к магистральным газопроводам, продуктovодам и к потребителям ШФЛУ; - определить, что конечным продуктом переработки попутного газа является сухой газ и ШФЛУ, собственником которых является недро-пользователь. ГПЗ в этом случае занимаются только процессингом и работают на давальческом сырье.
10. Старение и износ основных фондов нефтедобывающей отрасли	<ul style="list-style-type: none"> - усиление роли госгортехнадзора по контролю обеспечения безопасности проведения работ и использования основных фондов; - повышение требований проектных документов к безопасности проведения работ и использования основных фондов

Система управления ресурсами

Итоги реализации программы геологоразведочных работ за 2000 год (нераспределенный фонд)

E.A. Тепляков, В.М.Южакова, Г.И.Горбачева (ГУП ХМАО НАЦ РН)

Программа ГРР в нераспределённом фонде недр включает в себя следующие геолого-технические показатели:

1. Проходка 200 тыс.м, в том числе параметрического 3.3 тыс.м, поисковое бурение сосредоточено на 42 поисковых участках, в т.ч. на 12 новых. В опоискование предполагалось ввести 46 объектов (ресурсы кат. С₃ – 172.6 млн. т), а всего 289.5 млн.т. Прирост запасов нефти по категории С₁ – 39.7 млн.т, по С₂ – 144.5 млн.т. Эффективность 925.9 т/м.

2. Запланировано с учетом переходящих скважин с 1999 года закончить строительством 98 скважин (392 объекта).

Кроме того, по протоколу Постоянно-действующей комиссии ГРР по ХМАО от 13.07.2000 года в программу 2000 года включено 16 скважин проходкой 47630 м. Следует отметить, что только три из них в 2000 году забурыны и переходят бурением на 2001 год (18-Адым-Юганская, 50-Западно-Ханты-Мансийская, 622-Восточно-Каменная).

3. Сейсморазведочные работы планировались в объеме 7150 км, в том числе региональные – 640 км, ВСП – в 30 скважинах. Фактически отработано 6083.5 км сейсмо-профилей, в том числе региональных - 438.3 км. ВСП проведено в 8 скважинах (9 Верхнесабунской, 9 Пурумской, 28 Тункорской, 272 Васанской, 14 Мултановской, 90 Малоегурьяхской, 4 Ташинской, 7 Боровой).

В 2000 году поисковое бурение по Территориальной программе в нераспределенном фонде недр проводилось на 41 поисковом участке и 8 одиночных скважинах; проходка составила 165412 м, испытано 270 объектов, в том числе в открытом стволе 164 объекта.

По состоянию на 1.01. 2001 года

Забурано 59 скважин, введен в опоискование 41 объект, с ресурсами С₃ - 122.85 млн.т (извлекаемые), в том числе 3 объекта с ресурсами С₃ - 3.3 млн.т из программы 2001 года.

I. Закончены строительством 44 скважины, в том числе 11 продуктивных: 27-Южно-Хангокуртская, 2-Силамарская, 1-Восточно-Толумская, 223-Иульская, 32-Кумская, 843-Гальянская, 90-Малоегурьяхская, 11,12-Мултановские, 133-Западно-Ливадийская, 7-Боровая;

15 с непромышленными притоками нефти и нефте-проявлениями: 41-Северо-Турьяхская, 221-Восточно-Тю-

менская, 181-Большенигергинская, 31бис Северо-Фобосская, 10-Западно-Ташинская, 2-Каурая, 72-Сосново-Мысская, 3-Шугурская, 602-Лермонтовская, 9-Пурумская, 14-Мултановская, 844-Постнокортская, 30-Новонялинская, 4-Ташинская, 48-Западно-Ватлорская;

18 непродуктивных: 2-Восточно-Сурьяхская, 1-Западно-Сабунская, 173-Северо-Каремпостская, 7-Западно-Верхнетолькинская, 9-Верхнесабунская, 10322-Войтinskaya, 1-Аллпорная, 12-Малолеклерская, 40-Турьяхская, 7-Питингская, 1-Сарманская, 102-Васихинская, 1-Нижнеафонькинская, 272-Васанская, 8-Сабунская, 3-Среднепомутская, 4-Южно-Махнинская, 11-Восточно-Пилькараминская.

II. В испытании находится 7 скважин: 185-Большенигергинская, 764-Северо-Рогожниковская, 545-Шишкьюганская, 28-Тункорская, 172-Западно-Яганокуртская, 621-Восточно-Каменная, 543-Южно-Санлорская.

III. В ожидании испытания 12 скважин: 1-Северо-Айяунская, 620-Восточно-Каменная, 183-Восточно-Грибная, 20-Среднекондинская, 845-Восточно-Гальянская, 305-Западно-Чанатойская, 40-Северная, 430-Гуслинская, 114-Северо-Няртольская, 181-Северо-Ортъягунская, 134-Западно-Ливадийская, 3-Восточно-Панлорская.

IV. Во временной консервации (в процессе испытания) 9 скважин: 2-Верхнетолькинская, 542-Южно-Санлорская, 561-Мытаяхинская, 1-Восточно-Пилькараминская, 611-Пушкинская, 47-Западно-Ватлорская, 652-Западно-Туманная, 53-Пальяновская, 1-Панлорская.

V. В бурении 15 скважин, в том числе одна скважина 201-Ошкинская из программы 2001 года: 111-Половинкинская (забой 2089 м), 11-Северо-Апрельская (забой 3176 м), 35-Восточно-Рогожниковская (забой 2725 м), 261-Большекумлорская (забой 2648 м), 28-Южно-Хангокуртская (забой 2193 м), 622 Восточно-Каменная (забой 2853 м), 4-Усть-Тапсуйская (забой 1402 м), 211-Южно-Лунгорская (забой 2100 м), 201-Ошкинская (забой 1400 м), 526-Восточно-Чистинная (забой 2776 м), 179-Южно-Яркая (забой 3003 м), 29-Татьеганская (забой 2500 м), 182-Новоортъягунская (забой 2105 м), 50-Западно-Ханты-Мансийская (забой 525 м), 18 Адым-Юганская (забой 1903 м).

VI. Готова к бурению 1 скважина: 2-Северо-Айяунская.

VII. В монтаже 11 скважин: 480-Западно-Чистинная,

Система управления ресурсами

828 Айгульская, 275-Южно-Амнинская (2001 г.), 765 Северо-Рогожниковская (2001 г.), 720-Восточно-Никольская, 8-Восточно-Ларломкинская (2001 г.), 41-Даманная (2001 г.), 845-Постнокортская, 276-Вельюганская (2001 г.), 30-Северо-Терпееевская (2001 г.), 2-Урманная (2001 г.).

За 2000 год прирост извлекаемых запасов нефти составит по категории C₁ – 16.1 млн.т, по категории C₂ – 48.1 млн.т.

В течение 2000 года открыто 12 нефтяных месторождений: Восточно-Грибное, Силамарское, Западно-Ватлорское, Восточно-Толумское, Боровое, Июльское, Малоегурьяхское (Марталлеровское), Кумское, Восточно-Каменное, Гальяндское, Западно-Туманное, Западно-Ливадийское.

1. Восточно-Грибное месторождение. В скважине 183-Грибной поднято 3.1 м песчаников с УВ (пласт Ю₁, интервал 2856-2863 м). При работе ИПТ получен приток нефти дебитом 24.4 м³/сут при DP – 120.7 атм. (инт. 2850-2893 м). Открыто одноименное месторождение. Скважина находится в ожидании испытания.

2. Силамарское месторождение. В скв. 2-Силамарской из пласта Ю₃ (интервал 2834-2840 м) при первичном вскрытии притока не получено, хотя коллектор по ГИС выделяется довольно четко (скважина простояла в ожидании испытания 2 года). Был дострелян интервал 2840-2844 м. После МПД и обработки CaCl₂ получен приток нефти дебитом 9.0 м³/сут при СДУ-1100 м. Из пласта Ю₂, интервал 2812-2832 м, получен приток нефти дебитом 3 м³/сут при СДУ – 1157 м. После работ по интенсификации притока (струйный насос) получен приток нефти дебитом 6.9 м³/сут при СДУ-1181 м. Скважина закончена строительством.

Открыто одноименное месторождение нефти.

3. Западно-Ватлорское месторождение. В скв. 47-Западно-Ватлорской перфорирован пласт Ю₂₋₃ в интервале 3126-3152 м, получена пластовая вода дебитом 1.3 м³/сут при СДУ=1000 м. Из пласта Ю₀ (инт. 3080-3089 м, 3030-3014 м) получен приток нефти дебитом 2.7 м³/сут при СДУ=1270 м. Перфорирован пласт АС₁₂ в интервале 2922-2939 м, получен приток нефти дебитом 2.6 м³/сут при СДУ=1040 м. Проведен ЗГРП-01-1 (заряды по гидроразрыву пласта). Получен дебит нефти 9.6 м³/сут при СДУ=1335 м. Открыто одноименное месторождение нефти.

Перфорирован пласт АС₉ в интервале 2611-2628 м, получен приток нефти дебитом 0.9 м³/сут при СДУ=1206 м. Скважина находится во временной консервации до проведения ГРП.

4. Восточно-Толумское месторождение. В скв. 1 Восточно-Толумской после проведенной интенсификации пласта Ю₂ в интервале 2046-2054 м получен приток нефти дебитом 5.12 м³/сут при СДУ-1165 м.

Открыто одноименное месторождение.

5. Боровое месторождение. В скв. 7 Боровой из пла-

ста Ю₁ отобраны песчаники нефтенасыщенные, при испытании в открытом стволе в интервале 2207-2243 м (пласт Ю₁) получен фильтрат бурового раствора с нефтью дебитом 10.8 м³/сут при средней депрессии 102.55 кгс/см². При испытании в колонне интервала 2242-2246 м (Ю₁²) получен приток нефти дебитом 6.2 м³/сут при DP-95.3 МПа, из интервала 2231-2237 м (Ю₁¹) получен приток нефти дебитом 12.5 м³/сут при DP=100 атм.

Открыто одноименное месторождение.

6. Июльское месторождение.

В скв. 223 Июльской из пласта АС₁₀ интервал 2378-2382 м получен приток нефти дебитом 6.3 м³/сут при Ндин=686.5 м.

7. Марталлеровское (Малоегурьяхское) месторождение. В скв. 90 Малоегурьяхской, пласт Ю₁¹, из интервалов 2761-2766, 2768-2771 м получен фонтан нефти на 8-мм штуцере дебитом 79 м³/сут; из пласта БВ₈, интервал 2441-2445 м получен фонтанирующий приток нефти дебитом 105.6 м³/сут на 6-мм штуцере.

8. Кумское месторождение. В скв. 32 Кумской из пласта Ю₁ при испытании интервала 2670-2672 м на 6-мм штуцере получен фонтан нефти 39.9 м³/сут.

9. Восточно-Каменное месторождение. В скв. 620 Восточно-Каменной из пластов Ю₂₋₃, Ю₄ базального пласта (Ю₁₀) подняты алевролиты с запахом нефти. По материалам ГИС отложения пласта Ю₂₋₃ толщиной 13.8 м интерпретируются как нефтенасыщенные. При испытании базального пласта ИПТ получен приток нефти дебитом 8.2 м³/сут при давлении 158 атм.

В связи с тем, что пласт Ю₂₋₃ испытан в скв. 53 (интервал 2509-2530 м), получен приток нефти дебитом 9.3 м³/сут при СДУ-1187 м, запасы в районе этой скважины подсчитаны по категории C₁, а на остальной части залежи (район скв. 620, 621) по категории C₂, до результатов испытания пласта в колонне. Открыто Восточно-Каменное месторождение.

10. Гальяндское месторождение. В скв. 843 Гальяндской из пласта Ю₁ (интервал 3200-3209 м) после работы вихревого насоса был получен приток нефти дебитом 6.5 м³/сут при DPcp=128 атм.

11. Западно-Туманное месторождение. В скв. 652 Западно-Туманной при испытании пласта Ю₂₋₃ в интервале 2914-2940 м получен непромышленный приток нефти дебитом 1.1 м³/сут при СДУ-1179.5 м; из пласта АС₁₂ в интервале 2785-2804 м получен приток нефти дебитом 3.6 м³/сут при СДУ-1282 м.

12. Западно-Ливадийское месторождение. В скв. 133 Западно-Ливадийской из пласта Ю₁¹ поднят нефтенасыщенный керн, при испытании в открытом стволе интервала 2729-2847 м (Ю₀+Ю₁) получен приток фильтрата бурового раствора с пленкой нефти дебитом 60 м³/сут при Ндин-1135 м. В эксплуатационной колонне пласт Ю₁¹ испытан в интервале 2749-2755 м. Получен приток нефти

Система управления ресурсами

дебитом 1.05 м³/сут при СДУ-1109 м. Проведена повторная перфорация с дострелом 2 м (интервал 2749-2757 м). Получен приток нефти дебитом 2.1 м³/сут при СДУ-1154.5 м. После воздействия на пласт ПГД-БК (в зоне воздействия – р-р “ФК-2000 плюс”) и отработки струйным насосом был получен промышленный приток нефти дебитом 7.5 м³/сут при СДУ-1050.5 м.

I.Результаты работ по скважинам, законченным строительством.

Из 44 скважин, законченных строительством, 11 скважин продуктивных.

1. В скв.27 Южно-.Хангокуртской в 2000 г. продолжены работы по испытанию пласта Ю_{2,3}. До этого испытывался интервал 2283-2305 м (пласт Ю_{2,3}), где был получен приток нефти дебитом 6.6 м³/сут при DP=110 атм. С целью изоляции возможно водоносного пропластка был установлен цементный мост с кровлей 2296 м. При освоении интервала 2292-2294.4 м получен приток нефти дебитом 6.7 м³/сут при DP=32.7 атм. Из пласта ЮК₁ (интервал 2249-2261 м) притока не получено. Велись работы по интенсификации притока (ГКО). Притока не получено. Скважина законсервирована .

2. В скв.2 Силамарской из пласта Ю₃ (интервал 2834-2840 м) при первичном вскрытии притока не получено, хотя коллектор по ГИС выделяется довольно четко (скважинаостояла в ожидании испытания 2 года). Был дострелян интервал 2840-2844 м. После МПД и обработки CaCl₂ получен приток нефти дебитом 9.0 м³/сут при СДУ-1145 м. Из пласта Ю₂, интервал 2812-2832 м получен приток нефти дебитом 3 м³/сут при СДУ – 1157 м. После работ по интенсификации притока (СН) получен приток нефти дебитом 6.9 м³/сут при СДУ-1181 м. Скважина закончена строительством, законсервирована

3. В скв.1 Восточно-Толумской при испытании интервала 2046-2054 м (пласт Ю₂) получен приток нефти дебитом 5.12 м³/сут при СДУ-1165 м. Скважина закончена строительством и законсервирована.

4. В скв.223 Июльской опробован пласт Ю₀ (щелевой фильтр в интервале 2967-3007 м). Получен приток нефти дебитом 1.3 м³/сут при СДУ-1098 м. Проведена повторная перфорация с ПГД-БК. Приток не увеличился. Перфорирован пласт АС₁₁² (интервал 2475-2495 м). Притока не получено. Перфорирован пласт АС₁₀ в интервале 2380-2385 м, получен приток нефти с пластовой водой дебитом 14.7 м³/сут при СДУ-1066.5 м. Запись ГИС (П-С) – приток пластовой воды из нижней водоносной части пласта. После РИР проведена перфорация интервала 2378-2382 м, получен приток нефти дебитом 6.3 м³/сут при СДУ-686.5 м. Скважина закончена строительством, законсервирована.

5. В скв. 32 Кумской из пласта Ю₁¹ поднято 6.1 м песчаника нефтенасыщенного (инт.2669-2677.5 м). Экс-

плуатационная колонна спущена на глубину 2724 м. Перфорация 1-го объекта 2670-2672 м (Ю₁¹), получен фонтан нефти на 6 - мм штуцере дебитом 39.9 м³/сут, газовый фактор - 56.6 м³/м³. Дострел 1-го объекта в интервале 2672-2677 м. Получен приток нефти с водо-нефтяной эмульсией Q=40.3 м³/сут, QR=1085.9 м³/сут, QH=34.68 м³/сут. Проведены водоизоляционные работы, повторная перфорация интервала 2670-2677 м (Ю₁¹). Получен приток нефти дебитом 25.1 м³/сут на 4- мм штуцере. Газовый фактор – 23.93 м³/м³. Скважина законсервирована.

6. В скв.843 Гальянадской из пласта Ю₂, испытанного в открытом стволе в интервале 3250-3310 м, притока не получено, из пласта Ю₁ в интервале 3200-3209 м получена нефть QH=3.6 м³/сут при СДУ-1296 м. Скважина с 10.12.1998 г. находилась в ожидании ГРП. С 1.09.2000 г. возобновлены работы по испытанию. Произведен завоз хим.реагентов. Спуск трубного перфоратора до интервала перфорации.

Перфорация интервала 3200-3208 м плотностью 10 отв/п.м. Закачка кислоты в зону перфорации. Работа вихревого насоса. Исследование после работы вихревого насоса. За время отработки вихревым насосом (17 часов) при давлении закачки 140-190 атм получен приток нефти 6.5 м³/сут при ?Pcp=128 атм. Открыто новое месторождение.

3-й объект (ачим.), инт-л 3044-3051 м – получен приток пластовой воды дебитом 2.3 м³/сут при СДУ-1231.5 м.

4-й объект (БС₈), инт-л 2508-2512 м – получен приток пластовой воды дебитом 30.4 м³/сут при СДУ-367.5 м.

Скважина закончена строительством и ликвидирована.

7. В скв.90 Малоегурьяхской из пластов БВ₈ и Ю₁ отобран нефтенасыщенный керн. При испытании КИИ-146 пластов ачимовской толщи, Ю₂ получены притоки пластовой воды. Эксплуатационная колонна спущена на глубину 2900 м. Проведена перфорация пласта Ю₁ в интервале 2761-2766 м, получен фонтан нефти QH=67 м³/сут на 8-мм штуцере.

Перфорация в интервале 2768-2771 м (пласт ЮВ₁¹). Совместное испытание в интервалах 2761-2766, 2768-2771 м. Получен фонтан нефти на 8-мм штуцере Q=79 м³/сут.

Перфорация в интервале 2586-2591 м (ачим.толща) – получен приток нефти дебитом 1.1 м³/сут при СДУ-1251 м. Интенсификация притока (МПД), работа струйным насосом, при депрессии 100 атм получен приток жидкости дебитом 3.6 м³/сут.

Перфорация в интервале 2441-2445 м (пласт БВ₈) – получен фонтан нефти дебитом 105.6 м³/сут на 6- мм штуцере.

Скважина закончена строительством, законсервирована.

8. В скв.11 Мултановской перфорирован пласт Ю₅, интервал 2978-2991 м, получен приток пластовой воды де-

Система управления ресурсами

битом 8.4 м³/сут при СДУ=1167 м. Испытан пласт Ю₂ в интервале 2919-2922 м, получен приток нефти (до 30%) с водой дебитом 7.8м³/сут при СДУ=891 м. Проведены ВИР. Получен приток нефти дебитом 6,3 м³/сут, СДУ-1014 м. Произведен дострел интервала 2922-2946 м. Получен приток нефти дебитом 8.5 м³/сут при СДУ=953.7 м. Перфорирован пласт Ю₁² в интервале 2873-2885 м, получен приток нефти дебитом 0.29 м³/сут при СДУ=1271 м. Проведена повторная перфорация, ПГД-БК, 3+50 кг, МПД 50 циклов на растворе CaCl₂, с снижением уровня, максимальный дебит нефти 1.15 м³/сут при СДУ=1394 м. Перфорация интервала 2853-2866 м (пласт Ю₁¹) с привязкой по ГК, ЛОТ, Т. Исследование объекта, проведено трехкратное снижение уровня, закачка CaCl₂ в объеме 1 м³ в зону перфорации; 2 МПД по 30 циклов при Р=120 атм. Пласт не принимает и не отдает. Максимально снижен уровень до глубины 1128 м. Объект "сухой".

5-й объект (Ю₀) 2814-2843 м: проведено 3-кратное снижение уровня. Максимально уровень снижен до глубины 1106 м. Притока не получено.

6-й объект (ачим.) 2783-2794 м – получен приток пластовой воды дебитом 5.3 м³/сут при СДУ-915 м.

7-й объект (ачим.) 2727-2729 м – получен приток пластовой воды дебитом 4.9 м³/сут при СДУ-949.5 м.

8-й объект (ачим) 2692-2705 м – получен приток пластовой воды дебитом 28.8 м³/сут при СДУ-706 м.

9-й объект (БВ₈) 2319-2322 м – получен приток пластовой воды дебитом 15.4 м³/сут при СДУ-208.5 м.

Скважина закончена строительством и ликвидирована.

9. В скв.12 Мултановской установлен цементный мост в интервале 2776-2800 м. Скважина временно законсервирована в связи с необходимостью демонтажа БУ и монтажа А50. В скважине проведено испытание 5-го объекта в интервале 2747-2751 м (ачим.), после 4-х снижений уровня получен приток пластовой воды дебитом 0.8 м³/сут при СДУ-948 м.

Перфорация 6-го объекта в интервале 2710-2715 м (ачим.), после двух снижений уровня получен приток пластовой воды с фильтратом бурого раствора дебитом 2.2 м³/сут при СДУ-1048.5 м. Установлен цементный мост в интервале 2718-2690 м.

Перфорация 7-го объекта в интервале 2585-2590 м (БС₁₄), после двухкратного снижения уровня получен приток пластовой воды дебитом 42.8 м³/сут при СДУ 938 м.

Скважина закончена строительством и ликвидирована.

10. В скв.133 Западно-Ливадийской из пласта Ю₁, интервал 2752.3-2766 м поднят нефтенасыщенный керн, при испытании в открытом стволе, интервал. 2729-2847 м (Ю₀+Ю₁), получен приток фильтрата бурого раствора с пленкой нефти дебитом 60 м³/сут при Ндин = 1135 м. В процессе бурения испытаны отложения ачимовской тол-

щи в интервале 2600-2666 м и пласта Ю₂ в интервале. 2818-2828 м – притоков не получено. Эксплуатационная колонна спущена на глубину 2790 м. Перфорация первого объекта в интервале 2749-2755 м (Ю₁¹). После 3-х снижений уровня получен приток нефти дебитом 1.05 м³/сут при СДУ-1109 м. Проведена повторная перфорация интервала с дострелом 2 м (интервал 2749-2757 м пласт Ю₁¹). После первого снижения уровня получен приток нефти дебитом 2.1 м³/сут при СДУ-1154.5 м. Работа струйным насосом. После второго снижения уровня получен приток нефти дебитом 7.5 м³/сут при СДУ-1050.5 м.

Перфорация 2-го объекта в интервале 2636-2638 м (Ач) после третьего снижения уровня, притока не получено.

Скважина закончена строительством и ликвидирована.

11. В скв.7 Боровой из пласта Ю₁ подняты нефтенасыщенные песчаники. При испытании ИПТ интервала 2207-2243 м получен приток нефти с фильтратом бурого раствора дебитом 10.8 м³/сут при депрессии 102.55 кгс/см². При забое 2596 м скважина вскрыла породы палеозоя. Эксплуатационная колонна спущена до забоя. Испытание 1-го объекта в интервале 2486-2502 м (Рз). Притока не получено, объект "сухой". Испытание 2-го объекта в интервале 2242-2246 м (Ю₁²) – получен приток нефти дебитом 6.2 м³/сут при депрессии 95.3 атм. Перфорация 3-го объекта в интервале 2231-2237 м (Ю₁¹⁶⁺⁸) – после трех снижений уровня получен приток нефти дебитом 7.9 м³/сут при депрессии 116.85 атм. Перфорация 4-го объекта в интервале 2220-2225 м (Ю₁^{1a}) после трех снижений уровня, торпедирования ДШУ-33 на сниженном уровне притока не получено. Установлен цементный мост в интервале 2200-2220 м.

Скважина закончена строительством и законсервирована.

15 скважин закончены строительством с непромышленными притоками и нефтепроявлениями.

В 18 скважинах, законченных строительством, признаков нефтеносности ни в керне, ни при испытании не отмечено. Все скважины ликвидированы.

Система управления ресурсами

Итоги реализации Территориальной программы геологического изучения недр по Ханты-Мансийскому автономному округу на 2000 год и содержание программы геологического изучения недр на 2002 год

С.Ю.Шутько, О.И.Аленичева, И.В.Паромов, В.В.Смирнова (КПР по ХМАО)

Сводные показатели.

Согласно протокола «Совещания по рассмотрению уточненной программы геологоразведочных работ территориальной программы Ханты-Мансийского автономного округа на 2000 год за счет ставок отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и прочих источников финансирования по Ханты-Мансийскому автономному округу» от 17 декабря 1999 года были утверждены соответствующие объемы работ ГРР в физическом и денежном выражении, в целом по округу, включая распределенный и нераспределенный фонд.

- **Бурение** - 798,7 тыс.м, средняя стоимость 1 м – 9,13 тыс.руб, затраты – 7288,3 руб.

- **Сейсморазведка** - 2Д – 26512,3 пог.км , средняя стоимость 1пог.км – 44,4 тыс.руб; 3Д – 2264,0 кв.км, средняя стоимость 1 кв.км – 284,0 тыс.руб, затраты 2Д+3Д – 1825,62 млн.руб.

- **НИР, НИОКР, твердые полезные ископаемые, гидрогеология, переоснащение** -2111,24 млн.руб.

Затраты по программе-11225,16 млн.руб.

Прирост по С₁ – 146,32 млн.т.

Эффективность 189,44 т\м, 76,7 р\т из расчета затрат на строительство скважин.

Фактические показатели следующие:

-**Бурение** (за счет ВМСБ) – 726,162 тыс.м (поиск – 402,159 тыс.м, разведка – 324,003 тыс.м), средняя стоимость 1 м – 9,29 тыс. руб, затраты – 8991,868 млн.руб.

-**Бурение** (за счет всех источников финансирования) - 848,448 тыс.м.

- **Сейсморазведка** (за счет ВМСБ) - 2Д – 25142,25 пог.км, средняя стоимость 1 пог.км – 44,0 тыс.руб, 3Д – 2268,5 кв.км , ср.стоимость 1 кв.км – 300,0 тыс.руб, гравика-600, затраты 2Д+3Д+гравика – 2558,67 млн.руб.

Затраты по программе составили 19441,0 млн.руб.

Фактический прирост по результатам проведенной ХМ ТКЗ в целом по округу составил по С₁ – 191,224 млн.т, С₂ – 84,413 млн.т.

Утвержденный прирост по результатам проведенной ЦКЗ по округу составил по С₁ - 189,449 млн.т, С₂ - 64,739 млн.т.

Подготовленные ресурсы С₃, Д₀ – 440,97 млн.т, введено – 270,27 млн.т.

Эффективность 223,2 т\м (бурение за счет всех источников), 102,61 р\т (затраты в целом), 47,5 р\т (из расчета затрат на строительство скважин).

Таким образом, удельные показатели выше утверждененных.

Приоритетный характер задач, реализуемых в 2002 году, обусловлен:

- необходимостью на долгосрочную перспективу сохранить достигнутые уровни добычи по ХМАО, 180-200 млн.т в год;

- обеспечить компенсацию добычи приростами нефти промышленных категорий;

- ухудшением структуры сырьевой базы УВ, усложнением поиска месторождений нефти и газа;

- усилением государственных требований по выполнению условий лицензионных соглашений;

- в программе учтены новые требования законодательства о недрах, а также распоряжение Правительства России от 16.03.2000 г. №389-р о необходимости повышения устойчивого развития ТЭК, результаты проверок МПР, ГРУ.

Годовая программа сформирована в рамках долгосрочной концепцией геологического изучения недр Ханты-Мансийского автономного округа до 2030 года и программой ГРР до 2005 года.

Программа геологического изучения недр по Ханты-Мансийскому автономному округу на 2002 год комплексная и состоит из взаимно-связанных по направлениям и стадийности программ геологического изучения распределенного и нераспределенного фондов недр.

Принципиальная новизна программы 2002 года – работа с прогнозными ресурсами, подготовка

Система управления ресурсами

локализованных ресурсов категорий C_3 , D_0 и их опоискование, по следующим направлениям:

- Региональные работы в малоизученных районах Ханты-Мансийского автономного округа - стадия прогноза нефтегазоносности.

- Проведение комплексных работ зонального уровня, стадия оценки зон нефтегазонакопления.

- Подготовка локализованных ресурсов, стадия выявления и подготовки объектов.

- Поисковые работы на нераспределенном фонде недр для подготовки месторождений для дальнейшего лицензирования через конкурсы-аукционы.

- Поисковые работы на вводимых в освоение и разрабатываемых месторождениях.

- Изучение нетрадиционных объектов и доюрского основания.

Разведочные буровые работы, сейсмические работы методом 3Д компании будут проводить за счет собственных средств.

Объемы работ за счет собственных средств будут корректироваться (в основном для крупных компаний) в соответствии с утверждением бизнес-планов компаний на 2002 год, учитывая цикл работ, не позднее 1 полугодия 2001 года.

За последние четыре года, как минимум, три раза существенное влияние на выполнение программ ГРР в ХМАО оказывали многократные резкие изменения цен на нефть, скачкообразные росты затрат, изменения в налоговой политике государства. В 2002 году предполагается ввод в действие 2 части Налогового Кодекса РФ.

Сводные показатели в целом по программе следующие:

Объемы работ ГРР в денежном выражении 21857,44 млн.руб:

- Бурение – 865,33 тыс.м, ср.стоимость 1 м – 17,39 руб, затраты – 15045,69 млн.руб.

- Сейсморазведка - 2Д – 37850 пог.км ,ср.стоимость 1 пог.км – 93,43 тыс.руб, затраты – 3577 млн.руб., 3Д – 300 кв.км., ср.стоимость 1 кв.км – 500 тыс.руб, затраты – 218,75 млн.руб.

Предполагаемый прирост запасов нефти по C_1 – 196,89 млн.т, C_2 – 217,4 млн.т.

Планируемая эффективность работ по C_1 – 227 т/м, C_1+C_2 – 478,8 т/м.

Планируется подготовить ресурсы категории C_3 , D_0 – 602,6 млн.т, ввести в разведку – 488,3 млн.т.

По распределенному фонду недр в денежном выражении затраты составят 15625,38 млн.руб.:

- Бурение – 690,31 тыс.м, ср.стоимость 1 м – 16,14 руб, затраты – 11143,72 млн.руб.

- Сейсморазведка - 2Д – 24021 пог.км ,ср.стоимость 1 пог.км – 91,87 тыс.руб, затраты – 2207,0 млн.руб, 3Д – 300

кв.км, ср.стоимость 1 кв.км – 729,17 тыс.руб, затраты – 218,75 млн.руб.

Прирост по C_1 – 165,15 млн.т, C_2 – 112,8 млн.т, средняя эффективность 239 т/м, средневзвешенная цена 1 тонны нефти – 1638 руб./т, добыча нефти – 190,56 млн.т.

Часть средств направляются на реализацию программы по испытанию пропущенных объектов и старого фонда скважин, ускоренное формирование банков данных, ликвидацию старого фонда скважин, работа с нетрадиционными объектами (баженовская и абалакская свиты, изучение доюрского фундамента).

В программе компаний выделен раздел по работе с прогнозными ресурсами D_1 , D_2 с задачами:

1. зонального и элементами регионального изучения (в особенности для доюрского основания, принципиальная нефтеносность которого доказана);

2. переоценки существующей ресурсной базы по комплексам и участкам (в особенности для крупных компаний с компактно расположенным лицензионными участками);

3. ведением графического раздела баланса ресурсов C_3 .

В целом за период 2000-2001 года физические объемы ГРР выполняются полностью.

Принципиальное изменение программы ГРР компаний за счет ВМСБ – проведение поисковых работ компаний с целью подготовки и опоискования ресурсов нефти категорий C_3 , D_0 по площади и разрезу.

Общие тенденции - перенос значительного объема поисковых работ на опоискование нижней части разреза (нижне-среднеюрские отложения), зоны контакта осадочного чехла и доюрского фундамента (на всей территории), объекта $Ю_2$ (в пределах Сургутского свода); геологическое изучение перспектив доюрского основания.

По компаниям можно отметить следующее:

1. Поисковые работы на новых лицензионных участках - ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», ОАО «Славнефть», ТНК.

2. Подготовка и опоискование объектов по разрезу (нижне-среднеюрские отложения, зона контакта, Рз фундамент) - ОАО «ТНК Нягань», ОАО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», СП Ваньганнефть, Лукойл-АИК, Корп. Юранефть.

3. Опоискование месторождений спутников - Юганскнефтегаз, Варьганнефтегаз.

4. Дальнейшая реализация программ изучения пропущенных залежей. Юганскнефтегаз, «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», ТНК.

5. Продолжение изучения геологического строения и перспектив нефтеносности нетрадиционных объектов:

Система управления ресурсами

- Баженовская свита - ОАО «Сургутнефтегаз»;
- Абалакские отложения - ОАО «ТНК-НЯГАНЬ», ОАО «ХантыМансийскнефтегазгеология».

В целях обеспечения эффективности проводимых ГРР компаниями в 2002 году предусматривается:

- комплексирование геолого-геофизических данных (сейсмика, ВСП, гравиразведка, ГИС, петрофизика) на основе создания обобщающих геолого-поисковых моделей строения недр лицензионных участков и территорий деятельности компаний;
- внедрение новых технологий изучения акустических свойств среды, «шум долота» ТИГР ВБИ-ОАО «ТНК», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Славнефть»;
- проведение геохимических съемок и иных «легких» методов - ОАО «Аганнефтегазгеология», СП «Соболь»;
- проведение каркасных сейсмических работ с удлиненным годографом для изучения фундамента - ОАО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»;
- продолжение создания цифровых архивов данных, дооснащение программно-аппаратными средствами;
- оценка и ревизия локализованных ресурсов ловушек C_3 .

В таблице 1 приведены в динамике показатели ГРР по распределенному фонду недр за 4 года.

В целом по ХМАО эффективность работ по ГРР, общие показатели растут, рост средних удельных

стоимостных показателей не превышает общую инфляцию.

В структуре программы доля буровых работ увеличивается.

В реализации территориальной программы геологического изучения недр на территории ХМАО принимают участие более 60 нефтедобывающих и геологоразведочных компаний, наиболее эффективно проводят геологоразведочные работы ООО «Лукойл-Западная Сибирь», ОАО НК «ЮКОС-Юганскнефтегаз», «ТНК». Более красноречиво и наглядно это выглядит на представленных ниже таблице и графике.

Достигнутые результаты по приросту запасов нефти промышленных категорий, подготовки ресурсов нефти, их описывания свидетельствуют о целесообразности использования ставок на ВМСБ на территории ХМАО для:

- сохранения на долгосрочную перспективу достигнутых уровней добычи, 180-200 млн.т в год;
- реализации энергетической стратегии и безопасности России.

Соответствующий ресурсный, производственный и кадровый потенциал для этого есть.

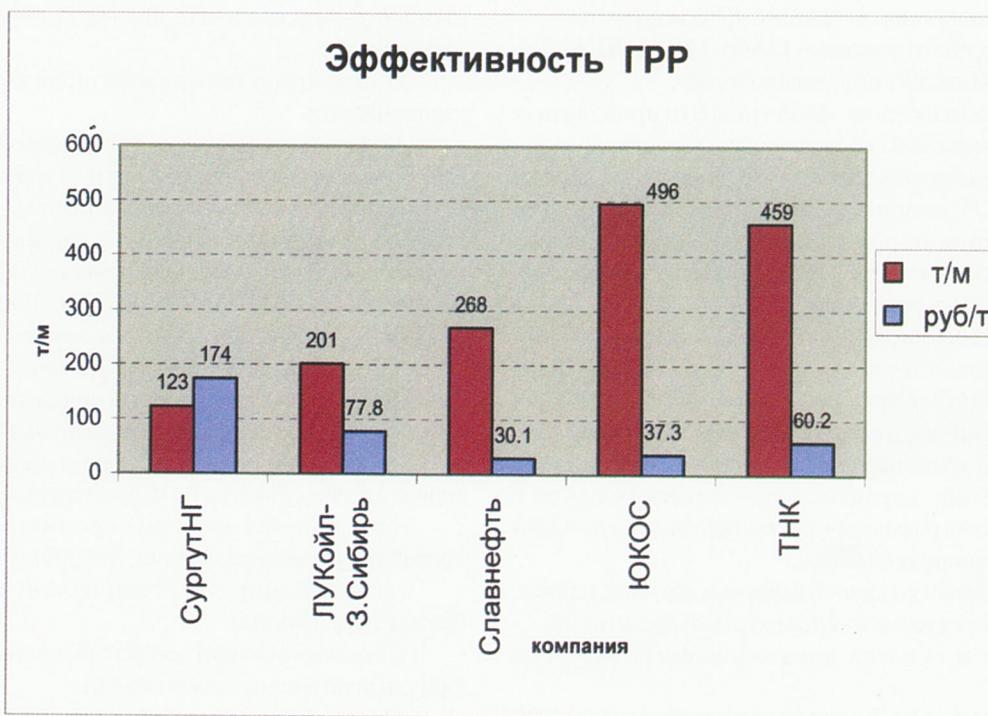
На сегодняшний день сформированная Программа геологоразведочных работ на 2002 г., утвержденная руководителями КПР по ХМАО, Правительством ХМАО, ДПР по УР находится в МПР РФ для прохождения экспертизы и утверждения.

Таблица 1

№	Показатели	Ед.	1999	2000	2001*	2002
1	Добыча	Млн.т	169,963	180,907	171,51	190,56
	Средняя цена тонны нефти	Руб\т	584	1321	1596	1638
2	Прирост запасов нефти C_1	Млн.т	108,3	149,05	145	165,15
3	Бурение (ВМСБ)	Тыс.м	420,95	560,75	734,66	690,31
	Стоимость метра	Тыс.р.	5,663	12,021	11,180	16,14
4	Сейсмика	Пог.км	18745,95	19058,75	19829,0	24021,0
	Стоимость км	Тыс.р.	32,0	44,0	61,06	91,87
5	Общие затраты	Млн.р	7241,89	16379,54	13619,31	15624,48
6	Эффективность по C_1	T\м	258	265,8	197,4	239
		Р\т	66,7	45,22	93,9	94,6
7	Подготовка ресурсов C_3	Млн.т.	118,68	370,967	419,702	410,55
8	Ввод ресурсов C_3	Млн.т	100,33	147,372	280,974	351,61

2001*-плановые показатели территориальной программы на 2001 г.

Система управления ресурсами



Компания	C ₁ * Млн.тонн	Добыча млн.тонн	Бурение, тыс.м	Эффективность	
				руб/т	руб/т
1	2	3	4	5	6
СургутНГ	25.485	40.62	207.353	123	174
ТНК-Нягань	12.447	2.954	10.247	1215	14.3
Лукойл-Зап.Сибирь	30.311	45.281	150.564	201	77.8
Славнефть	18.603	12.102	69.433	268	30.1
ЮганскНГ	21.883	30.168	38.6	567	37.3
НК Юкос	0.363	0.439	6.232	58	464.6
Нижневартовское НП	5.355	4.393	16.437	325	47.8
ТНК-Нижневартовск	5.549	6.432	15.445	359	56.9
СамотлорНГ	3.139	14.952	13.158	239	247.2
НоябрьскНГ	0.222	1.298	0	0	148.5
ТюменьНГ	0.065	1.574	2.57	41	1118.9
Томскнефть	2.974	4.639	5.455	545	19.5
Ватойл	2.4	2.91	9.584	250	85.1
Башнефть	1.705	0.198	9.786	174	11.3
Ваньеганнефть	1.636	2.701	2.318	706	68.5
Белые Ночи	1.373	0.811	3.425	401	92.7
Черногорское	1.348	0.443	0	0	0
Турсунт	0.508	0.224	4.19	121	76.6
Шаминнефть	0.219	0	0	0	0
Узуннефть	0.157	0.003	0	0	0
Нераспред.фонд	21.301	0	165.412	129	143.7

C₁*-прирост запасов категории C₁ за счет ставок ВМСБ (по данным Ханты-Мансийской ТКЗ).

Система управления ресурсами

Итоги работы Территориальной комиссии ХМАО по запасам углеводородов за 2000 г.

В.Ю.Черняков (КПР по ХМАО), Ю.А.Тренин (ГУП ХМАО НАЦРН)

С 27 февраля по 4 марта 2001 г. состоялись заседания Территориальной комиссии по запасам УВ (ТКЗ), на которых были подведены итоги по приросту запасов нефти и газа за 2000 г.

20 компаний представили изменения в запасах по 225 залежам 100 месторождений распределенного фонда недр (РФН) и Научно-аналитический центр рационального недропользования - по 25 залежам 17 месторождений нераспределенного фонда недр (НФН).

Комиссия рассмотрела извлекаемые запасы нефти категорий ВС₁ в объеме 180.9 млн. т и категории С₂ – 113.5 млн.т, в том числе по НФН - 22.2 и 97.1 млн.т, соответственно.

В целом после защиты материалов запасы категории С₁ увеличились на 10.3 млн.т (или на 5.7%), а по категории С₂ – уменьшились на 29.1 млн.т (или на 25.6%).

По НФН представлено запасов категории С₁ – 22.2 млн.т, а принято – 22.3 млн.т; по категории С₂ запасы уменьшились с 97.1 до 90.9 млн.т, или на 6.4% (-6.2 млн.т). Основные изменения произошли по площадям и месторождениям, на которых основным заказчиком был КПР ХМАО. По категории С₁ было представлено 20.8 млн.т, а принято 21.3 млн.т, или на 0.5 млн.т (на 2.4%); по категории С₂ также увеличились запасы с 70.2 до 80.3 млн.т, или на 10.1 млн.т (14.4%). Ниже приводятся протоколы результатов защиты запасов УВ по компаниям – недропользователям и землям, находящимся в зонах реализации Территориальной программы ГРР.

Распределенный фонд недр

ОАО «Сургутнефтегаз»

Представлено изменение запасов по 72 подсчетным объектам 32 месторождений: по категории С₁ – 46.6 и по категории С₂ – 32.5 млн.т.

Принято ТКЗ в целом по категории С₁ – 45.4 и по С₂ – 33.2 млн.т, в том числе по разведке – 37.6 и по С₂ – списано 8.8 млн.т, а по переоценке, соответственно, 7.8 и 42.0 млн.т.

В результате ГРР открыто 3 новых месторождения

(Новонадымское, Северо-Лабытнангское и Западно-Сахалинское) и 10 новых залежей в пределах шести ранее открытых месторождений.

Прирост запасов УВ за счет ставок ВМСБ составил 25.6 (С₁) млн. т, а по категории С₂ списано – 6.9 млн.т.

Основные решения ТКЗ ХМАО:

1. Считать целесообразным для проведения дальнейших поисковых работ во Фроловской мегавпадине расширить Верхнеляминский участок в южном направлении.

2. Отмечен значительный рост приростов запасов категории С₁ по сравнению с предыдущим годом с 26.4 до 45.4 млн.т. Добыча за 2000 г. по СНГ составила 40.4 млн.т, то есть произошло перекрытие (на 12%) ее приростом запасов по С₁.

3. Учитывая значительные объемы лабораторных исследований по физико-химическим свойствам нефти, необходимы своевременные изменения в величинах этих подсчетных параметров, а не использование методов аналогий.

4. По Бигтемскому месторождению (пласт АС₁) необходимо обосновать КИН для ВНЗ.

5. Принимая во внимание, что залежь пласта БС₉ Новонадымского месторождения может простираться на территорию, сопредельную с Верхненадымским участком недр, ТКЗ считает целесообразным рекомендовать МВК по лицензированию недр расширить границы с целью геологического изучения в соответствии с предложенной программой.

ООО «Лукойл-Западная Сибирь»

На комиссию были представлены материалы по 58 подсчетным объектам 27 месторождений с приростом запасов по категории С₁ – 27.5 млн. т, а по категории С₂ списание в 12.9 млн.т. Принято комиссией по категории С₁ – 30.8 и по категории С₂ списано 12.0 млн. т, в том числе по разведке прирост по категории С₁ составил 30 млн.т, по С₂ списано 12.1 млн.т, а по переоценке, соответственно, +0.8 и +0.1 млн.т.

Система управления ресурсами

В результате геологоразведочных работ открыто 18 новых залежей на ранее открытых месторождениях. Обсудив представленные материалы, ТКЗ отмечает:

1. Прирост запасов категории C_1 обеспечил лишь 68% суммарной добычи по компании.

2. Рекомендовано создать в ООО «Лукойл-Западная Сибирь» Управление по ГРР с целью обеспечения планирования и своевременного выполнения программы геологоразведочных работ.

3. Рассмотреть на ЦКЗ вопрос о расширении границ участков недр за счет НФН («прирезки»).

4. В течение 2001 г. проработать вопрос о радиотелеметрии при проведении сейсморазведочных работ.

5. По Южно-Вынтовскому месторождению (ТПП «Когалымнефтегаз») рекомендуется представить новую модель пласта BV_4^2 с учетом пласта BV_7 Повховского месторождения и принять раздельно прирост запасов по двум участкам недр.

ОАО «Юганскнефтегаз»

Представлены изменения в запасах по 14 объектам 8 месторождений по категории $C_1 +31.3$ млн.т и по категории C_2 списание 28.2 млн.т, принято, соответственно, по $C_1 +34.3$ и $C_2 -28.9$ млн.т, в том числе по разведке +31.2 (C_1) и -28.2 млн.т, а по переоценке 3.1 и -0.7 млн.т. Перевод запасов в категории АВ составил 56.2 млн.т. Открыта одна новая залежь в пределах Восточно-Сургутского месторождения.

В ГКЗ РФ были утверждены запасы Омбинского (протокол ГКЗ №592 от 21.07.00 г.) и Петелинского (протокол ГКЗ №606 от 13.10.00 г.) месторождений.

ТКЗ отмечает следующее:

1. Прирост запасов по категории C_1 (34.3 млн.т) перекрыл суммарную добычу недропользователя (30.2 млн.т) на 14%.

2. Отчет по подсчету запасов по Западно-Угутскому месторождению решено вернуть на доработку и рекомендовать согласовать свои расчеты с «Канбайкал ресорсерз», являющимся недропользователем соседнего (Унтекейского) ЛУ. Координатором назначить Тренина Ю.А.

3. По остальным залежам осуществлены переводы запасов из низких в более высокие категории.

ОАО НГК «Славнефть»

На рассмотрение ТКЗ было представлено 18 объектов по семи месторождениям: по категории $C_1 -18.8$ млн.т, по $C_2 -3.2$ млн.т, утверждено ТКЗ по $C_1 -18.6$ и 3.2 млн.т, в том числе за счет разведки 5.07 (C_1) и 3.39 млн.т (C_2), а по переоценке, соответственно, 13.5 и 0.2 млн.т. Открыта одна новая залежь в пласте YOB_{16} на Южно-Локосовском ЛУ Северо-Покурского месторождения.

ТКЗ отмечает:

1. Прирост запасов нефти по категории C_1 (18.6 млн.т) перекрыл добычу (12.1 млн.т) в целом по компании в 1.5 раза.

2. По большинству залежей произошли переводы запасов из C_2 в C_1 , но существенную роль в изменениях структуры запасов сыграла их переоценка за счет уточнения геологических моделей и, в первую очередь, геометрии залежей.

ОАО «ТНК-Нягань»

Представлены материалы по шести залежам двух месторождений. Прирост запасов по категории C_1 составил 7.6 млн.т, по категории $C_2 -3.9$ млн.т. Принято на баланс ХМАО по категории $C_1 +12.4$ и по C_2 списано 6.5 млн.т, в том числе за счет ГРР по $C_1 +9.2$ млн.т и по C_2 списание 6.5 млн.т, а за счет переоценки прирост по $C_1 -3.2$ млн.т. Перевод в категорию В равен 1.53 млн.т. Открыта залежь в пласте BK_1 Талинской площади.

Прирост запасов категории C_1 почти в 4 раза перекрыл суммарную добычу (2.95 млн. т) по двум представленным площадям.

ОАО «Самотлорнефтегаз»

Представленный прирост запасов нефти в количестве 3.1 (C_1) и 6.5 млн.т принят в авторском варианте. Открыто на месторождении пять новых залежей: две газовых – в пластах PK_{15} и PK_7 с запасами (C_1) – 577 млн.м³, две нефтяных – в пластах PK_{13} и BV_{21} с запасами $C_1 -651$ тыс.т и $C_2 -102$ тыс.т, одна газонефтяная в пласте PK_9 с запасами нефти $C_2 -6437$ тыс.т и свободного газа в газовой шапке (C_2) – 46 млн.м³. Добыча нефти по ОАО за 2000 г. составила 14951 тыс.т, то есть прирост запасов УВ не обеспечил восполнение добычи более чем в 2 раза.

Система управления ресурсами

ТКЗ постановила:

1. По пластам ПК₇ и ПК₁₅ запасы свободного газа пока не принимать, а после уточнения моделей залежей рассмотреть приrostы запасов на заседании ТКЗ за I полугодие 2001 г.
2. По пласту БВ₁₀ на Мысхайской площади принять новые контуры нефтеносности, но без изменений по категории С₁, а по категории С₂ с основной залежи списать 51 тыс.т.

ОАО «Нижневартовское НП»

По представленным девятым залежам пяти месторождений прирост запасов по категории С₁ составил 5.2 млн.т и по С₂ – 1.2 млн.т. Утверждены и поставлены на баланс ХМАО запасы категории С₁ в количестве 5.4 млн.т и С₂ – 1 млн.т по графе «разведка». Открыты две новые залежи в пласте Ю₂ Коликъ-еганского и Кошильского месторождений.

Перевод в категории АВ составил 4.7 млн.т.

ТКЗ отмечает:

1. Объем прироста запасов категории С₁ перекрыл уровень добычи (4393 тыс.т) на 22% (или на 967 тыс.т).

2. По Хохряковскому месторождению (пласт ЮВ₁²⁻³) запасы категории С₂ в количестве 557 тыс.т списать с баланса ОАО «ННП» за счет части запасов, переведенных в категорию С₁ и частично как не подтвердившиеся.

3. На баланс ОАО «ТНК» отнести прирост запасов категории С₂ в количестве 1141 тыс.т.

ОАО «ТНК-Нижневартовск»

Представленные приросты запасов по пяти залежам двух месторождений по категории С₁ – 5.5 млн.т и С₂ – списание 0.961 млн.т приняты ТКЗ в авторском варианте за счет разведки. Открыто две новых залежи: в пласте ЮВ₁ Самотлорского и пласте БВ₃ Тюменского месторождений.

ОАО «Тюменнефтегаз»

По Орехово-Ермаковскому месторождению (пласт ЮВ₁¹, район скв. 369) представлено 65 тыс.т (С₁), которые были приняты.

ОАО СП «Черногорское»

Представленные изменения в запасах по трем залежам категории С₁ – 1.348 и С₂ – 0.257 млн.т принятые в авторском варианте по графе «переоценка».

ОАО «Томскнефть»

Представленные приросты запасов по пяти залежам двух месторождений составили по категории С₁ – 2.78 и С₂ – 0.396 млн.т. На Северном месторождении открыты три новые залежи (А₃, Б₃ и Б₅³). Приняты по категории С₁ – 2.97 и С₂ – 0.396 млн.т по графе «разведка».

ООО «Белые ночи»

Представленные изменения по трем залежам Западно-Варьеганского месторождения связаны с переводом запасов категории С₂ в С₁ в количестве 1.373 млн.т (по авторам).

ООО СП «Ваньеганнефть»

Приросты запасов по нефти представлены по четырем залежам двух месторождений: по категории С₁ – 1.796, по С₂ – 1.636 млн.т; списание по категории С₂ – 0.205 млн.т, в том числе по разведке, соответственно, 1.347 и 0.201 млн.т.

Запасы свободного газа пласта БВ₁₆₋₁₇ Ай-Еганского месторождения по результатам разведки списываются в количестве 197 млн.м³ (С₂); по пласту АВ₈¹ также уменьшаются на 238 млн.м³ (С₁) и по пласту АВ₆¹ Ваньеганского месторождения в газовой шапке увеличиваются на 190 млн.м³.

ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Представлено изменение в запасах по четырем залежам двух месторождений: по категории С₁ – 0.468 млн.т и С₂ – 0.326 млн.т. Принято условно в авторском варианте при условии, что по новой залежи пласта БВ₁ Вэнгапуровского месторождения будет выполнен анализ глубинной пробы, а по новой залежи пласта БВ₂⁰ будет уточнен структурный план с учетом соседнего участка (южная периклиналь Вэнгапуровского вала).

Система управления ресурсами

АНК «Башнефть»

По двум залежам двух месторождений представлены приrostы запасов за счет разведки: по категории С₁ – 1.705 и С₂ – 1.294 млн.т, которые и были приняты на баланс. Открыта новая залежь в пласте ЮВ₁ Коттынского месторождения. ТКЗ отмечает очень хорошую профессиональную проработку результатов ГРР и уровень защиты подсчета запасов УВ.

ООО СП «Ватойл»

Представленный прирост по пласту АВ₈²⁶ Ватьеганского месторождения по категории С₁ – 2.4 млн.т, по С₂ списание – 2.08 млн.т принят по авторам за счет разведки. ТКЗ отмечает, что достигнутый прирост запасов не обеспечил полного восполнения добычи (2.9 млн.т).

ЗАО «Торсунт»

Представленный прирост по пласту Т₁ Славинского месторождения по категории С₁ – 0.508 млн. т принят без изменений.

ОАО «НК ЮКОС»

По вновь открытому Вуемскому месторождению были представлены приросты запасов по категории С₁ – 0.363 и С₂ – 14.2 млн.т, принято по категории С₁ – 0.363 и по С₂ – 1.9 млн.т за счет разведки.

ООО «Шамгейонефть»

Изменение в запасах по двум залежам Среднекондинского месторождения по категории С₁ – 0.219 и С₂ – списание 0.007 млн.т принято по авторам за счет переоценки.

ОАО «Узуннефть»

По пяти залежам двух месторождений внесены изменения: по категории С₁ прирост составляет 0.324 , по С₂ – списание 1.61 млн.т. Принято ТКЗ по категории С₁ – 0.157 и С₂ – списание 2.572 млн.т по переоценке.

Нераспределенный фонд недр

Прирост запасов представлялся КПР по 17 залежам 12 новых месторождений и по 8 залежкам (в т.ч. одна – новая) 5 старых месторождений в следующих количествах: по С₁ – 20.8, по С₂ – 70.2 млн.т, по итогам защиты были утверждены и поставлены на баланс ХМАО запасы категории С₁ – 21.3, категории С₂ – 80.3 млн. т.

На 12 новых месторождений приняты комиссией запасы категории С₁, равные 10.3 млн.т, а по категории С₂ – 67.9 млн.т. Эффективность по категории С₁ составила 129 т/м, а по С₁+С₂ – 614 т/м.

Основные выводы комиссии:

1. Впервые за последние годы прирост запасов нефти по категории С₁ по РФН и НФН полностью компенсировал суммарную добычу по ХМАО, при этом превышение составило около 10%.

2. По сравнению с 1999 г. значительно увеличилось количество залежей и месторождений, в пределах которых произошли приросты запасов: в РФН было 185 подсчетных объектов по 85 месторождениям, а стало 225 по 100 месторождениям (в т.ч. по 47 новым залежам); в НФН – изменения практически остались на прежнем уровне: было 26 залежей по 13 месторождениям, стало 25 по 17 месторождениям.

3. В абсолютном выражении приросты запасов нефти (РФН+НРФ) увеличились по категории С₁ со 126.0 до 191.2 млн.т и по категории С₂ – с 48.6 до 84.4 млн.т, в т.ч. по НФН, соответственно: с 13.3 (С₁) до 22.3 млн.т и с 46.1 до 90.9 млн.т.

При этом основными лидерами по приросту запасов С₁ по-прежнему остаются ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Лукойл-Западная Сибирь», ОАО «Юганскнефтегаз» и ОАО НК «Славнефть», а по категории С₂ – КПРХМАО.

4. На основе имеющегося опыта защиты запасов УВ в ТКЗ ХМАО необходимо создать редакционную комиссию для создания окончательного варианта «Регламента по движению запасов УВ».

Вышеперечисленные выводы базируются на основанных данных протоколов ТКЗ ХМАО.

Система управления ресурсами

Информация о результатах деятельности Межведомственной комиссии по лицензированию недр и водных объектов

Ханеева Н.К, Шутко С.Ю. (КПР по ХМАО)

В 2001 году проведено четыре заседания Межведомственной Комиссии по лицензированию недр и водных объектов, на которых рассмотрено порядка пятидесяти одного вопроса, как общих, так и конкретных:

- лицензирование добычи подземных вод с целью технического, хозяйственно-питьевого и производственного водоснабжения по выдаче 17 лицензий, по переоформлению 9 лицензий, двух лицензий на размещение отходов, рассмотрено 5 Дополнений к лицензиям на добычу пресных подземных вод и 32 Дополнения к лицензиям на добычу нефти по условиям закачки подземных вод;

- лицензирование поверхностных водных объектов по выдаче 15 и переоформлению 6 лицензий, устанавливаемой ставке платы за пользование водными объектами;

- рассмотрены материалы и выданы лицензии практически по всем лицензионным участкам, выигранным по результатам аукциона 9 раунда лицензирования недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа, кроме участков, выигранных ОАО НК «ЮКОС» и ОАО «НК Славнефть»;

- принято решение о переоформлении лицензий по ОАО «АНК» Югранефть» и ОАО «НК «ЮКОС» в связи с приведение названия предприятий в соответствие с ФЗ РФ «Об акционерных обществах» от 26.12.95 г. №208-ФЗ;

В целом, отмечается общее улучшение состояния дел по опоискованию, разведке, освоению и разработке месторождений, связанный в первую очередь с улучшением инвестиционного климата.

Отмечается общее отставание выполнение сроков утверждения проектной документации. Значительно меньше стало экологических, земельных нарушений. Из отмеченных нарушений большая часть связана с «опережающим» освоением объектов.

Рассмотрено шесть Актов Комплексных проверок по результатам выполнения условий лицензионных соглашений предприятиями-недропользователями, проводящими работы на территории Ханты-Мансийского

автономного округа, по результатам которых вынесены рекомендации органам управления госфондом недр о вынесении предупреждений о возможном досрочном прекращении права пользования недрами:

- ООО «Белые Ночи» по Тагринскому лицензионному участку;

- Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» по Верхнесалымскому лицензионному участку;

- ОАО «Объединение газогеологии» по Северо-Юрьевскому и Тайлаковскому лицензионным участкам;

- ГУП ХМАО «Красноленинскнефтегазгеология» по Пльяновскому (юго-восточная часть) лицензионному участку Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения и пролонгировано решение Комиссии по лицензированию недр и водных объектов, Протокол от 21.04.2000 года №121, о приостановлении в соответствии со статьей 20, ч.2 пп.2,5 Закона РФ «О недрах» право пользования недрами ГУП ХМАО «Красноленинскнефтегазгеология» в пределах Пальяновского (юго-восточная часть) лицензионного участка Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в части добычи нефти и газа до утверждения проектных документов на разработку месторождения.

Право пользования недрами ГУП ХМАО «Красноленинскнефтегазгеология» в пределах Пальяновского (юго-восточная часть) лицензионного участка Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в части добычи нефти и газа было приостановлено в связи с тем, что в соответствии с Лицензионным соглашением не утверждены в ГКЗ запасы и не реализована технологическая схема разработки месторождения, не выполнена Программа геологоразведочных работ по лицензионному участку;

- рассмотрены Дополнения к лицензионным соглашениям «Об отмене регулярных платежей за пользование недрами и отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы в части поступлений в федеральный бюджет с объемов нефти, добываемых из

Система управления ресурсами

скважин, вводимых в эксплуатацию из бездействия, консервации и контрольного фонда»;

- большая работа проведена по рассмотрению и принятию ежегодных Дополнений к Лицензионным соглашениям по объемам добычи нефти и газа по Лицензионным участкам, на которых ведется добыча нефти и газа на территории Ханты-Мансийского автономного округа.

На апрельском заседании Комиссии с приглашением представителей ТКР ХМАО и ГУП ХМАО НАЦРН была рассмотрены существенные отклонения показателей разработки месторождений от утвержденных проектных решений. Территориальной комиссией по разработке ХМАО при проведении экспертизы расчетов уровней добычи нефти по Мыхпайскому и Покамасовскому лицензионным участкам ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз», где установлены факты нарушений условий лицензионных соглашений, действующего законодательства и нормативных документов. По месторождениям Мыхпайского и Покамасовского лицензионных участков проектная документация на разработку недр устарела и требует обновления в связи с чем отмечаются существенные отклонения фактических показателей разработки от утвержденных проектных, что является грубым нарушением условий лицензионных соглашений и ОАО «Юганскнефтегаз»: по выявленным со стороны Органов управления государственным фондом недр существенным отклонением показателей разработки месторождений от утвержденных проектных решений по Угутскому, Средне-Угутскому, Западно-Угутскому, Киняминскому и Приразломному лицензионным участкам.

Комиссия рекомендовала Органам управления государственным фондом недр на основании статей 22,23, а также на основании статьи 4 Закона РФ «О недрах» предложить Президиуму Правительства Ханты-Мансийского автономного округа рассмотреть на заседании Президиума Правительства Ханты-Мансийского автономного округа вопрос об увеличении ставки платежей за право пользования недрами до максимальной на период до достижения проектных показателей разработки, приведения уровня действующего фонда скважин в соответствии с проектными документами, либо предоставления новых проектных документов по Угутскому, Средне-Угутскому, Западно-Угутскому, Киняминскому, Приразломному лицензионным участкам ОАО «Юганскнефтегаз» на период до приведения основных показателей разработки таких, как: действующий фонд скважин, объемы эксплуатационного бурения, объема добычи нефти и жидкости в соответствии с проектными и вопрос об установлении максимальной ставки платежей за право

пользования недрами на период до момента достижения проектных показателей разработки, либо предоставления нового проектного документа составленного и утвержденного в установленном порядке, по Мыхпайскому лицензионному участку ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

Со стороны Органов управления государственным фондом недр отмечается, что создавшееся положение по отклонениям фактических показателей разработки месторождений от утвержденных проектных связано прежде всего с недостаточными объемами финансирования работ по уточнению запасов, обновлению проектной документации и слабой инвестиционной политикой по освоению ресурсной базы, бурению, обустройству месторождений, особенно в предшествующие годы деятельности ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» по лицензионным участкам, расположенным на территории ХМАО.

Было предложено Президиуму Правительства Ханты-Мансийского автономного округа в мае 2001 года обсудить общее состояние дел с исполнением проектной документации по лицензионным участкам, расположенным на территории Ханты-Мансийского автономного округа в части выполнения условий лицензионных соглашений.

Продолжается работа совместно с Департаментом по нефти, газу и минеральным ресурсам ХМАО, ГУП ХМАО Научно-аналитическим центром рационального недропользования ХМАО им. В.И.Шпильмана, ГУП «Центр Правовых проблем северных территорий» по разработке нового типового лицензионного соглашения, в процессе работы учитывается накопленный опыт взаимоотношений всех участников процесса недропользования, произошедшие и грядущие изменения в законодательстве.

Основной соглашения является производственный блок - работа по утвержденным проектным документам (Проект геологического изучения недр; Подсчет запасов, Технологический документ, Проект обустройства, Проект ликвидации) на основе годовых программ работ.

Проект лицензионного соглашения планируется согласовать в установленном порядке и ввести в действие в 2002 году.

Система управления ресурсами

Работа Межведомственной территориальной комиссии по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа во втором полугодии 2000 г.

Г.С.Зайцев, И.П.Толстолыткин, В.А.Туров (ГУП ХМАО НАЦ РН)

Во втором полугодии 2000 года состоялось 10 заседаний межведомственной территориальной комиссии по разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений Ханты-Мансийского автономного округа, на которых были рассмотрены проектные документы и авторские надзоры по 10 месторождениям, технико-экономическое обоснование соглашения о разделе продукции по Салымской группе месторождений, три методических руководства и обоснование уровней добычи нефти на 2001 год по 99 лицензионным участкам 25 недропользователей.

Проект пробной эксплуатации Ореховской площади Орехово-Ермаковского месторождения ОАО «Магма» был принят в качестве «Технологической схемы опытно-промышленной разработки» сроком на 5 лет после предоставления недропользователем Дополнительной записи, в которой были учтены основные замечания, высказанные авторам работы при ее обсуждении.

Проекты пробной эксплуатации Максимкинского и Южно-Островного месторождений АО Нефтегазовой компании «Славнефть» были отправлены на доработку из-за нарушения «Регламента составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» и в следствии серьезных замечаний, высказанных экспертами и процессе обсуждения работ на ТКР.

ТКР одобрила «Анализ разработки Кысомского месторождения ООО «Узуннефть» и рекомендовала дополнительное бурение одной разведочной скважины для изучения добывных возможностей юрских отложений и пласта БВ₁₀ в неизученных зонах, а также проведение измерений гирокомпасом во всех вводимых из консервации скважин.

При утверждении «Анализа опытно-промышленной разработки Потанай-Картопынского лицензионного участка «ХантымансиЙск-

нефтегеологии» ТКР рекомендовала составить проект доразведки участка, для уточнения геологического строения пластов и границ залежей организовать гидропрослушивание и повысить процент выноса керна. Было признано необходимым выполнить в 2001 г. подсчет запасов нефти и в 2003 г. на базе трехмерной адресной модели составить технологическую схему разработки месторождения.

Рассмотрев «Авторский надзор за разработкой Тагринского и Западно-Варьеганского месторождений ООО «Белые ночи» ТКР отметила, что наметилась тенденция к улучшению состояния разработки этих месторождений, однако объем планируемых геологотехнологических мероприятий еще недостаточен. Необходимо усилить работу с бездействующим фондом, ввести в разработку на Тагринском месторождении практически выведенный из эксплуатации высокопродуктивный пласт БВ₉, продолжить формирование по объектам системы заводнения и проведение гидроразрывов пласта на низкопродуктивных объектах.

Проект пробной эксплуатации Узунского месторождения ООО «Узуннефть» был принят с уровнем добычи нефти на третий год разработки в 49 тыс.т.

При обсуждении «Проекта пробной эксплуатации залежи пласта ЮВ₁ Западно-Полуденного месторождения ОАО «Томскнефть» отмечено, что этот объект разрабатывается в течение пяти лет без какого-либо проектного документа; в представленной работе не обобщены результаты исследования скважин и нет анализа состояния разработки залежи ЮВ₁. Принято решение «Проект пробной эксплуатации залежи пласта ЮВ₁ Западно-Полуденного месторождения принять в качестве дополнения к технологической схеме разработки месторождения на период 2001-2002 гг.; недропользователю уточнить запасы нефти пласта ЮВ₁.

Система управления ресурсами

и после их утверждения составить технологическую схему разработки месторождения в целом.

Рассмотрев «Технологическую схему разработки Восточно-Тарского месторождения» ОАО «Североенефтегаз» ТКР отметила, что геологическая модель месторождения требует уточнения. Во избежание преждевременного обводнения в условиях монолитного пласта с обширной водонефтяной зоной эксплуатация скважин должна проводиться на минимальных депрессиях, в связи с чем проектный уровень добычи нефти был ограничен величиной 17.9 тыс.т.

При рассмотрении «ТЭО разработки Западно-Салымского, Вадельского и Верхне-Салымского месторождений на условиях СРП «Салым Петролеум Девелопмент НВ» ТКР отметила: в представленном виде ТЭО не может служить основой для переговоров об условиях соглашения о разделе продукции и требует существенной доработки.

Рассмотрев «Методическое руководство по оперативной оценке количества газа концевых ступеней сепарации» ОАО Сибниип ТКР рекомендовала его к применению.

Одобрав разработанные ООО «Реагент» «Методическое руководство по оперативному определению газового фактора и дебита скважин в критическом режиме течения» и «Методическое руководство по оперативной оценке положения ГНК по результатам исследования состава и свойств продукции скважин» ТКР рекомендовала авторам после прохождения метрологии и сертификации средств измерения в установленном порядке утвердить рассмотренные «Методические руководства» в качестве отраслевых руководящих документов.

При рассмотрении уровней добычи нефти на 2001 г. по Нижневартовскому нефтегазодобывающему предприятию ТКР отметила, что несмотря на значительное сокращение бездействующего фонда в 2000 году уровень его использования недропользователем продолжает оставаться низким (61% в 1999 г. и 71% в 2000 г.), растет фонд законсервированных добывающих скважин, утилизация попутного газа составляет всего 16%. На Ершовом месторождении не выдержано проектное соотношение добывающих и нагнетательных скважин, проектные уровни добычи нефти выполняются при меньшем, чем запроектировано, фонде добывающих скважин, что ведет к выборочному отбору запасов нефти. На Колик-Еганском месторождении на 2001 г. не предусмотрено эксплуатационное бурение, хотя проектный фонд

разбурен только на 39%. На Кошильском месторождении наблюдается отставание с формированием системы разработки. На Сороминском месторождении высокий процент бездействующего фонда скважин и отмечается выборочная отработка запасов. На Западно-Сорминской площади недропользователь грубо нарушил проектные решения, пробурив 4 наклонно-направленные скважины вместо 6 горизонтальных. На Хохряковском месторождении наблюдается массовый вывод скважин в консервацию, нарушен проектный баланс «отбор-закачка», значительно превышен уровень отбора нефти.

По ОАО «Аганнефтегазология» в 2000 г. не были выполнены согласованные уровни добычи нефти из-за отставания по вводу скважин и отсутствия нефтепровода на Могутловское месторождение.

На месторождениях ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» ТКР рекомендовала увеличить объемы работ с добывающим фондом скважин с целью улучшения его использования.

На Варынгском месторождении ОАО «Негуснефть» необходимо оценить по объекту БВ₁₃ эффективность закачки и динамику пластового давления по каждому элементу площадной девятиточечной системы, а также оценить активность контурной зоны по пласту ЮВ и определиться с дальнейшим режимом разработки.

При рассмотрении уровней добычи нефти в целом по ОАО «Лукойл-Западная Сибирь» ТКР отмечает значительное отставание от потребностей по пересчету запасов и составлению новых проектных документов, особенно по ТПП «Урайнефтегаз» и «Лангепаснефтегаз». Недостаточно применяется зарезка вторых стволов и разветвленных стволов скважин, недостаточен объем применения химических и других методов повышения нефтеизвлечения. Недостаточно используются второстепенные объекты разработки.

По ОАО «Сургутнефтегаз» ТКР отметила, что в целом по предприятию нарашивается объем бурения. Это позволяет вовлекать в активную разработку трудноизвлекаемые запасы. Ведется большая работа по подбору технологий нефтеизвлечения к конкретным геологическим условиям. Имеется отставание по срокам пересчета запасов и представлению новых проектных документов на разработку месторождений. Так, по Федоровскому месторождению фактические уровни добычи нефти на 38.6% превышают проектные.

ЗАО «Арчнефтегеология» не выдерживает плановые (проектные) сроки ввода Песчаного месторождения в разработку.

Система управления ресурсами

ЗАО «Турсунт» ведет большой объем работ по внедрению ГТМ (геолого-технологических мероприятий) на Хултурском месторождении.

ОАО «Мохтикнефть» фактически к активной разработке Мохтиковского месторождения не приступало. Ведется выборочная отработка отдельных участков месторождения отдельными скважинами.

ООО СП «Ваньеганнефть» при разработке Ваньеганского месторождения не выдерживает проектные уровни добычи нефти, что связано с медленными темпами освоения залежи высоковязкой нефти в объекте ПК, содержащем 68% всех балансовых запасов месторождения.

ОАО «Хантымансиjsкнефтегазгеология» при разработке Потанай-Картопынского месторождения допускает значительные отклонения от проектных решений, в том числе в два раза меньше против согласованного ввод новых скважин; освоение системы ППД планируется в 2001 г. вместо 1998 г по проекту.

ЗАО Корпорация «ЮГранефть» при разработке Мало-Черногорского месторождения ведет выборочную отработку запасов нефти и не выполняет принятых на себя обязательств по ускоренному освоению южной части лицензионного участка. ТКР постановила вынести решение об объемах добычи нефти на 2001 г. по месторождению на рассмотрение лицензионной комиссии.

ООО СП «Черногорское» при разработке Черногорского месторождения допустило ряд грубых нарушений проекта: не выполнены решения по объему бурения, формированию системы разработки, уровням добычи нефти. Нарушены условия лицензионного соглашения по срокам переутверждения запасов и составлению уточненного проектного документа.

ТКР отмечает, что ЗАО «Ариголнефтегеология» при разработке Аригольского месторождения допускает значительные отклонения от проектных решений. Литологически и тектонически экранированная залежь нефти разрабатывается на естественном режиме без ППД, что может привести к разгазированию залежи и потере нефтеотдачи. ТКР рекомендовала ограничить отбор нефти пятью процентами от начальных извлекаемых запасов нефти.

ООО СП «Ватыл» при разработке Ватыганского и Кочевского месторождений отступает от проектных решений по формированию системы ППД и не применяет предусмотренные проектом современные методы первичного и вторичного вскрытия в процессе бурения скважин.

ОАО ТНК «Нягань» при освоении сложно-

построенных залежей нефти на Ем-Еговской и Каменной площадях в недостаточной мере проводит работы по освоению новейших методов разработки. ТКР рекомендовала недропользователю рассмотреть возможность применения гидротермовоздействия, а также испытать технологии с бурение горизонтальных скважин, с зарезкой вторых стволов и т.д.

При рассмотрении состояния разработки и обоснования уровней добычи нефти на 2001 г. по Когалымскому месторождению (недропользователь АЗОТ «Лукойл-АИК») ТКР отметила, что на месторождении не применяются предусмотренные проектом физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, не выполняются проектные объемы бурения. Вызывает опасение значительное снижение (на 80-100 атм) пластового давления на отдельных участках месторождения. Недропользователю рекомендовано составить программу работ для устранения отмеченных недостатков.

В декабре 2000 г. на Центральной комиссии по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений Министерства энергетики Российской Федерации был заслушан отчет председателя Межведомственной территориальной комиссии по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа Ю.Е. Батурина о работе ТКР за период 1995-2000 г.г.

ЦКР отметила, что ТКР ХМАО провела большую работу по рассмотрению, утверждению проектных документов и по контролю за выполнением условий лицензионных соглашений. ЦКР одобрила работу ТКР ХМАО за период 1995-2000 гг. и рекомендовала направить основную свою деятельность на усиление контроля за состоянием разработки месторождений, обратив особое внимание на состояние эксплуатационного фонда скважин, за рациональным использованием недр, за обеспеченностью месторождений проектной документацией, за выполнением проектных решений и условий лицензионных соглашений, а также решений ЦКР и ТКР.

Работы по интенсификации притоков в процессе ГРР по Территориальной программе на нераспределенном фонде недр ХМАО

Е.А. Тепляков, Р.Р. Ахметов (ГУП ХМАО НАЦ РН), В.П. Лицкий (Департамент по НГ и МР ХМАО)

С 1996 года и 9 месяцев 2000 года по Территориальной программе ГРР в эксплуатационной колонне испытано 460 объектов, проведено 211 операций по интенсификации притоков (табл.1), в том числе:

- повторные перфорации (ПП) – 45 операций;
- метод переменных давлений (МПД) – 55 операций;
- воздействие пороховыми генераторами давлений (ПГД) – 3 операции;
- струйные насосы (СН) – 16 операций;
- кислотные обработки (соляно-кислотные (СКО) и глинокислотные (ГКО)) – 24 операции;
- воздействие газоокислительной смесью (ГОС) – 4 операции;
- воздействие зарядами по гидроразрыву пласта (ЗГРП) – 2 операции;
- комбинированные методы (например: ПП с последующим ПГД и СН) – 68 операций.

Следует отметить, что все применяющиеся методы интенсификации притоков традиционные и относительно дешевы. «Тяжелые» технологии по стимуляции притоков из пластов типа ГРП не применялись.

Работы по интенсификации притоков (РИП) производились за редкими исключениями в соответствии с «Практическими указаниями по испытанию поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Часть II. Освоение скважин, интенсификация притоков из поровых коллекторов» (Федорцов В.К., Ягафаров А.К. и др.).

Необходимо различать как технологическую, так и геологическую эффективность РИП (табл.1-3) в геологоразведочном производстве в отличие от нефтяного. Разница между ними состоит в том, что в первом случае наблюдается некоторое повышение дебита скважины после воздействия (иногда кратное), а во втором – дебит увеличивается до значений

промышленного ($5 \text{ м}^3/\text{сут}$ и более), т.е. влияет на прирост запасов, принимаемых на баланс. С этой точки зрения нами и рассмотрена эффективность всех применявшихся методов интенсификации притоков.

Эффективность указанных методов в целом по всем перспективным на нефть и газ геологическим объектам следующая (общая эффективность равна сумме технологической и геологической эффективностей), %:

- ПП – технологическая эффективность – 46,7 и геологическая – 24,4;
- МПД (здесь и далее соответственно) – 36,4 и 7,2;
- СН – 25 и 43,8;
- СКО и ГКО – 16,7 и 16,7;
- ГОС – 100 и 0;
- ЗГРП – 0 и 100.

Эффективность наиболее часто применяющихся комбинированных методов %:

- ПП + ПГД – 60 и 15;
- ПП + СН – 44,4 и 22,2;
- ПП + ПГД + СН – 50 и 0.

Эффективность других комбинированных методов составляет, соответственно, 41,9 и 19,4%.

Эффективность РИП по нефтегазовым комплексам и пластам приведена в табл. 2 и (независимо от метода) в пластах группы «А» составляет, %:

- технологическая – 55,2;
- геологическая – 31.

Соответственно:

- в пластах группы «Б»: 33,3 и 33,3;
- в ачимовской толще: 75,0 и 12,5;
- в баженовской свите: 45,8 и 12,5;
- в абалакской свите: 14,3 и 7,1;
- в пласте Ю₁: 53,8 и 23,1;
- в пласте «П»: 66,7 и 33,3;
- в средней юре: 34,7 и 18,7;

Система управления ресурсами

Таблица 1
Эффективность РИП

Метод интенсификации притоков	Всего операций	Общая эффективность		В том числе			
		операц.	%	операц.	%	операц.	%
ПП	45	32	71,1	21	46,7	11	24,4
МПД	55	24	43,6	20	36,4	4	7,2
ПГД	3	3	100	3	100	-	-
СН	16	11	68,8	4	25,0	7	43,8
Кислотные обработки (СКО и ГКО)	24	8	33,4	4	16,7	4	16,7
ПП+ПГД	20	15	75,0	12	60,0	3	15,0
ПП+СН	9	6	66,8	4	44,4	2	22,2
ПП+ПГД+СН	2	1	50,0	1	50,0	-	-
ГОС	4	4	100	4	100	-	-
ЗГРП	2	2	100	-	-	2	100
Комбинированные методы	31	19	61,3	13	41,9	6	19,4
ВСЕГО	211	125	59,3	86	40,8	39	18,5

Таблица 2
Эффективность РИП по нефтегазоносным комплексам и пластам

Пласти	Всего операций	Общая эффективность		В том числе			
		операц.	%	техногенически эффективные	геологически эффективные	Операц.	%
Группа «А»	29	25	86,2	16	55,2	9	31,0
Группа «Б»	3	2	66,6	1	33,3	1	33,3
Ачим.толща	8	7	87,5	6	75,0	1	12,5
Ю ₀	24	14	58,3	11	45,8	3	12,5
ЮК ₁	28	6	21,4	4	14,3	2	7,1
Ю ₁	26	20	76,9	14	53,8	6	23,1
«П»	3	3	100	2	66,7	1	33,3
Ю ₂ -Ю ₉	75	40	53,4	26	34,7	14	18,7
Ю ₁₀	2	2	100	1	50,0	1	50,0
Доюрский комплекс	13	6	46,2	5	38,5	1	7,7
ВСЕГО	211	125	59,3	86	40,8	39	18,5

Система управления ресурсами

Таблица 3

Эффективность методов РИП

Метод интенсификации притоков	Всего операций	Общая эффективность		В том числе			
		операц.	%	технологически эффективные операц.	%	геологически эффективные операц.	%
В пластах группы «А»							
ПП	7	7	100	3	43,0	4	57,0
МПД	7	5	71,4	5	71,4	-	-
ПГД	1	1	100	1	100	-	-
СН	2	2	100	2	100	-	-
ПП+ПГД	5	4	80,0	2	40,0	2	40,0
МПД+СН	1	1	100	-	-	1	100
ЗГРП	1	1	100	-	-	1	100
ГОС	2	2	100	2	100	-	-
ПП+МПД+СН	1	1	100	-	-	1	100
ПП+ПГД+МПД+СН	2	1	50,0	1	50,0	-	-
ВСЕГО	29	25	86,2	16	55,2	9	31,0
В пластах группы «Б»							
МПД	1	1	100	-	-	1	100
ПП+ПГД	1	1	100	1	100	-	-
ПП+СН	1	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО	3	2	66,6	1	33,3	1	33,3
В ачимовской толще							
ПП	4	3	75,0	2	50,0	1	25,0
ПП+СН	2	2	100	2	100	-	-
ПП+ПГД+СН	1	1	100	1	100	-	-
ГОС	1	1	100	1	100	-	-
ВСЕГО	8	7	87,5	6	75	1	12,5
В баженовской свите							
ПП	8	4	50,0	3	37,5	1	12,5
МПД	6	4	66,7	3	50,0	1	16,7
ПГД	1	1	100	1	100	-	-
СН	2	-	-	-	-	-	-
СКО	2	2	100	1	50,0	1	50,0
ПП+ПГД	3	2	66,7	2	66,7	-	-
ПП+ПГД+МПД	1	-	-	-	-	-	-
ПП+МПД+СКО	1	1	100	1	100	-	-
ВСЕГО	24	14	58,3	11	45,8	3	12,5

Система управления ресурсами

Продолжение таблицы 3

Метод интенсификации притоков	Всего операций	Общая эффективность		В том числе			
		операци.	%	технологически эффективные операц.	%	геологически эффективные операц.	%
<i>В абалакской свите</i>							
ПП	2	-	-	-	-	-	-
МПД	3	-	-	-	-	-	-
СН	2	-	-	-	-	-	-
СКО	2	-	-	-	-	-	-
ГКО	14	4	28,6	2	14,3	2	14,3
СКО+ГКО	1	-	-	-	-	-	-
ПП+ПГД+МПД	1	-	-	-	-	-	-
ПП+СКО+ГКО	1	1	100	1	100	-	-
ПП+ПГД+ГКО+СН	1	-	-	-	-	-	-
МПД+ПП+шнур. торпеда (ШТ)	1	1	100	1	100	-	-
ВСЕГО	28	6	21,4	4	14,3	2	7,1
<i>В пласте Ю₁</i>							
ПП	3	3	100	2	66,7	1	33,3
МПД	4	2	50,0	2	50,0	-	-
ПГД	1	1	100	1	100	-	-
СН	5	4	80,0	1	20,0	3	60,0
ПП+СН	3	3	100	2	66,7	1	33,3
ПП+ПГД	4	4	100	4	100	-	-
СН+СКО	1	1	100	1	100	-	-
СКО+ГКО	1	-	-	-	-	-	-
ПП+ПГД+СН+МПД	2	-	-	-	-	-	-
ПП+МПД+СКО	2	2	100	1	50,0	1	50,0
ВСЕГО	26	20	76,9	14	53,8	6	23,1
<i>В пласте «П»</i>							
ПП	1	1	100	1	100	-	-
СН	1	1	100	-	-	1	100
ГОС	1	1	100	1	100	-	-
ВСЕГО	3	3	100	2	66,7	1	33,3
<i>В отложениях J₂(пласты Ю₂-Ю₃)</i>							
ПП	13	9	69,3	6	46,2	3	23,1
МПД	29	10	34,5	8	27,6	2	6,9
СН	4	4	100	1	25,0	3	75,0
ПП+ПГД	7	5	71,4	4	57,1	1	14,3
ПП+СН	3	1	33,3	-	-	1	33,3
ПП+ШТ	2	2	100	2	100	-	-
ПП+МПД	5	2	40,0	1	20,0	1	20,0
ПП+ГКО	1	1	100	1	100	-	-

Система управления ресурсами

Продолжение таблицы 3

Метод интенсификации притоков	Всего операций	Общая эффективность		В том числе			
				технологически эффективные		геологически эффективные	
		операц.	%	операц.	%	операц.	%
ПП+ПГД+СН	1	-	-	-	-	-	-
ПП+ШТ+МПД	1	1	100	-	-	1	100
СН+МПД	3	2	66,6	1	33,3	1	33,3
ГКО	2	1	50,0	1	50,0	-	-
СКО+МПД	1	-	-	-	-	-	-
СКО+СН	2	2	100	1	50,0	1	50,0
ГКО+СН	1	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО	75	40	53,4	26	34,7	14	18,7
<i>В отложениях J₃ (пласт Ю₁₀)</i>							
ПП	2	2	100	1	50,0	1	50,0
<i>В доюрских отложениях</i>							
ПП	5	3	60,0	3	60,0	-	-
МПД	5	2	40,0	2	40,0	-	-
СКО	2	1	50,0	-	-	1	50,0
СКО+МПД	1	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО	13	6	46,2	5	38,5	1	7,7

- в нижней юре: 50 и 50;
- в доюрском комплексе: 38,5 и 7,7.

Рассмотрим эффективность каждого метода РИП по нефтеносным комплексам и пластам (табл.3).

В пластах группы «А» успешность методов РИП следующая, %:

ПП - технологическая эффективность (ТЭ) - 43,0, геологическая (ГЭ) - 57,1;
 ЗГРП – 0 и 100;
 ПП + ПГД – 40 и 40;
 МПД + СН – 0 и 100;
 ПП + МПД + СН – 0 и 100.

Всего в пластах группы «А» проведено 29 операций по стимулированию притоков. Почти каждая третья операция (31%) позволила получить промышленные притоки нефти.

В пластах группы «Б» проведено всего три операции, %:

МПД – 0 и 100;
 ПП + ПГД – 100 и 0;
 ПП + СН – 0 и 0.

В ачимовской толще проведено 8 операций, но промышленный приток нефти был получен только в одном объекте (после ПП). Другие методы РИП были эффективными только в технологическом плане.

При испытании объектов *в базисеновской свите* было проведено 24 операции, в том числе, %:

ПП – ТЭ -37,5, ГЭ – 12,5;
 МПД – 50,0 и 16,7;
 СКО – 50 и 50;
 ПГД, ПП + ПГД и ПП + МПД + СКО – были эффективными только технологически;
 СН и ПП + ПГД + МПД – оказались неэффективными.

В абалакской свите проведено 28 РИП, геологически эффективными были только две операции по ГКО (успешность 14,3%), технологически эффективными были две операции (ПП+СКО+ГКО и МПД+ПП+шинуровая торпеда (ШТ)). Такие методы, как ПП, МПД, СН, СКО и другие, оказались неэффективными.

РИП в пласте Ю₁, проведены в объеме 26 операций. Наиболее успешные методы РИП, %:

СН – ТЭ – 20, ГЭ – 60;
 ПП – 66,7 и 33,3;
 ПП+СН – 66,7 и 33,3;
 ПП+МПД+СН – 50 и 50.

Увеличение дебитов нефти наблюдалось после проведения МПД, ПГД, ПП+ПГД, СН+СКО.

В пласте «П» проведено всего 3 операции по

Система управления ресурсами

увеличению притоков. После освоения пласта СН в одном объекте был получен промышленный приток нефти, а после проведения ПП (1 операция) и ГОС (1 операция) дебиты нефти увеличивались, но не до промышленных значений.

В отложениях средней юры (пласти $\text{Ю}_2\text{-}\text{Ю}_3$) проведено более трети всех объемов РИП – 75 операций.

Наиболее успешными были следующие методы РИП,%:

- ПП+ШТ+МПД–100;
- СН – ТЭ-25, ГЭ-75;
- СКО+СН – 50 и 50;
- ПП+СН – 33,3;
- СН+МПД – 33,3 и 33,3;
- ПП – 46,2 и 23,1;
- ПП+МПД – 20 и 20;
- ПП+ПГД – 57,1 и 14,3;
- МПД – 27,6 и 6,9.

Такие методы, как ГКО, ПП+ГКО, ПП+ШТ, оказались только технологически эффективными, а методы СКО+МПД, ГКО+СН и ПП+ПГД+СН – низкоэффективными.

В отложениях нижней юры было проведено две ПП. Одна операция была технологически эффективной, а при второй был получен промышленный приток нефти.

В доюрских отложениях проведено 13 РИП, в том числе 5 операций оказались технологически эффективными (ПП и МПД) и в одном случае после СКО был получен промышленный приток нефти.

Необходимо отметить, что оценка успешности тех или иных методов воздействия на ПЗП не может претендовать на истину, т.к. объемы проведенных РИП незначительны, а качество данных работ подрядными организациями оставляет желать лучшего (по объективным и субъективным причинам). Но тем не менее по данному обзору РИП можно сделать следующий вывод: традиционные методы интенсификации притоков малоэффективны, особенно в отложениях ачимовской толщи и более раннего возраста.

Низкая эффективность РИП при поисковых работах обусловлена следующими причинами:

- низкое качество бурения и крепления ствола скважин (несоблюдение параметров промывочной жидкости и применение промывочных жидкостей с твердыми фазами приводят к закупорке прискважинной зоны пласта, а плохое качество цементажа – к заколонным перетокам пластовых флюидов);

-устаревшая техническая и технологическая оснащенность производителей работ;

-исчерпавшая себя идеология ведения РИП в процессе ГРР.

В связи с этим следует привести примеры из опыта работ ОАО «СургутНГ» на Айпимском месторождении.

Пласт АС₁₂, представленный тонким чередованием (по 3-4 см) песчаников нефтенасыщенных и аргиллитов. Применение традиционных методов стимуляции притока (ПП, СКО, МПД и т.п.) к существенному увеличению дебита не привело.

В скв.4022 после ПП получен приток нефти дебитом 5 т/сут на динамическом уровне 759 м, после ГРП – $Q^6_{\text{н}} = 30$ т/сут. После традиционных РИП был получен приток нефти $Q=1,3/824$, после ГРП – $Q^6_{\text{н}} = 22,4$ т/сут.

По нашему мнению, для повышения эффективности РИП, а в конечном итоге и эффективности ГРР необходима новая финансовая стратегия ведения ГРР, т.е. отход от устоявшейся психологии тюменских геологов – открытие месторождений «малой кровью». Понятно, что усовершенствование технологий первичного и вторичного вскрытия пластов, методов освоения и ведения РИП значительно удорожат стоимость ГРР, но, по всей видимости, необходимость таких решений уже назрела.

На начальном этапе модернизации технологий освоения и РИП представляется необходимым:

1. Проведение научно-тематических работ с обзором и анализом методов РИП, эффективно применяющихся на практике, с последующими рекомендациями применительно к нашему региону.

2. Обновление технического парка подрядных организаций в соответствии с предложенными рекомендациями.

3. В проектно-сметной документации строительства скважин предусматривать проведение рекомендованных видов работ.

4. Создание полноценных служб по испытанию скважин в Департаменте по НГ и МР (служба супервайзеров) и НАЦ РН, укомплектованных квалифицированными специалистами, способными своевременно и качественно решать все вопросы, связанные с данным циклом строительства скважин (контроль качества ведения работ, анализ, рекомендации и т.п.).

Обзор нормативно-правовой базы ХМАО в области недропользования за 2000 год

Д.В.Коровина (ГУП ХМАО НАЦРН)

В 2000 году органами государственной власти Ханты-Мансийского автономного округа принят целый ряд нормативных документов, регулирующих отношения в сфере недропользования.

Законом округа №48-оз от 22.06.2000 г. исключена статья 66 Закона Ханты-Мансийского автономного округа «О разработке месторождений углеводородов на территории округа». Статья 66 устанавливала требования к нефтегазовым компаниям, занимающим монопольное положение по наличию мощностей по подготовке нефти.

Законом № 66-оз от 09.10.2000 г. из текста Закона ХМАО «О разработке месторождений углеводородов ...» был исключен абзац 5 статьи 9, предоставлявший органам государственной исполнительной власти автономного округа право принимать решения о предоставлении льгот конкретным нефтегазовым предприятиям по уплате налогов в части, поступающей в окружной бюджет. Внесение указанного изменения устраняет противоречие между окружным Законом и статьей 56 Налогового кодекса РФ, согласно которой нормы законодательства о налогах и сборах, определяющие основания, порядок и условия применения льгот по налогам и сборам, не могут носить индивидуального характера.

Законом № 67-оз от 09.10.2000 г. внесены изменения в Закон ХМАО «О стимулировании ускоренного ввода в разработку нефтегазовых месторождений в пределах лицензионных участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа». Статья 10 определяет порядок образования инвестиционных средств недропользователя за счет части налогов, причитающихся к уплате в бюджет автономного округа. Ранее в распоряжении недропользователя оставалось, в том числе 50% начисленного налога на пользователей автомобильных дорог. Законом № 67-оз эта льгота отменена.

В соответствии с окружным Законом № 68-оз от 09.10.2000 г. исключена часть 5 статьи 5 Закона ХМАО «Об участии Ханты-Мансийского автономного округа в соглашениях о разделе продукции при поиске, разведке и добыче минерального сырья на территории автономного округа. Статья 5 регламентирует реализацию законодательной инициативы Думы автономного округа по включению лицензионных и нераспределенных участков недр в перечень участков, подлежащих разведке и разработке на условиях соглашения о разделе продукции.

Законом № 101-оз от 27.11.2000 г. «О внесении изменений в Закон ХМАО «О порядке формирования и использования средств территориального (окружного)

целевого бюджетного фонда воспроизведения минерально-сырьевой базы Ханты-Мансийского автономного округа в 2000 году» утверждены доходы окружного фонда ВМСБ в размере 21885922 тыс.руб. Из этих средств 15054410 тыс.руб. направлено на целевое финансирование Программы геологического изучения недр ХМАО на распределенном фонде недр. Утверждены также «Основные показатели Программы геолого-разведочных работ в нераспределенном фонде недр на 2000 год». Общая сумма расходов составила 6831512 тыс.руб., в том числе на:

- строительство поисково-оценочных скважин – 4587871,8 тыс.руб.;
- сейсморазведка – 561684 тыс.руб.;
- твердые полезные ископаемые – 200740,8 тыс.руб.;
- ликвидация аварийных скважин, содержание ВПФЧ – 63000 тыс.руб.;
- научно-исследовательские работы, тематика на нефть и газ – 360000 тыс.руб.;
- гидрогеология – 15000 тыс.руб.;
- законотворческая деятельность – 18000 тыс.руб.;
- строительство кернохранилища, административного здания, музея геологии – 220585 тыс.руб.;
- проведение конкурсов и аукционов – 7000 тыс.руб.;
- техническое перевооружение государственных унитарных предприятий – 452400 тыс.руб.

Постановлением Губернатора Ханты-Мансийского автономного округа

№ 260 от 17.10.2000 г. Комитет по нефти, газу и минеральным ресурсам ХМАО преобразован в Департамент по нефти, газу и минеральным ресурсам ХМАО. Постановлением Правительства Ханты-Мансийского автономного округа № 129-п от 27.12.2000 г. утверждено Положение о Департаменте, его структура и штатное расписание.

Постановлением Президиума Правительства Ханты-Мансийского автономного округа № 45-п от 28.04.2000 г. утверждены состав и Положение о Межведомственной комиссии по лицензированию недр и водных объектов при Правительстве Ханты-Мансийского автономного округа. В основные функции Комиссии входит:

- рассмотрение заявок на получение права пользования недрами, на переоформление лицензий в связи с переходом права недропользования, на внесение изменений и дополнений в лицензионные соглашения;
- выработка условий недропользования по конкретным объектам лицензирования;

Система управления ресурсами

- определение условий предоставления лицензий на разработку месторождений полезных ископаемых;

- выработка рекомендаций по досрочному прекращению, ограничению или приостановлению права пользования недрами.

Утратило силу Постановление Губернатора Ханты-Мансийского автономного округа № 465 от 23.12.1997 г. «О мерах по обеспечению интересов Ханты-Мансийского автономного округа при заключении и реализации соглашений о разделе продукции» в связи с принятием Постановления Правительства Ханты-Мансийского автономного округа № 35-п от 08.11.2000 г. «О комиссии Правительства ХМАО по вопросам заключения и реализации соглашений о разделе продукции».

Постановлением № 35-п утверждены состав и Положение о комиссии, в число основных задач которой включены:

- подготовка предложений по возможности принятия условий инвестиционных проектов на условиях раздела продукции;

- разработка рекомендаций по перечню участков недр, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях раздела продукции;

- обеспечение оперативного решения вопросов, связанных с разработкой инвестиционных проектов на условиях раздела продукции;

- представление компаниям и органам местного самоуправления рекомендаций по разработке условий недропользования и подготовке проектов соглашений о разделе продукции;

- экспертиза проектов соглашений о разделе продукции;

- представительство интересов автономного округа в федеральных органах исполнительной власти по вопросам, связанным с подготовкой и реализацией соглашений о разделе продукции на территории Ханты-Мансийского автономного округа.

Постановлением Думы Ханты-Мансийского автономного округа № 11 от 21.01.2000 г. утвержден перечень участков недр, месторождений нефти в Ханты-Мансийском автономном округе, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях раздела продукции без утверждения федеральными законами. В перечень вошли следующие месторождения, лицензионные участки:

- из распределенного фонда недр: Южно-Вынгтойское, Вынгтойское, Новоаганское, Западно-Малобалыкское, Рославльское, Унтыгейское + Кулунское, Песчаное, Южно-Покамасовское;

- из нераспределенного фонда недр: Кондинский, Западно-Эргинский, Южно-Сардаковский, Валюнинский, Западно-Чистинный, Лебяжий, Северо-Рогожниковский, Рогожниковское, Источное.

В целях развития нефтегазовой отрасли в городе Сургуте Решением городской Думы № 243-II ГД от

17.02.2000 г. установлен стимулирующий налоговый режим для образования и использования инвестиционных средств недропользователей, осуществляющих производственную деятельность на вводимых и введенных в разработку месторождениях в пределах лицензионных участков недр, за счет доли начисленных налогов на имущество и прибыль, платы за добычу нефти и газа в части, поступающей в бюджет города.

3 мая 2000 года принят Закон № 26-оз «Об изъятии и предоставлении земельных участков на территории Ханты-Мансийского автономного округа». Основная цель Закона – создание правового механизма регулирования процесса изъятия и предоставления земельных участков на территории автономного округа. Нормы Закона регламентируют

- полномочия органов государственной власти округа и органов местного самоуправления;

- особенности предоставления земельных участков в зависимости от их целевого назначения и использования;

- порядок предоставления земельных участков юридическим лицам;

- порядок предоставления земельных участков в целях недропользования;

- предоставление земельных участков для целей недропользования в границах родовых угодий;

- порядок предоставления земельных участков гражданам;

- порядок предоставления земельных участков под родовые угодья;

- порядок изменения категории земель;

- порядок изъятия земельных участков.

В Законе также дано определение понятий: «земельный участок», «предоставление земельного участка», «изъятие земельного участка», «изменение категории земельного участка».

В соответствии с Законом № 26-оз Президиумом Правительства Ханты-Мансийского автономного округа принял Постановление № 214-пп от 24.10.2000 г., которым утверждены Регламент рассмотрения документов по изъятию и предоставлению земельных участков на территории Ханты-Мансийского автономного округа, а также перечни документов, необходимых для принятия решений.

За 2000 год выпущено более 40 Постановлений Губернатора Ханты-Мансийского автономного округа, касающихся предоставления и изъятия земельных участков, продления срока и переоформления прав пользования земельными участками.

Эффективность функционирования системы недропользования, созданной в Ханты-Мансийском автономном округе, во многом определяется уровнем развития нормативно-правовой базы. Законодательство автономного округа в области использования природных ресурсов постоянно совершенствуется, отражая изменения, происходящие как внутри региона, так и в Российской Федерации в целом.

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

Коллегии Департамента природных ресурсов по Уральскому региону от 23.05.01 г. по вопросу «Планирование лесоустроительных работ и внедрение ГИС-технологий»

Государственный лесной фонд Департамента природных ресурсов Уральского региона составляет 108.2 млн.га. Вся эта огромная территория требует чёткого ведения, планирования лесоустроительных работ, и внедрения единой геоинформационной системы (ГИС) с совмешёнными таксационной и картографической базами данных.

На сегодняшний день такая задача была поставлена и выполнена только в Ханты-Мансийском автономном округе.

Лесоустроительные работы ведутся несколькими лесоустроительными предприятиями: Западно-Сибирским, Поволжским, Центральным, Западным и др. Планирование, график лесоустроительных работ ведётся и составляется МПР РФ. Финансируются лесоустроительные работы из федерального бюджета недостаточно, поэтому по многим лесхозам сроки очередного лесоустройства затягиваются на 1-5 лет.

На 01.01.2001 года по ДПР Уральского региона устроено лесов на 62% от общей площади, а внедрено ГИС-технологий на 51% от общей площади.

Информация, созданная лесоустройством по единой ГИС-технологии, может быть использована не только лесной службой, но и другими службами ДПР по УР, а для того, чтобы она была доступна и в любой момент могла быть востребована - банк данных (БД) должен находиться в г. Екатеринбурге.

Заслушав и обсудив доклады зам. руководителя ДПР по УР К.В.Крючкова, руководителя Записблеспроекта В.Г.Креснова, руководителя Поволжского лесоустроительного предприятия Н.В.Петухова, Коллегия ДПР по УР

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Лесной службе ДПР по УР (Крючков К.В.):

1.1. Обратиться в МПР РФ с просьбой закрепить на постоянной основе объекты лесоустройства - лесхозы Ханты-Мансийского автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа и Тюменской области за Западно-Сибирским лесоустроительным предприятием, лесхозы Свердловской, Челябинской и Курганской областей за Поволжским лесоустроительным предприятием. Всю имеющуюся информацию на

магнитных носителях, находящуюся в других лесоустроительных предприятиях, передать согласно вышеуказанному распределению.

1.2. Начиная с 2002 г. заключать договора на проведение лесоустроительных работ только на базе ГИС-технологий с применением геоосновы.

1.3. Скоординировать банк данных (БД) на основе ГИС-технологий, земель госземзапаса (ГЗЗ) и прочих владельцев, с целью исключения дублирования работ и их финансирования.

2. Организовать на базе Свердловской экспедиции Поволжского лесоустроительного предприятия центр сбора, обработки и анализа лесной информации по Уральскому региону.

3. Рекомендовать генеральному директору Поволжского лесоустроительного предприятия Петухову Н.В. и генеральному директору Западно-Сибирского лесоустроительного предприятия Креснову В.Г. до конца 2002 года создать информационный банк данных и сосредоточить его при Департаменте природных ресурсов по Уральскому региону в г. Екатеринбурге. Ответственные за создание банка данных Пырьев В.И., Крючков К.В.

4. Рекомендовать хозяйствующим субъектам, работающим на территории лесного фонда Уральского региона, при инвентаризации земель использовать на договорной основе материалы лесоустройства на ГИС-основе Западно-Сибирского лесоустроительного предприятия.

Председатель коллегии

Н.А.Сергеева

Секретарь коллегии

О.Е.Иванова

Информация Департамента природных ресурсов по Уральскому региону

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ
Коллегии Департамента природных ресурсов
по Уральскому региону от 23.05.01 г.
«Готовность к пожароопасному периоду 2001 года»**

В 2000 году на территории Уральского федерального округа возникло 2234 лесных пожара. Огнём пройдена площадь 39344 гектара. В целом сезон прошлого года следует характеризовать как средний, как по количеству пожаров, так и по их площади. Более серьёзная обстановка была только в Ханты-Мансийском автономном округе, где 677 лесных пожаров распространялись на площади 34166 гектаров. Достаточно эффективно сработала лесная авиация практически во всех субъектах, несмотря на крайне нестабильное и катастрофически недостаточное финансирование.

В ходе подготовки к пожароопасному сезону 2001 года во всех субъектах округа проведён значительный объём организационных, пропагандистских, технических и контрольных мероприятий. Анализ проведённых подготовительных работ позволяет надеяться, что готовность лесного хозяйства, авиации и лесопользователей соответствует сложности предстоящего пожароопасного периода.

Главной причиной невыполнения ряда мероприятий является недостаточное финансирование ФЦП «Охрана лесов от пожаров на 1999-2005 гг.» и отсутствие соответствующих программ в ряде субъектов округа. До сих пор не погашена задолженность за аренду летательных аппаратов за 2000 год Уральской авиабазой. Ханты-Мансийская авиабаза начинает сезон с долгом более 11 млн. рублей. Имеют кредиторскую задолженность по расходам на тушение лесных пожаров лесхозы Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, Свердловской, Челябинской, Курганской и Тюменской областей.

Заслушав и обсудив информацию о готовности органов лесного хозяйства к пожароопасному сезону, Коллегия Департамента

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Отметить значительный объём подготовительных работ, выполненный органами лесного хозяйства и авиаалесоохраной во всех субъектах округа.

2. Просить Министерство природных ресурсов РФ:
- пересмотреть порядок расходования средств на

тушение лесных пожаров, разрешив оперативно расходовать средства любых источников с последующей компенсацией из Федерального бюджета;

- планировать упреждающее финансирование затрат лесной авиации на подготовительные работы.

3. Заместителю руководителя по лесопользованию Крючкову К.В.:

- пересмотреть зоны, обслуживаемые лесной авиацией и построить стратегию обнаружения и тушения лесных пожаров в соответствии с новым зонированием;

- совместно с органами внутренних дел субъектов разработать мероприятия по выявлению виновников лесных пожаров, привлечению их к ответственности и взысканию ущерба.

4. Руководителям комитетов природных ресурсов субъектов РФ разработать и утвердить в установленном порядке областные и окружные целевые программы по охране лесов от пожаров.

5. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на заместителя руководителя по лесопользованию Крючкова К.В.

Председатель Коллегии  Н.А.Сергеева

Секретарь Коллегии  О.Е.Иванова

ИЗВЕЩЕНИЕ

о проведении аукциона на право пользования участками недр Ханты-Мансийского автономного округа для поисков, разведки и добычи нефти и газа (10-й раунд лицензирования недр)

В соответствии с законодательством Российской Федерации и на основании совместного Постановления Департамента природных ресурсов по Уральскому региону и Правительства Ханты-Мансийского автономного округа планируется проведение аукциона на право пользования участками недр Ханты-Мансийского автономного округа для поисков, разведки и добычи нефти и газа

(10-й раунд лицензирования недр).

Целью аукциона является определение победителей на право пользования участками недр, способных обеспечить геологическое изучение и промышленное освоение данных участков.

Для участия в аукционе приглашаются **российские и иностранные** субъекты предпринимательской деятельности, в том числе участники простого товарищества, юридические лица, обладающие соответствующими финансовыми, трудовыми и производственными ресурсами для поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа, а также имеющие разрешения (лицензии) на осуществление видов деятельности или заключенные договоры с организациями, имеющими право на осуществление видов деятельности, связанной с пользованием недрами.

На аукцион выставляются две группы участков недр.

К первой группе относятся участки недр, впервые выставляемые на аукцион.

Ко второй группе относятся участки, право пользования недрами которых было досрочно

прекращено и на отдельных участках имеется имущество, принадлежащее на правах собственности прежнему пользователю недр.

Победителем аукционных торгов по участку недр признается участник, предложивший в ходе торгов наибольшую величину разового платежа за право пользования данным участком недр.

С условиями аукциона Вы также можете ознакомиться в ОГУП «Тендерресурс» и в Департаменте природных ресурсов по Уральскому региону.

КОНТАКТНЫЕ АДРЕСА И ТЕЛЕФОНЫ:

Департамент природных ресурсов по Уральскому региону:
620014, Россия, г. Екатеринбург,
ул. Вайнера, 55
E-mail: dnr@fgu.parad.ru
телефон: (3432) 22-02-54
телефакс: (3432) 22-31-29

ОГУП «Тендерресурс»
628002, Россия, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ,
г. Ханты-Мансийск, ул. Сутормина, 27
E-mail: tender@tender.hmao.ru
телефоны: (34671) 3-75-04, 3-64-88
телефаксы: (34671) 3-79-28, 3-79-25

КОНКУРСЫ

КОНКУРСЫ

Таблица 1. Участки недр, выставляемые на аукционные торги

Груп- пы учас- тков	№ пп.	Наименование участка, административный район и номер на карте	Площадь участка км ²	Изучен- ность сейси- ческими работами МОГТ, км ² /км ²	Расстояние, км:		Включает месторождения и пласты перспективных горизонты	Запасы нефти и месторождений и оценки ловушек по состоянию на 01.01.2001г. по Гос. балансу запасов	Стартовое значение разового платежа за право пользования участком недр, тыс. долл. США
					до магистр. дороги	до с.тв. нефтеп- ровода			
Первая группа									
	1.	Восточно-Буфомский Нефтегазоносный 371	319.2	0.29	-	36	22		120
	2.	Восточно-Тулымский Биспорский 373	421.7	0.36	1	190	22		100
	3.	Восточно-Энгельсский Нижневартовский 296	749.5	1.96	5	60	Проходит по участку	Ю ₁ , Ю ₁₁	C ₁ +Д ₁ 19.4/8.0
	4.	Зимний Кондинский 262	455.1	1.0	2	7	17	Зимнее (AC ₁₀), AC ₉ , AC ₁₀ , Ю ₂₄ , Ю ₆ , Ю ₁₀	C ₁ 2.16/0.6 C ₂ 9.97/2.99
	5.	Северо-Гуньеганский Нижневартовский 367	188.6	1.55	3	33	Проходит по участку	ЮВ ₁ , ¹ ЮВ ₁₁ , ¹ Ю ₁ , Ачим	C ₁ 2.32/0.7 C ₂ 8.56/2.57 C ₃ 62.2/18.4
	6.	Северо-Ингольский Нижневартовский 234	559.7	2.02	5	65	17	Северо-Ингольское (Ю ₁ , ¹⁵), ЮВ ₁ , ¹ БВ ₁ , ¹	C ₁ 1.7/0.6 C ₂ 1.1/10.4
	7.	Чухорский Нижневартовский 247	117.1	0.85	9	50	5	Южно-Рославльское (Ю ₁ , ¹⁵), Чухорское (Ю ₁ , ¹)	100
	8.	Щучий Нижневартовский 300	565.4	1.11	13	27	5	(ачимовская-1 Ю ₀ , ⁰), АЧ ₁ , Ю ₁ , Ю ₁₀	C ₁ 8.64/2.2 C ₂ 7.0/1.8 C ₃ +Д ₃ 15.4/4.1
	9.	Эринский Ханты-Мансийский, Кондинский 301	777.4	0.95	18	105	8	Эринское (Ю ₂ , ² Ю ₅ , ⁵ AC ₃ , ³), Ю ₀ , ⁰ ЮК ₁ , ¹ Ю ₂ , ² , ² Ю ₁₀ , ¹⁰	C ₁ 36.87/10.69 C ₂ 24.87/15.874 C ₃ +Д ₃ 55.7/15.9
	10.	Южно-Владимирский Нижневартовский 244	415.5	1.49	5	17	8	Южно-Владимирское (Ю ₂ , ² АЧим-1), Удачное (Ю ₂ , ² АЧим-1), Ю ₀ , ⁰ Ю ₂ , ²	C ₁ 5.22/1.31 C ₂ 19.33/4.2 C ₃ 27.0/5.9
	11.	Южно-Хантокумский Октябрьский 226	533.99	1.25	4	56	8	Южно-Хантокумское (Ю ₂ , ² Ю ₀ , ⁰ ЮК ₁ , ¹ Ю ₂ , ²)	C ₁ 1.16/0.29 C ₂ 8.7/9/2.2 C ₃ 12.8/3.2
	12.	Гавриловский Сургутский 299	528.2	0.74	24	170	145	Северо-Ютымское (Ю ₃ , ³ Ю ₄ , ¹), Гавриловское (Ю ₃ , ³)	C ₁ 186.2/149.3 C ₂ 23.2/6.2
	13.	Имилорский Сургутский 372	1424.7	1.8	84	5.5	5.5	Имилорское (БС ₁₀ , ⁷ БС ₁₀ , ³ БС ₁₆ , ²² Ю ₁ , ⁰ Ю ₁ , ¹ Ю ₁ , ¹ Источное (БС ₁₀ , ² C ₁₁ , ¹ БС ₂₁ , ¹ BC ₂₂ , ¹ Ю ₁ , ¹)	C ₁ 287.4/6.3 C ₂ 573.7/19.0
	14.	Лебяжий Октябрьский 6	429.8	1.14	21	23	13	Лебяжья п. Краснопенинского месторождения (ВК ₁ , ЮК ₂ , ¹ ЮК ₂ , ¹)	C ₁ 10.8/2.92 C ₂ 43.3/10.31
	15.	Малоключевской Нижневартовский 171	187.6	2.51	21	30	Проходит по участку	Малоключевое (Ю ₁ , ³ Ю ₂ , ² АЧим-1, АЧим-2)	C ₁ 16.48/5.68 C ₂ 21.14/6.17
	16.	Приразломный Баженовский Ханты-Мансийский, Сургутский 359	1086.4	0.83	39	39	Проходит по участку	Салымское (Ю ₀ , ⁰)	C ₁ 124.0/33.5 C ₂ 143.5/38.7
	17.	Салымский Баженовский-1 Нижневартовский, Ханты-Мансийский, Сургутский 361	652.7	1.76	34	15	Проходит по участку	Салымское (Ю ₀ , ⁰ Ю ₂)	C ₁ 211.7/57.2 C ₂ 65.8/20.4

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Красноленинского свода

*О.В.Бакуев, К.М.Мулявин, С.Ф.Хафизов (ОАО «ТНК»),
С.Ю.Шутко (КПР по ХМАО)*

В настоящее время из-за исчерпания фонда структур прирост запасов углеводородного сырья, открытие новых залежей в Западной Сибири связываются в основном со сложными ловушками комбинированного типа. Большинство существующих центров нефтедобычи фактически вступило в фазу исследования недр, которую можно охарактеризовать как неантклинальный этап, базирующийся на переосмыслении всей геологогеофизической информации.

Переход к новому этапу освоения недр сопровождается значительными открытиями [1] так называемых «пропущенных залежей», вскрытых сотнями поисковых и эксплуатационных скважин. Прежде всего, это связано с учетом места конкретных месторождений в общей структуре нефтегазоносного бассейна при создании региональных геологических моделей территорий [2].

Наиболее показателен пример Красноленинского свода. При высокой оценке его потенциальных ресурсов в отложениях юрской системы неокомская часть разреза никогда не рассматривалась как потенциальный объект поиска нефти. Получение единичных притоков нефти в отложениях черкашинской свиты (табл.1) относится к разряду «экзотичных» и является малоизвестным фактом.

Проведенная комплексная переоценка ресурсов перспективных ловушек в пределах крупных зон, осуществленная в рамках Территориальной программы геологоразведочных работ ХМАО, позволила значительно переосмыслить перспективы нефтегазоносности пластов группы АС неокома Красноленинского свода и прилегающей территории.

При исследовании Фроловской зоны В.П.Игошкиным (ЦАГГИ, 1999) выполнен сейсмостратиграфический анализ неокомской части разреза по каркасной системе сейсмических профилей. Им установлено, что в осевой части Западно-Сибирского палеобассейна на уровне быстринской трансгрессии от основной его части обособился «Фроловский» осадочный бассейн, который полностью сформировался в период последующей алымской трансгрессии (рис.1).

Закрытие «Фроловского» бассейна происходило в полном соответствии с особенностями процессов осадконакопления основной части неокомского морского бассейна.

На основании анализа особенностей волновой картины сейсмических разрезов и карт временных толщин черкашинского сейсмокомплекса установлены авандельтовые системы транзита осадочного материала

Таблица 1

Результаты опробования неокомских пластов Красноленинского месторождения

Площадь	№скв	Интервал перфорации	Тип перфоратора	СДУ (м)	Дебит (м3/сут)			Примечание
					Нефть	Вода	Ф.Б.Р.	
Лорбинская	15	1820-1846	ПК 103	160	перелив	пленка	30	
Пальяновская	430	1823-1841	ПКС 80	978.5	пленка		1.6	Отобрано 70л нефти
Каменная	60	1780-1820	ПК 103	100	1072	1.4		
	80	1805-1810 1814-1821	ПКС 80	240	1549	0.08		

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



Рис. 1.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

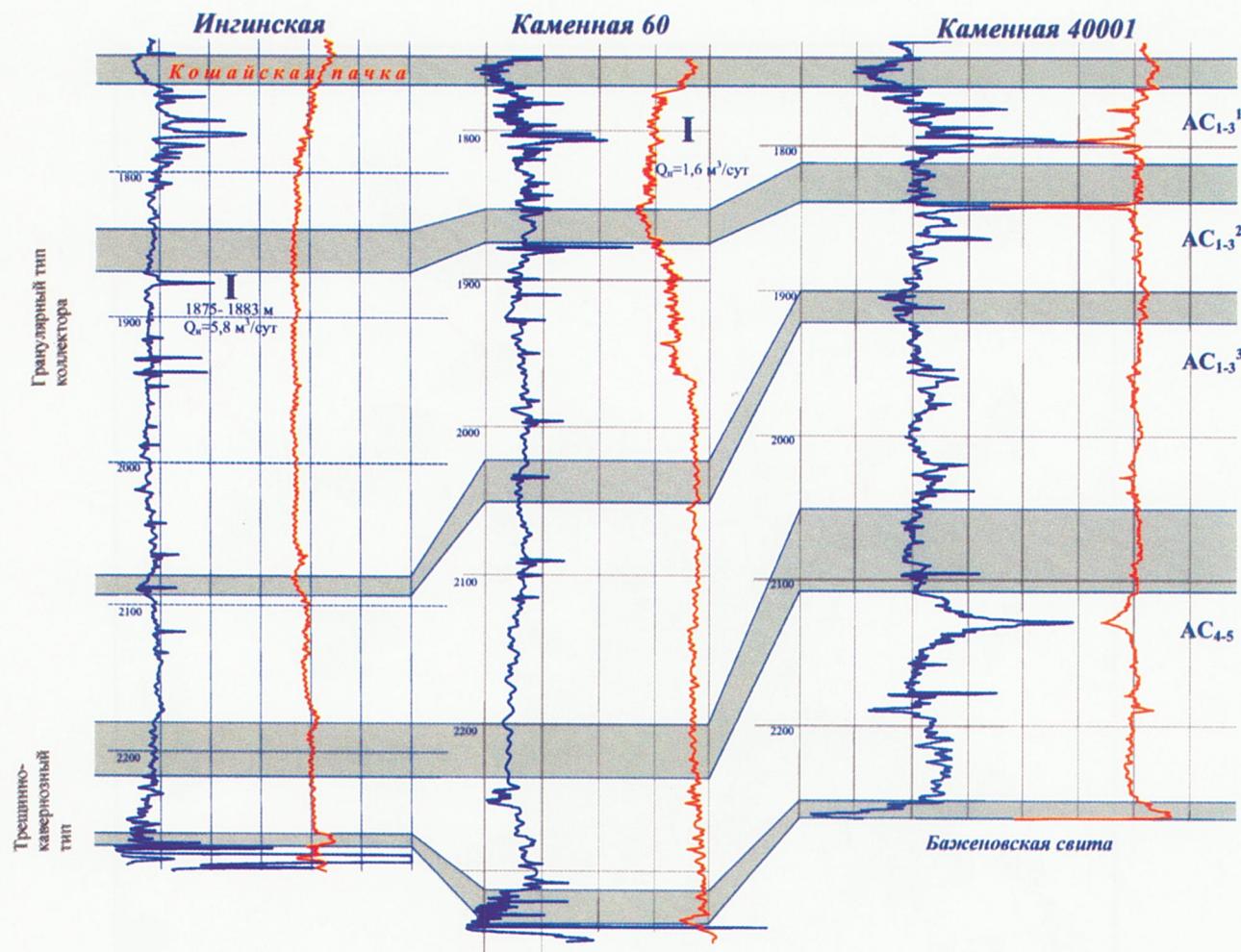


Рис.2.

на шельфовой платформе, которые плавно переходят на окраине шельфа «Фроловского» бассейна в систему косослоистых, черепицеобразно расположенных друг относительно друга пластов ундаформной зоны. Отмеченные пласты вниз по склону бассейна, в свою очередь, переходят в конусы-выноса осадков, которые располагаются соответственно положению транзитных систем на их продолжении в мористой части.

Сопоставление сейсмической и скважинной информации свидетельствует о том, что неокомская часть разреза «Фроловского» бассейна сложена преимущественно глинистым материалом с частыми плотными прослойками карбонатов (рис.2), который отражает особенности его осадконакопления – удаленность от источников сноса, замкнутость. В этих

условиях формирование коллекторов и нефтеперспективных резервуаров возможно по двум направлениям:

1. Гранулярные – за счет накопления линз обломочного материала в кровельной части клиноформного комплекса.

2. Кавернозно-трещиноватые – под действием концентрации кремнисто-карбонатного материала в подошвенной части комплекса (по положению в разрезе – аналог ачимовской пачки)

Вопрос о возможной локализации коллекторов в нижнемеловых отложениях практически не изучен, особенно для второго типа.

По традиционным гранулярным коллекторам на основе обобщения информации сопредельных районов

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ**ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ**

могут быть сформулированы предварительные принципы выделения линз в разрезе.

Дефицит песчаного материала на момент накопления осадков и отсутствие обширных вдольбереговых течений из-за замкнутости бассейна должны были приводить к его концентрации только в пределах достаточно узких зон в областях впадения палеодельтовых систем.

В.П. Игошкин (ЦАГГИ ХМАО) выделяет около десятка авандельтовых систем транзита осадочного материала, по которым происходило заполнение «Фроловского» бассейна. Из них на территории Красноленинского свода аккумулируются пять – Западно-Талинская, Южно-Талинская, Каменная, Галяновская и Средненазымская.

Сопоставление местоположения скважин, из которых получены притоки нефти на Красноленинском своде, с положением палеодельтовых систем на момент формирования черкашинского сейсмокомплекса свидетельствует о том, что все они находятся в зоне слияния Западно-Талинской, Южно-Талинской и Каменной (рис.1).

Выполненный комплекс ГИС по большинству перечисленных скважин не позволяет однозначно выделить песчаные резервуары (рис.2). Это, вероятнее всего, связано с ограниченными возможностями геофизической аппаратуры, так как по данным изучения керна скв. 430 неокомские отложения представлены очень тонким (5-10 см) ритмичным чередованием аргиллитов и нефтенасыщенных алевролитов. Вместе с тем в скв. 40001 Каменной площади, расположенной наиболее близко к зоне транзита, на диаграммах ПС отмечаются прямые качественные признаки коллектора мощностью до 3-5 м.

Вышеизложенное позволяет констатировать следующее:

- в ходе геологоразведочных работ на Красноленинском своде не опиcован неокомский нефтегазоносный комплекс;

- выделение нового нефтегазоносного комплекса в Красноленинском районе стало возможным только благодаря созданию единой геолого-геофизической модели неокомской части разреза всего Западно-Сибирского бассейна и переосмыслению положения месторождения в общей закономерности распределения осадочного материала;

- создание единой каркасной геолого-геофизической модели неокомской части разреза Западно-Сибирского бассейна позволяет определить генеральные направления поисковых и разведочных работ в неокоме на Красноленинском своде;

Продолжение поисковых работ на нефть и газ в неокомской части разреза Красноленинского свода и прилегающих территорий возможно только на основании объединения усилий всех недропользователей. Для этого необходимы: переинтерпретация существующей сети сейсмических профилей, прежде всего, на участках выделенных палеодельтовых систем, создание соответствующей петрофизической основы и переинтерпретация данных ГИС, организация опытно-методических работ по определению добывных возможностей неокомских резервуаров, оценка ресурсной базы рассматриваемой части разреза.

Учитывая значительный объем предстоящих работ, наличие в пределах изучаемой территории участков распределенного и нераспределенного фондов недр, потенциальным координатором данной программы может стать Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана.

Технология комплексных исследований для поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений Западной Сибири

А.Р.Курчиков, А.Ю.Белоносов (НИИГиГ Тюм.ГНГУ)

Технология комплексного применения тепловых, радиоактивных, геохимических и микробиологических исследований разработана для выявления нефтегазоперспективных объектов в разных физико-географических и геологических условиях и апробирована в период с 1987 по 2000 гг. на площадях и структурах Широтного Приобья Западной Сибири (более 35 участков). Уже на начальной стадии полевых работ одновременно измеряются геофизические параметры, отбираются грунты и снежные пробы для геохимических и микробиологических исследований в одних и тех же пикетах наблюдений.

Важный этап технологии - комплексирование полученных во время полевых работ замеров с результатами геологической и геодинамической переинтерпретации сейсморазведочных данных, ГИС, аэрокосмодшифрования, а также при необходимости и гравимагниторазведки. На конечном этапе на структурно-тектоническую карту района в разломно-блочном варианте с элементами геодинамики выносятся участки, наиболее перспективные для обнаружения залежей нефти и газа.

Предлагаемый комплекс исследований начал формироваться в середине 80-х годов при опытно-методических работах в Шаймском нефтегазоносном районе с применением тепловизорной съемки с самолета АН-30. Были проведены первые комплексные полевые работы с наземной геотермической и газогеохимической съемками по снегу для привязки тепловизорных аномалий. Полученные данные подтвердились в результате разведочного и эксплуатационного бурения на Узбекском месторождении, в частности, на структурах: Мысовой, Турской, Южно-Турской, Хултурской, Андреевской, Усть – Иусском валу; в начале 90-х годов в Вартовском НГР на месторождениях: Орехо-Ермаковском, Южном, Нежданном, Ваньеганском, Ай-Еганском,

Рямном, в южной части Ершового, Полуденном, Никольском, в северной части Кошильского, а также поискового бурения на локальных поднятиях: Восточно-Никольском, Южно-Тюменском, Северо-Тульеганском и разведочное на Северо-Курраганской структуре.

В 1998-1999 гг. в наземные комплексные исследования с целью доразведки Западно-Могутлорского месторождения и проведения разведочных работ в юго-восточной части Могутлорского лицензионного участка был введен микробиологический анализ для изучения активности и концентрации углеводородокисляющих бактерий в приповерхностном слое. Стандартная часть метода хорошо себя зарекомендовала при доразведке месторождений Татарии и Башкирии. Специальная часть метода (динамический анализ) была разработана в НИИГиГ ТюмГНГУ и опробована в 1998-1999 гг. (привлекались специалисты-микробиологи ОАО «Экогеос», г.Тюмень).

В 2000 г. в комплекс полевых работ включены исследования грунтов на микроэлементы (Mo, V, Mn, Hg, Ni, Co, W и др.). Связано это с тем, что за последние 5-6 лет петербургскими геологами в Европейской части России над залежами УВ были зафиксированы кольцевые аномалии по микроэлементам. Работы на Тетеревском месторождении Западной Сибири подтвердили факт наличия кольцевых аномалий.

В результате проведенных измерений на моноклинальном залегании отложений (по сейсмическим данным) нами выделены аномальные зоны. При более детальных сейсморазведочных работах (2D или 3D) установлено, что они совпадают либо с локальным малоамплитудным поднятием, либо со структурным носом, либо с литологической или структурно - тектонической ловушкой УВ, ранее не

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

откартированной сейсморазведкой. Кроме того, полевые измерения на конкретном куполовидном поднятии позволяют сделать заключение о его продуктивности.

2. Теоретические предпосылки постановки исследований.

Тепловые, геохимические и микробиологические исследования на протяжении геологического изучения Западной Сибири были единичными, фрагментарными. За последние 8-10 лет физическими, натурными экспериментами, математическим и физическим моделированием показано, что над месторождениями (залежами) углеводородов имеются обширные субвертикальные ослабленные зоны различных наложенных друг на друга систем трещиноватости, по которым осуществляется интенсивная вертикальная миграция углеводородов к земной поверхности.

В целом данный перенос вещества осуществляется фильтрационно-диффузионным путем. Углеводороды, достигнув зоны аэрации (приповерхностный слой 2-3 м), окисляются при взаимодействии с сульфатными водами, с озоном, возникающим за счёт радиолиза и поступающим из атмосферы, а также под действием биогенного окисления (за счёт бактерий, поглощающих и окисляющих УВ, а затем отмирающих с последующим разложением). Так как все эти процессы идут экзотермическим путем, глубинный тепловой поток, поступающий к земной поверхности по субвертикальным зонам трещиноватости, в результате тепломассопереноса усиливается в приповерхностном слое в 2-3 раза, образуя над залежами УВ на поверхности Земли контрастные тепловые аномалии. Из теории теплового поля Земли и из натурных экспериментов следует, что 50% тепла, поступающего к поверхности из земных недр, является радиогенным, т.е. возникшим при распаде радиоактивных элементов. Поэтому для однозначной интерпретации зафиксированных на поверхности Земли тепловых аномалий, необходимо учитывать естественное радиоактивное поле. Исследователи **60-70-х годов** отмечали, что само по себе радиоактивное поле является «информационным» при поиске и разведке нефтяных месторождений. Об этом, в частности, свидетельствуют данные пониженных фоновых значений радиоактивности над нефтяными месторождениями Поволжья. Этот эффект тщательно изучен в лабораторных условиях специалистами под

руководством известного физика-ядерщика академика АН СССР Г.Н. Флёрова.

Доказано, что «лёгкие» углеводородные газы, поступая к земной поверхности и взаимодействуя с приповерхностным веществом на уровне молекул, создают ионообменный слой (плёнку). Когда происходит его перенасыщение, радиоактивные (уран, торий, радий, калий) и редкие элементы (молибден, вольфрам, кобальт, марганец, хром и т.д.) выщелачиваются и вымываются, что фиксируется при альфа-, бета-, гамма-съемках.

Многочисленными геохимическими исследованиями на территории Западной Сибири установлено, что наиболее информативные показатели при поисках залежей УВ - это зафиксированные концентрации «тяжелых» (C₆-C₈) и ароматических (C₆-C₈) углеводородов в грунтах и снежном покрове. «Тяжелые» УВ (парообразные) обладают слабой мигрируемостью в отличие от «легких» (газообразных C₁-C₅) и имеют меньший радиус ореола рассеивания. Появление ароматических УВ в приповерхностном слое связано только с глубинным генезисом, не считая поверхностного загрязнения, и их практически не поглощают бактерии и другие организмы (например, грибки), питающиеся углеводородными эманациями. Изучение «легких» (C₂-C₅) УВ показало, что эффективность работ резко повышается, если все газохроматографические анализы проводятся в течение суток после отбора снежных проб. Это связано с тем, что снежный покров является адсорбентом для «легких» УВ - газов, а также областью жизнедеятельности психрофилов, бактерий, живущих в снежном покрове и питающихся этими газами.

Большое количество углеводородпоглощающих, углеводородокисляющих бактерий в грунтовых и снежных пробах свидетельствует о наличии питательной среды, а значит о постоянном подтоке УВ - газов к земной поверхности.

Таким образом, комплекс тепловых, радиоактивных, геохимических и микробиологических исследований при наземных поисках и разведке нефтяных месторождений наиболее эффективен и несет две смысловые нагрузки, а именно: каждый последующий метод - «проверочный» для предыдущего; каждый метод информативен.

Комплексирование этих методов целесообразно уже на начальной стадии проведения полевых работ.

3. Полевые исследования.

Полевые исследования проводятся во все

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

времена года непосредственно в мелких 2-метровых скважинах с заданным шагом вдоль сейсмопрофилей, но предпочтительнее зимой и весной (ноябрь – апрель), т.к. снежный покров прекрасно экранирует влияние всевозможных внешних эффектов, которые могут создавать помехи при измерениях. Полевой отряд составляет 8-10 человек. Комплексные полевые работы включают в себя:

1. Геофизические методы (разведочная геотермия, тепловые и радиоактивные шпуровые измерения), в результате которых над залежами УВ должны фиксироваться локальные положительные тепловые аномалии и пониженный естественный радиоактивный фон.

2. Газогеохимические методы (количество определение в снежном покрове концентраций гомологов метана («легкий» ряд C1-C5), которые подвижны, летучи и легко поглощаются бактериями, а также «тяжелых» (C6-C8): гексана, гептана, октана и ароматических УВ (C6-C8): бензола, толуола, ксиола). Последние существуют в природе не в газообразной, а парообразной форме, менее летучи; ароматические УВ меньше поглощаются микроорганизмами, они мало подвижны, сохраняются длительное время и генетически связаны с залежами УВ, хотя и являются высокореагентоспособными, то есть вступают во взаимодействие с веществом, через которое мигрируют). Наличие газовых аномалий предполагает существование их источника, т.е. залежи УВ.

3. Литогеохимические методы (серия спектральных и специальных анализов грунтов, позволяющих определить концентрацию в почве целого ряда микроэлементов: Mo, Ni, Co, Cd, V, W, Cu, Hg и др.). Последние при определенных соотношениях между собой должны указать на наличие залежи УВ.

4. Метод разведочной микробиологии (изучение в приповерхностном слое бактерий как в статике - отдельно взятый временной срез, так и в динамике - несколько временных срезов. Наличие питательной среды - подтока УВ-газов к поверхности Земли способствует активности и концентрации углеводородокисляющих бактерий).

Кроме вышеперечисленных основных исследований проводятся дополнительные, необходимые для однозначной геологической интерпретации полученных материалов, в частности:

- для геофизических методов – петрофизическое изучение теплопроводности приповерхностных отложений в мелких скважинах для выделения тепловых аномалий, связанных с окислительными процессами;

- для геохимического метода – полевой гидрохимический экспресс-анализ растворов, полученных из мелких скважин с целью качественного изучения концентраций ароматических УВ. Анализы проб: на аммоний – для соблюдения «чистоты» отбора проб и установки геохимического фона; на ртуть и хлор для выявления наиболее «открытых» ослабленных дизьюнктивных зон.

- для микробиологического метода – полевой электрохимический экспресс-анализ растворов, полученных из отобранных образцов, для изучения окислительно-восстановительных обстановок, концентраций ионов водорода с целью выяснения условий жизнеобеспечения внедряемой в грунт ассоциации углеводородокисляющих микроорганизмов.

Комплексная интерпретация вышеперечисленных данных позволяет очень точно диагностировать территорию исследований для прогноза ее нефтегазоносности.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

В рамках 10-летнего юбилея НК "ЛУКОЙЛ" проходила научно-техническая конференция, на которой были представлены доклады молодых ученых и специалистов. Одну из представленных организаторами конференции работ мы предлагаем вниманию читателей.

Анализ перспектив нефтегазоносности пород коры выветривания фундамента на Мортымья-Тетеревском месторождении

Н.А.Борыгина (Геолого-тематическая экспедиция ТПП «Урайнефтегаз»)

Введение

Шаимский нефтегазоносный район является старейшим нефтяным районом Западной Сибири. Наиболее крупные месторождения нефти уже открыты, интенсивно эксплуатируются и заметно истощаются. В связи с этим встаёт вопрос поиска залежей углеводородов в ловушках сложного типа и разработки залежей нефти в горизонтах складчатого фундамента.

В пределах Шаимского нефтегазоносного района известно большое количество нефтепроявлений и небольших залежей в кровельной части доюрского комплекса (Толумское, Мортымья-Тетеревское, Даниловское, Северо-Даниловское, Потанайское и другие месторождения)

Механизм миграции углеводородов

Состав нефтей, полученных из юрских отложений и из пород фундамента, свидетельствует об их едином происхождении. Механизм миграции углеводородов из юрских отложений в нижележащие породы доюрского комплекса основывается на представлении о блоковом строении пород фундамента и осадочного чехла.

Западно-Сибирская плита в эпоху своего геосинклинального развития подверглась активному

тектоно-магматическому воздействию, сформировавшему блоковое строение фундамента. На последующих этапах тектонической деятельности динамика блоков привела к появлению большого количества разрывных нарушений в мезозойском осадочном комплексе, которые выделяются по дистанционным и сейсмическим материалам.

Основные пути фильтрации в коллекторах доюрского комплекса-трещины, обеспечивающие подток нефти к стволу скважины и определяющие ее продуктивность. Основной же объем извлекаемой нефти сосредоточен в кавернах и полостях выщелачивания. Возможна также подпитка нефти за счет микро- и макротрещин из редких прослоев и линз межзерновых коллекторов.

Типы залежей углеводородов в породах фундамента определяются теми же факторами, что и в отложениях платформенного чехла (литологическим, тектоническим), но несомненно более сложно выраженные в силу сложного геологического строения фундамента.

Фундамент

На Мортымья-Тетеревском месторождении породы фундамента, в основном, представлены метаморфизован-ными породами: глинистыми, хлорит-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

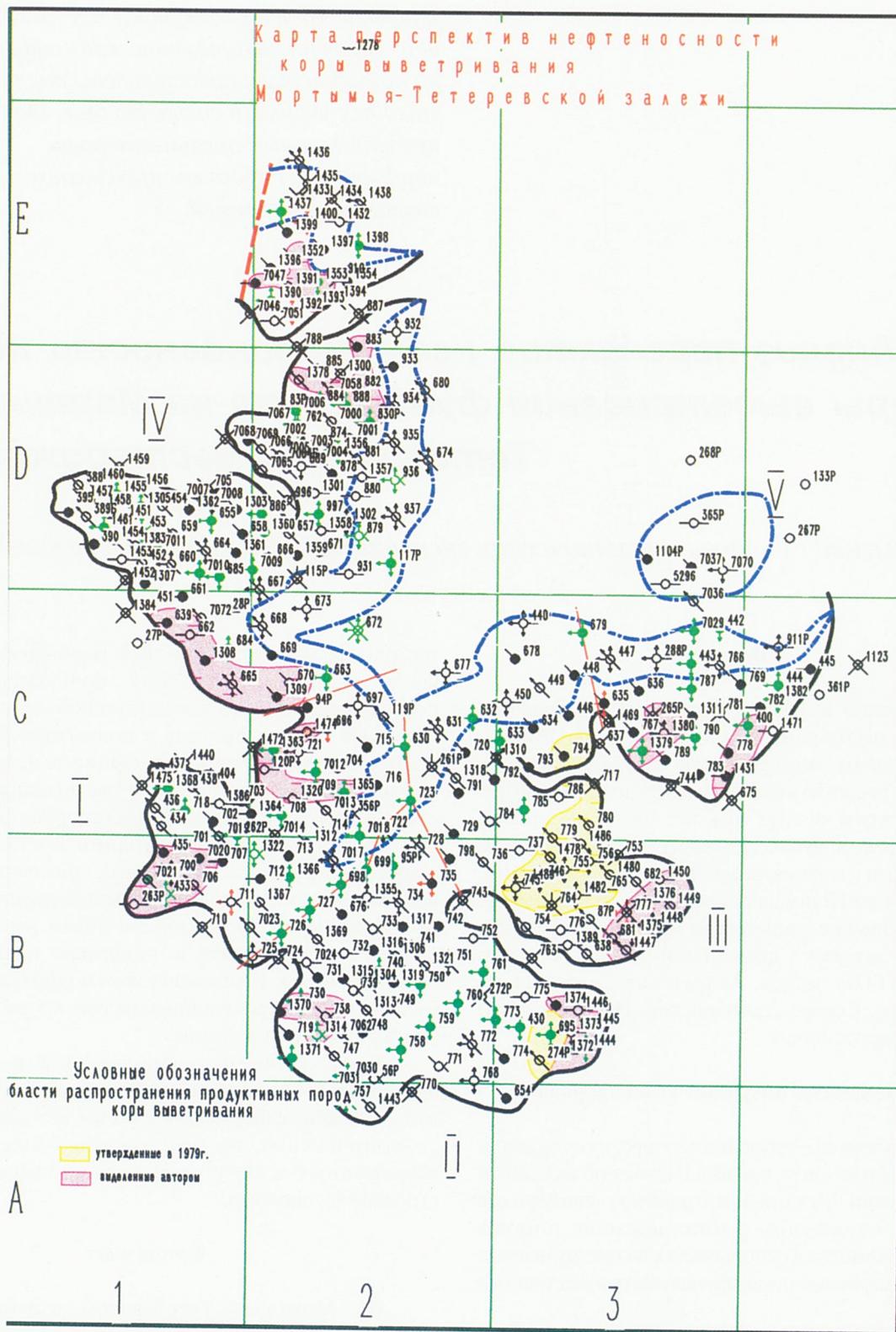


Рис. I.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

Расчет геологических запасов нефти по коре выветривания Мортымья-Тетеревской площади.

Таблица 1

	участок	расчетные параметры								Нач. запасы нефти балансовые извлекаем. тыс. т	Добыча с начала разработки на 1.01.2001г. тыс. т
		F тыс.м3	h м	v тыс.м3	μ	В доли ед.	Y г/см3	β доли ед.	η доли ед.		
по оперативной оценке 1993г		4193,8	3,27	13710,9	0,14	0,67	0,83	0,74	0,3	790	
										237	
расчитанные автором	1	937,5	4,7	4375	0,14	0,67	0,83	0,74	0,3	251	
										75	
	2	1062,5	2,6	2762,5	0,14	0,67	0,83	0,74	0,3	159	
										48	
	3	625	1,08	675	0,14	0,67	0,83	0,74	0,3	39	
										12	
	4	687,5	2	1375	0,14	0,67	0,83	0,74	0,3	79	
										24	
	5	1093,8	4	4375	0,14	0,67	0,83	0,74	0,3	252	
										76	
	6	718,8	3	2156,3	0,14	0,67	0,83	0,74	0,3	124	
										37	
	7	437,5	2	875	0,14	0,67	0,83	0,74	0,3	50	
										15	
	8	1218,8	2,6	3450,5	0,14	0,67	0,83	0,74	0,3	199	
										60	
	9	1250	2,1	2625	0,14	0,67	0,83	0,74	0,3	151	
										45	
	10	750	1,2	900	0,14	0,67	0,83	0,74	0,3	52	
										16	
Всего по площади		8781,4	2,68	23550,4						1356	
										408	1079

Скважины для проведения ГРП Мортымья-Тетеревского месторождения

Таблица 2

Нскв		1431	1474
Годы эксплуатации		06.1981-наст. вр	08.1980-02.1994
Состояние скважины		в работе	в консервации
геологическая характеристика пласта	пласт	КВ	КВ
	глубина, м	1874	1792
	толщина, м	10	6
	проницаемость, мД	10	5
	пористость, %	14	14
технологич. характерис. скважин	накопленные отборы	нефти, тыс.т	64,602
		жидкости, тыс.т	84,365
	до ГРП	дебит жидкости, т/сут	1,7
		дебит нефти, т/сут	1,1
		обводненность, %	34,2
Прогноз ГРП		дебит жидкости, т/сут	26
		дебит нефти, т/сут	20
		дополнит. добыча нефти, тыс.т	15
		продолжит. эффекта, мес.	50
			20
			12
			9
			48

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

карбонатными, кварц-серицитовыми сланцами. По просмотренному описанию керна в сланцах, в результате тектонического воздействия, наблюдаются разноориентированные трещины и сланцеватость под углом 40-60° к оси керна. Сланцы во многих местах прорваны более молодыми интрузиями кислого состава.

В северной части месторождения вскрыты плотные магматические породы: граниты, гранодиориты.

Кровельная часть фундамента повсеместно имеет следы выветривания: трещиноватость, кавернозность.

В пониженных зонах разломов отмечаются слои обломочных пород: конгломерато-брекчий и галечников.

Анализ перспектив нефтеносности коры выветривания

Целью данной работы явилось уточнение геологического строения разрабатываемого месторождения и оценка нефтеотдачи объектов залежи с различными коллекторскими свойствами, какими являются терригенные пласти и проницаемые интервалы коры выветривания.

Выполненные комплексные исследования позволяют выделить несколько высокоперспективных участков в пределах Мортмыя-Тетеревского месторождения. Это не касается прослоев терригенных пород.

Высокоперспективные земли - это те площади, на которых получены притоки углеводородов из ДК, сложенного соответствующими литотипами (порфиры кислого и среднего состава, а также кремнистые или метаморфизованные сланцы с прослоями метапесчаников), залегающими не ниже абсолютной отметки ВНК, перекрывающего ДК юрского продуктивного горизонта.

В ходе работы был рассмотрен геофизический материал более чем по 100 скважинам, а также промыслово-геофизический исследования по контролю за разработкой по 50 скважинам.

Было выделено 10 перспективных участков по коре выветривания в нефтенасыщенной зоне и просчитаны по ним запасы, на карте они обозначены розовым цветом. Желтым цветом обозначены залежи по коре выветривания, утвержденные в 1993 году на ЦКЗ.

Результаты расчетов приведены в таблице 1.

По расчетам автора запасы по коре выветривания составили 1356 тыс.т

А по переоценке запасов в 1993 году балансовые запасы составили 970 тыс.т.

При авторской оценке запасов параметры: пористость, нефтенасыщенность, плотность нефти и пересчетный коэффициент остались прежними. Изменились лишь площадь и средневзвешенная мощность по залежи. Что повлекло за собой изменение объема.

На диаграмме (рис.1) представлено сравнение подсчетных параметров и извлекаемых запасов нефти между утвержденными в 1993 году и оцененными в данной работе.

Мортмыя-Тетеревское месторождение разрабатывается с 1966 года, находится на поздней стадии разработки.

Продуктивность пород коры выветривания подтверждена результатами освоения и материалами ПГИ.

В скважинах №1486 и №1489, где перфорирована только кора, получены притоки нефти, накопленная добыча составила:

по скв. №1486 – 18303 тонн нефти, обводненность 99,6% (сейчас находится в пьезометре);

по скв. №1489 – 8363 тонн нефти, обводненность 77,3% (в консервации).

Промыслово-геофизические исследования по определению работающих мощностей на начальном этапе разработки показывали наличие притоков из интервалов, которые не принадлежат пласту "П", это проницаемые интервалы тюменской свиты и коры выветривания.

Примеры промыслово-геофизических исследований по КВ встречаются редко.

В скважине №780 определено наличие притока, а в скважине №695 наблюдается поглощение воды породами коры выветривания.

Со временем на месторождении наблюдается более быстрая выработка и обводнение пласта «П». При этом, как правило, притоки из отложений с более низкими коллекторскими свойствами не отмечаются, т.е. запасы нефти извлекаются слабо или остаются неохваченными разработкой.

На заключительном этапе работы даются рекомендации.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ**РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ****Рекомендации:**

1. Опробовать кору выветривания на нефть в следующих скважинах:

№ 435 интервал 1569-1580 м, РИР подошвы пласта П

№ 1309 интервал 581,6-1592 м

№ 7020 интервал 1596-1604 м

№ 7021 интервал 1740-1748 м

Необходимо провести в этих скважинах промыслово-геофизические исследования.

2. Провести ГРП в следующих скважинах:

№ 1431

№ 1474

ГРП целесообразно проводить в плотных низко-проницаемых коллекторах, с мощностью пласта более 5 м и малой обводненностью – 30%.

В таблице 2 приводится прогноз ГРП.

Ожидаемый дебит по скважине **№ 1431** – 20 т/сут, по скв. **№ 1474** – 12 т/сут.

Дополнительная добыча нефти скв. **№ 1431** – 15 тыс.т, скв. **№ 1474** - 9 тыс.т.

Оценка экономической эффективности применения метода ГРП приведена в таблице 3.

Исходные данные и расчет экономической эффективности
за счет повышения нефтеотдачи пластов.

Таблица 3

Показатель	Ед. измер.	Факт
1а. Количество скважин	Скв	2
1. Количество проведения ГРП		2
2. Объем добычи дополнительной нефти	т.тн.	24
2а. Объем дополнительной товарной нефти	т.тн.	23,856
3. Стоимость 1 тонны нефти	руб.	1168,12
4. Себестоимость 1 тонны нефти по условно-переменным затратам	руб.	368,68
5. Стоимость 1 ГРП	т.руб	3030,4
6. Реализация продукции (стр2а.*стр.3)	т.руб	27866,7
7. Затраты на добычу нефти (стр.2*стр.4)	т.руб.	8848,3
Затраты на внедрение		
8. Затраты на проведение ГРП	т.руб	6068,8
Экономический эффект Стр.6-(стр.7+стр.8)	т.руб	12957,6

Экономическая эффективность

Таким образом экономический эффект составит **12957,6** тыс.руб.

Заключение

Освоение такого сложного объекта как доюрский комплекс потребует решения непростых задач и новых

подходов как при разработке месторождений и бурении скважин, так в геологической и геофизической службе.

Проблема поиска углеводородов в глубоких горизонтах, на фоне истощения запасов эксплуатируемых месторождений, очень актуальна для многих нефтяных районов, где месторождение находится на последних стадиях выработки.

Экономический эффект этого проекта очевиден. Помимо покупки участков земель нераспределённого фонда есть возможность обнаружения залежей углеводородов и их разработка на территориях с уже развитой нефтедобывающей инфраструктурой.

Литература

1. Журавлев Е.Г. Кора выветривания фундамента и ее влияние на формирование нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири.- Москва. - «Недра», 1976

2. Бочкарев В.С. Тектонические условия замыкания геосинклиналей и ранние этапы развития молодых платформ. Москва.- «Недра», 1973.

3. Лазько Е.М. Региональная геология СССР. Москва.- «Недра», 1975.

4. Зубков М.Ю. Отчет «Оценка перспектив нефтеносности пород доюрского комплекса фундамента Шаймского района».- Тюмень, 1990.

Повышение нефтеотдачи путем оптимизации давления заводнения на примере Когалымского месторождения

С.В. Колбиков, Х.Вон, А.А. Усманов, С.Е. Чалов (ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК»)

Основной метод разработки нефтяных залежей в Западной Сибири - заводнение. Заводнять пласты начинают на ранней стадии разработки залежей для поддержания высоких темпов добычи нефти. При этом стремятся поддерживать среднее пластовое давление близко к начальному. В условиях неоднородного геологического разреза горизонта такая стратегия приводит к снижению КИН низкопроницаемых пропластков на режиме истощения, а также к блокированию в них запасов нефти при обводнении высокопроницаемых пластов. Периферийные участки пласта, расположенные за пределами зоны разбуривания, не отрабатываются, а нефть из них частично вытесняется в водоносный пласт.

Мы предлагаем стратегию разработки нефтяных залежей путем регулирования пластового давления в процессе заводнения. Условие применения этой стратегии – давление насыщения нефти газом должно быть значительно (не менее 40%) ниже начального пластового. Сущность стратегии – использование запаса пластовой энергии при разработке на истощение и при заводнении для увеличения охвата низкопроницаемых нефтенасыщенных пластов дренированием и повышения эффективности вытеснения нефти на естественном режиме.

Стратегия разработки нефтяного месторождения с низким давлением насыщения

Коэффициент извлечения нефти (КИН) формируется из разработки залежи на истощение в результате применения вторичных и при экономической целесообразности третичных методов разработки. Это можно выразить очевидным соотношением

$$\text{КИН} = \text{Кин.источен.} + \text{Кин.вторич.} + \text{Кин.третич.} \quad (1)$$

Цель настоящей работы - повышение КИН при разработке с использованием заводнения, поэтому в дальнейшем составляющую КИН от применения третичных методов опустим. Перепишем уравнение (1) с учетом структуры коэффициентов:

$$\begin{aligned} \text{КИН} = & [K_n^\phi / (K_n^\phi + K_b^\phi)] J (\beta_{\text{пор}} + S_n \beta_n + S_b \beta_b) (P_n - P_k) / S_n + \\ & + K_{\text{oxb}}^n K_{\text{oxb}}^{n\pi} K_{\text{выт}} \end{aligned} \quad (2)$$

где $K_n^\phi = K_n^\phi / \mu_n$ – коэффициент подвижности для нефти (н) или воды (в); K_n^ϕ – коэффициент фазовой проницаемости для нефти (н) и воды (в); μ – коэффициент динамической вязкости; β – коэффициент сжимаемости порового пространства (пор), нефти (н) и воды (в); S_n – коэффициент нефтенасыщенности; S_b – коэффициент водонасыщенности; P_n – начальное пластовое давление; P_k – конечное пластовое давление для этапа разработки на истощение; $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой при заводнении; K_{oxb}^n , $K_{\text{oxb}}^{n\pi}$ – коэффициенты охвата продуктивных пластов процессом вытеснения по вертикали и по горизонтали.

Первое слагаемое уравнения (2) соответствует коэффициенту извлечения нефти на режиме истощения. В квадратных скобках стоит относительная подвижность нефти, характеризующая долю нефти в вытесняемой из порового пространства жидкости на режиме истощения. Коэффициент сжимаемости порового пространства $\beta_{\text{пор}}$ рассчитывается как частная производная порового объема по давлению насыщающей его жидкости (при постоянном горном давлении) на единицу порового объема.

Приведем на примере данных анализа керна пласта БС₁₁² Когалымского месторождения оценку величин КИН на режиме истощения и при заводнении. Исходные данные приведены в табл.1.

Таблица 1

$S_n = 0.55$	$S_b = 0.45$	$\beta_{\text{пор}} = 3.8 \times 10^{-3} \text{ л/МПа}$	$\beta_{\text{породы}} = 8.0 \times 10^{-4} \text{ л/МПа}$
$K_n^\phi = 0.054 \text{ мкм}^2$	$K_n^\phi = 0.04 \text{ мкм}^2$	$\beta_n = 15 \cdot 10^{-4} \text{ л/МПа}$	$\beta_b = 4.0 \times 10^{-4} \text{ л/МПа}$
$P_n = 24.5 \text{ МПа}$	$P_k = 15.0 \text{ МПа}$	$K_{\text{выт}} = 0.64$	$K_{\text{oxb}}^n = 0.6^*$
$K_{\text{oxb}}^{n\pi} = 0.8^*$			

* - данные получены на основе экспертной оценки.

В результате получили $\text{КИН} = 0.087 + 0.283 = 0.376$. Аналогичная величина КИН получена на 3D модели соответствующего пласта. Приведенный результат показывает, что можно потерять до трети нефтеотдачи из-за пренебрежения периодом разработки на истощение. На рис.1 представлена предпочтительная стратегия разработки нефтяного месторождения с использованием заводнения.

Стратегию можно разделить на три основных этапа:

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

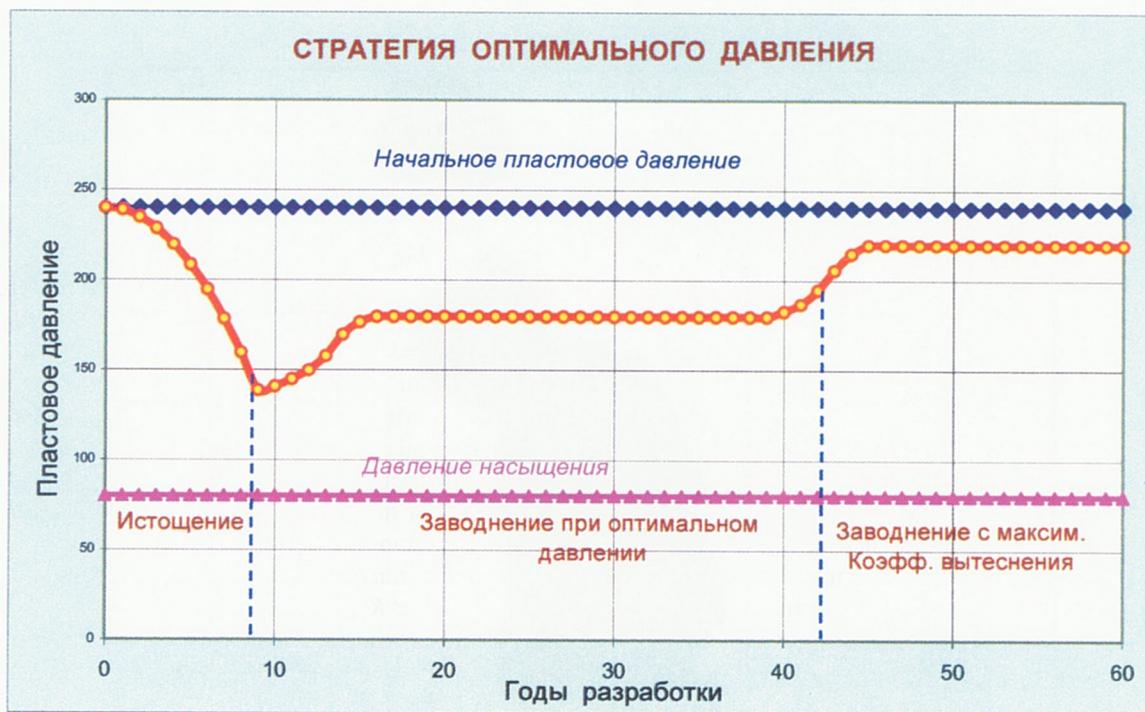


Рис.1. Стратегия разработки нефтяного месторождения с поддержанием оптимального пластового давления при заводнении

Первый этап: разработка на истощение. Это необходимый этап для залежей с давлением насыщения значительно выше начального пластового давления. Несмотря на относительно невысокий процент нефтеотдачи (3-12%), важно помнить, что в разработку вовлекаются, как правило, все балансовые запасы. При разработке на режиме истощения пластовое давление нельзя снижать ниже 1.2–1.3 давления насыщения нефти газом. Минимальная его величина определяется технико-экономическими расчетами для конкретного месторождения с учетом технологических ограничений. Забойные давления могут быть снижены и ниже давления насыщения, но в пределах 1-2 м радиуса от забоя скважины.

Второй этап: ограниченное заводнение для поддержания оптимальной величины пластового давления, позволяющего отрабатывать низкопроницаемые пласти и периферийные участки залежи при пониженном пластовом давлении. В случае проявления естественного водонапорного режима такой подход способствует более эффективному вытеснению нефти из периферийных и низкопроницаемых пластов. Обоснование оптимальной величины пластового давления на этом этапе требует детального геологического и гидродинамического моделирования с экономической оценкой различных вариантов. После проведения мероприятий по выравниванию профилей закачки в целях

увеличения коэффициента охвата и последующего заводнения высокопроницаемых пластов можно переходить к третьему этапу – заводнению при высоком пластовом давлении.

Третий этап: форсированное заводнение. Эксперименты указывают на увеличение коэффициента вытеснения с ростом пластового давления. На этом этапе происходит доотмыв остаточной нефти из обводненного пласта за счет более высокого коэффициента вытеснения. Увеличение дебитов жидкости по скважинам также способствует продлению их экономически рентабельной жизни за счет роста дебита нефти при одной и той же обводненности. Переход к этапу форсированного заводнения целесообразно начинать после прорывов воды в добывающие скважины по наиболее проницаемым пластам. Преждевременный переход к третьему этапу приведет к частичному поглощению нефти низкопроницаемыми пластами из высокопроницаемых.

Реализация предлагаемой стратегии в процессе заводнения имеет следующие преимущества:

- Обеспечивается наиболее высокий КИН за счет дополнительной добычи нефти от разработки залежи на истощение. При этом вовлекаются в разработку все балансовые запасы нефти, тогда как при заводнении при начальном давлении только часть пласта, охваченная заводнением.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

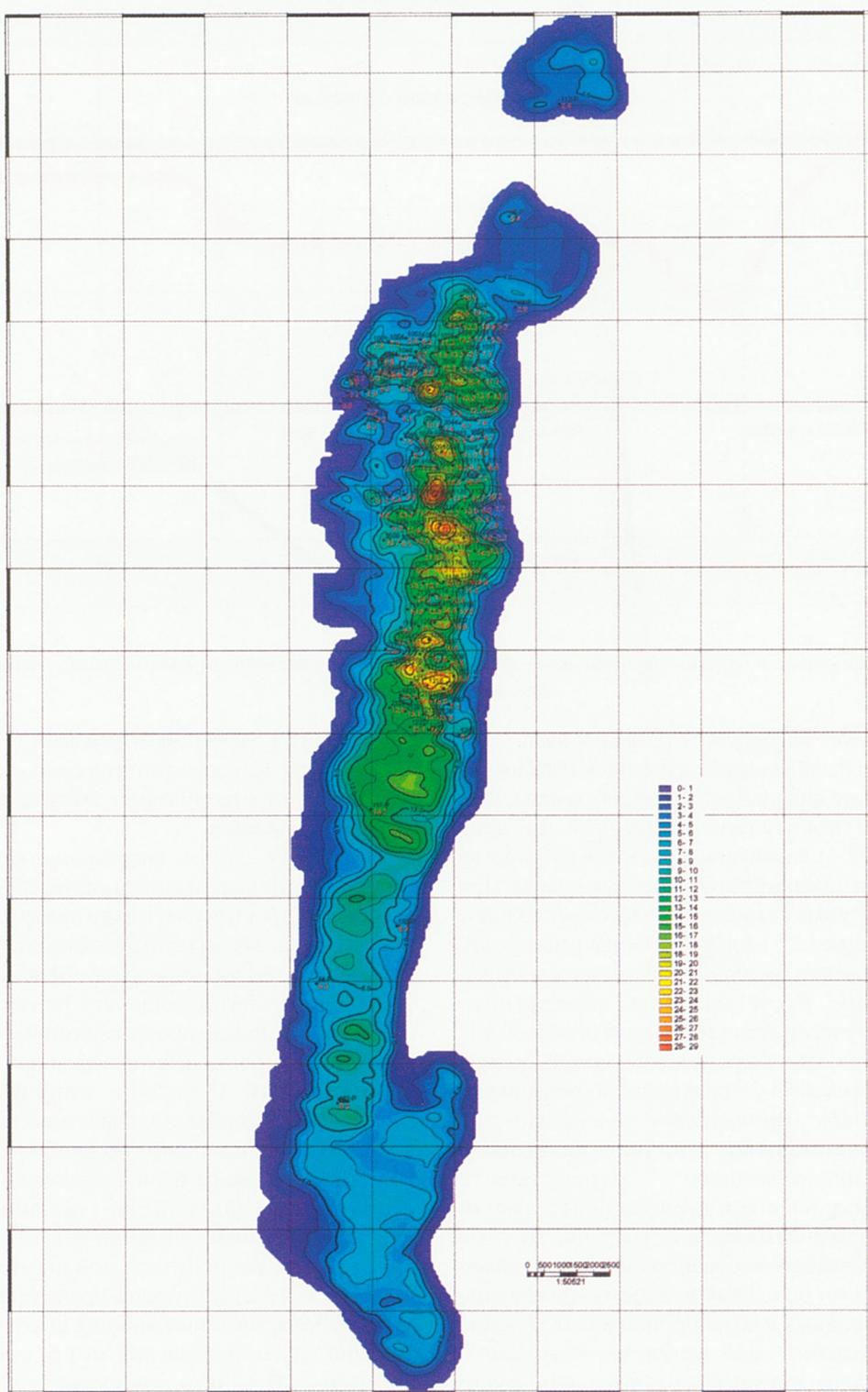


Рис.2. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин Когалымского месторождения

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

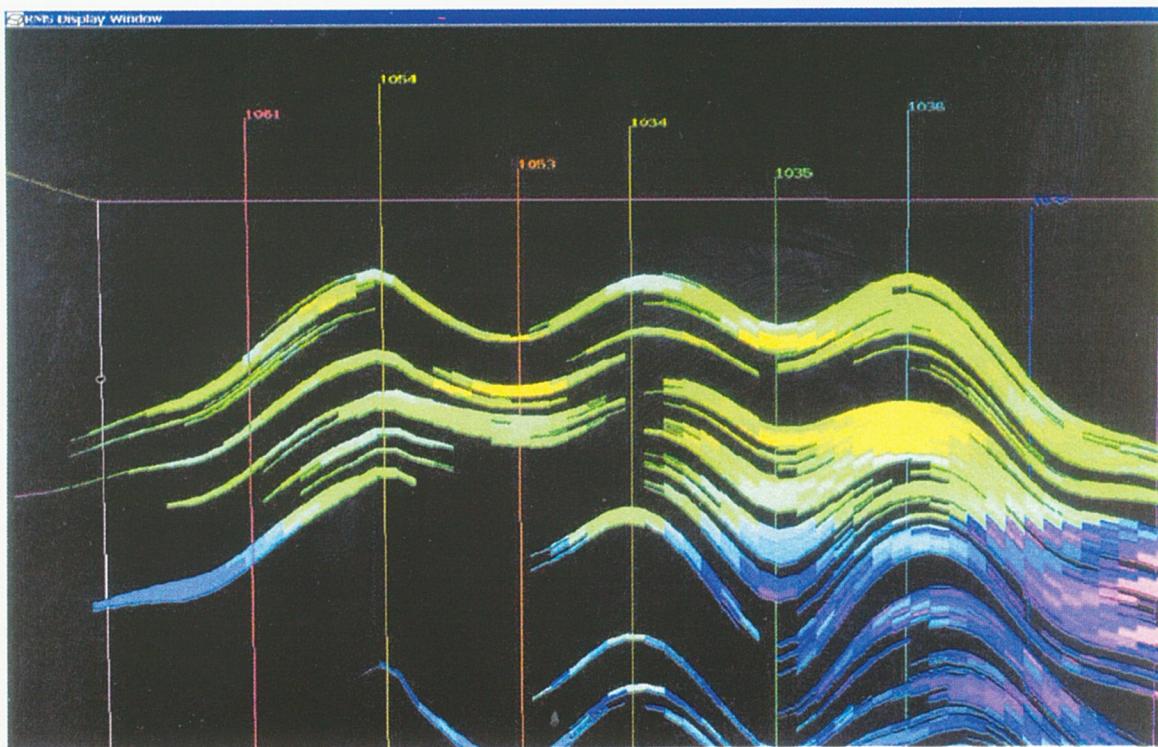
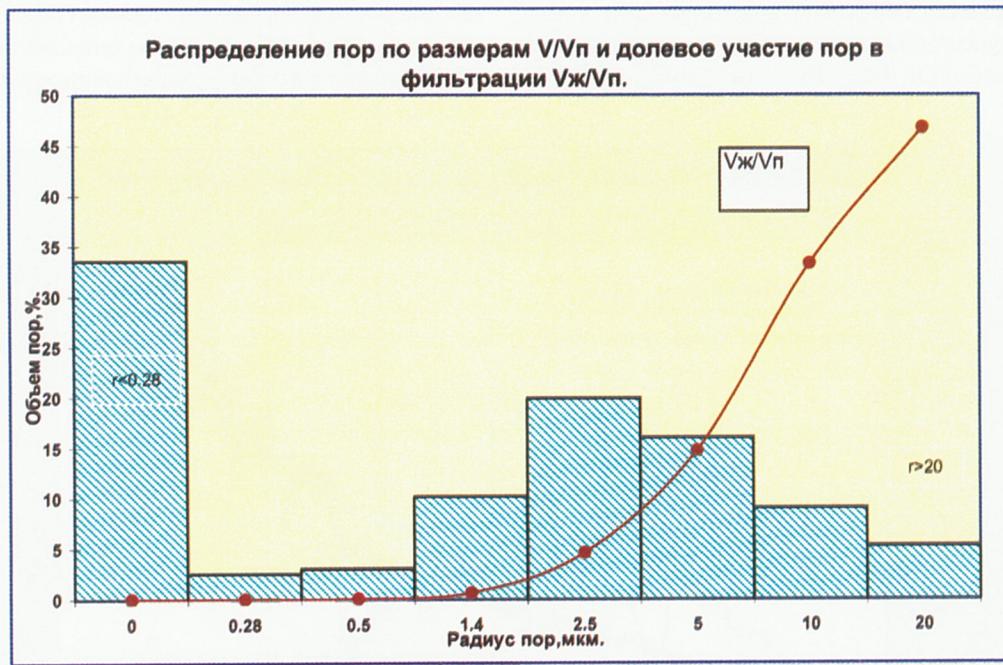
Рис.3. Геологический профиль пласта BC_{11-2} 

Рис.4. Результаты экспериментального определения насыщенности

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Увеличивается коэффициент охвата за счет дренирования низкопроницаемых пластов и периферийных неразбуренных участков залежей.

· Если залежь приурочена к водоносному пласту, то ее разработка происходит при упруговодонапорном режиме. Происходит частичное обводнение залежи на естественном режиме. Это наиболее эффективный режим вытеснения нефти водой с точки зрения коэффициентов вытеснения и охвата пласта, способствующий более полному вытеснению нефти из периферийных, краевых зон пласта.

· Обеспечивается более длительный период безводной эксплуатации скважин и меньший темп роста обводненности при той же накопленной добыче нефти.

· Сохраняются продуктивные характеристики скважин при проведении КРС и ПРС за счет возможности использования нефти при глушении последних. Упрощается процедура глушения благодаря низкому пластовому давлению.

· Экономятся капитальные и эксплуатационные затраты (в систему ППД и КНС) за счет меньших объемов закачки воды и добываемой жидкости на втором этапе.

Геологические предпосылки реализации предлагаемой стратегии

Предлагаемая стратегия апробировалась для Когалымского месторождения, на котором выделено три объекта разработки: BC_{10} – BC_{11} , BC_{16} – BC_{20} и ЮС_1^1 .

объединившие девять горизонтов, включающих 28 залежей нефти. Два из них (BC_{10} – BC_{11} и ЮС_1^1) разрабатываются с поддержанием пластового давления и один (пласты ачимовских отложений BC_{16} – BC_{20}) на режиме истощения.

Нефтяные залежи BC_{10} – BC_{11} – основной объект разработки, текущий темп добычи из которого составляет 94% от общего по месторождению. Пласти этого объекта характеризуются значительной вертикальной и площадной неоднородностями (рис.2). Коэффициент проницаемости изменяется от 0 до 800 мД, составляя в среднем 50 мД. В продуктивном разрезе BC_{11}^{26} выделяется до пяти пропластков (рис.3), разделенных глинистыми перемычками протяженностью от нескольких сот метров до 1-2 км. Литологически эти пласти также неоднородны с высоким (до 30%) содержанием субкапиллярных пор, составляющих неэффективную пористость (рис.4).

Особенностью нефтяных залежей Когалымского месторождения является и низкое давление насыщения, составляющее 8.5 МПа по уточненным данным PVT-анализа пластовых проб нефти для пласта BC_{11}^{26} . Промысловые исследования распределения плотности нефти по глубине скважины также подтверждают эту величину. Низкое давление насыщения и неоднородный характер строения продуктивных отложений обусловливают целесообразность разработки залежи при оптимальном давлении заводнения. Пластовое давление на режиме истощения можно снижать до величины, обеспечивающей работу эксплуатационных скважин без



Рис. 5. Динамика добычи жидкости и закачки воды

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

необратимого повреждения призабойной зоны из-за выделения газа или деформации пласта.

История разработки

Когалымское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа. Оно открыто в 1971 г. и начало разрабатываться с 1985 года. В настоящее время темп добычи нефти составляет около 5500 т/сут при фонде добывающих скважин 180 и нагнетательных – 80 единиц. Дебиты жидкости по скважинам - от 3 до 200 м³/сут. Отбрано около 32% от начальных извлекаемых запасов. Динамика добычи жидкости и закачки показана на рис.5.

Из графика видно, что в периоды 1988-1989 и 1991-1993 гг. закачку проводили с явным избытком без соответствующего регулирования по элементам заводнения. СП «ЛУКОЙЛ-АИК» начало операторскую деятельность по разработке Когалымского месторождения в 1995 году. Стратегия компании была направлена на регулирование процесса заводнения для достижения высоких коэффициентов нефтеотдачи. В Уточненной

технологической схеме 1995 года в этих целях был обоснован переход от трехрядной системы заводнения к обращенной семиточечной при той же плотности сетки скважин (500 м) на основе анализа десяти различных вариантов по плотности сетки скважин и системам заводнения, рассчитанным на трехмерной трехфазной модели БашНИПИнефть. С 1996 года компания проводит работы по обоснованию пластового давления в процессе заводнения.

Обоснование стратегии разработки на основе численного эксперимента

В 1997-1998 гг. совместно с компанией GeoQuest (Schlumberger) проводилась работа по обоснованию оптимального пластового давления в процессе заводнения. Построена упрощенная двумерная профильная геологическая модель одного элемента завоуднения на основе данных анализа кернового материала по скв. 1037, отражающей характерное строение пласта БС_{II}² (рис.6). Схематизация вертикальной неоднородности приведена в табл.2.

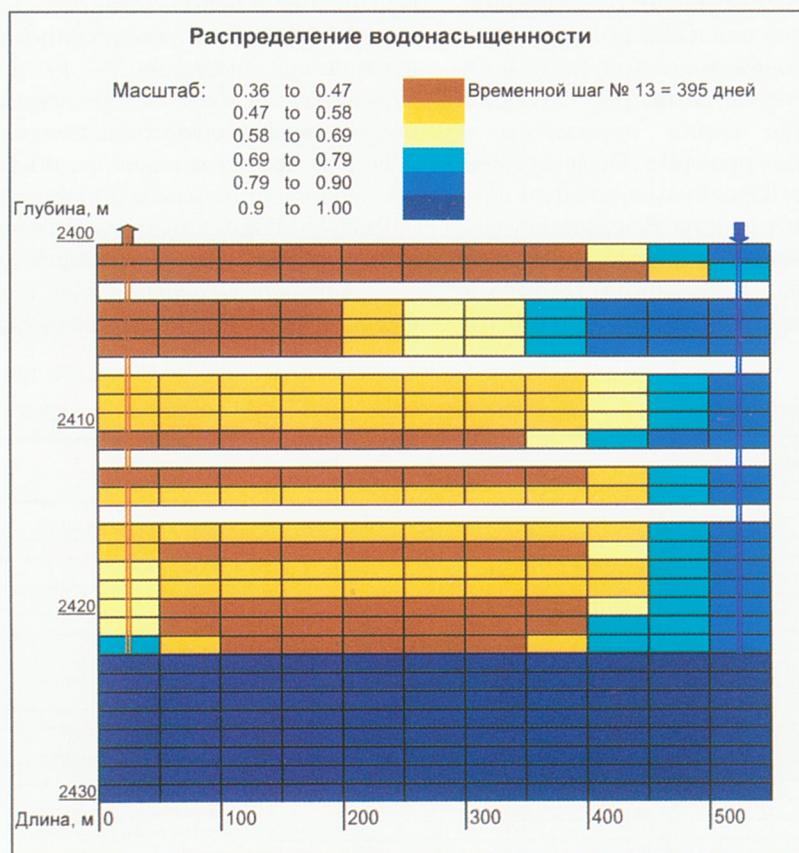


Рис.6. Распределение водонасыщенности в 2D модели

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Размеры сеточной области модели: 30x1x1. Длина модели соответствует 500 м, толщина каждого горизонтального слоя – 1 м. Горизонтальные слои принятые сдвоенными с параметрами из табл. 2. Вдоль левой и правой сторон модели расположены две скважины: добывающая и нагнетательная (см. рис. 6). Доля дебита добывающей скважины по жидкости для модели составляет 20 м³/сут. Темп закачки в нагнетательную скважину контролируется исходя из поддержания в модели заданного пластового давления. В добывающей скважине вскрыты все продуктивные пласти выше трех метров над ВНК. Нагнетательная скважина сообщается как с продуктивными пластами, так и с водоносным. Коэффициенты удельной продуктивности рассчитаны в соответствии с гидропроводностью отдельных пластов. Коэффициенты начальной нефтенасыщенности введены в модель по данным керна об остаточной водонасыщенности. Концевые точки кривых фазовых проницаемостей (рис. 7) смешены для каждого пропластка в соответствии со значениями насыщенностей. Свойства нефти приведены в табл. 3.

В модели представлены четыре глинистые перемычки. Несмотря на то, что три из них прослеживаются в соседних скважинах, исследования распределения пластового давления по вертикали свидетельствуют о гидродинамической связи всех песчаных пластов, формирующих объект БС₁₁²⁶. В связи с этим рассмотрены две серии вариантов с моделированием глинистых прослоев. Первая серия, предполагающая наличие гидродинамической связи, и вторая – как непроницаемые пласти. В первом случае, благодаря перепаду давления между пропластками, вода может фильтроваться из высокопроницаемого в низкопроницаемый пропласток, например из шестого в

восьмой слой, увеличивая тем самым коэффициент охвата. Так как проводимость глинистого слоя низкая, эффект от гравитационных сил небольшой. Во втором случае вода вытесняет нефть только вдоль проницаемых песчаников. Образование конусов воды происходит только в нижних, 16 – 22, проницаемых пропластках,

Таблица 3.

Свойства нефти, использованные в модели

Пластовое давление P (МПа)	Вязкость, μ_o (cП)	Плотность, ρ_o (kg/m ³)	Объемный коэффициент, B_o (-)	Давление насыщения, p_b (МПа)	ГНФ, GOR (m ³ /m ³)
23.7	1.103	746.3	0.8262	10.2	102.64

расположенных над ВНК. В вариантах без проводимости прорыв воды в скважины происходит примерно на два года раньше, чем в случае с гидродинамической связью, когда кривая обводненности значительно ниже. Это объясняется более широким фронтом воды за счет ее распространения в низкопроницаемые пропластки. Следовательно, КИН для вариантов с гидродинамической связью оказывается выше.

Варианты разработки элемента заводнения рассчитаны с использованием гидродинамической модели ECLIPSE для трех случаев поддержания пластового давления при заводнении: 23.7, 19.0 и 15.0 МПа. В первом варианте закачка начинается одновременно с добычей для поддержания пластового давления на начальном уровне. Для двух других вариантов добыча продолжается с постоянным темпом до достижения заданного давления – 19 или 15 МПа. С этого момента начинается закачка для поддержания давления на заданном уровне.

Вариант с поддержанием начального давления.
Обе скважины, нагнетательная и добывающая, начинают

Таблица 2.

Свойства пластов, принятые в слоистой модели по данным анализа керна

Номер слоя	Толщина слоя, Δz (м)	Пористость, ϕ (-)	Проницаемость, k (mD)	Нефтенасыщенность, S_{oi} (-)	Комментарии
1	1	0.209	37	0.62	
2	1	0.209	22	0.6	
3	1	0.04	0	0	Глины
4	1	0.215	550	0.64	
5	1	0.231	240	0.55	
6	1	0.225	220	0.55	
7	1	0.04	0	0	Глины
8	1	0.184	20	0.5	
9	1	0.17	5	0.45	
10	1	0.2	21	0.5	
11	1	0.196	50	0.55	
12	1	0.04	0	0	Глины
13	1	0.198	27	0.56	
14	1	0.151	5	0.45	
15	1	0.04	0	0	Глины
16	1	0.18	42	0.5	
17	1	0.204	113	0.58	
18	1	0.215	60	0.52	
19	1	0.19	19	0.5	
20	1	0.204	44	0.54	
21	1	0.2	43	0.58	
22	1	0.21	56	0.5	
23 - 30	1	0.18	10	0	ВНК Водонасыщенные пласти

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

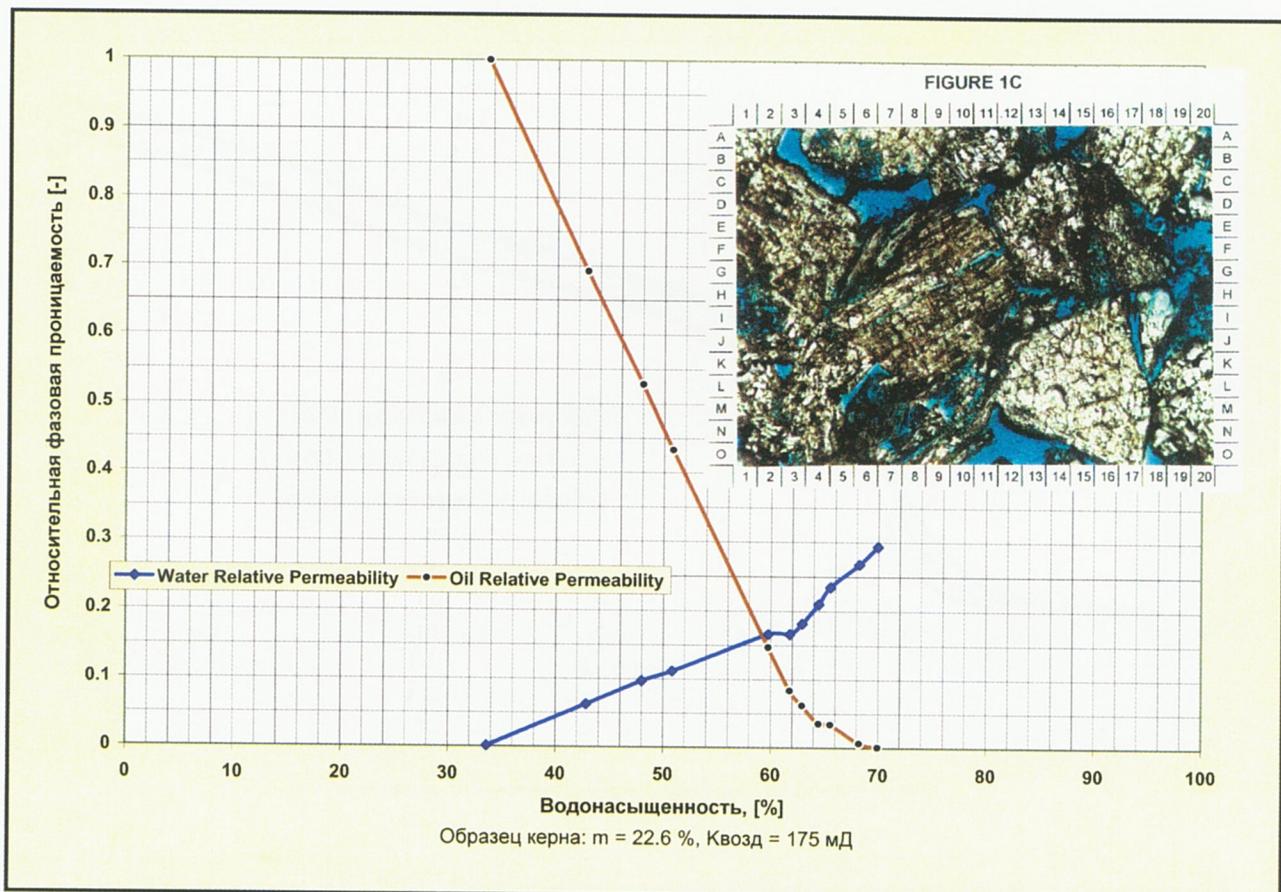


Рис. 7. Кривые относительных фазовых проницаемостей

работать одновременно. При разнице в пластовых давлениях в 1.0 МПа между скважинами вытеснение начинается с хороших пластов, особенно 4 и 6. Через шесть лет работы конус воды в подошвенных пластах начинает обводнять скважину. Прорыв воды по наиболее проницаемым пластам происходит через 14 лет. В конце разработки, через 22 года, остается значительное количество нефти в низкопроницаемых пластах.

Варианты с поддержанием пониженного давления. На режиме истощения среднее пластовое давление снижается до 19.0 МПа через десять месяцев и до 15.0 МПа через два года, соответственно. В течение этого периода добыча нефти осуществляется на упругом режиме залежи и частично за счет вторжения пластовой воды. Влияния низкопроницаемых зон на профиль давления практически нет, так как темп отбора низкий, а величины проницаемостей относительно высоки. Динамика обводненности для этих вариантов ниже, чем в случае с поддержанием начального давления (рис.8).

Максимальный КИН (33%) получен для давления

150 атм. (рис.9 и табл.4). Экономически более выгоден вариант при давлении заводнения в 190 атм., для которого КИН составил 32.2%. В качестве оптимальной величины давления заводнения принято пластовое давление 190 кг/см², что составляет 75% от начального пластового давления и на 100 кг/см² больше, чем давление насыщения.

Таблица 4
Расчетные значения КИН (%) для рассмотренных вариантов разработки элемента заводнения.

Пластовое давление в период заводнения, МПа	С гидродинамической связью по вертикали	Без связи по вертикали
23.7	31.55	31.01
19.0	32.21	31.44
15.0	32.98	32.22

Обращают на себя внимание низкие значения КИН, полученные на модели. Это связано с заниженным значением коэффициента сжимаемости порового пространства, принятым в расчетах по литературным данным 0.54 Е-3 1/МПа. КИН от разработки на истощение при таком коэффициенте составит около 1.3%, то есть

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

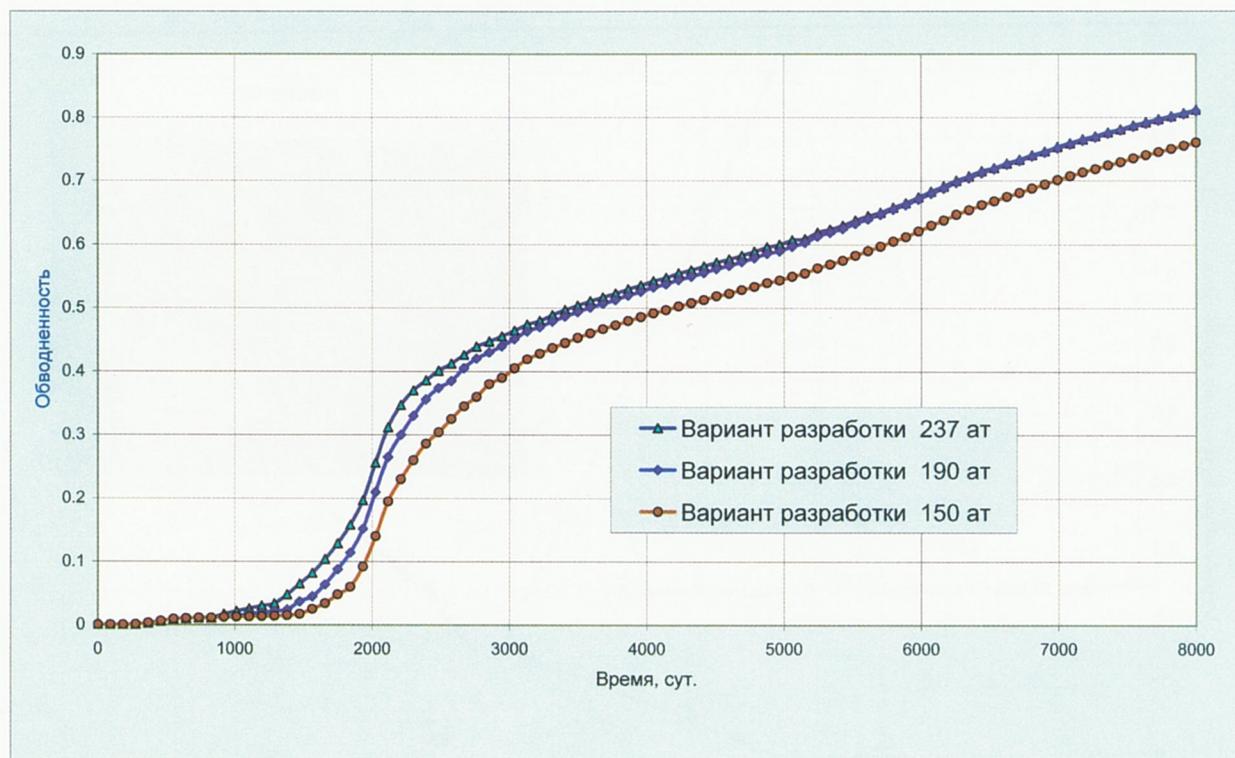


Рис.8. Динамика обводненности для различных вариантов

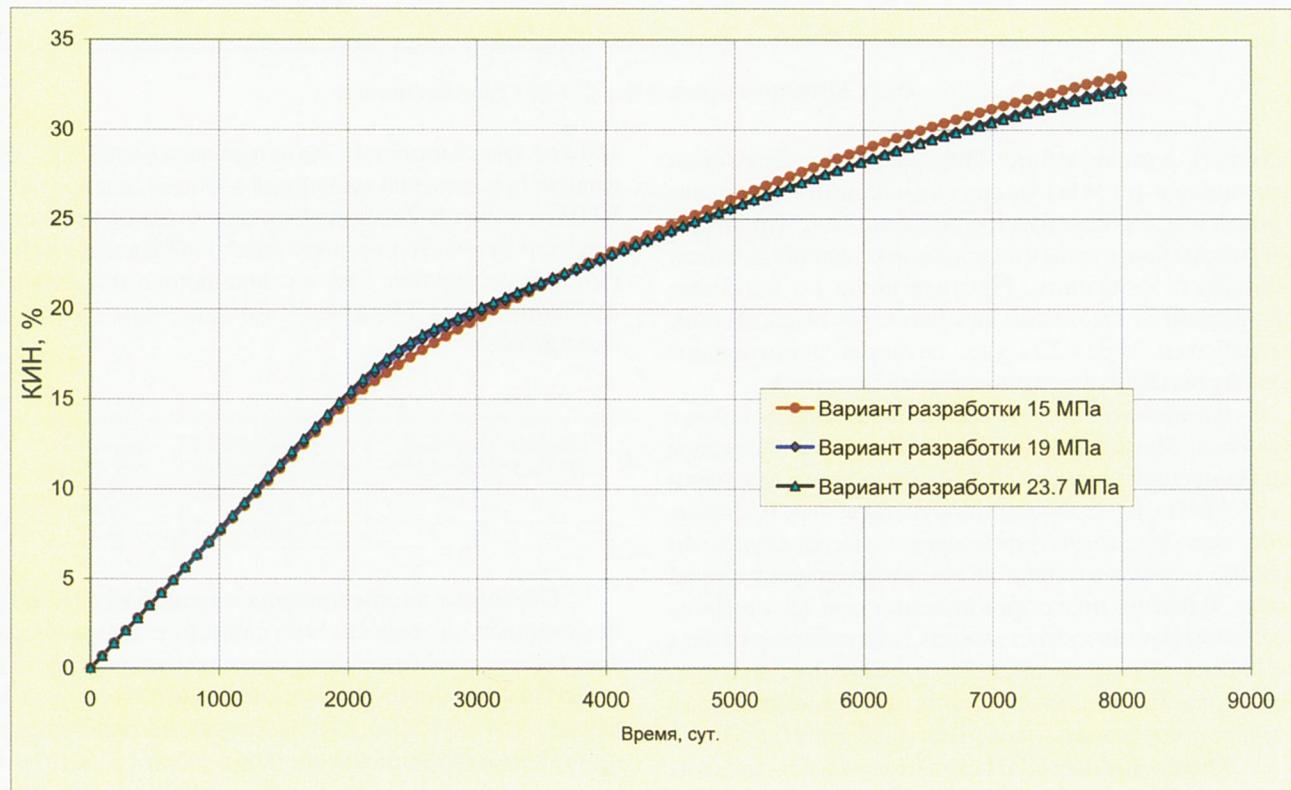


Рис.9. Динамика КИН для различных вариантов разработки

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

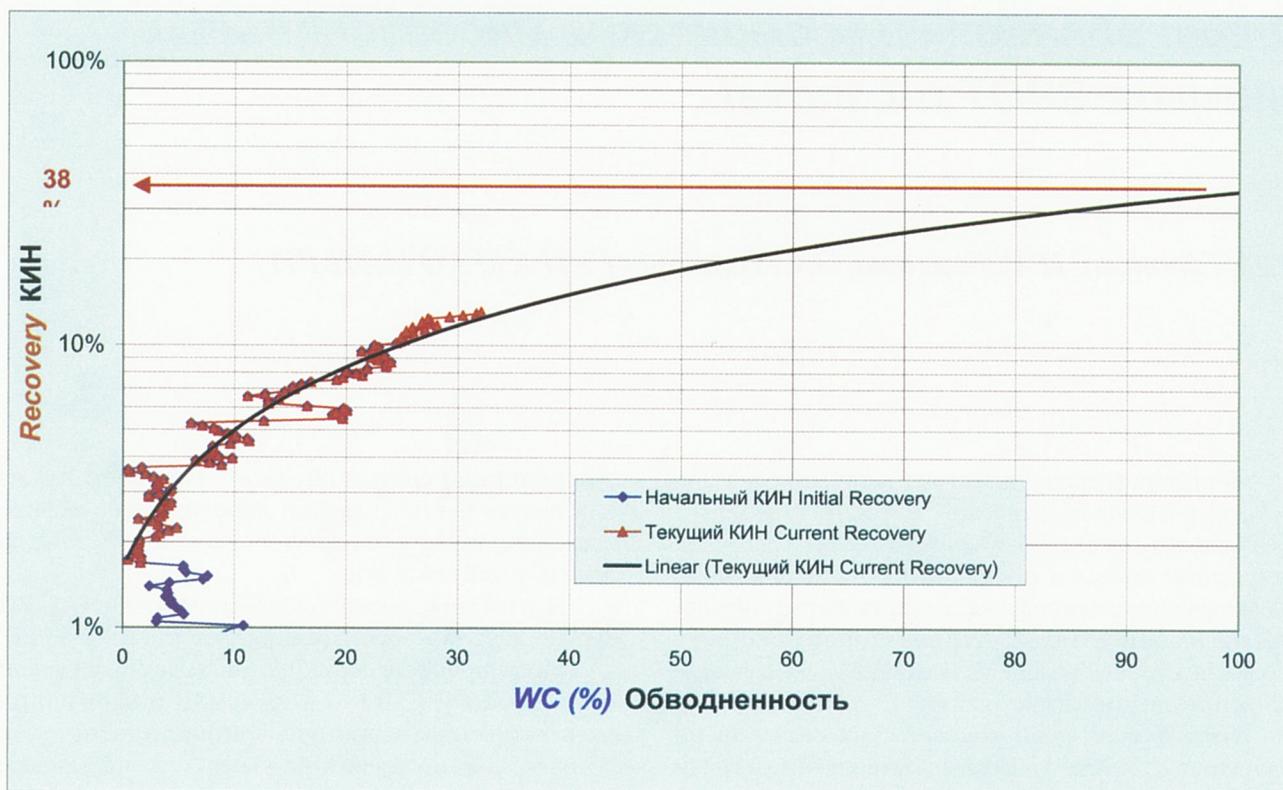


Рис.10. Прогноз КИН по Когалымскому месторождению

соответствует разнице КИН между первым и третьим вариантами. По данным исследования коэффициента сжимаемости на керне пласта БС₁₁ Когалымского месторождения это значение уточнено и принято равным 3.8 Е-3 1/МПа, то есть практически в 7 раз выше. С уточненным значением коэффициента сжимаемости КИН на истощение составит 8.6%. Это должно увеличить расчетный КИН для третьего варианта до 30%, то есть на 7%. Такая оценка делает предлагаемую стратегию более привлекательной для пласта БС₁₁.

Выводы

В результате численного эксперимента доказано преимущество предлагаемой стратегии для увеличения коэффициента конечной нефтеотдачи. Применение этой стратегии на Когалымском месторождении в течение четырех лет подтверждает ее эффективность. По пласту БС₁₁² при текущей обводненности в 32% отобрано 36% от извлекаемых запасов, что свидетельствует об отсутствии опережающего обводнения. Экстраполяция зависимости текущего КИН от обводненности продукции до экономического рубежа разработки соответствует

конечному КИН на уровне 38%, то есть подтверждает полученные оценки. Наряду с этим реализуются и другие преимущества, такие, например, как предотвращение повреждения призабойной зоны пласта при глушении скважин нефтью за счет низкого пластового давления. Это позволяет сохранять высокие дебиты скважин в межремонтный период.

«ЛУКОЙЛ-АИК» продолжает работы по регулированию системы заводнения на месторождении. В компании создана и развивается постоянно действующая геологическая модель Когалымского месторождения на базе программного пакета GeoGraphix (Landmark). В настоящее время эта модель используется компаниями «ИНКОНКО» при подсчете запасов газа и «Роксар» при построении трехмерной геологической и гидродинамической моделей средствами IRAP RMS для уточнения КИН Когалымского месторождения с использованием гидродинамического стимулятора MORE. Некоторые результаты геологического моделирования в виде карты нефтенасыщенных толщин и геологических разрезов представлены на рисунках 2 и 3.

Опыт обработки космических многозональных снимков SPOT и Landsat

И.Н.Торопова, Н.В.Тельнова, Э.С.Торопов (ГУП ХМАО НАЦ РН)

При становлении и развитии Системы управления ресурсами Ханты-Мансийского автономного округа обозначилась проблема изучения реального состояния природной среды и объектов промышленности. Существующие топографические карты по ряду причин (время издания, недостаточная оперативность обновления, использование внемасштабных символов) не соответствуют этим потребностям.

Преимуществами космических снимков по сравнению с топографическими материалами с точки зрения получения информации о состоянии земной поверхности являются равномерная генерализованность изображения, комплексное отображение всех компонентов геосфера, регулярная повторяемость через определенные интервалы времени.

В связи с этим для решения задач по экономической оценке территорий, обеспечению мониторинга хозяйственной деятельности предприятий, экологического состояния и производственной инфраструктуры было принято решение о приобретении космических снимков на всю территорию округа.

За 1999 и 2000 годы нашей организацией были закуплены 9 снимков SPOT-4 и 32 снимка Landsat-7. Пространственное (геометрическое) разрешение данных, которое характеризуется минимальным размером объектов, различимых на снимках, французской системы SPOT составляет 10 м при панхроматической съемке и 20 м - при многозональной, американского спутника Landsat-7 - соответственно 15 и 30 м. Панхроматическими называются снимки, полученные в одном спектральном диапазоне, чаще всего в широком видимом участке спектра. При многозональной съемке раздельно фиксируются несколько изображений в различных зонах спектра. Имея материалы многозональной съемки, можно синтезировать из нескольких спектральных зон множество вариантов цветного изображения, причем каждый вариант синтеза содержит несколько отличную

информацию о снятых объектах. На одном лучше выделяются кусты скважин, дороги и сооружения, населенные пункты, на другом - водные объекты, на третьем - растительность.

Для работы с космическими снимками в НАЦ РН ХМАО используется программный продукт ER MAPPER.

Наша технология обработки данных дистанционного зондирования (ДДЗ - получение информации неконтактными методами о земной поверхности, о том, что расположено на ней, под ней - гравиразведка, сейсморазведка и др., но чаще всего имеется в виду получение изображения земной поверхности в определенных участках спектра электромагнитных волн с авиационного или космического аппарата - аэроснимки или космические снимки) состоит из:

- привязки к топооснове;
- классификации;
- получения векторных слоев;
- создания специальных и тематических карт;
- печати.

Космический снимок имеет отличное от карты распределение искажений, его масштаб непостоянен в разных частях и по разным направлениям. Для точного совмещения с картой снимок необходимо геометрически трансформировать - указать достаточное число точек на снимке, для которых известно их положение на карте. Привязка - самый длительный этап по затратам ручного труда (рис.1). Особенности ландшафта Ханты-Мансийского округа заключаются в отсутствии надежных опорных точек, обычно используемых при привязке (пересечение дорог, мостов). Это приводит к тому, что в качестве опорных точек приходится использовать пересечение рек, истоки рек из озер, линии коммуникаций, скважины. К сожалению, привязку снимков SPOT (съемка сентября 1999 года) выполняли по топооснове 1948, 1951 годов выпуска, которая изначально имеет низкую точность, к тому же за столь длительное

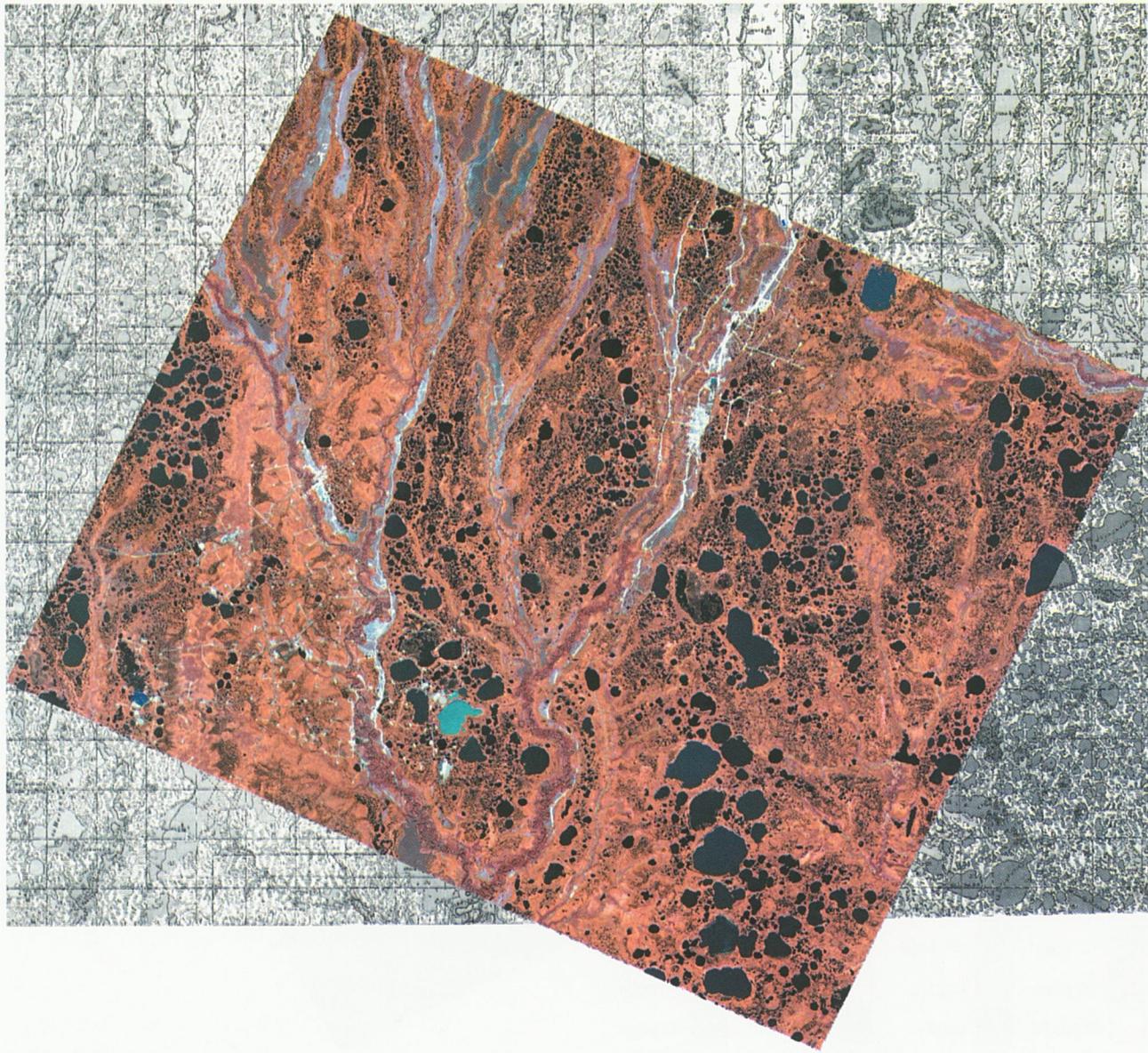


Рис. 1. Космический снимок, наложенный на топографическую основу. На краях снимка хорошо видно совпадение контуров рек и озер на снимке и на карте, что свидетельствует о высоком качестве привязки.

время под воздействием природных и технологических факторов произошло изменение объектов гидрографии района. Поэтому для обеспечения точности привязки снимка приходилось выбирать до 50 опорных точек.

В 2000 году фонд топографических карт 200 000 и 100 000 масштабов был частично заменен на карты девяностых годов выпуска, содержащих обновленную информацию (на 58 и 67% соответственно). Качество привязки существенно улучшилось. Количество

необходимых опорных точек уменьшилось до 20-30. Анализ ошибок смещения характерных и четких контуров местности на космическом снимке по отношению к координатной сетке и идентичным контурам на топографической основе показал, что отклонение находится в пределах 1 мм (среднеквадратическое ± 0.5 мм), что вполне допустимо для построения специальных карт масштаба 1:100 000 и мельче.

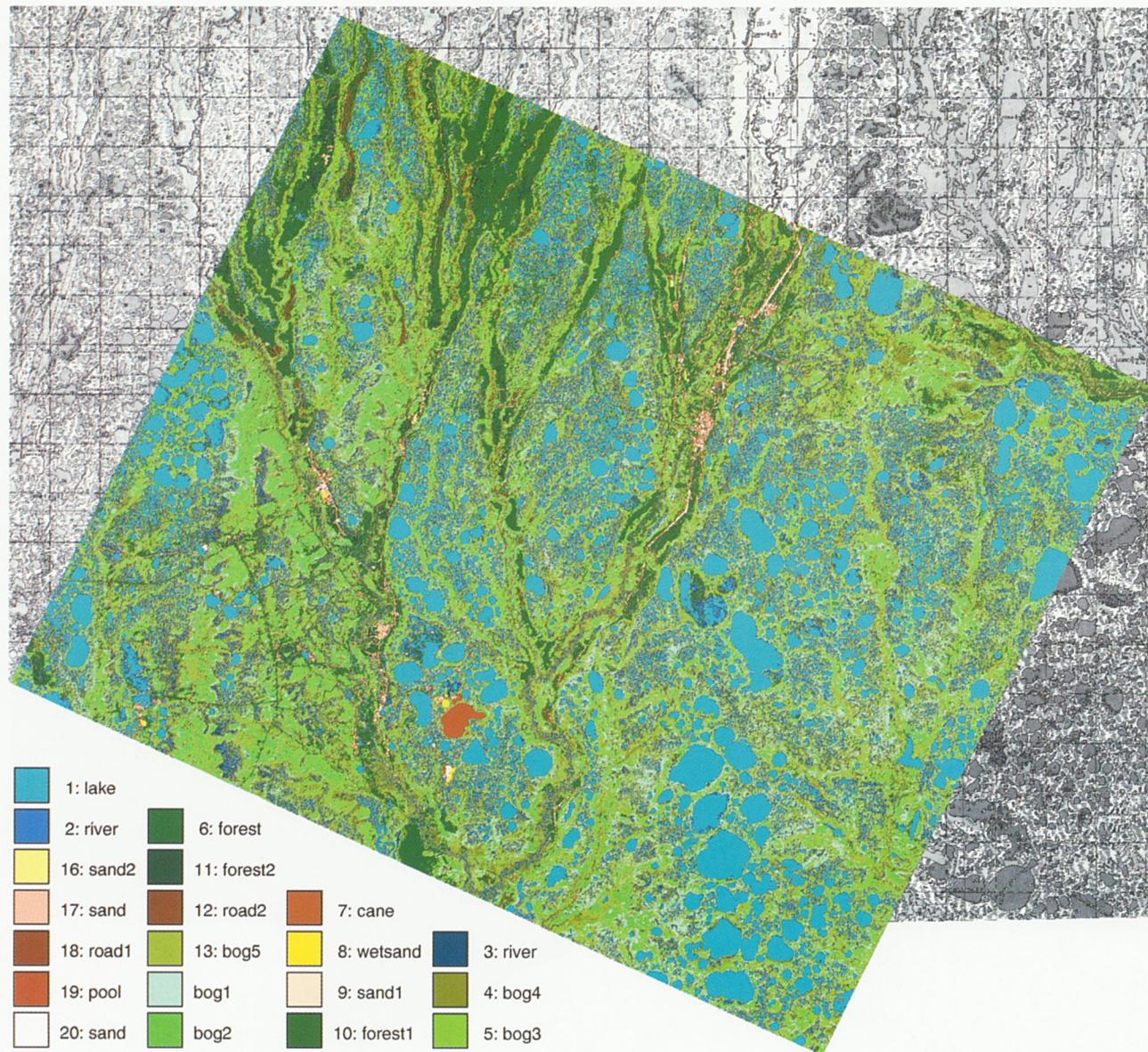


Рис.2. Классифицированный космический снимок. В результате неконтролируемой классификации снимок разбит на 20 спектральных классов, которые окрашены в разные цвета.

Классификация – это процесс объединения пикселов с одинаковыми спектральными характеристиками в один класс (рис.2). Она используется для идентификации и интерпретации областей, представляющих интерес. Применяется контролируемая и неконтролируемая классификация. При неконтролируемой классификации пиксели изображения автоматически разбиваются на указанное количество спектральных классов. При наличии дополнительной информации о районе используется метод контролируемой классификации: задаются эталонные

области (области обучения), по этим образцам выделяются все элементы территории, имеющие сходный спектральный состав. К настоящему времени привязаны и классифицированы все снимки SPOT и 28 снимков Landsat.

Полученные классы векторизуются в тематические слои информации: озера и водотоки, затопляемые области, леса, болота, инфраструктура (рис.3). Границы полученных областей используются для построения карт (рис.4), что исключает необходимость трудоемкого процесса оцифровки.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

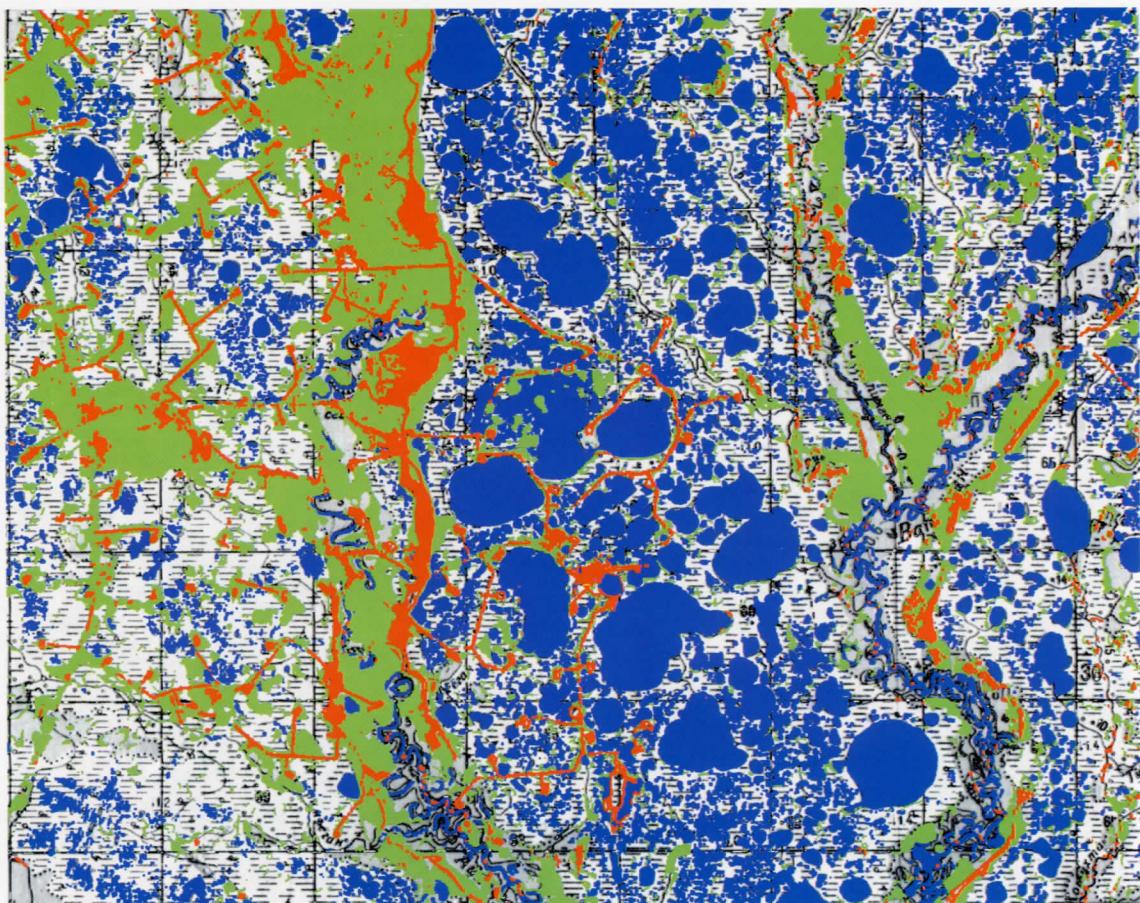


Рис.3. Векторные слои информации, наложенные на топооснову. Зеленый цвет - леса, синий - объекты гидрографии, красный - инфраструктура.

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о большой ценности материалов космической съемки. Космические снимки дают материал для уточнения картографического изображения лесов, болот, населенных пунктов, новые представления об объектах и возможность в сжатые сроки обновлять и подготавливать тематические карты.

При наличии космоснимков за несколько лет можно:

- определять качество вод, мутность, зарастания, загрязнения, представляющие опасность для глубинной фауны в озерах и других водоемах;
- осуществить мониторинг ежегодного изменения водотоков, русел крупных рек, размывов берегов в паводковый период;
- изучать структуру растительного покрова, что особенно важно для труднодоступных и малоисследованных районов;
- четко разделять контуры сосновых, еловых, кедровых, пихтовых, лиственничных лесов,

контролировать антропогенное воздействие на лесную растительность, ее вырубание, подверженность действию пожаров;

· видеть результаты хозяйственного освоения территории: «кусты» нефтяных скважин, нефте- и газопроводы, внутри- и межпромысловые автомобильные дороги, карьеры.

В заключение отметим наши проблемы, которые возникли при обработке ДДЗ.

1. Прежде всего, недостаточный процент обновленных топографических карт, что ухудшает качество привязки снимков.

2. Большие потребности дисковой памяти. Например, один снимок 15-метрового разрешения занимает 250 Мб. Для хранения обработанного снимка с промежуточными результатами требуется в 10-15 раз больше.

3. Снимки Landsat закуплены практически на всю территорию ХМАО. В силу климатических условий для

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

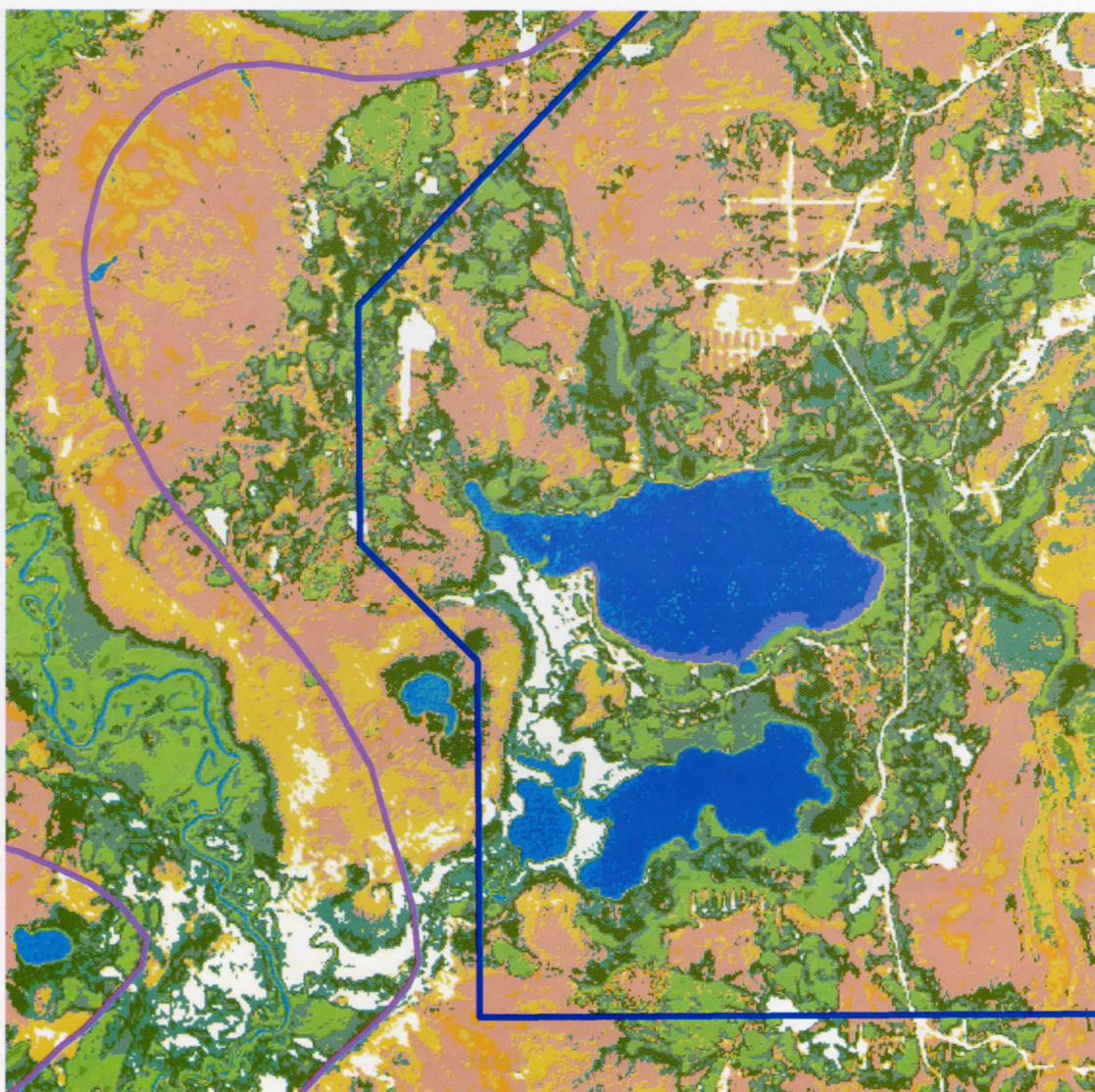


Рис. 4. Пример тематической карты территории заповедной зоны «Кондинские озера».

Использован космический снимок 30-метрового разрешения Landsat, наложены границы лицензионного участка и заповедной зоны.

нас предпочтительны майские и сентябрьские снимки. Сентябрьские изображения дают наиболее полную картину ландшафта, но они, как правило, с большим процентом облачности. Майские снимки практически с малой облачностью, отсняты в момент максимального разлива, что позволяет использовать их для определения затопляемых зон.

4. Наличие облаков и теней от облаков часто мешает правильно классифицировать снимок, потому что облака и песок, тень от облаков и вода совпадают по спектральным характеристикам.

5. Недостаточная разрешающая способность снимков в 30 метров не позволяет выделять границы небольших населенных пунктов и мелких водотоков, иной раз обязательных для содержания тематических карт.

Литература

1. Кравцова В.И. Генерализация аэрокосмического изображения: континуальные и дискретные снимки. -М.: Изд-во МГУ.- 2000. -256 с.
2. Кравцова В.И. Космические методы картографирования.- М.: Изд-во МГУ.- 1995. -240 с.