

Вестник недропользователя

Администрация Ханты-Мансийского автономного округа

Служба управления ресурсами ХМАО (СУР)

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

ГЛАВНЫЕ РЕДАКТОРЫ:

Карасев В.И.

Сергеева Н.А.

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Шпильман А.В.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ РЕДАКТОР:
Кольмаберг Н.В.

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА:
Зубарева Т.В.

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

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

ИЗДАТЕЛЬ:

Копунов С.Э.
"GeoDataConsulting"

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

ISSN 0868-801X

© Администрация Ханты-
Мансийского автономного
округа. 2001 г.

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

Отпечатано ООО "Панкратиум" с
готовых диапозитивов

Тираж: 500 экземпляров



Содержание

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСАМИ

- 2-4 Толстолыткин И.П., Туров В.А. О работе ТО ЦКР по ХМАО за первое полугодие 2004 года.
- 5-9 Бакай И.С., Боровинская Н.В., Теплоухова И.А., Хафизов Ф.З. Итоги подготовки промышленных запасов нефти и газа по территории Ханты-Мансийского автономного округа за 9 месяцев 2004 года.
- 10-14 Перепелкин В.В. Новый этап федеративной реформы и развитие систем управления недропользованием.
- 15-18 Кряквин А.Б., Прозоров С.В. Уровни добычи нефти в лицензиях на право пользования недрами (в порядке обсуждения).

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

Геологоразведочные работы

- 19-24 Мкртчян О.М. О некоторых седиментационных моделях продуктивных пластов верхнеюрского вассюганского комплекса Западной Сибири.
- 25-31 Хасанов РН., Судакова В.В., Личагина Л.А. Моделирование геологических объектов Уренского месторождения нефти на основе комплексного анализа материалов сейсморазведки и бурения.
- 32-36 Курышева Н.К., Дегтева В.Н., Утусиков И.О. Анализ палеорельефа верхнеюрских пород Шаймского нефтегазоносного района с целью прогноза залежей углеводородов.
- 37-41 Коровина И.О., Дещеня М.Н. Выделение русловых песчаных тел в среднеюрских пластах Ю₃₋₄ Кальчинского месторождения.
- 42-48 Соколовский А.П., Соколовский Р.А. Фроловская фациальная зона неокома Западной Сибири в свете оценки перспектив нефтегазоносности.

Разработка и добыча

- 49-53 Медведский РИ., Севастьянов А.А., Коровин К.В. Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой.
- 54-58 Сорокин А.В., Сорокин В.Д. Изменение компонентного состава подвижной нефти в результате воздействия техногенных процессов.

Экономика

- 59-64 Янин К.Е., Классен Е.В. Оценка влияния завышенных капитальных вложений в проектах разработки нефтяных месторождений на величину дохода государства.
- 65-69 Перепелкин В.В. Богатства недр России должны получить устойчивое воспроизводство.

Работы молодых ученых и специалистов

- 70-80 Филатов С.А. Методические рекомендации по определению рыночной стоимости геологической информации.

О работе ТО ЦКР по ХМАО за первое полугодие 2004 года

И.П.Толстолыткин, В.А.Туров (ГП ХМАО НАЦ РН им.В.И.Шпильмана)

В первом полугодии 2004 года проведено 10 заседаний, на которых рассмотрено 64 работы, в том числе:

- проект разработки Славинского месторождения;
- два Дополнения к проекту разработки Локосовского и пласта БВ₁₀³ Малочерногорского месторождений;
- уточненный проект разработки Сайгатинского месторождения;
- пять Технологических схем разработки (Восточно-Сургутского, Западно-Пылинского, Ван-Еганского (пласт БВ₁₁), Назаргалеевского, Юкъявинского месторождений);
- два Дополнения к технологическим схемам разработки (Южного и по пласту БВ₁₀² Ван-Еганского месторождений);
- два Проекта пробной эксплуатации (Горстового и Голового месторождений);
- две Технологические схемы опытно-промышленной разработки (Кечимовского и Урайского месторождений);
- одиннадцать Анализов разработки (Шушминского, Северо-Даниловского, Филипповского, Ем-Еговской+Пальяновской, Талинской и Каменной площадей Красноленинского месторождения, Егурьяхского, Южно-Егурьяхского, Покамасовского, Варьеганского месторождений и викуловских отложений Восточно-Каменной площади Красноленинского месторождения);
- два Технико-экономических обоснования коэффициентов нефтеизвлечения (Курраганско-го и Южно-Покачевского месторождений);
- тридцать семь Отчетов о выполнении проектных показателей за 2003 г. и геолого-технических мероприятий для выполнения проектных показателей в 2004 году по предприятиям-недропользователям (ОАО «Тюменнефтегаз», ОАО МПК «Аганнефтегазгеология», ООО «Западно-Малобалыкское», ОАО «Юганскнефтегаз», ОАО

«Самотлорнефтегаз», ОАО «ННП», ОАО «ТНК-Нижневартовск», ОАО «Томскнефть ВНК», ОАО «Мегионнефтегаз», ООО «Белые Ночи», ОАО «Негуснефть», ОАО «Транс-ойл», ОАО «ИНГА», ОАО АНК «Башнефть», ОАО «Корпорация Юганнефть», ОАО «ТНК-Нягань», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (операторские месторождения), ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» (в том числе ТПП «Когалымнефтегаз», «Покачевнефтегаз», «Лангепаснефтегаз», «Урайнефтегаз»), ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК», ООО «Квантум-ойл», ОАО «Мохтикефть», СП «Черногорское», ОАО НК «Мagma», ЗАО «Турсунт», ОАО «Варьеганнефтегаз», СТ ЗАО «Голойл», ОАО «РИТЭК», ОАО «Варьеганнефть», ОАО «Назымгеодобыча», ОАО «Пайтыых-ойл», ОАО «Хантымансиенфтегазгеология», ОАО «КанБайкал резорсез ИНК», ОАО «Арчнефтегеология».

На основе заключений экспертизы и результатов рассмотрения представленных работ на заседаниях ТО ЦКР по ХМАО принятые следующие решения:

• Из четырех Проектов и Дополнений к проектам разработки месторождений два приняты в авторском варианте, а Проекты разработки Славинского и Сайгатинского месторождений из-за неполного соответствия требованиям «Регламента» приняты, соответственно, как Технологическая схема разработки и Анализ разработки.

• Из семи Технологических схем разработки и дополнений к ним три работы приняты. Две работы по Ван-Еганскому месторождению (по пластам БВ₁₁ и БВ₁₀²) не приняты из-за отсутствия информации о выработке запасов нефти по скважинам, запланированным к переводу с одного объекта на другой. Технологическая схема разработки Восточно-Сургутского месторождения из-за недостаточного обоснования проектных решений принята в качестве Дополнения к действующей технологической схеме разработки. По такой же при-

Система управления ресурсами

чине Технологическая схема разработки Западно-Пылинского месторождения принята в качестве Проекта пробной эксплуатации.

Технологические схемы опытно-промышленной разработки Кечимовского (пласт Ю₁) и Урайского месторождений, а также Проекты пробной эксплуатации Горстового и Голевого месторождений приняты для реализации.

Анализы разработки по представленным месторождениям приняты для реализации.

ТЭО КИН Южно-Покачевского месторождения принято к сведению из-за недостаточного обоснования рассмотренных вариантов разработки. Недропользователю рекомендовано дать обоснование коэффициентов нефтеизвлечения в Проекте разработки месторождения, который будет представлен на рассмотрение в 2004 году.

При рассмотрении выполнения проектных показателей по нефтедобывающим предприятиям Ханты-Мансийского автономного округа отмечено, что по большому количеству предприятий фактические показатели по добыче нефти отличаются от проектных более чем на 15%, как в большую, так и в меньшую сторону.

Причинами недовыполнения показателей по добыче нефти являются:

- неподтверждение запасов нефти за счет сокращения площади нефтеносности, уменьшения нефтенасыщенных толщин и продуктивности пластов;
- уменьшение объемов бурения и ввода скважин в эксплуатацию по сравнению с проектными величинами;
- отставание с освоением системы ППД;
- невыполнение предусмотренных проектным документом на разработку месторождения объемов геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти;
- отсутствие необходимого для разработки обустройства месторождения;
- плохая работа с фондом скважин (большое количество неработающих скважин).

Превышение проектных показателей по добыче нефти обусловлено:

- более высокими коллекторскими характеристиками продуктивных пластов и, соответственно, более высокими дебитами добывающих скважин;

- быстрыми темпами разбуривания месторождения по сравнению с проектными значениями;

- применением новых высокоэффективных технологий разработки месторождений, не предусмотренных действующим проектным документом на разработку месторождения;

- высокими значениями коэффициентов использования и эксплуатации скважин (качественная работа с фондом скважин).

В результате рассмотрения представленных Недропользователями материалов по выполнению проектных показателей разработки месторождений и учета требований существующего законодательства о необходимости вести разработку месторождений углеводородов в соответствии с действующими проектными документами принятые следующие решения:

1. Из-за значительных отклонений фактических показателей разработки, в том числе по добыче нефти, невыполнения требований проектных документов на разработку месторождений обратиться к Лицензионной комиссии ХМАО с просьбой рассмотреть состояние разработки следующих месторождений:

- Ермаковской площади Орехово-Ермаковского месторождения, Западно-Ермаковского и Чехлонейского месторождений ОАО «Тюменнефтегаз»;

- Файнского, Северо-Салымского, Средне-Балынского (южная часть), и Западно-Угутского ОАО «Юганскнефтегаз»;

- Потым-Ингинское и Восточно-Ингинское ОАО «ИНГА»;

- Яхлинского ТПП «Урайнефтегаз»;

- Бахиловского, Верхнеколикъеганского и Сусликовского ОАО «Варьеганнефтегаз».

2. ОАО «РИТЭК» по Кислорскому месторождению из-за неподтверждения запасов нефти и продуктивности залежей провести подсчет запасов и составление ТЭО КИН, по результатам которого определить целесообразность дальнейшей разработки месторождения.

3. ОАО «Славнефть-Мегионнефтегазу» по Кысомскому месторождению из-за нерентабельности его разработки согласовать остановку разработки месторождения с Органами, выдавшими лицензию на право его разработки.

Система управления ресурсами

4. По Никольскому месторождению ОАО ТНК «Нижневартовск» обратиться к Органам, выдавшим лицензию на право разработки месторождения, с просьбой рассмотреть вопрос об остановке месторождения до составления нового проектного документа.

5. В связи со значительными расхождениями проектных и фактических показателей разработки Недропользователям рекомендовано составить уточненные проектные документы на разработку:

- Киняминского, Угутского, Приразломного, Салымского (Ю_0), Правдинского и Тепловского месторождений ОАО «Юганскнефтегаз»;

- Пермяковского и Хохряковского, Гун-Еганского, Новомолодежного ОАО ТНК «Нижневартовск», а также Тюменского по пластам, разрабатываемым без проекта;

- Советского, Стрежевского, Нижневартовского, Северного и Полуденного ОАО «Томскнефть ВНК»;

- Мегионского, Ватинского, Аганского, Мысхайского, Северо-Покурского, Ново-Покурского, Кетовского и Северо-Островного ОАО «Мегионнефтегаз»;

- Западно-Варьеганского ООО «Белые Ночи»;

- Печеринского НГДУ «БашСибнефть»;

- Малочерногорского ОАО Корпорации «Югранефть»;

- Холмогорского, Пограничного, Приобского и Западно-Пальяновской площади Красноленинского месторождения ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»;

- Узунского и Аригольского ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»;

- Тевлинско-Русскинского, Кустового и Северо-Конитлорского ТПП «Когалымнефтегаз»;

- Покачевского, Ключевого и Нонг-Еганского ТПП «Покачевнефтегаз»;

- Трехозерного, Мортмыя-Тетеревского, Даниловского, Ловинского и Мансингъянского ТПП «Урайнефтегаз»;

- Мохтиковского ОАО «Мохтиковнефть».

6. ОАО НК «Магма» рекомендовано возобновить бурение скважин на Южном месторождении.

По другим месторождениям вышеперечисленных нефтедобывающих предприятий программы геолого-технических мероприятий (ГТМ) на 2004 год, составленные в соответствии с требованиями проектных документов, были согласованы.

Рассмотрены и согласованы программы ГТМ на 2004 год по предприятиям: ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО МПК «Аганнефтегазгеология», ООО «Транс-ойл», ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК», ООО «Квантум-ойл», ЗАО «Турсунт», СТ ЗАО «Голойл» и ОАО «Варьеганнефть».

Система управления ресурсами

Итоги подготовки промышленных запасов нефти и газа по территории Ханты-Мансийского автономного округа за 9 месяцев 2004 года

И.С.Бакай («Югра-НЕДРА»),
Н.В.Боровинская, И.А.Теплоухова, Ф.З.Хафизов (ГП ХМАО НАЦ РН им.В.И.Шпильмана)

С 25 по 29 октября 2004 года в НАЦ РН им. В.И.Шпильмана (г. Тюмень) состоялись заседания Территориальной комиссии по экспертизе запасов полезных ископаемых, на которых были рассмотрены итоги работ по геологическому изучению недр округа и подготовке промышленных запасов нефти и природного газа за 9 месяцев 2004 года.

По итогам 9 месяцев Комиссия рассмотрела результаты геологоразведочных работ по 148 объектам (179 залежей) 15 нефтедобывающих компаний и по 17 объектам нераспределенного фонда недр, поисково-разведочные работы в пределах которого финансируются из бюджета округа.

Компаниями-недропользователями по распределенному фонду недр представлены геолого-геофизические материалы, обосновывающие прирост запасов по сумме категорий ВС₁+С₂ в количестве 53.5 млн.т, принято Комиссией – 50.02 млн.т, то есть в приеме 3.5 млн.т запасов нефти было отказано в связи с их недостаточной обоснованностью.

Общие результаты работ по подготовке запасов по Ханты-Мансийскому автономному округу приведены в табл.1. В 2004 году значительно повысилась в общем приросте запасов доля новых открытий месторождений и залежей. Доля новых месторождений в приросте запасов за 9 месяцев 2004 года составляет 60%, новых залежей – 70.4% по сумме категорий $BC_1 + C_2$. И это впервые за последние пять лет.

Следует отметить, что запасы категории С₂ в последнее время постоянно списываются. Это свидетельствует о том, что они подтверждаются и переводятся в промышленную категорию С₁ и что в ряде компаний темп геологоразведочных работ невысок.

Основная часть прироста запасов за 9 меся-

цев 2004 года получена по 4 компаниям: ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», СП «Ваньеганнефть» и ОАО «Обненефтегазгеология». На долю этих компаний приходится около 81% прироста запасов нефти категорий В+С, округа в 2004 году.

Среди нефтедобывающих компаний максимальный прирост запасов нефти за 9 месяцев 2004 года в количестве 34.1 млн.т по сумме категорий ВС,+С, получен ОАО «Сургутнефтегаз».

Основной прирост произошел за счет открытия новых залежей (9.13 млн.т) и месторождений (13.1 млн.т). Компанией было открыто самое большое месторождение в этом году - Южно-Мытаяхинское, с запасами нефти 13057 тыс.т по сумме категорий C_1 и C_2 .

Наиболее крупный прирост запасов по ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» также произошел в результате открытия Новомостовского месторождения с запасами по сумме категорий $C_1 + C_2$ 4.97 млн.т. Неплохой итог получен при обработке материалов по вновь пробуренным эксплуатационным скважинам пласта BC_{10}^{2-3} Северо-Конитлорского месторождения: прирост запасов составил 2.17 млн.т. В целом по компании за 9 месяцев текущего года запасы нефти по сумме категорий $C_1 + C_2$, увеличились на 16406 тыс.т.

По ОАО «Обненефтегазгеология» основное изменение запасов получено по Тайлаковскому месторождению (7.1 млн.т) за счет открытия двух новых залежей.

СП «Ваньеганнефть» пересмотрело модели залежей и произвело оперативную переоценку запасов нефти и газа по ряду пластов Ван-Еганс-кого месторождения. Было открыто несколько новых залежей нефти в южной части месторождения. В результате получен прирост запасов нефти в количестве 5,9 млн.т.

Система управления ресурсами

Таблица 1

Прирост запасов нефти за 9 месяцев 2004 года по Ханты-Мансийскому автономному округу

Предприятие	ЗАПАСЫ			
	ВС ₁		C ₂	
	представлено	принято	представлено	принято
КанБайкал Ресорез	184	184	-184	-184
ОАО "Нижневартовское НП"	1196	1149	-712	-712
Корпорация "ЮГранефть"			454	
ОАО "ТНК-Нягань"	1865	1105	1412	2412
ОАО "ТНК-Нижневартовск"	89	111		
ЗАО НК "Красноленинскнефтегаз"	760	572	1970	1494
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"	2907	2573	24	277
ОАО "Объединение нефтегазгеология"	1196	1196	7015	5875
ООО "Сургутгазпром"	-1828	-1828	-16734	-17513
ООО "Шамгеконефть" (на территории поисковых участков)	486	486	1921	1921
ООО "ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь"	11176	11111	5483	5295
ОАО "Сургутнефтегаз"	23538	23538	10554	10554
ОАО "Юганскнефтегаз"	183		52	
ОАО НК "ЮКОС"	4487	4487	-2498	-2498
ОАО "Башнефть"	460	404	-215	-215
ОАО "Назымгеодобыча"	263	263		
ОАО "Пайтых Ойл"	-3334	-3334	-4382	-4382
ОАО "Хантымансиенефтегазгеология"	1791	1791	-2007	-2007
СП "Ваньеганнефть"	4284	4284	1612	1612
ИТОГО ПО РАСПРЕДЕЛЕННОМУ ФОНДУ	49703	48092	3765	1929
НЕРАСПРЕДЕЛЕННЫЙ ФОНД	1752	1752	-9141	-9141
ИТОГО	51455	49844	-5376	-7212

В пределах нераспределенного фонда недр открыто 7 новых месторождений. По новым месторождениям представлено на рассмотрение Комиссии и принято 4.95 млн.т запасов нефти. Кроме того, по итогам геологоразведочных работ прошлых лет в НФН была проведена корректировка запасов по Восточно-Токайскому и Западно-Чистинному месторождениям. Из состава Западно-Чистинного выделено Пятковское месторождение (названо по имени Вячеслава

Ивановича Пяткова, лауреата премии Ленинского комсомола, кандидата геолого-минералогических наук, бывшего зав.отделением моделирования геологического строения региона при Научно-аналитическом центре рационального недропользования ХМАО, внесшего большой вклад в разработку территориальных программ изучения нефтегазоносности округа). На Пятковском месторождении открыта новая залежь в ачимовских отложениях Ач₃¹. В результате по ранее от-

Система управления ресурсами

Таблица 2

Месторождения, открытые за 9 месяцев 2004 года

№ пп	Месторождение, пласт	№ скв.	Результаты испытания	Нефть, тыс.т		
				C ₁	C ₂	C ₁ +C ₂
1. Нераспределенный фонд недр						
1	Айкаеганскоепласт ЮВ ₁ ¹	186	Q _H =56 м ³ /сут шт. 8 мм	102	370	472
2	Северо-Негусьяхскоепласт ЮВ ₁ ^{1a}	480	Q _{ФБР} =53.1 м ³ /сут пленка нефти ΔP=9.9 МПа	128	0	128
	пласт ЮВ ₁ ^{1b}		Q _H =6.35 м ³ /сут ΔP=8.95 МПа	107	206	313
	пласт ЮВ ₁ ^{1b}			52	141	193
3	Южно-Чистинное	502		8	116	124
	пласт АЧ ₄ ¹		Q _H =2.5 м ³ /сут ΔP=9.9 МПа		116	116
	пласт ЮВ ₁ ^{1a}		Q _H =6.0 м ³ /сут ΔP=5.17 МПа	8		8
4	Торьешское	709	Q _H =4.5 м ³ /сут Q _B =9.62 м ³ /сут ΔP=2.43 МПа	199	253	452
	пласт ВК ₁					
5	Туканское	64	Q _H =57,3 м ³ /сут шт. 8 мм	189	458	647
	пласт БВ ₈ ⁰					
6	Южно-Моимское	22	Q _H =6.23 м ³ /сут ΔP=16.7 МПа	149	578	727
	пласт ЮК ₂					
7	Октябрьское	375	Q _H =6.4 м ³ /сут ΔP=11.52 МПа	226	831	1057
	пласт Ю ₃					
Итого по НФН 7 месторождений с запасами				1289	3661	4950

крытым объектам принят прирост запасов категории C₁ 0.46 млн.т и уменьшение запасов категории C₂ в количестве 12.8 млн.т.

Территориальной комиссией по экспертизе запасов ХМАО с целью сохранения памяти Владимира Ильича Шпильмана, выдающегося научного-геолога с мировым именем, доктора геолого-минералогических наук, профессора, лауреата Государственной премии, академика Российской академии естественных наук, первого директора Научно-аналитического центра рацио-

нального недропользования, вся трудовая биография и научная деятельность которого были связаны с Западной Сибирью, принято решение переименовать Северо-Рогожниковское месторождение в Шпильманское.

Нефтяными компаниями открыто 5 новых месторождений (Новомостовское – ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»; Южно-Мытаяхинское, Южно-Ляминское – ОАО «Сургутнефтегаз»; Западно-Семивидовское, Тангинское – ООО «Шамимгеонефть»). Из них 4 месторождения

Система управления ресурсами

Продолжение таблицы 2

Месторождения, открытые за 9 месяцев 2004 года

№ пп	Месторождение, пласт	№ скв.	Результаты испытания	Нефть, тыс.т					
2. Распределенный фонд недр									
ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»									
(на территории поисковых участков)									
8	Южно-Мытаяхинское			565	12492	13057			
	пласт АС ₁₁ ⁰¹	7504р	Q _н =7.38 м ³ /сут Н _д =767 м	400	4499	4899			
	пласт АС ₁₁	7503р	Q _н =8.0 м ³ /сут Н _д =398.5 м	95	7993	8088			
9	Южно-Ляминское	4711Р	Q _н =8.9 м ³ /сут Н _д =1073 м	70		70			
	пласт ЮС ₀			31		31			
Итого по 2 месторождениям				596	12492	13088			
ООО «ШАЙМГЕОНЕФТЬ»									
(на территории поисковых участков)									
10	Западно-Семивидовское	11014п	Q _н =29.3 м ³ /сут Дшт - 5 мм	301	1921	2222			
	пласт П								
11	Тангинское	11130п	Q _н =19.5 м ³ /сут шт. 5 мм	185		185			
Итого по 2 месторождениям				486	1921	2407			
ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»									
12	Новомостовское			2910	2062	4894			
	пласт Ю ₂	10692р	Q _н =300 м ³ /сут ΔР=10 МПа	13	65	78			
	пласт Ю ₃	10692р	Q _н =300 м ³ /сут ΔР=10 Мпа	2087	837	2924			
	пласт Ю ₄	10692р	Q _н =4.9 м ³ /сут ΔР=10 Мпа	645	775	1420			
	пласт Ю ₅	10659п	Q _н =4.5 м ³ /сут ΔР=10 Мпа	46	139	185			
	пласт Ю ₆	10692р	Q _н =4.4 м ³ /сут ΔР=10 Мпа	119	246	365			
Итого по РФН 5 месторождений с запасами				3992	16475	20467			
Итого по ХМАО 12 месторождений с запасами				5281	20136	25417			

Система управления ресурсами

вывлено на территории поисковых участков. Краткие сведения о месторождениях, открытых за 9 месяцев 2004 года, приведены в табл.2.

Месторождения, открытые в течение 9 месяцев 2004 года, по размеру мелкие, их запасы, в основном, не превышают 1 млн.т. Наиболее крупные месторождения: Южно-Мытаяхинское, открытое ОАО «Сургутнефтегаз» с запасами по сумме категорий С₁+С₂ 13.1 млн.т и Новомостовское (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»), запасы которого составляют 5 млн.т. Дебиты скважин на вновь открытых месторождениях изменяются в широком диапазоне, от фонтанных до непереливающих. Максимальный фонтанный приток нефти 57.3 м³/сут на штуцере 8 мм получен в скв.64 из пласта БВ₈⁰ Туканского месторождения в нераспределенном фонде недр. Наибольший непереливающий дебит при депрессии 10 МПа составил 300 м³/сут при совместном испытании пластов Ю₂ и Ю₃ Новомостовского месторождения. Распределение залежей новых месторождений по разрезу следующее: в аптском комплексе (*викуловской свите*) открыта 1 залежь, в неокомском – 3, в ачимовской толще – 1, к верхнеюрским отложениям приурочено 8 залежей (причем 2 из них – к *баженовской свите*) и 7 залежей выявлено в среднеюрских отложениях.

На ранее открытых месторождениях, находящихся в пределах распределенного фонда недр, компаниями-недропользователями открыто 32 новые залежи с суммарными запасами категорий С₁+С₂ 29.4 млн.т.

В целом материалы по обоснованию приростов запасов, представленные нефтяными компаниями и Департаментом по нефти, газу и минеральным ресурсам Правительства округа соответствуют действующим требованиям. По сравнению с предыдущим годом практически все компании имеют надлежащим образом оформленные сведения о деятельности предприятия за отчетный период и данные о приросте запасов. Тем не менее, есть ряд замечаний по представлению материалов на ТКЗ:

1. Не всегда на экспертизу предоставляются материалы в полном объеме.
2. Часто неудовлетворительно обоснованы геологические модели строения залежей, что затрудняет принятие решений о приросте запасов.

3. Много замечаний к компаниям высказывают эксперты в связи с недостаточным объемом отбора и исследования образцов керна и проб пластовых жидкостей и газов.

Кроме материалов по оперативному пересчету Территориальной комиссией за отчетный период рассмотрено 27 отчетов по подсчету запасов. Эксперты и Комиссия отмечают низкое качество некоторых отчетов, большое количество технических погрешностей, много замечаний по оформлению материала. Так отчет по Полуденному месторождению, выполненный ОАО «Томскнефть ВНК», на заседании ТКЗ не был принят, поскольку составлен с отступлениями от «Инструкции ГКЗ...». В Протоколе по пересчету запасов Южно-Сургутского месторождения также отмечено о необходимости оформления отчета в соответствии с требованиями действующих нормативных документов. Отчет по пересчету запасов Приразломного месторождения, выполненный «ЮганскНИПИнефть», был отстранен от рассмотрения на стадии экспертизы.

За 9 месяцев 2004 года эксперты и члены Комиссии рассмотрели три методические работы: «Методика использования сейсморазведки для выделения зон распространения коллекторов в юрских отложениях на Потанай-Картопынском месторождении», авторы М.Е. Старобинец, В.В. Спиваков ОАО «Хантымансиенефтегазгология»); «Исследование естественных электрических полей в нефтегазоразведочных скважинах (теория, аппаратура, методика и программное обеспечение, скважинные исследования»); «Методика интерпретации данных ГИС для пластов ЮВ₁¹ и ачимовской толщи Покамасовского месторождения», представленные ООО «КогалымНИПИнефть». В целом работы были одобрены и первые две рекомендованы к рассмотрению на Экспертно-техническом совете ГКЗ МПР РФ с целью официального утверждения.

Новый этап федеративной реформы и развитие систем управления недропользованием

В.В.Перепелкин (Аудиторская компания «Эрнст энд Янг (СНГ) Лимитед»)

В соответствии с Конституцией РФ 1993 г., водное и лесное законодательство, законодательство о недрах и охране окружающей среды находятся в совместном ведении Российской Федерации и ее субъектов. В этой связи необходимость решения широкого круга практических вопросов природопользования неизбежно вызывает к жизни значительный объем законодательно-правовых и иных нормативных актов субъектов Федерации, регулирующих те или иные стороны данной сферы хозяйствования. По оценкам Минприроды на 2002 год в субъектах РФ действовало более 18 тысяч нормативно-правовых и иных актов в области природопользования и охраны окружающей среды, в том числе более 1000 законов¹. Более 3 тысяч нормативно-правовых актов регионального уровня относилось непосредственно к сфере геологического изучения, использования и охраны недр.

Проверки, неоднократно проводившиеся Минприроды РФ различными комитетами и комиссиями обеих палат Федерального собрания РФ, неизменно выявляли значительное количество отклонений и противоречий в этих законах и иных нормативно-правовых актах регионального уровня по отношению к Конституции РФ и иным федеральным законодательным актам. Требования о приведении законодательства субъектов РФ (в том числе и по вопросам геологического изучения, использования и охраны недр) неоднократно звучали с трибун обеих палат Федерального собрания РФ, в ежегодных посланиях Президента РФ и т.д. Однако надо заметить, что подобные отклонения и противоречия были преимущественно вызваны не своею волей субъектов РФ или политическими амбициями их лидеров². Многие из названных противоречий и расхождений были по существу предопределены тем, что само федеральное законодательство (в том числе и конституционное) недостаточно четко разграничивало регулятивные «ниши» Феде-

рации и ее субъектов при решении вопросов геологического изучения, использования и охраны недр. Особенно это проявлялось в рамках крайне сложной с правовой и процедурной точки зрения модели «двух ключей» в управлении сферой недропользования.

Действительно, нельзя не признать, что в Конституции РФ 1993 года дается достаточно сложная, а в чем-то даже противоречивая трактовка федеративных аспектов управления недропользованием. Так, в соответствии со статьей 9 Конституции РФ, земля и другие природные ресурсы могут находиться в государственной, частной, муниципальной и иных формах собственности и используются и охраняются как основа жизни и деятельности *народов, проживающих на соответствующих территориях*. Тем не менее, Конституцией РФ вопросы владения, пользования и распоряжения землей, недрами, водными и другими природными ресурсами отнесены к *предметам совместного ведения* Российской Федерации и ее субъектов.

При принятии Конституции РФ 1993 года предполагалось, что разграничение полномочий по вопросам природопользования между уровнями государственной власти будет процедурно проведено позднее в рамках федерального законодательства и иных нормативно-правовых актов федерального и регионального уровня. Логически исходной точкой решения этой проблемы должно было стать именно пообъектное разграничение собственности на отдельные объекты недропользования - участки недр и пр., прежде с выделением федеральной составляющей этого элемента национального богатства. Такая составляющая должна была бы формироваться на принципах «минимальной достаточности», отражающей стратегические интересы страны и приоритеты ее экономической, в частности, минерально-сырьевой и энергетической безопасности. Однако провести это разграничение в тот

Система управления ресурсами

период так и не удалось, несмотря даже на принятие специального Указа Президента РФ³.

Ситуация известной «бессубъектности» в сфере отношений собственности на недра фактически закреплялась Законом РФ «О недрах», который формализовал институт единой государственной собственности на недра. По мнению многих исследователей, институт единой государственной собственности на недра не только концептуально отвечал конституционной идеи отнесения вопросов владения, пользования и распоряжения землей, недрами, водными и другими природными ресурсами к **предметам совместного ведения** Российской Федерации и ее субъектов. Высказывались мнения о том, что институт единой государственной собственности на недра и основанный на нем принцип «двух ключей», реализованный в действующем Законе РФ «О недрах» (совместное принятие решений по вопросам пользования и распоряжения недрами), также и с практической стороны управления достаточно полно обеспечивал учет и баланс интересов государства в целом, регионов, где расположены участки недр, и недропользователей. Этот принцип создавал некий управленческий механизм, который сглаживал объективные противоречия (экономические, экологические, социальные, национальные и т.п.), неизбежно возникающие при геологическом изучении, разведке и разработке полезных ископаемых.

Однако нельзя не видеть и того, что бессубъектность в сфере отношений собственности (в том числе и на участки недр) по определению противовесственна для любой достаточно зрелой системы рыночного хозяйства даже несмотря на то, включены ли непосредственно данные блага в текущий рыночный оборот или нет. Собственность была и остается наиболее концентрированным выражением баланса прав и ответственности любого хозяйствующего субъекта, выражением его права на участие в процессах управления и преимущественное присвоение того или иного экономического эффекта от хозяйственной деятельности и пр. Это делает проблематичными любые направления реформирования экономико-правового механизма недропользования, которые и далее будут в принципе отрицать возможность и необходимость субъек-

тивизации (разграничения) государственной собственности на участки недр. Дело не в формальном разделе, а в том, как он будет произведен и реализован в балансе управленческих полномочий, интересов и ответственности Федерации и регионов в сфере недропользования.

Вот почему поиск модели управления недропользованием, отвечающей одновременно и критериям высокой эффективности данной группы отраслей для народного хозяйства, и принципам федеративного государства и баланса интересов Федерации и ее субъектов, - один из наиболее сложных в ходе реформ, затрагивающих ключевые основы экономической и политической системы страны. Соответственно, практически весь круг вопросов управления недропользованием вписывается в экономико-правовой механизм федеративных отношений являясь один из его ключевых, особенно при условиях значимости минерально-сырьевого комплекса в формировании предпосылок экономического роста, экспортного и валютного потенциала страны.

Если рассматривать управление в широком смысле, то федеративные аспекты управления недропользованием, на наш взгляд, должны быть такими:

- разграничение государственной собственности на недра;
- разграничение полномочий непосредственно в сфере текущего управления недропользованием;
- межбюджетное распределение финансово-экономического эффекта, возникающего вследствие функционирования минерально-сырьевого комплекса российской экономики;
- распределение бремени полномочий по финансированию поисковых и геологоразведочных работ, обеспечивающих расширенное воспроизведение минерально-сырьевой базы российской экономики.

Многие аспекты этих проблем уже освещены в научной литературе⁴, поэтому мы рассмотрим данный круг вопросов так, как это необходимо для объективного понимания проблем реформирования роли субъекта Федерации в управлении недропользованием в условиях так называемой «федеративной реформы».

Ситуация в этой сфере существенно

Система управления ресурсами

меняется в связи с принятием Федерального Закона «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации» №95-ФЗ от 4 июля 2003 года, который считается первым законодательным актом, реализованным в ходе так называемой «федеративной реформы» в стране. При этом можно констатировать, что законодательные новации, предпринятые в ходе начатой недавно «федеративной реформы», не только демонтируют принцип «двух ключей» в сфере недропользования, но и радикально меняют саму природу федеративных отношений в России как государстве федеративного типа.

Прежде всего, названный выше федеральный закон фактически переводит российскую государственность в модель **асимметричной федерации**. Признак последней - формальное выделение двух или нескольких типов субъектов Федерации с законодательно зафиксированным различным кругом прав и полномочий. В настоящее время большинство экспертов сходятся во мнении о неустойчивости и неэффективности асимметрии как модели федеративных отношений⁵. Тем более удивительными и несвоевременными представляются некоторые новации, содержащиеся в названном выше законе №95. Ряд положений этого закона убедительно доказывает, что всякие попытки «уточнить» нормы конституционного регулирования федеративных отношений за счет их дополнения «обычными» федеральными законами таят в себе опасность произвольного обращения с принципиальными идеями самой Конституции.

Так, ст.26-б закона, по сути, формализует идею асимметричной федерации, поскольку определенно «выталкивает» из жизненно важной для всех регионов сферы предметов «совместного ведения» целый ряд субъектов РФ. Имеется в виду ряд автономных округов, входящих в состав так называемых «сложноустроенных субъектов Федерации». Между тем «сложноустроенный субъект Федерации» - достаточно случайный административно-правовой феномен, не имеющий никаких объективных истоков в обновленной модели российской федеративной государственности. Непосредственно после объявле-

ния государственного суверенитета России и начала качественного развития ее федеративной природы, некоторое время существовала законодательная возможность выхода автономий, получивших статус полноправных субъектов РФ, из состава краев и областей, где они формально числились еще с советских времен. То есть, объективно имелась возможность постепенной ликвидации самого феномена «сложноустроенных» регионов. Ряд новых субъектов Федерации воспользовались этой формальной возможностью; другие не спешили, поскольку, очевидно, предполагалось, что с принятием новой Конституции РФ проблема сложноустроенности исчезнет сама по себе (ликвидация самого феномена «сложноустроенных субъектов» де-юре).

Однако в итоге феномен «сложноустроенности», хотя и косвенно (в виде формального указания на возможность внутрисубъектных договоров), все-таки оказался упомянутым в Конституции РФ (ч.4 ст.66). Одновременно все последующие «выходы» одних субъектов РФ из состава других оказались под фактическим запретом из-за сложной процедуры двусторонних референдумов. Тем не менее, в течение 10 лет проблема «сложноустроенности» не оказывала существенного влияния на политическую жизнь страны. В ее законодательной базе не имелось ни одного документа, в котором эта «сложноустроенность» была бы основанием для усечения тех или иных прав (полномочий) отдельных субъектов РФ.

Однако сейчас ситуация изменилась. Это связано с тем, что вновь принятый федеральный закон делит полномочия по предметам совместного ведения Федерации и ее субъектов на две группы: во-первых, полномочия, финансируемые самостоятельно за счет средств бюджетов субъектов Российской Федерации за исключением субвенций из федерального бюджета - закрытый список из 41 вида полномочий; во-вторых, полномочия, финансируемые только за счет субвенций из федерального бюджета, - все остальное.

В первом случае допуск регионов, находящихся в составе сложноустроенных субъектов РФ к осуществлению полномочий совместного ведения, происходит только тогда, когда это ус-

Система управления ресурсами

становлено договором между органами государственной власти края, области и автономного округа.

То есть многие ключевые вопросы социально-экономического развития данных регионов отдаются на усмотрение «вышестоящих» субъектов Федерации. Это связано с тем, что ч.4 ст.66 Конституции РФ указывает на подобные внутрисубъектные договоры «о разграничении полномочий», в том числе по предметам совместного ведения Федерации и ее субъектов, только как на **возможность**, а не на как **обязательность** со стороны «вышестоящих» краев и областей РФ по отношению к «входящим» в них автономиям.

Во втором случае допуск регионов, находящихся в составе сложноустроенных субъектов РФ к осуществлению полномочий совместного ведения осуществляется только, если это установлено федеральным законом (ст.26-6). Учитывая исключительную обширность полномочий по предметам совместного ведения, попавших в это «прочее» (по отношению к указанному в п.2 ст.26-3), можно только представить то количество федеральных законов, которые надо будет дополнить, чтобы специально отразить в них факт указанного «допуска» (ранее, как было сказано выше, не имелось ни одного законодательного документа, в котором «сложноустроенность» была бы основанием для усечения тех или иных прав и полномочий отдельных субъектов РФ).

По нашему мнению, подобные ограничения **проблематичны в смысле их конституционности**, т.к. на возможность подобных ограничений в отношении отдельных субъектов РФ нет ни малейшего намека в ст.72, которая и посвящена «предметам совместного ведения» Российской Федерации и ее субъектов. Более того, п.2 данной статьи Конституции как бы специально указывает: «Положения настоящей статьи в равной мере распространяются на республики, края, области, города федерального значения, автономную область, автономные округа». Как видим, Конституция также не указывает на возможность какой-либо коррекции этого положения за счет дополнительного принятия федеральных конституционных и иных законов.

Однако дело даже не в проблематичной конституционности предлагаемых ограничений, которые на деле уже формально переводят нас в режим асимметричной федерации. Возможно, какие-то ограничения полномочий для отдельных субъектов Федерации, связанные с переходом в режим ограниченно-асимметричной федерации «де-юре», действительно необходимы. Однако эти ограничения (дифференциация) не могут быть связаны с формальным и откровенно вне-конституционным признаком некоего «вхождения» одного субъекта в состав другого. Подобные представления о путях реформирования нашей Федерации не способны привести к стабильности федерации и повышению эффективности экономического механизма федеративных отношений, включая федеративный аспект проблемы недропользования. Единственная возможная объективная основа любых изменений, затрагивающих полномочия субъектов РФ, - **экономические характеристики конкретных субъектов Федерации**, сопоставление этих характеристик со способностью данных регионов нести соответствующее статусу субъекта РФ бремя экономической и социальной ответственности, а также выполнять необходимые функции хозяйственного управления.

Действительно, экономическая дифференциация среди субъектов РФ очень высока. Среди этих субъектов есть такие, которые не обладают экономической самодостаточностью, не имеют возможности сформировать эффективные структуры управления и объективно нуждаются в централизации части своих полномочий, т.е. в передаче их на более высокий уровень управления. Например, по данным за 2001 г., субъекты РФ различаются по объему ВВП на душу населения примерно 30:1 (Ханты-Мансийский АО и Республика Дагестан), а по абсолютным показателям ВРП (Москва и Эвенкийский АО) примерно 2240:1. Между тем эти экономические критерии «усечения полномочий» никак не могут быть отнесены к ХМАО, чей вклад в экономику и бюджет страны имеет исключительно высокое значение.

Существуют и чисто правовые процедурные вопросы перераспределения полномочий управления в сфере недропользования. Сегодня мы

Система управления ресурсами

сталкиваемся с ситуацией, когда правовое урегулирование этих изменений (не говоря уже, как сказано выше, об отсутствии их четкой экономической мотивации) запаздывает (например, в виде объективно потребной сегодня новой редакции закона «О недрах») либо предлагается осуществлять в явно неадекватных формах.

Так, в соответствии с 95-м ФЗ комплекс вопросов управления в сфере недропользования относится к таковым полномочиям по предметам совместного ведения, которые передаются на уровень округа (точнее, как бы сохраняются на этом уровне) на двусторонней договорной основе в рамках «сложноустроенного» субъекта РФ. Однако надо заметить, что предшествующий опыт использования договоров, соглашений и пр. как формы урегулирования различных аспектов федеративных отношений показывает их неэффективность, прежде всего, за счет субъективности, коньюнктурности и даже политизированности данных документов. Ни один из этих договоров не создал устойчивой системы, способной решать долговременные, стратегические задачи в сфере хозяйственного управления.

Мы полагаем, что такой подход неправомерен для решения вопросов государственного управления комплексом отраслей недропользования, составляющих приоритет национальной экономической и энергетической безопасности страны. Такой подход неправомерен по отношению ХМАО, который остается ведущей энергетической базой страны и очевидным лидером в формировании эффективных систем управления данным комплексом отраслей. По нашему мнению, данный круг вопросов – если некие перемены в принципе необходимы – может быть урегулирован только на основе специального **федерального закона**, в разработке и экспертизации которого должны принять участие все ведущие отечественные специалисты в области экономики и правовой базы недропользования.

¹ «О несоответствии нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации, регулирующих отношения в области недропользования и охраны окружающей среды, федеральному законодательству». Аналитическая записка. М.: Минприроды РФ. 2002.

² Подобное было лишь на начальном этапе собственного законотворчества субъектов, когда некоторые из них в своих конституциях и уставах, вопреки Конституции РФ, провозгласили природные богатства регионов «исключительной собственностью» народов, проживающих на территории данного субъекта РФ.

³ Имеется в виду Указ Президента РФ 1993 г. №2144 «О федеральных природных ресурсах», где, в частности, были обозначены контуры выделения федеральных природных ресурсов (то есть природных ресурсов, находящихся в федеральной собственности), причем в трактовке, близкой к Постановлению Верховного Совета РСФСР о разграничении государственной собственности от декабря 1991 г. Одновременно Правительству РФ предлагалось разработать целый ряд законодательных актов по процедурам ограничения федеральных природных ресурсов и управления ими и представить в первом полугодии 1994 г. (!) перечни конкретных объектов, относящихся к федеральным природным ресурсам.

⁴ Среди работ, опубликованных в последнее время, отметим : Экономические и правовые проблемы совершенствования недропользования в России. М.: ИЭ РАН, 2004; Даниленко М. Законопроектов громадье: Попытки реформирования нефтяного законодательства столь же неоднозначны, как и оно само // Нефть России. - 2004.- №9. - С. 66-70; Орлов В. Федерализм и недропользование // Федерализм.- 2003.- №2. - С. 157-194; Теплов О.М. Развитие федерального законодательства о недрах // Журнал российского права.- 2003.- №3. - С. 27-36 и др. работы.

⁵ Калина В.Ф. Российский опыт конституционно-правового закрепления принципов федерализма // Конституционно-правовые проблемы развития российского федерализма. - М.- 2000.- С.135-158; Бухвальд Е. Конституция и развитие экономических основ федеративных отношений. // Экономист.-2003.- №12.- С.50-60.

Система управления ресурсами

Уровни добычи нефти в лицензиях на право пользования недрами (в порядке обсуждения)

А.Б.Кряквин (Территориальное агентство по недропользованию по Тюменской области),
С.В.Прозоров (Департамент ТЭК и недропользования Администрации Тюменской области)

В законе Российской Федерации «О недрах» регламентировано, что лицензия на пользование недрами, или ее неотъемлемая составная часть должна содержать согласованный уровень добычи минерального сырья (ст.12 п.7). В лицензиях на право добычи углеводородов из нефтяных (без свободного газа в пластовых условиях) месторождений – это согласованный уровень добычи нефти.

Для практики лицензирования весьма важными являются: четкое определение (понимание) назначения данного требования, условий его определения и пересмотра, допускаемые возможные отклонения и их продолжительность во времени, методы воздействия (санкции) в случае невыполнения требования (как при недостижении, так и при превышении уровней).

В настоящее время практически во всех лицензиях на недропользование, выданных на территории Тюменской области, включая автономные округа, оговорены лишь уровни добычи нефти, а вопросы, упомянутые выше, в большей части не освещены. Полагая, что Федеральный закон «О недрах» является рамочным законом, необходимо данные вопросы решить иными нормативно-правовыми или подзаконными актами, регламентирующими недропользование на уровне федерации или субъекта федерации. Не рассматривая возможный механизм регламентации, представляется целесообразным обсудить смысл требований к согласованию уровней добычи нефти.

Необходимость фиксации в условиях пользования недрами согласованного уровня добычи, т.е. по сути, принятие недропользователем обязательств по объемам добычи при соблюдении определенных условий, может быть обусловлена, на наш взгляд, двумя факторами, один из которых, – возможность прогнозирования развития территории, и второй – возможность контроля рациональной выработки запасов (полноты извлечения нефти). Рассмотрим каждый из них более подробно.

Обеспечение государственных нужд в продуктах переработки нефти, если в этом есть необходимость, должно, по нашему мнению, регулироваться отдель-

ным договором между нефтедобывающей компанией или иным предприятием и государством, т.к. в этом случае одинаково важны не только объемы поставок нефтепродуктов, но и условия этих поставок.

Прогноз развития территории. Если органы, выдающие лицензию, под прогнозом развития территории подразумевают планирование поступления платежей за добычу нефти в бюджеты различных уровней, то в этом случае каких-либо требований и ограничений к уровням добычи вряд ли может быть. В такой постановке вопроса изменение согласованных уровней на любую величину не может обязывать недропользователя к чему-либо, в том числе к достижению согласованной добычи помимо его воли, кроме как к пересогласованию показателей добычи. Инициатором пересмотра уровней добычи в данном случае может выступить любая из сторон, подписавшая лицензию. Представляется целесообразным в лицензии (лицензионном соглашении, договоре и т.п.) прописать условия, необходимые, достаточные для пересмотра согласованных уровней добычи нефти в данном случае.

Однако сначала необходимо уточнить период времени, которому соответствует уровень добычи нефти, и срок, на который устанавливаются в лицензии уровни. Очевидно, при прогнозировании развития территории имеет смысл вести речь о годовых уровнях добычи, при этом в лицензии они (уровни) должны быть согласованы (прописаны) на срок не менее 5 (пяти) лет или на весь срок действия проектного или иного документа, регламентирующего разработку объекта недропользования, где обоснованы и утверждены уровни добычи нефти.

С учетом нефтепромысловой практики можно принять, что погрешность расчета уровней добычи 10% является вполне допустимой и более высокая точность определения теоретически невозможна, а если наблюдается, то совершенно случайно. Исходя из этого, целесообразно предлагать пересмотр уровня добычи только при его изменении более чем на 10% по сравнению с согласованным.

С другой стороны, логично также предположить,

Система управления ресурсами

что если в течение двух и более лет подряд фактические уровни добычи монотонно отклоняются от согласованных, то это уже закономерность (организационная, техническая, геолого-промышленная и пр.)

С учетом вышеизложенного можно предложить следующую формулировку достаточного условия пересмотра согласованного уровня добычи нефти:

- Согласованные уровни добычи нефти пересматриваются, если в течение двух и более лет подряд фактическая добыча отклоняется от согласованной в одну и ту же сторону более чем на 10% ежегодно. При этом недобор нефти в предыдущем году может быть компенсирован дополнительной добычей в следующем и наоборот.

Кроме того, необходимо уточнить, о каких уровнях идет речь, а именно, о годовой добыче по каждому из объектов разработки в границах месторождения или по группам пластов, или по месторождению в целом. Очевидно, что для прогноза развития территории в принципе достаточно ограничиться уровнями добычи в целом по лицензионному участку и только их согласовать в лицензии.

Однако помимо пассивного планирования развития территории не исключены варианты активного влияния на развитие территории органов, выдающих лицензию, что также должно быть отражено в лицензии. Так, в случае реализации варианта, стимулирующего интенсивное освоение месторождения, необходимо, по нашему мнению, согласовывать минимальные уровни добычи нефти, а в случае ограничения отборов по тем или иным причинам, согласование подлежат максимально допустимые уровни добычи, т.е. в первом случае владелец лицензии обязуется добывать не менее, а во втором не более согласованных объемов, и за это он должен нести ответственность.

При отнесении данного требования к «существенным условиям лицензии» возможными санкциями к недропользователю в случае невыполнения обязательств по уровням добычи наряду со штрафными санкциями в соответствии с Кодексом об административных правонарушениях могут быть: досрочное прекращение, приостановка или ограничение права пользования недрами. Решение о применении конкретной санкции в части досрочного прекращения, приостановки или ограничения права пользования недрами должно подготавливаться специально уполномоченной комиссией (обычно лицензионная комиссия, комиссия по недропользованию, экспертная группа т.п.) и приниматься органами, выдавшими лицензию.

Общие рекомендации относительно конкретной санкции могут быть следующими.

При стимулировании интенсивности освоения:

1. При недостижении минимальных согласованных уровней добычи нефти в течение двух лет подряд на 10-50%, органы, выдавшие лицензию, вправе ограничить право пользования недрами путем соответствующего уменьшения площади лицензионного участка, где планировалась добыча с переводом изымаемой площади в нераспределенный фонд недр.

2. При недостижении минимальных согласованных уровней добычи нефти в течение двух лет подряд более чем на 50%, органы, выдавшие лицензию, вправе досрочно прекратить право пользования недрами.

При ограничении интенсивности освоения:

1. При превышении максимально допустимых уровней добычи нефти в течение двух лет подряд более чем на 10% ежегодно, органы, выдавшие лицензию, вправе приостановить право пользования недрами на срок до устранения нарушения.

При этом как при стимулировании, так и при ограничении интенсивности освоения, что следует из вышеизложенного, не учитывается возможность влияния недоизученности, в геологическом отношении, объекта (геолого-промышленной характеристики) на фактические показатели добычи нефти. Это сделано умышленно, так как в предлагаемом варианте постановки вопроса качество прогнозирования добычи не рассматривается и не учитывается органами, выдающими лицензию. Тем не менее, возможность возникновения такой ситуации будет рассмотрена далее.

Различное сочетание представленных в данной части работы вариантов регламентации уровней добычи служит целям прогноза развития, однако согласование уровней добычи нефти, как отмечалось выше, может использоваться и для контроля за рациональной (полной) выработкой запасов и являться в этом направлении законным рычагом воздействия на недропользователя.

Контроль за рациональной выработкой запасов

Априори полагая, что оптимальность выработки запасов определена утвержденным в установленном порядке проектным документом, регламентирующим разработку месторождения, можно утверждать, что четкое соблюдение на практике требований этого документа не допустит возникновения условий разубо-

Система управления ресурсами

живания запасов углеводородов, в противном случае необходимо поставить под сомнение качество проектного документа. Поэтому, если в качестве «существенного условия лицензии» при согласовании уровней поставить требование выполнения условий (параметров, показателей), соответствующих согласованным уровням добычи, определить допускаемые отклонения, условия пересмотра и прочее появляется действенный механизм жесткого контроля за четким выполнением требований проектных документов, регламентирующих разработку, своевременное их уточнение, а также механизм ответственности за качество проектирования и за качество утверждаемых решений.

Подчеркнем, что в предлагаемой постановке важно не само изменение уровней добычи по сравнению с согласованными уровнями, а именно, изменение условий, соответствующих конкретному уровню. То есть, необходимо оценивать соответствие данному фактическому уровню проектных требований (параметров, обеспечивающих добычу), иначе даже при равенстве согласованных (проектных) и фактических уровней добычи могут возникнуть условия, негативно влияющие на полноту выработки запасов (например, когда проектная добыча нефти обеспечивается значительно меньшим фондом скважин, когда отстают объемы закачки, что может привести к падению пластового давления ниже допустимого или к безудержной закачке воды и др.).

Необходимо также отметить, что при контроле полноты выработки запасов уровни добычи и соответствующие им условия должны быть представлены для каждого объекта разработки отдельно, а при необходимости и для различных зон залежи. Очевидно, наиболее квалифицированно оценить соответствие показателей, определяющих согласованные уровни добычи фактическим и степень пагубного влияния (или отсутствие таковой) на разработку объекта в случае их существенного отклонения, может территориальная или федеральная (центральная) комиссии по разработке. Рекомендации этих комиссий должны быть представлены для принятия решения органам, выдавшим лицензию, непосредственно или через лицензионную и другие комиссии.

Рассмотрим наиболее значимые условия для обсуждаемой проблемы, а также возможные варианты их регламентации.

Взаимодействие человека с продуктивным пластом (объектом разработки) осуществляется путем строительства скважин и установления режимов их

работы (как добывающих, так и нагнетательных). Поэтому характеристики этих показателей, а именно, фонда скважин и режимов их работы, являются существенными в определении полноты и качества выработки запасов и зависящими от деятельности человека. Соотношение фактических и проектных характеристик этих показателей должно подлежать анализу и контролю, а их несоответствие (в любую сторону) может быть объяснено только двумя причинами:

- производственной деятельностью предприятия по добыче;
- качеством проектирования разработки (проектного документа).

В обоих случаях виновником несоответствия является деятельность человека или группы людей, которые и должны нести ответственность за несоответствие прогнозных (плановых, проектных, согласованных) и фактических показателей разработки. В принципе для органов, выдавших лицензию, это безразлично, т.к. всю ответственность за разработку месторождения несет владелец лицензии, и санкции будут применены к нему, тем не менее такой подход будет способствовать созданию определенного имиджа структурам, принимающим решения по добыче, проектирующим разработку и утверждающим проектные решения.

Влияние скважин как стационарных сооружений на уровень добычи и качество разработки однозначно определяется тремя следующими характеристиками:

- 1.1 – действующий фонд добывающих скважин;
- 1.2 – действующий фонд нагнетательных скважин;
- 1.3 – взаимное расположение действующих добывающих и нагнетательных скважин.

Влияние режима работы скважин как динамических показателей определяется дебитами добывающих и приемистостью нагнетательных скважин, однако, поскольку здесь, как и выше, рассматривается годовой период времени, то в качестве характеристик можно принять:

- 2.1 – годовой отбор нефти из одной скважины;
- 2.2 – годовой объем закачки одной скважиной.

Обозначим Ng – фонд добывающих скважин, Ki – коэффициент использования фонда добывающих скважин, $(q_n)_{pr}$ – годовой отбор нефти из одной скважины по проекту (здесь и далее все параметры относятся к анализируемому году), тогда расчетный годовой уровень добычи нефти, соответствующий проектному отбору из одной скважины и действующему

Система управления ресурсами

фонду (Q_h)_p, - составит

$$(Q_h)_p = (q_h)_{pr} \cdot Ng \cdot Ki. \quad (1)$$

Действующему фонду добывающих скважин должен соответствовать расчетный действующий фонд нагнетательных скважин (N_h)_p, определенный проектным решением и рассчитанный из выражения

$$(N_h)_p = Ng \cdot m \cdot \frac{Ki}{Ki^1}, \quad (2)$$

где

m – количество нагнетательных скважин, приходящихся на одну добывающую по проекту;

Ki^1 – коэффициент использования фонда нагнетательных скважин.

Введем параметр несоответствия показателей разработки проектным решениям (Π) определяя его в процентном выражении по формуле:

$$\Pi = \left\{ \left| \frac{(Q_h)\phi}{(Q_h)_p} - 1 \right| + \left| \frac{(N_h)\phi}{(N_h)_p} - 1 \right| + \left| \frac{(q_b)\phi}{(q_b)_p} - 1 \right| \right\} \times 100\%, \quad (3)$$

где индекс « ϕ » соответствует фактическим данным, а индекс « p » – фактическим, проектным; q_b – годовой объем закачки воды одной скважиной.

По величине параметра Π можно в качестве первого приближения, но довольно объективно судить об отклонении основных параметров разработки от проектных решений и принимать соответствующие меры.

Так, при Π менее 10% можно говорить о хорошем качестве проектирования и о хорошем соблюдении недропользователем проектных решений. При $10\% < \Pi < 50\%$ необходимо разбираться в причинах несоответствия и приостановить право пользования недрами до устранения этих причин. При Π более 50% можно досрочно прекратить право пользования недрами.

Причины несоответствия показателей разработки проектным решениям должны рассматриваться на специализированных комиссиях, однако по знаку (+ или -) под абсолютной величиной первого слагаемого формулы (3) уже можно судить о причинах. Так, если эта величина положительная, можно с большей уверенностью говорить о выборочной отработке высокопродуктивных зон. Отрицательное значение этой величины свидетельствует о низком качестве проектного документа и недостаточном учете геолого-

промышленных особенностей объекта разработки при проектировании. Второе и третье слагаемые вне зависимости от их знака только усугубляют выводы, сделанные выше.

Остается нерегламентированным взаимное расположение добывающих и нагнетательных скважин (п.1.3), что можно в дальнейшем доработать.

Не допускается изменение взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин (системы расположения скважин) без наличия согласованного с органами специальной компетенции (ЦКР, ТКР и пр.) соответствующего документа. Если в течение одного года с момента появления несоответствия фактического расположения скважин проектному данное противоречие не будет устранено или не представлен документ (протокол ЦКР, ТКР и т.п.), подтверждающий, что указанный факт отрицательно не скажется на полноте выработки запасов, то органы, выдавшие лицензию, вправе приостановить её действие до устранения несоответствия.

Включение в лицензионное соглашение представляемых предложений будет способствовать четкому соблюдению недропользователем проектных решений или своевременному внесению изменений в проектные документы.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

О некоторых седиментационных моделях продуктивных пластов верхнеюрского васюганского комплекса Западной Сибири

О.М.Мкртчян (ВНИГНИ)

Верхнеюрский васюганский глинисто-песчаный комплекс (свита) Западно-Сибирского осадочного бассейна, в восточной его половине, несмотря на существенную в ряде районов разведанность, продолжает оставаться одним из основных направлений поисков нефтяных залежей и восполнения сырьевой базы.

Сейсмогеологические условия этого сравнительно небольшого по мощности комплекса, непосредственно экранированного битуминозными отложениями баженовской свиты, существенно ограничивают разрешенность его волнового поля и, как следствие, возможность выявления и прогноза в нем на ранних стадиях поисково-разведочных работ по материалам сейморазведки 2-Д различных седиментационных геологических моделей продуктивных песчаных пластов.

Вместе с тем, в последние годы в васюганском комплексе наряду с определенным сокращением фонда подготавливаемых традиционных антиклинальных объектов все более возрастает доля ловушек и залежей, строение которых во многом определяется различными типами погребенных седиментационных форм и пространственно-временных взаимоотношений песчаных слоев и тел. По мере увеличения буровых работ растет понимание значительно большей сложности строения продуктивных резервуаров, построение адекватных моделей которых важно как на этапе поисков и оценки запасов, так и освоения разведенных залежей. Разработка и типизация указанных моделей как основы последующего их прогноза и картирования на новых объектах в процессе поисково-оценочного бурения и интерпретации сейсмических данных требует детального расчленения, корреляции и послойного изучения всего разреза васюганского комплекса, прежде всего, на площадях с максимально плотными сетками скважин. Особенно ценную информацию представляют данные эксплуатационного разбуривания.

Вопросам геологии, особенностям строения и распространения песчаных пластов васюганского комплекса посвящено большое число опубликованных и фондовых работ многих авторов (Глебов А.Ф., Гиди-

он В.Я., Гураи Ф.Г., Даненберг Е.Е., Елисеев В.Г., Корнев В.А., Нежданов А.А., Рудкевич М.Я., Тренин Ю.А., Цибулин И.А., Шемин Г.Г., Шурыгин Б.И. и многие другие).

Обычно в разрезе комплекса выделяют от одного до трех-четырех песчано-алевролитовых горизонтов (пластов), разделенных глинистыми пачками, комбинации которых могут рассматриваться в качестве элементарных региональных мелководно-шельфовых циклитов трансгрессивно-регressiveного типа.

Отметим, что схемы конкретного дробного расчленения и индексации продуктивных песчаных пластов как в разных районах, так и месторождениях провинции могут быть не всегда однозначны.

Общей закономерностью строения комплекса является последовательное утончение (практическое выклинивание) с востока на запад к оси осадочного бассейна песчаных пластов и циклитов от нижних (более древних) к верхним, сопровождающееся пологим региональным седиментационным наклоном слоев. Наиболее распространены отложения и песчаные пласти верхнего циклита, которые замещаются на западе глинями большей верхней части абалакской свиты. Последняя, как известно, характеризует более глубоко-водную недокомпенсированную осадками зону келловей-оксфордского бассейна.

Указанные региональные черты строения васюганского комплекса позволяют отнести его к проградационному типу.

Детальное расчленение и послойная корреляция разрезов комплекса, особенно по плотной сети скважин, позволяют выявить различные литолого-фациальные неоднородности, аномальные изменения вещественного состава и мощности пластов, их выклинивания и замещения, косослоистые напластования и другие важные элементы седиментационных моделей, определяющих строение залежей.

Все это стимулировало попытки выделения и картирования различных песчаных фаций верхнеюрских пластов в пределах отдельных месторождений, главным образом, на основе анализа их электрометрических моделей (каротажных фаций),

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

представленных в некоторых публикациях и отчетах производственных геофизических предприятий. Составленные таким образом детальные (с выделением большого числа фациальных обстановок) локальные палеогеографические схемы (несомненно, полезные), к сожалению, чаще всего слабо подкрепляются необходимыми литолого-фациальными характеристиками пород и соответствующими геологическими построениями, демонстрирующими конкретные формы и пространственные взаимоотношения песчаных тел и фаций.

Одна из основных целей настоящей статьи - освещение и попытка интерпретации некоторых «аномальных» элементов внутренней структуры васюганского комплекса, установленных в результате детального послойного анализа разрезов скважин на ряде нефтеносных площадей.

Отметим, что индексированные пласти рассмотреваемого комплекса, как известно, могут быть представлены в разрезах одним или несколькими песчаными слоями, каждый из которых должен являться объектом корреляции. Преимущественно глинистые пачки также нередко поддаются по данным ГИС детальному расчленению и корреляции, способствуя анализу характера слоистой структуры комплекса и осложняющих ее элементов. В связи с этим часто возникает необходимость дробной индексации, прежде всего, песчаных слоев.

Эффективность такого подхода к расчленению и корреляции продуктивных пачек, позволяющего намечать границы зонального выклинивания отдельных песчаных слоев и прогнозировать достаточно протяженные литолого-стратиграфические экраны, контролирующие залежи нефти в васюганской свите, демонстрируется, в частности, в работах В.Г. Елисеева по Среднему Приобью.

Одним из вопросов, нередко возникающих в процессе корреляции фациально-изменчивых терригенных комплексов, является форма латеральных взаимоотношений песчаных и глинистых пластов, залегающих в сопоставляемых разрезах на одном уровне. Имеет ли место постепенное литологическое их замещение или встречное выклинивание? Однозначному ответу на этот вопрос часто не придается должного значения, в том числе и на этапе составления эксплуатационных моделей залежей.

Ниже рассматриваются две морфогенетические разновидности геологических седиментационных моделей, развитых в верхнеюрском васюганском комп-

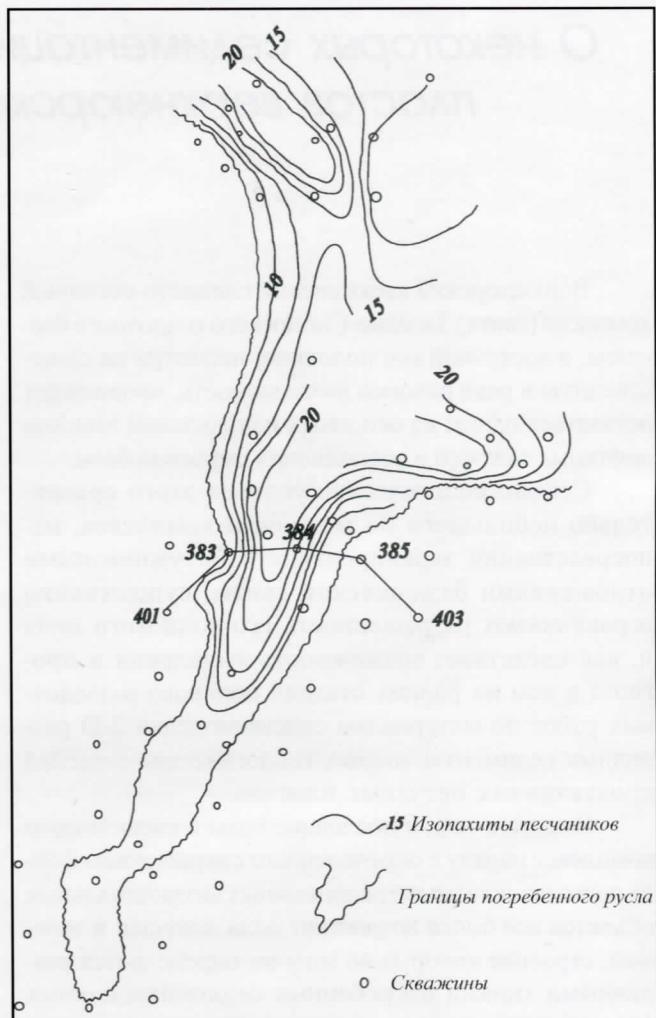


Рис. 1. Файнское (Среднеасомkinsкое) месторождение. Карта мощности русловых песчаников Ю',

лексе. Они установлены на основе детальной послойной корреляции разрезов ряда месторождений, прежде всего, освещенных плотной сетью поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. Одна из них представлена аномальными песчаными телами «русловой» (или «каналовой») формы, другая – косослоистым типом напластований. При этом косослоистый тип напластований может быть пространственно и генетически связан с каналовыми формами.

Известно, что так называемые русловые или каналовые песчаные тела обычно выделяются в разрезах скважин по ряду признаков: аномально увеличенной в сравнительно узкой зоне мощностью, вогнутой (выпуклой) вниз формой основания, неравномерным срезанием подстилающих слоев, характерной формой

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

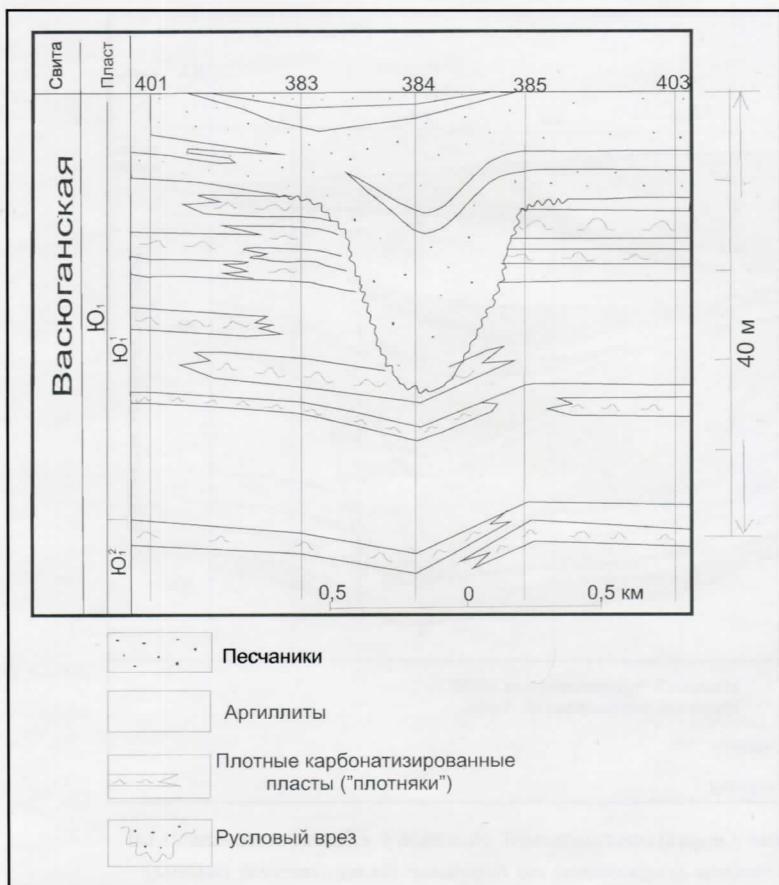


Рис.2. Файнское (Среднеасомkinsкое) месторождение.
Палеогеологический разрез руслового песчаного тела пласта
 YO^1 , васюганской свиты

кривой ПС (т.е. типом каротажных фаций). При обосновании эрозионного вреза требуется по возможности детальное расчленение и корреляция отложений, вмещающих и подстилающих песчаное тело. Признаки указанных форм и тел отмечаются во многих разрезах, свидетельствуя о широком развитии их в разных частях васюганского палеошельфа.

Рассмотрим несколько примеров русловых (каналовых) форм и выполняющих их песчаных тел.

Ряд таких погребенных русел (каналов) закартирован по большому числу разрезов эксплуатационных скважин в пределах Файнской группы залежей, одно из которых протягивается субмеридионально через Среднеасомkinsкую площадь (рис.1). Оно прослежено с юга на север в направлении движения водного потока (увеличения мощности заполняющих его песчаников) более чем на 5 км, при ширине от 250 до 750 м. Русло глубиной около 20 м выполнено песчаника-

ми верхнего пласта YO^1 , мощность которых возрастает от 4-6 м за пределами русла до 20-26 м в его осевой зоне. На поперечном к простирию русла профильном палеоразрезе (рис.2) видно, что аномальное песчаное тело имеет отчетливо выраженную выпуклую вниз форму, глубоко врезанную в подстилающие преимущественно глинистые отложения. Последние расслоены серией плотных карбонатизированных пластов, так называемых «плотников», подчеркивающих параллельно слоистую структуру вмещающей толщи.

Не менее характерные эрозионные формы канала типа картируются по эксплуатационным скважинам на Киняминском месторождении. В разрезе васюганской свиты здесь обычно выделяются три глинисто-песчаные пачки (циклик), содержащие продуктивные пласти, индексированные YO^3 , YO^2 , YO^1 . Русловые врезы приурочены к верхнему циклику (пачке) и выполнены песчаниками нижней части пласта YO^1 . В осевой зоне русла практически целиком размыты глинистые отложения трансгрессивной части цикликита (скв. 217, 216, 106), а местами и весь залегающий ниже песчаный пласт YO^2 (скв. 107 Киняминская). Строение эрозионной формы и заполняющих ее отложений представлено на широтном палеогеологическом профиле (рис.3). Распространение русла (вреза) за пределами эксплуатационного участка пока не установлено.

Еще одним примером развития эрозионных каналов в верхней части васюганской свиты может быть Северо-Варьеганско месторождение. Здесь по данным эксплуатационного бурения прослеживается несколько погребенных русел в пачке YO^1 , заполненных песчаниками аномально увеличенной мощности (рис.4). Система песчаных русловых тел на этом месторождении определила особенности строения залежей пласта YO^1 и поведения водонефтяного контакта в процессе их эксплуатации.

Как уже отмечалось, эрозионные русловые формы и их элементы в отдельных разрезах картируются по данным бурения в различных частях васюганского палеошельфа, свидетельствуя о широком развитии обусловливающих их процессов (седиментационных обстановок).

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

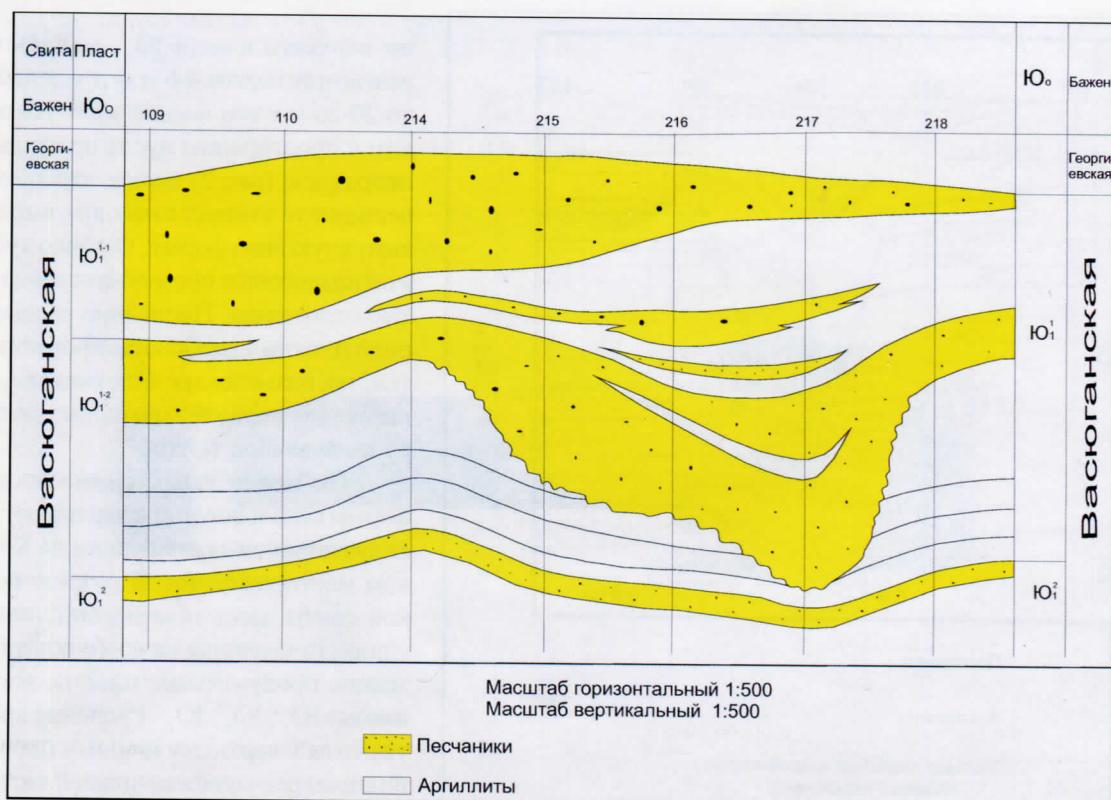


Рис.3. Киняминское месторождение (эксплуатационный участок). Палеогеологический разрез пласта Ю₁¹ васюганской свиты (выровнено по подошве баженовской свиты)

Отметим, что выявление и соответствующее толкование строения русловых песчаных тел имеет большое значение при оценке запасов открываемых залежей. В частности, при построении геологической модели и подсчете запасов обычно принятая равномерная по площади интерполяция мощности, в случае вскрытия одной из скважин руслового тела с аномальным ее значением, окажется неадекватной и приведет к общему завышению мощности продуктивного пласта и запасов.

Коснемся другой разновидности седиментационных моделей песчаных тел васюганского комплекса, характеризующейся косослоистым типом напластований. Рассмотрим ее, в частности, на примере продуктивных пластов Ю₁¹ и Ю₁³ Угутского месторождения, разбуренных плотной сеткой эксплуатационных скважин. Косослоистое строение индексированных песчаных пластов обнаружено в процессе дробного их расчленения на составляющие слои и детальной площадной корреляции.

В северной эксплуатационной зоне Угутского месторождения верхний циклит Ю₁¹ васюганской свиты

четко литологически разделяется на нижнюю (достаточно выдержанную по мощности) трансгрессивную глинистую пачку и верхнюю, включающую ряд меняющихся по мощности (вплоть до выклинивания) песчаных слоев и разделяющих их прослоев глин. На палеогеологическом (выровненном по основанию баженовской свиты) профиле (рис.5) в верхней пачке на данном участке отчетливо выделяются три «разновозрастных» песчаных слоя, условно обозначенных (сверху вниз) Ю₁¹а, Ю₁¹б и Ю₁¹в. Даже в ограниченном фрагменте (юз-св) профиля длиной в 4 км четко устанавливается первичный седиментационный наклон слоев (косослоистый характер напластований), линзовидная их форма и встречное на разных уровнях выклинивание. В данном разрезе первичный наклон особенно резко выражен в основании самого молодого верхнего песчаного слоя Ю₁¹а и по кровле нижнего песчаного слоя Ю₁¹в. На перенос и накопление осадков среднего песчаного слоя, очевидно, оказывал влияние аккумулятивный рельеф, образованный поверхностью нижнего.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

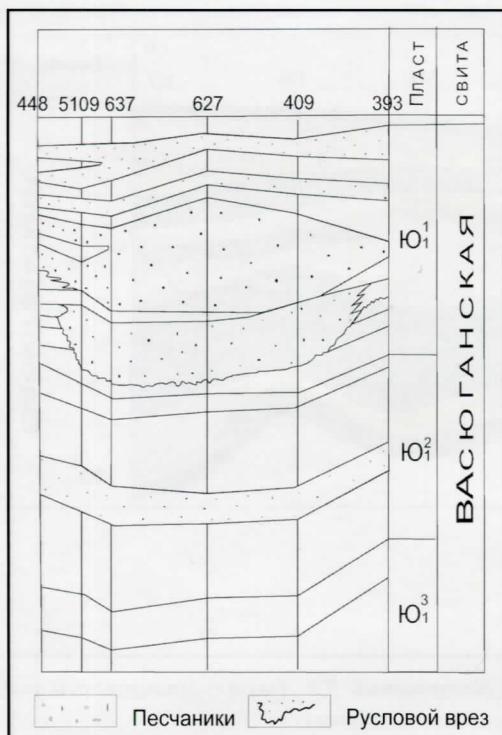


Рис.4. Северо-Варьеганское месторождение. Палеогеологический разрез песчаного тела в пачке Ю¹, васюганской свиты

Отметим, что в условиях косослоистого типа строения в пачке Ю¹ получает то или иное развитие значительное число песчаных слоев, выделение, картирование и единая однозначная индексация которых являются достаточно сложной и трудоемкой задачей.

Сходный тип строения обнаруживается и в нижнем циклите Ю³, отложения верхней регressiveвой части которого также характеризуются косослоистыми напластованиями, демонстрируемыми на следующем палеогеологическом профиле юго-западного - северо-восточного простириания длиной около 3.5 км (рис.6). Здесь в разрезе выделяются два песчаных слоя: нижний, Ю³б, распространенный в северо-восточной части профиля, плавно погружается, а затем выклинивается в юго-западном направлении; верхний, более мощный песчаный пласт Ю³а выклинивается на северо-восток и резко возрастает в мощности на юго-запад. Подошва пласта и подстилающий его глинистый слой характеризуются значительным седиментационным наклоном, так же как и глинистый прослой, залегающий внутри песчаника (рис.6).

Представленный косослоистый тип напластова-

ний, сопровождающийся развитием серии сменяющих друг друга по латерали, смещенных во времени линзовидных, наклонных песчаных тел, имеет избирательное распространение, в том числе, вероятно, связанное с русловыми зонами (рис.3).

При корреляции косослоистых глинисто-песчаных пачек по редкой сети поисково-разведочных скважин чаще всего принимается параллельно (горизонтально)-слоистая модель их строения и, как следствие, отнесение к единому пласту «разновозрастных» и литологически разобщенных песчаных слоев. Вместе с тем косослоистый характер резервуаров может оказывать различное влияние на строение и гидродинамические особенности приуроченных к ним залежей, положение водонефтяных контактов как начальное, так и в процессе разработки. Многое здесь, в частности, определяется степенью экранирующих свойств глинистых слоев, разделяющих косонаслоенные песчаные тела, а также рядом других факторов. Так, к примеру, в пределах значительного по амплитуде замкнутого поднятия косослоистый резервуар может быть насыщен по типу массивной залежи и первоначально иметь единый относительно выдержаный контакт. На склоне поднятия или моноклинали отдельные, наиболее резко выклинивающиеся вверх по восстанию песчаные слои могут образовывать самостоятельные литологически экранированные нефтенасыщенные ловушки. Залежи, приуроченные к ловушкам такого типа в пласте Ю¹, с более низким, чем на Угутском месторождении ВНК, были выявлены на Среднеугутской площади (скв.11), а затем и северо-западнее ее. При отсутствии данных о косослоистом строении резервуара высказывались предположения о существовании здесь резко наклонного ВНК, объединяющего обширное нефтяное скопление. Последующее бурение подтвердило наличие ряда самостоятельных литологически экранированных залежей с разными ВНК, обусловленными типом песчаных напластований.

Охарактеризованными выше типами не исчерпывается разнообразие седиментационных форм и пространственно-временных соотношений песчаных слоев, образующих продуктивные резервуары васюганского комплекса. Необходимо дальнейшее детальное их изучение, прежде всего, по плотным сеткам эксплуатационных скважин для разработки различных моделей как основы их последующего прогноза на новых площадях по данным сейморазведки и поисково-оценочного бурения.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

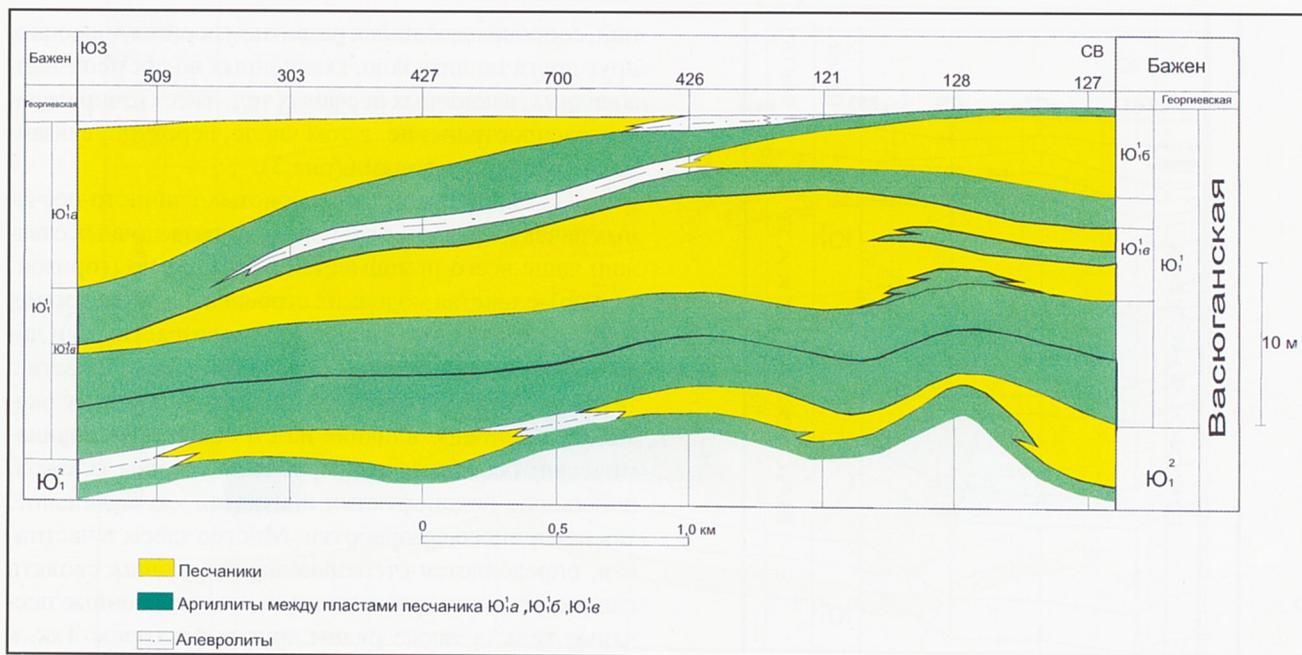


Рис.5. Угутское месторождение. Палеогеологический разрез отложений Ю₁^c (эксплуатационный участок) (выровнено по основанию баженовской свиты)

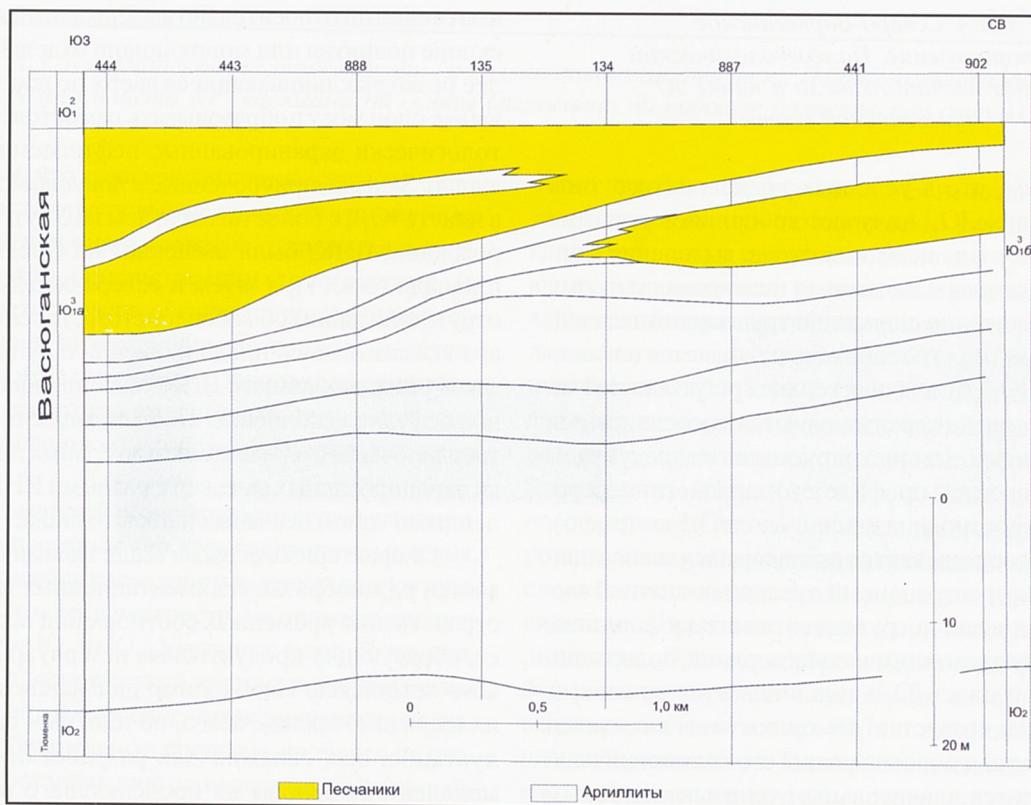


Рис.6. Угутское месторождение (эксплуатационный участок). Палеогеологический разрез отложений пласта Ю₁^c васюганской свиты (выровнено по подошве глин Ю₁²)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Моделирование геологических объектов Уренского месторождения нефти на основе комплексного анализа материалов сейсморазведки и бурения

Р.Н.Хасанов (ООО «ТНК-Уват»), В.В.Судакова, Л.А.Личагина (ОАО «Тюменнефтегеофизика»)

Уренское месторождение нефти находится в центральной части Демьянского нефтегазоносного района Каймысовской нефтегазоносной области на землях со средней плотностью потенциальных ресурсов углеводородов.

Месторождение расположено в пределах структуры III порядка – Усановско-Уренского куполовидного поднятия, которое включает Уренскую, Усановскую, Северо-Усановскую и Западно-Усановскую структуры. Основные перспективы нефтегеносности связаны с юрскими отложениями (пласт Ю₁). На Уренском месторождении выявлены две залежи нефти структурно-стратиграфического типа, приуроченные к Уренской и Усановской структурам. В сводовых частях структур отмечаются зоны, где отсутствует пласт Ю₁.

В 2001 г. на Уренском месторождении были начаты сейсморазведочные работы МОВ ОГТ с плотностью 3D. Цель работ – детальное изучение геологического строения этого месторождения нефти по отражающим горизонтам, приуроченным к поверхности доюрского основания, юрским и нижнемеловым отложениям, уточнение строения залежей в верхнедарвских отложениях, выявление и подготовка новых объектов для постановки разведочного и поискового бурения.

На первом этапе предусматривалась отработка участка на западном и юго-западном склонах Усановской структуры. Возникла необходимость создать цифровую геологическую модель, которая стала бы основой сейсмогеологической интерпретации сейсморазведочных материалов и уточнялась при получении новых данных. Для этого были проанализированы результаты региональных геолого-геофизических исследований по Уренскому месторождению: стратиграфия, тектоника, палеогеоморфология, палеогеография, литология, нефтегазоносность. Была сформирована локальная база данных геологической, геофизической и промысловой информации. Проведена интерпретация скважинных данных и выделены реперные горизонты, продуктивные пласти; определено их флюидонасыщение.

На втором этапе была выполнена стратиграфи-

ческая привязка геологических границ к отражающим горизонтам, проведены интерпретация сейсмических материалов, геоакустическое моделирование, построена скоростная модель. При детальном анализе волнового поля и прослеживании отражающих горизонтов были выделены тектонические нарушения и создана объемная разломно-блоковая модель участка работ. Динамическая обработка сейсмических данных, статистический анализ связей сейсмических атрибутов с промыслово-геофизическими параметрами позволили создать модель литологической неоднородности пластов и выделить зоны разуплотнения в отложениях доюрского основания и баженовской свиты. В результате комплексного анализа полученной информации охарактеризовано геологическое строение и структурно-тектонические особенности площади работ, создана геолого-геофизическая модель строения усановской залежи нефти.

Геологический разрез Уренского месторождения сложен толщей осадочных терригенных пород мезозойско-кайнозойского возраста (мощностью 2300-2600 м), породами промежуточного структурного этажа и образованиями складчатого фундамента. Доюрские образования в пределах площади сейсмических исследований вскрыты скважинами на абсолютной отметке от -2270 до -2309 м и представлены метаморфизованными эффузивными породами, андезит-дацитовыми порфиритами, диабазовыми порфиритами, кварцевыми порфиритами, туфами (скв. 19, 28, 29) и выветрельными гранитами (скв. 25). В результате комплексирования данных сейсморазведки 3D и данных бурения в сводовой части Усановской структуры, в разрезе доюрского основания оконтурена интрузия гранитов, которая прорывает эффузивно-осадочные отложения, заполняющие пониженные заливообразные области палеозойского рельефа. Динамика волнового поля в гранитах резко отличается от динамики волн в эффузивно-осадочном комплексе пород. Вулканогенно-осадочные породы на контакте с интрузивным гранитоидным массивом были подвержены сильнейшей переработке, дроблению, что способствовало формированию трещинной пористости.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

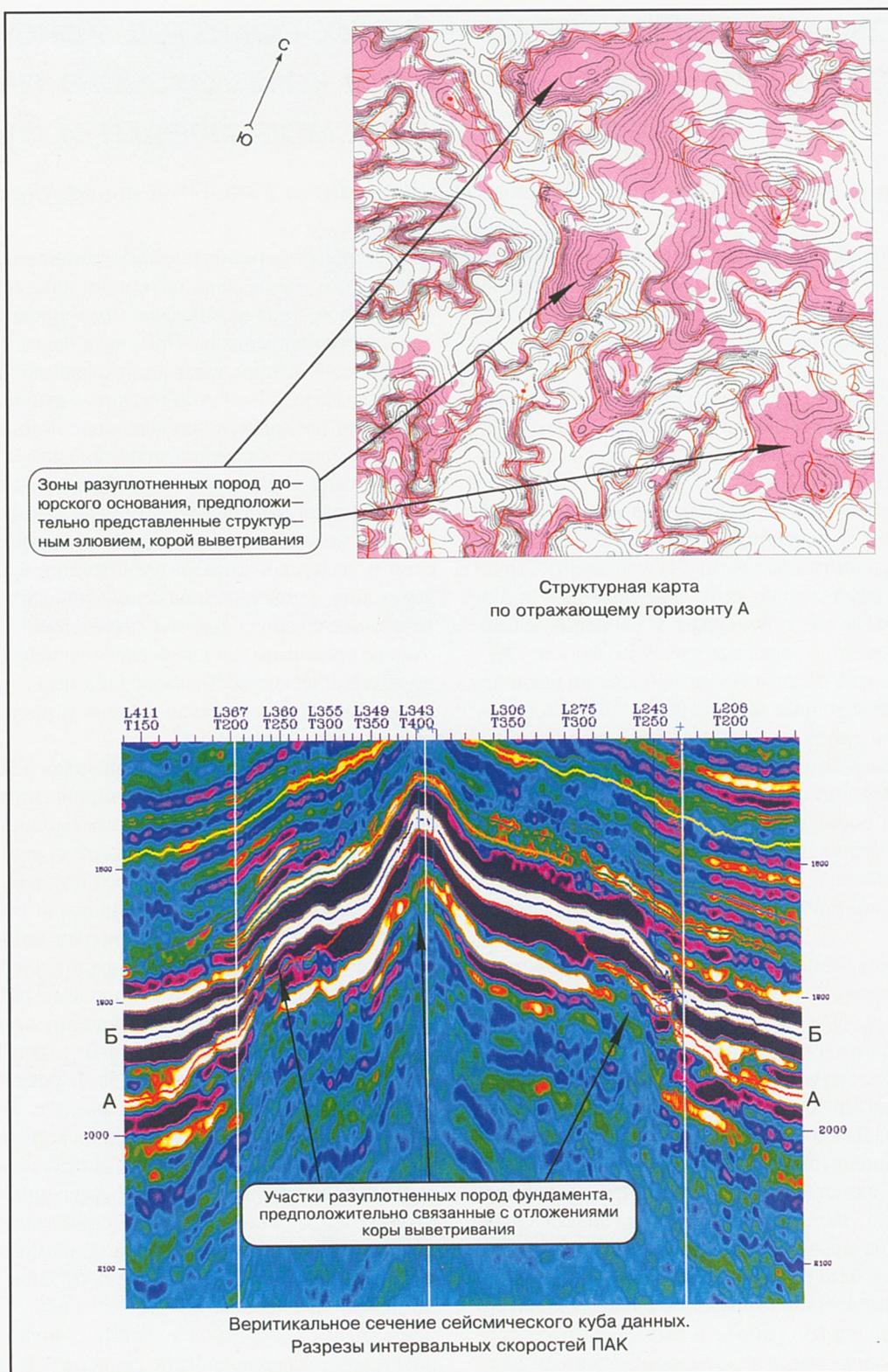


Рис.1. Выделение участков разуплотненных пород фундамента по материалам сейсморазведки 3D

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

В породах доюрского основания на Усановской структуре развиты коры выветривания, которые представлены продуктами переработки гранитов и эфузивных пород и туфов андезит-дацитового состава (структурный элювий). Изменения верхней части доюрских образований происходили под воздействием гидротермальных процессов, гидролиза и выщелачивания в зонах повышенной трещиноватости, связанных с тектоническими разломами. Наличие массива гранитов и кварцевых порфиров в своде Усановского купола способствовало формированию гранулярных порово-кавернозных коллекторов коры выветривания. На контакте коры выветривания и пород кристаллического фундамента выделяются проницаемые разности, представленные сильно брекчированными породами, катаклазированными до щебня, брекчиями, конгломератами (скв. 25, 26, 28) и др. По данным бурения разведочных скважин Урненского месторождения кора выветривания представлена сильно трещиноватыми, рыхлыми породами, выветрелым гранитом, гравелито-конгломератом. По данным сейсмических исследований участки разуплотненных пород фундамента хорошо фиксируются на разрезах псевдоскоростей и на схемах распределения амплитуд ОГ А (рис.1).

Процессы выветривания, формировавшие структурный элювий в своде Усановской структуры, способствовали образованию делювиально-пролювиальных шлейфов базальных слоев осадочного чехла. Эти процессы, протекавшие синхронно во времени на различных палеовысотах Усановской структуры, сформировали сложно построенную толщу на границе пород фундамента и осадочного чехла, состоящую из обломков пород фундамента. Часто базальные слои осадочного чехла, структурный элювий доюрских пород, гравелито-конгломераты, кора выветривания имеют много общего по керну и ГИС. Невозможно их различить и по временным разрезам. Но при комплексировании сейсмических исследований и материалов бурения можно выделить участки разуплотнения доюрских пород, наиболее перспективные участки в пределах площади исследований по доюрским отложениям –

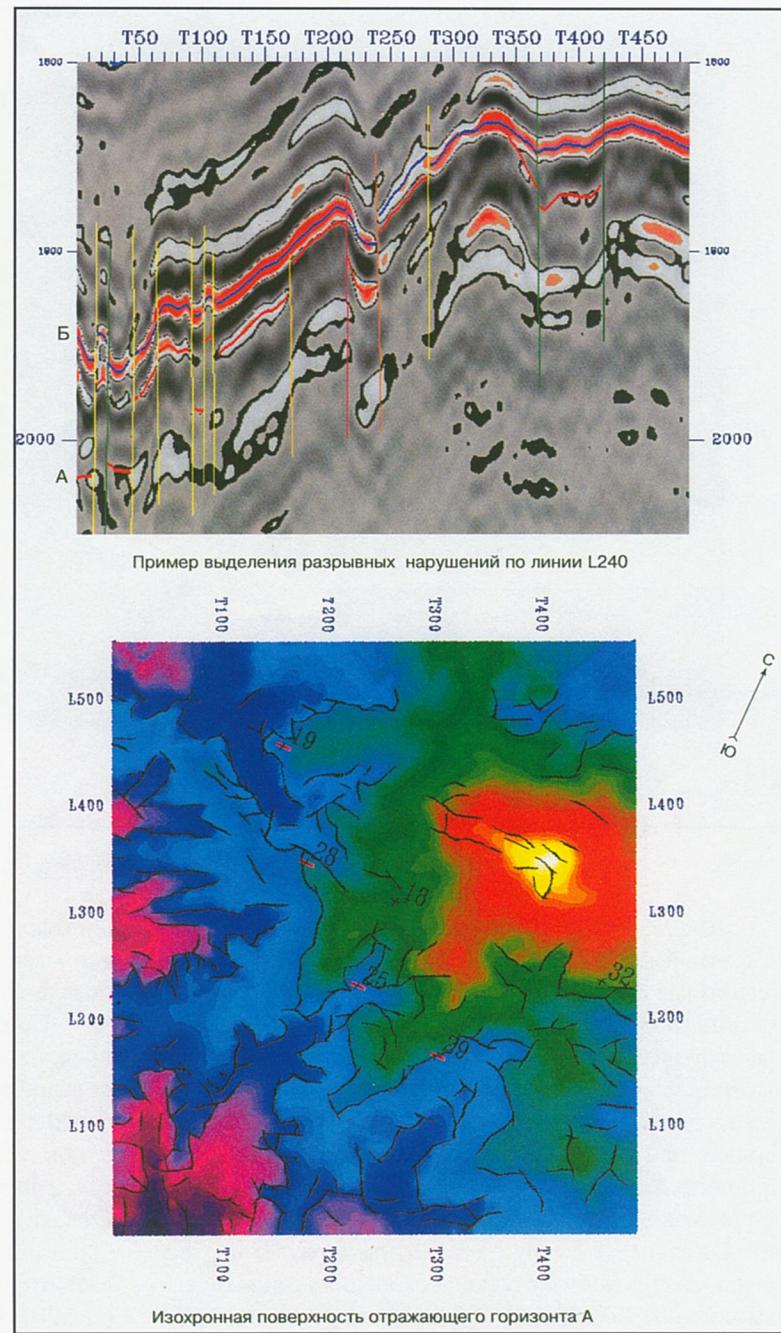


Рис.2. Выделение разрывных нарушений

структурные носы, их склоны, разделенные грабенообразными заливами – фьордами. В заливообразных погружениях могли накапливаться продукты переотложенной коры выветривания, представленные брекчированной породой, щебнем, гравелитом из обломков пород фундамента.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

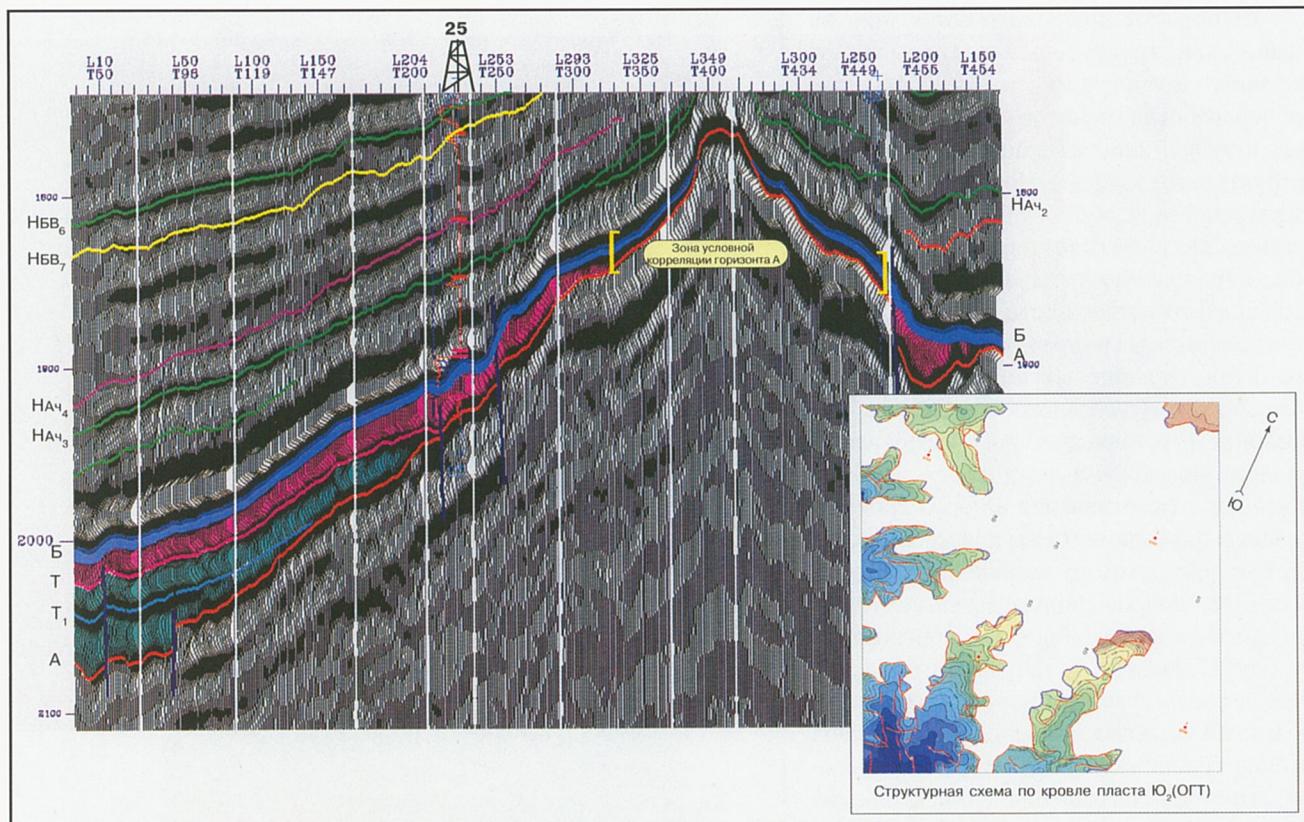


Рис.3. Волновая картина юрской части разреза. Усановская структура

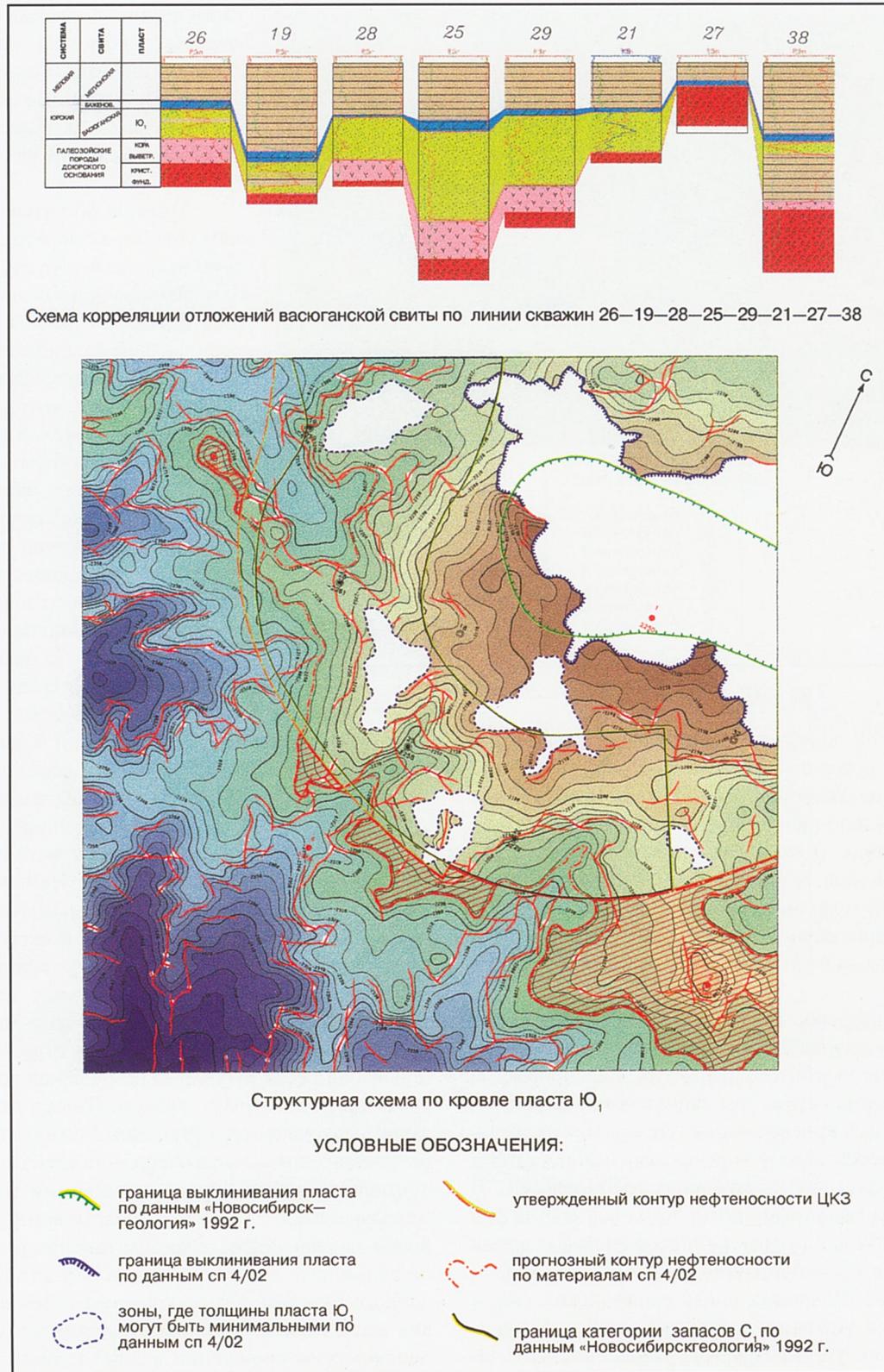
Анализ и интерпретация волнового поля при фундаментной и юрской частей разреза показывают, что Усановская структура длительное время находилась в тектонически активной зоне. Многочисленные разрывные нарушения различной амплитуды и протяженности сопровождали формирование палеозойского рельефа и влияли на распределение песчано-глинистого материала при последующей седиментации. Палеотектонический анализ материалов сейсморазведки и бурения позволил изучить историю геологического развития Усановской структуры, создать разломно-блоковую модель тектонического строения площади, выявить и прорассировать разрывные нарушения. Установлено влияние тектонических процессов на формирование терригенных отложений базальной части осадочного чехла и формирование залежей нефти. Для построения разломно-блоковой модели были использованы: схемы поверхностей когерентности, рассчитанные при трансформации временного куба данных в «куб когерентности» (неоднородности волнового поля), схемы тангенсов углов наклона ОГ А и ОГ Б, схемы амплитуд ОГ А, Б (рис.2). Использовались

цветокодированные изображения амплитудных характеристик отражающих горизонтов, которые дают однозначное положение линий разломов в сечении куба.

Наибольший интерес для поисков нефти и газа представляют отложения юрской системы, в составе которой выделяются осадки двух отделов: среднего и верхнего. Отложения среднего отдела объединяются в тюменскую свиту, отложения верхнего отдела – в васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты. Отложения тюменской свиты непосредственно на площади сейсмических исследований не вскрыты, они развиты лишь на участках значительного погружения (скв.30). Осадочные образования тюменской свиты с угловым несогласием и размывом перекрывают доюрские породы. В сводовой части Усановской структуры отложения тюменской свиты отсутствуют (рис.3). Континентальные отложения тюменской свиты накапливались в условиях постоянно расширяющегося бассейна седиментации, заполняя собой все неровности сильно расчлененного доюрского рельефа. Район Уренско-Усановского холмогорья в среднеюрское время и в значительной части позднеюрского периода был

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Рис.4. Характеристика отложений пласта Ю₁, васюганской свиты

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

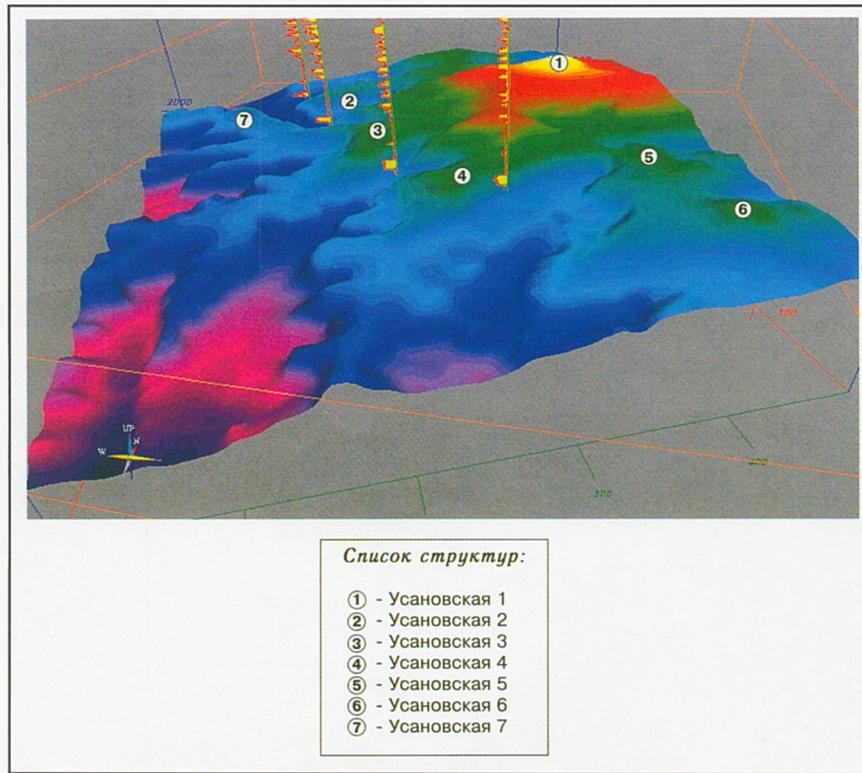


Рис.5. Изохронная поверхность OG Б

зоной активной денудации – возвышенностью, которая являлась источником сноса обломочного материала. Подножие Усановского палеоподнятия заполнялось делювиально-пролювиальными осадками континентальной юры. В зоне выклинивания пластов Ю_4 , Ю_3 , Ю_2 на склоне Усановской структуры, согласно геологической модели, возможны ловушки структурно-стратиграфического типа. Толщина отложений тюменской свиты на склонах Усановской структуры достигает 100 м.

В позднеюрское время за счет подъема уровня моря область денудационной возвышенности в пределах Усановского купола сокращается, заливообразные впадины склонов структуры заполняются базальными пластами васюганской свиты. Отложения васюганской свиты перекрывают породы тюменской свиты и несогласно залегают на доюрских образованиях. В составе свиты выделяется пласт Ю_1 с залежью нефти (рис.4). Усановская структура в позднеюрское время была островом в мелководно-морском бассейне, и формирование базальных слоев васюганской свиты происходило в условиях островной отмели. На прибрежно-морские условия формирования базальной части пласта Ю_1 указывают хорошо сохранившиеся ос-

татки фауны – белемниты, фораминыферы, двустворки; наличие прослоев органогенных известняков до 0.6 м. Аксессорные минералы в шлифах скв.25,29, такие как эпидот и анатаз, указывают на близость источника сноса.

В результате изучения материалов объемной сейсморазведки была детализирована структура западного и юго-западного склонов Усановской структуры по поверхности основного нефтесодержащего горизонта Ю_1 . Склоны осложнены структурными носами, которые разделены радиально-расходящимися от свода структурными заливами (рис.5). В сводовой части Усановской складки отмечается зона выклинивания отложений васюганской свиты. Закартированы зоны минимальных толщин отложений васюганской свиты. Анализ динамических характеристик, распределение значений Упак показали, что область отсутствия отложений пласта Ю_1

четко фиксируется в поле значений Упак как яркая аномалия повышенных значений, характерных для доюрского комплекса пород. Границы аномалии практически совпадают с градиентной зоной, по которой проведена граница выклинивания пласта Ю_1 на склоне Усановской структуры (рис.6). Чем меньше толщина отложений васюганской свиты, тем сильнее в полях динамических характеристик и скоростей ПАК просматривается влияние доюрских пород.

Мощные пачки грубообломочных, плохо отсортированных и плохо окатанных осадков могли накапливаться у подножия Усановской структуры, здесь происходил свал продуктов разрушения доюрских образований Усановского купола. В результате детализации геологического строения Усановской структуры и выявления основных особенностей строения продуктивного пласта Ю_1 васюганской свиты по данным сейсморазведки 3D были уточнены: контур нефтеносности залежи нефти, границы выклинивания пласта; подготовлены новые объекты для постановки разведочного бурения. По результатам сейсмогеологических исследований и выданным рекомендациям на Урененском месторождении в 2003 г. была пробурена скв.32-бис, вскрывшая пласт Ю_1 с эффективной тол-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

щиной 40 м, из которых 20 м насыщены нефтью. Результаты бурения полностью подтвердили геолого-геофизическую модель строения основного нефтесодержащего пласта Уренского месторождения. Особенностью геологического строения Уренской площади является то, что расположенный в центре Усановский купол занимал по сравнению с близлежащими территориями относительно высокое положение на протяжении всей истории формирования осадочного чехла. В пределах сводовой части Усановской складки, а также локальных поднятий, расположенных на отрогах этой складки, возможно развитие зон дезинтегрированного туфа, отложений структурного элювия, которые вместе с базальными горизонтами осадочного чехла, в данном случае с пластом Ю₁, вероятнее всего, будут образовывать единый резервуар для углеводородов.

Использование трехмерных сейсмических материалов высокой плотности, качественных полевых работ, применение современных технологий регистрации полевых наблюдений телеметрической системой SN-388, обрабатывающего пакета «ProMAX», пакета интерпретационных программ фирмы «Landmark», комплексирование сейсмофациального, палеогеоморфологического, палеотектонического и динамического анализов сейсмических материалов с бурением на Уренском месторождении позволили получить информативные сейсмические данные и обеспечить высокий уровень геологической интерпретации. В результате были получены: детальная геолого-геофизическая модель залежи УВ в пласте Ю₁ и новые данные о геологическом строении Уренского месторождения. Геологическая модель подтверждена материалами бурения. Однако вероятностный характер распределения

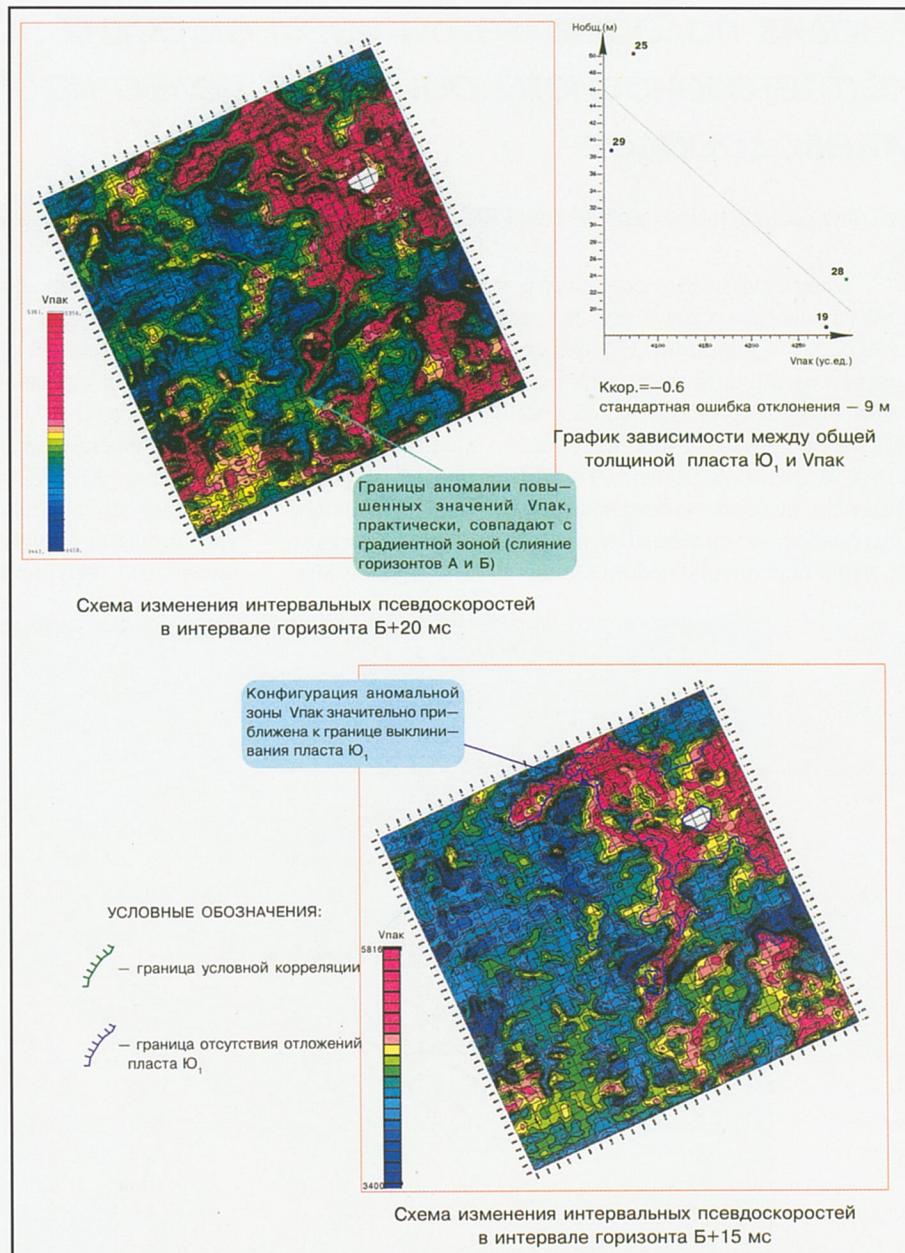


Рис.6. Динамический анализ интервала разреза, характеризующего строение пласта Ю₁

динамических характеристик основных продуктивных и потенциально продуктивных горизонтов свидетельствует о том, что необходимо уточнять и корректировать полученную модель при дальнейшем комплексировании данных бурения, сейсморазведки и расширении площади съемки 3D. Обработка и интерпретация сейсморазведочных материалов выполнена в ОАО «Тюменнефтегеофизика» по заказу ОАО «Тюменская нефтяная компания».

Анализ палеорельефа верхнеюрских пород Шаймского нефтегазоносного района с целью прогноза залежей углеводородов

Н.К.Курышева, В.Н.Дегтева, И.О.Утусиков (ОАО «Тюменнефтегеофизика»)

Шаймский нефтегазоносный район является старейшим из освоенных регионов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Основные залежи углеводородов аккумулируются в верхнеюрских песчано-алевролитовых породах vogulkinской толщи. Основная масса углеводородных залежей интенсивно эксплуатируется, но на территории Шаймского НГР остаются давно открытые и не вовлеченные в разработку месторождения. Опыт работ, накопленный за последние годы, показывает, что в переоценке нефтегазоносности подобных мес-

торождений большое значение имеют палеогеографические исследования.

В настоящей работе приведены результаты переоценки нефтегазоносности одного из месторождений Шаймского НГР на базе реконструкций и анализа палеогеографических обстановок формирования vogulkinской толщи. Месторождение приурочено к валу, осложненному многочисленными локальными поднятиями, эрозионными врезами, которые контролируются тектоническими нарушениями (рис.1). В скважинах, пробу-

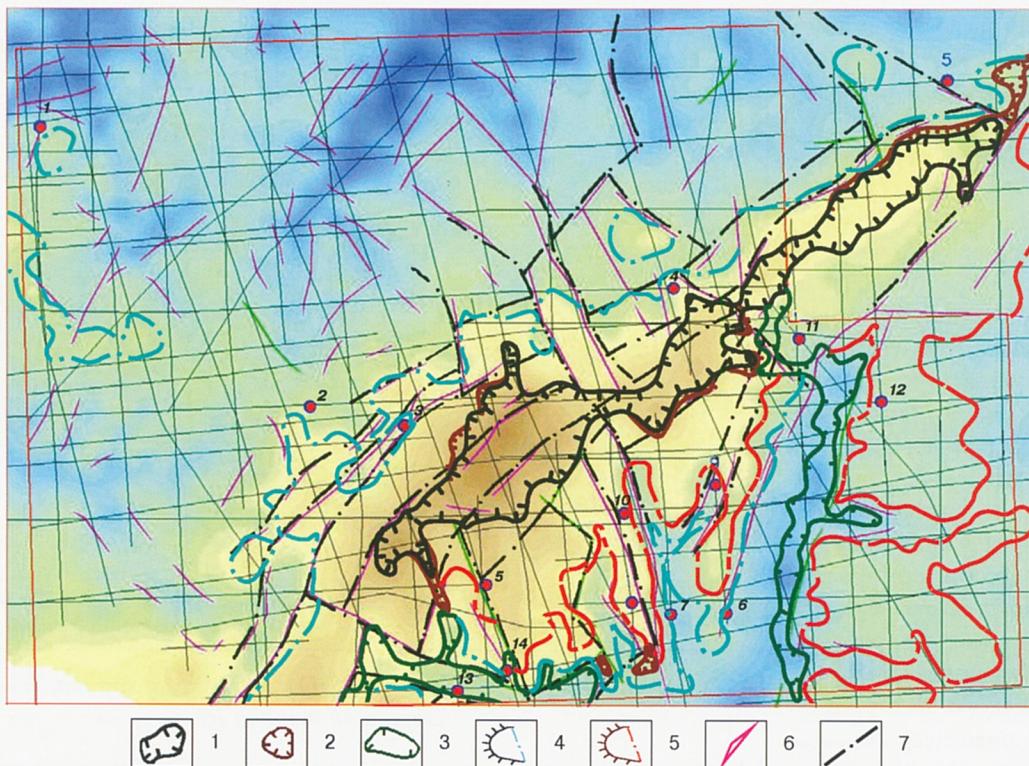


Рис.1. Тектоническая карта пласта П. Семивидовское месторождение.

Условные обозначения: 1 - области отсутствия пласта П; 2 - область незначительных толщин пласта П; 3 - область фациального замещения песчаников пласта П глинистыми породами абалакской свиты; прогнозные залежи: 4 - нефтяная; 5 - газовая и газоконденсатная; 6 - тектонические нарушения, протрассированные по данным сейсморазведки; 7 - границы тектонических блоков, выделенных по результатам комплексирования материалов сейсморазведочных и дистанционных исследований

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ренных в контуре месторождения, получены притоки газа, конденсата и нефти. В связи с этим возникают вопросы, а именно: будут ли в составе месторождения чисто газовые, нефтяные залежи, или нефтяные с газовой шапкой и газоконденсатные с нефтяной оторочкой? Для их решения первостепенное значение имеет прогнозирование стратиграфических и литологических экранов на основе картирования песчаных тел-коллекторов и глинистых пород-экранов, а также выявления закономерностей их пространственного размещения. С этой целью проведена реставрация условий накопления вогулкинской толщи, с которой в пределах данного месторождения связан продуктивный пласт П.

Палеогеографические реконструкции проведены на основании изучения кернового материала, электрометрических характеристик разреза скважин и сопоставления схем толщин вогулкинской толщи с толщинами подстилающих и перекрывающих пород тюменской и мулыминской свит, соответственно. Многие исследователи считают, что накопление осадков вогулкинской толщи происходило в условиях трансгрессированного верхнеюрского морского бассейна [1,3]. Раннекелловейская трансгрессия моря привела к установлению здесь морского и прибрежноморского режимов седиментации. Комплексный анализ скважинной информации, внутреннего рисунка сейсмографии А-П и особенностей рельефа слагающих пород позволил выделить на исследуемой территории три зоны: сушу, прибрежную и мелководную части моря (рис.2,3,4). Реконструкция фациальных обстановок по электрометрическим разрезам скважин проводилась по методике В.С. Муромцева [2] (рис.2).

В составе вогулкинской толщи выделяется три пачки - Π_1 , Π_2 , Π_3 , которые замещаются в зависимости от условий осадконакопления глинистыми породами аба-

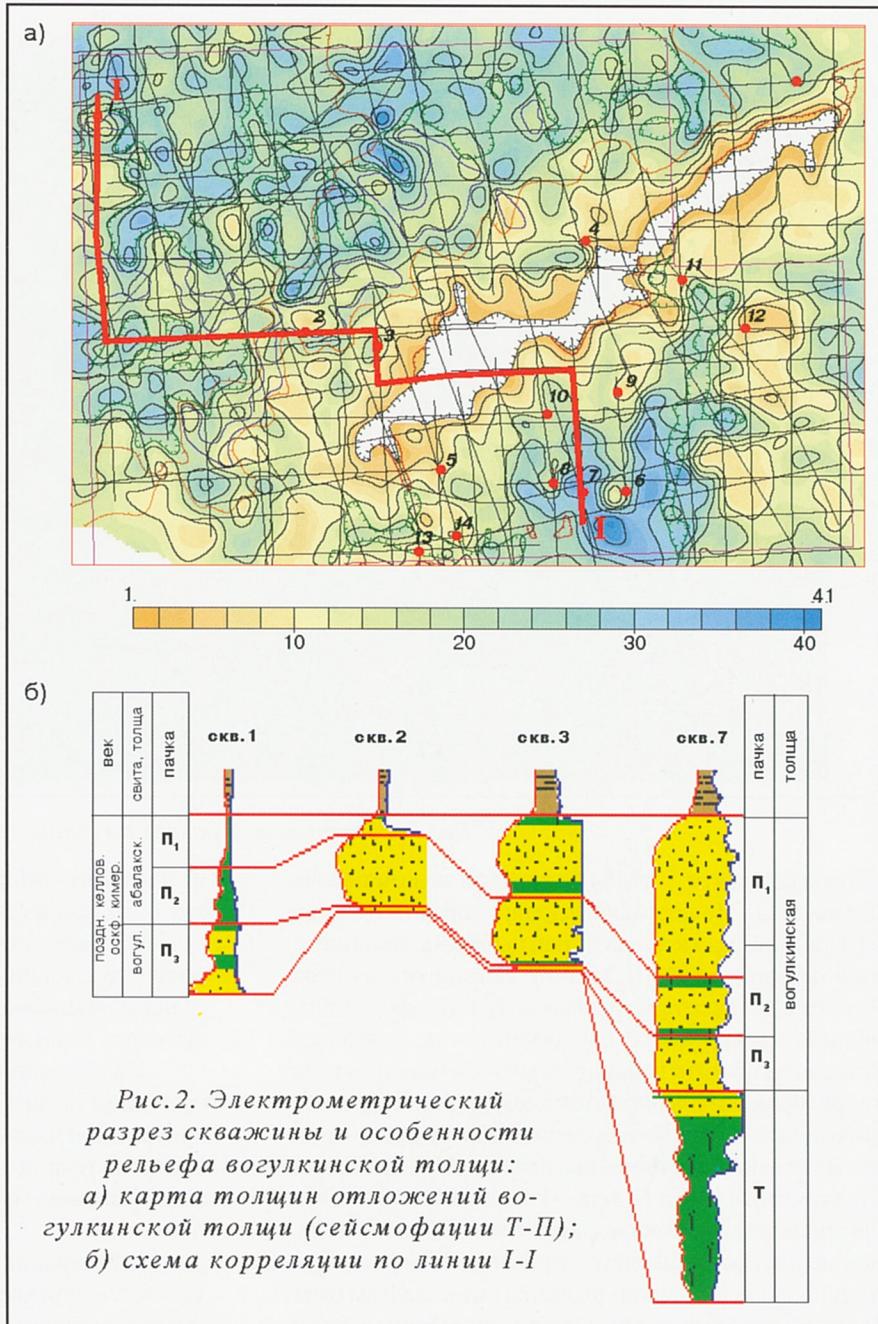


Рис. 2. Электрометрический разрез скважины и особенности рельефа вогулкинской толщи:
а) карта толщин отложений вогулкинской толщи (сейсмографии Т-П);
б) схема корреляции по линии I-I

лакской свиты. В западной и северо-западной частях исследуемой территории устанавливаются мелководные условия, в которых накапливается в песчаных фациях лишь нижняя пачка Π_3 , в то время как верхние Π_1 и Π_2 замещаются глинистыми осадками абалакской свиты (скв. 1). На сейсмических разрезах отражающий горизонт П характеризуется самостоятельным положительным экстремумом волны, отраженной от глинистых слоев

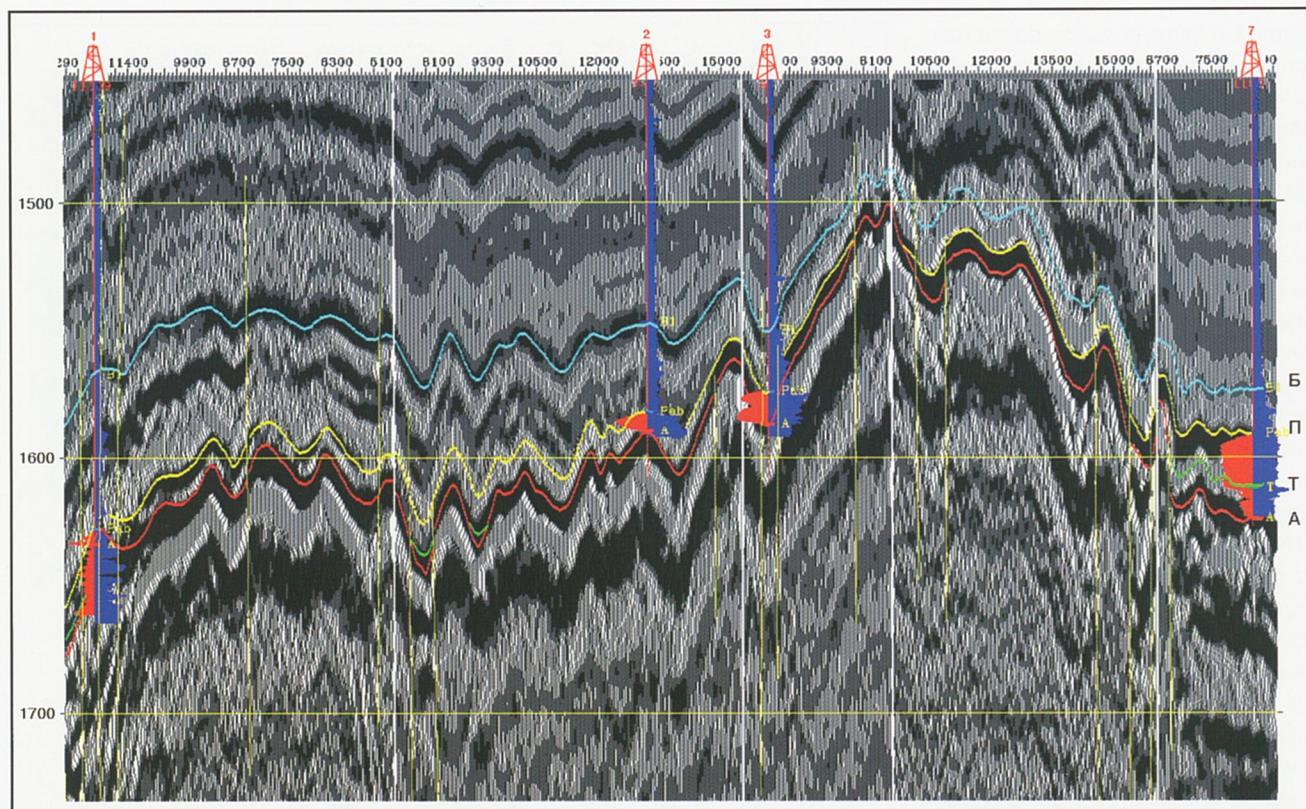


Рис.3. Сейсмический разрез по линии I-I

абалакской свиты, в подошве которой залегает песчаная пачка Π_3 . По мере продвижения моря в глубь суши в разрезе абалакской свиты над пачкой Π_3 накапливается песчаная пачка Π_2 (скв.2), формирующая отражение Π , которое прослеживается в интерференции с волной, маркирующей подошвенную часть абалакской свиты. В центральной и юго-восточной частях территории устанавливается следующий за мелководьем более высокий энергетический уровень - прибрежное море, в котором над пачками Π_3 и Π_2 появляется песчаная пачка Π_1 (скв.3) и вогулкинская толща накапливается в полном своем объеме (скв.4). Рисунок записи отражающего горизонта Π меняется, а именно, волна Π характеризуется интенсивным отражением, прослеженным в зоне незначительной толщины вогулкинской толщи в одной фазе с отражением А (рис.3).

Реконструкция условий формирования песчаных тел позволяет прогнозировать их фациальный состав, морфологию и выявлять закономерности пространственного размещения. Все это имеет большое значение при картировании литологических и структурно-стратиграфических залежей нефти и газа. Закономерности размещения песчаных тел и глинистых пород-экранов по площади отображены на прогнозной схеме

ме литолого-фациального районирования верхнеюрских отложений (рис.4).

Согласно схеме, в северо-западной части исследуемой территории выделяются аккумулятивные формы морского мелководья: барьерные острова, отмели, валы песчаных тел небольших размеров (скв.1,2).

Наибольший интерес представляют осадки прибрежно-морского комплекса фаций, так как именно в прибрежной части моря формируются многочисленные песчаные тела значительной мощности, протяженности, способные аккумулировать большие скопления нефти и газа.

Реставрация фациальных обстановок в пределах юго-восточной части площади позволила выделить в рельефе вогулкинской толщи (сейсмофация Т-П) морской залив, на дне которого в подстилающем рельефе (сейсмофация А-Т) скопилось значительное количество обломочного материала, необходимого для аккумуляции в прибрежной части моря песчаных образований. Анализ толщин пород, перекрывающих рельеф (сейсмофация П-Б), показал, что в пределах залива сформировалось крупное песчаное тело, разделенное промоинами разрывных течений на косы (скв.5,8,10), валы (скв.9) и барьерные острова (скв.6,7). Песчаные образования достигают мак-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

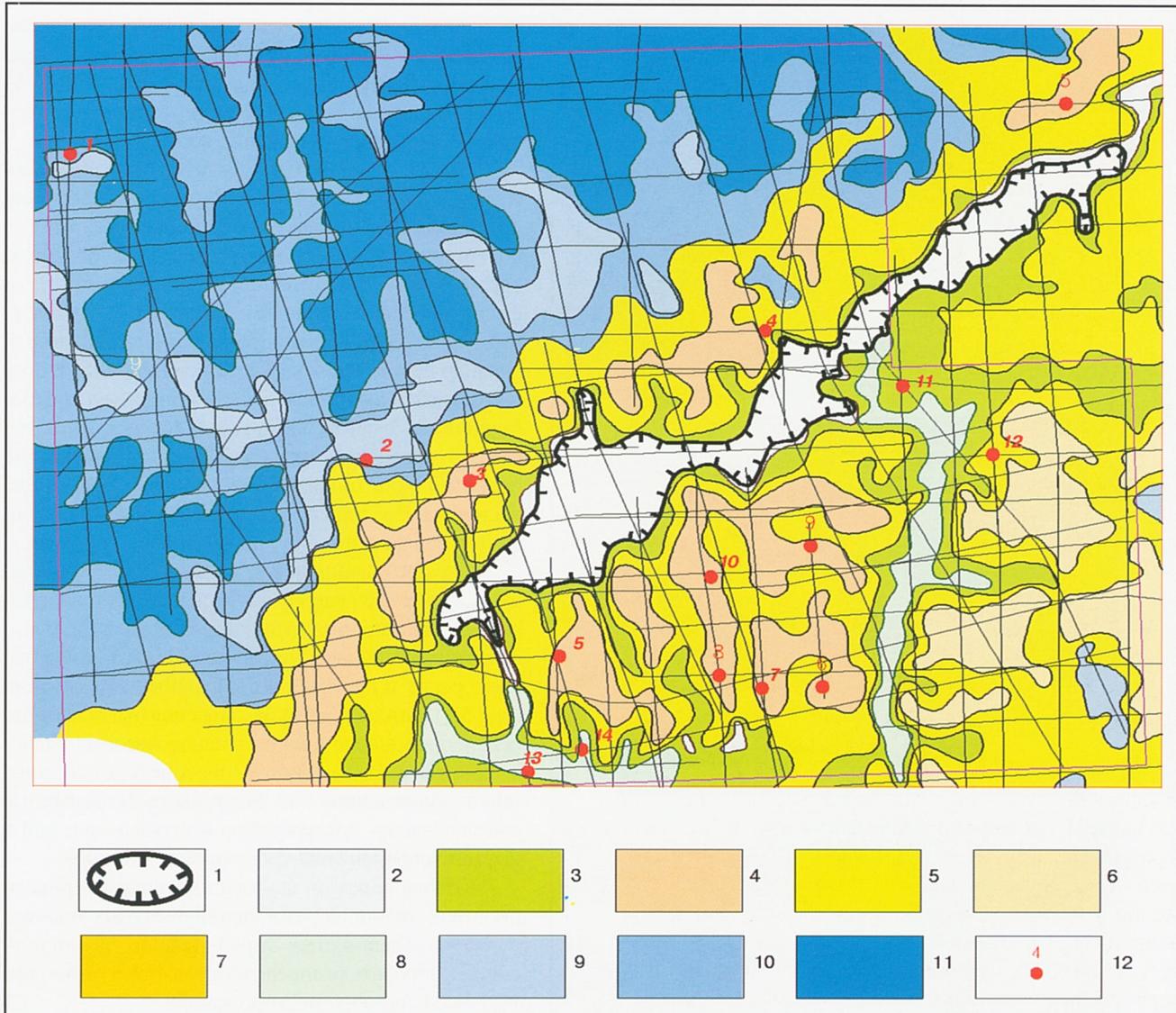


Рис.4. Литолого-фациальная схема отложений vogулкинской толщи и абалакской свиты.

Условные обозначения: 1 - суши, область отсутствия отложений vogулкинской толщи (пачек П1, П2, П3); Прибрежная зона. Фации зоны осушки, клифов, бенчей, разрывных течений, содержащих: 2 - грубообломочный материал, 3 - 10%-40% песчано-алевритовых пород; Фации вдольбереговых валов, кос, барьерных островов, содержащих песчано-алевролитовые породы: 4 - 80%-100%, 5 - 40%-80%; Фации трансгрессивных вдольбереговых баров, содержащих песчано-алевролитовые породы: 6 - 80%-100%, 7 - 40%-80%; Фации забаровых лагун, вдольбереговых промоин, маршей, содержащих: 8 - алевролито-глинистые породы; Мелководная зона. Фации валов, островов, отмелей, приморских болот, содержащих песчано-алевродитовые породы: 9 - 40%-80%, 10 - 10%-40%, 11 - глинистые породы; 12 - номер скважины разведочного бурения.

симальной толщины (35 м) в районе скв.7. В сторону суши песчаные образования резко выклиниваются, а в юго-западном направлении замещаются глинистыми осадками лагуны, закартированной в палеонижении рельефа перекрывающих пород в районе скв.13,14.

В восточной части площади закартирован трансгрессивный бар (скв.12), размеры которого составляют: длина 10 км, ширина 5 км, высота около 20 м. Анализ толщин, слагающих (сейсмофация Т-П) и перекрывающих (сейсмофация П-Б) рельеф пород, показал, что

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

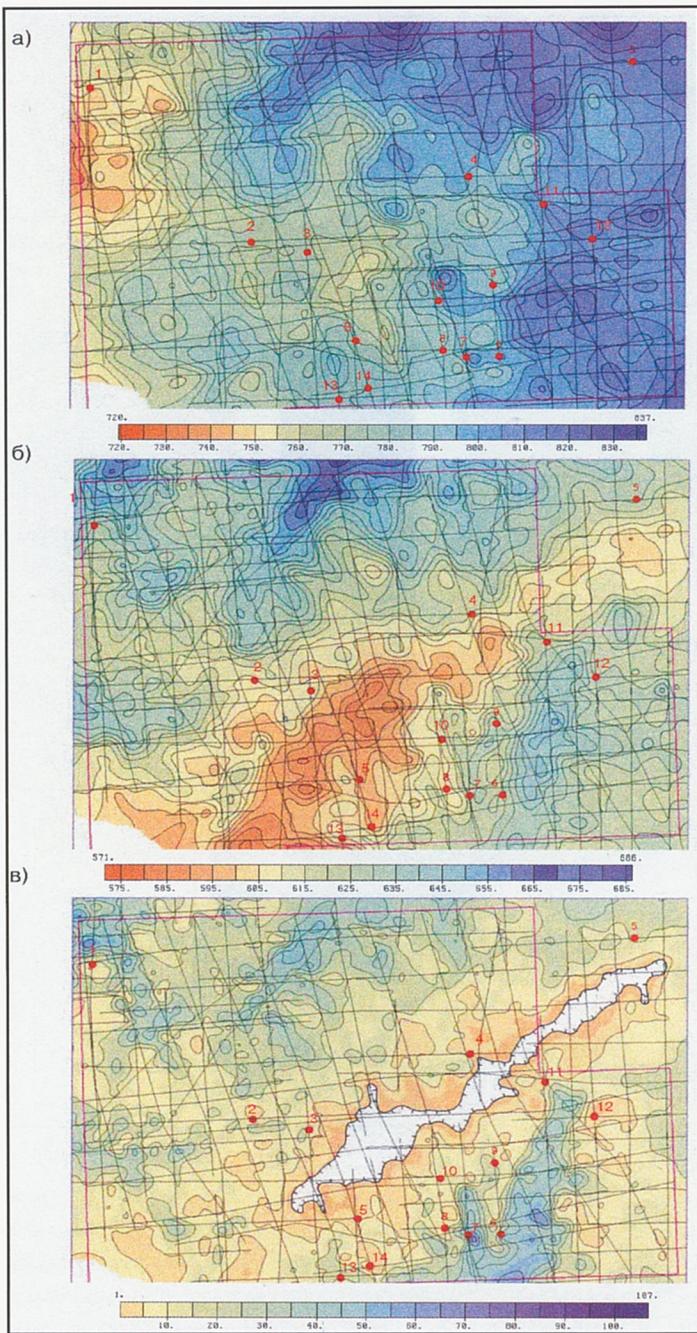


Рис.5. Схемы изопахит между отражающими горизонтами: в) А-П; б) М-Г; а) Г - дневная поверхность.

наиболее уверенно песчаный бар картируется в рельефе перекрывающих отложений и проявляется палеоподнятиями. Кроме того, анализ изменения толщин слагающих пород показал, что баровое тело рассекается промоинами разрывных течений, в которых накапливается

незначительное количество песчаного материала. На западном склоне бара песчаные образования замещаются алевролито-глинистыми забаровой лагуны (скв. 11), выделенной в области увеличенных толщин рельефа перекрывающих пород.

Таким образом, в результате литофациально-районирования верхнеюрских отложений спрогнозированы области распространения песчаных тел и глинистых пород-экранов на исследуемой территории. Выклинивание пласта в своде поднятия и его фациальное замещение на склонах создают надежные стратиграфические и литологические барьеры, экранирующие залежи. Чисто газовые залежи прогнозируются в восточной части площади и контролируются песчанным баром; газоконденсатные с нефтяной оторочкой оконтурены на южном склоне поднятия и контролируются вдольбереговым песчаным валом; нефтяные с газовой шапкой прогнозируются на противоположном склоне поднятия.

Распределение нефти и газа в контуре исследуемого месторождения обусловлено постсенона-ской активизацией тектонических движений, о чем свидетельствует явная несогласованность палеопланов юрских и палеоген-четвертичных образований (рис.5). Неотектонические движения оказывают определенное влияние на изменение фазовых равновесий нефтегазовых систем, способствуя образованию газовых шапок над нефтяными залежами и в ряде случаев – превращению нефтяных залежей в нефтегазоконденсатные и газоконденсатные.

Таким образом, выявленные закономерности пространственного размещения песчаных тел-коллекторов и глинистых пород-экранов позволили спрогнозировать распределение нефти и газа в контуре исследуемого месторождения.

Литература

1. Коллекторы и экраны залежей нефти и газа Западной Сибири // Труды СНИИГГиМС. – Вып. 208. – М.: Недра. – 1976. – 199 с.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа // Труды ВНИГРИ. - М.: - Недра. – 1994.
3. Условия формирования ловушек нефти и газа неантклинального типа в мезозойских отложениях Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ. – Вып. 132. – Тюмень. – 1978. – 128 с.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

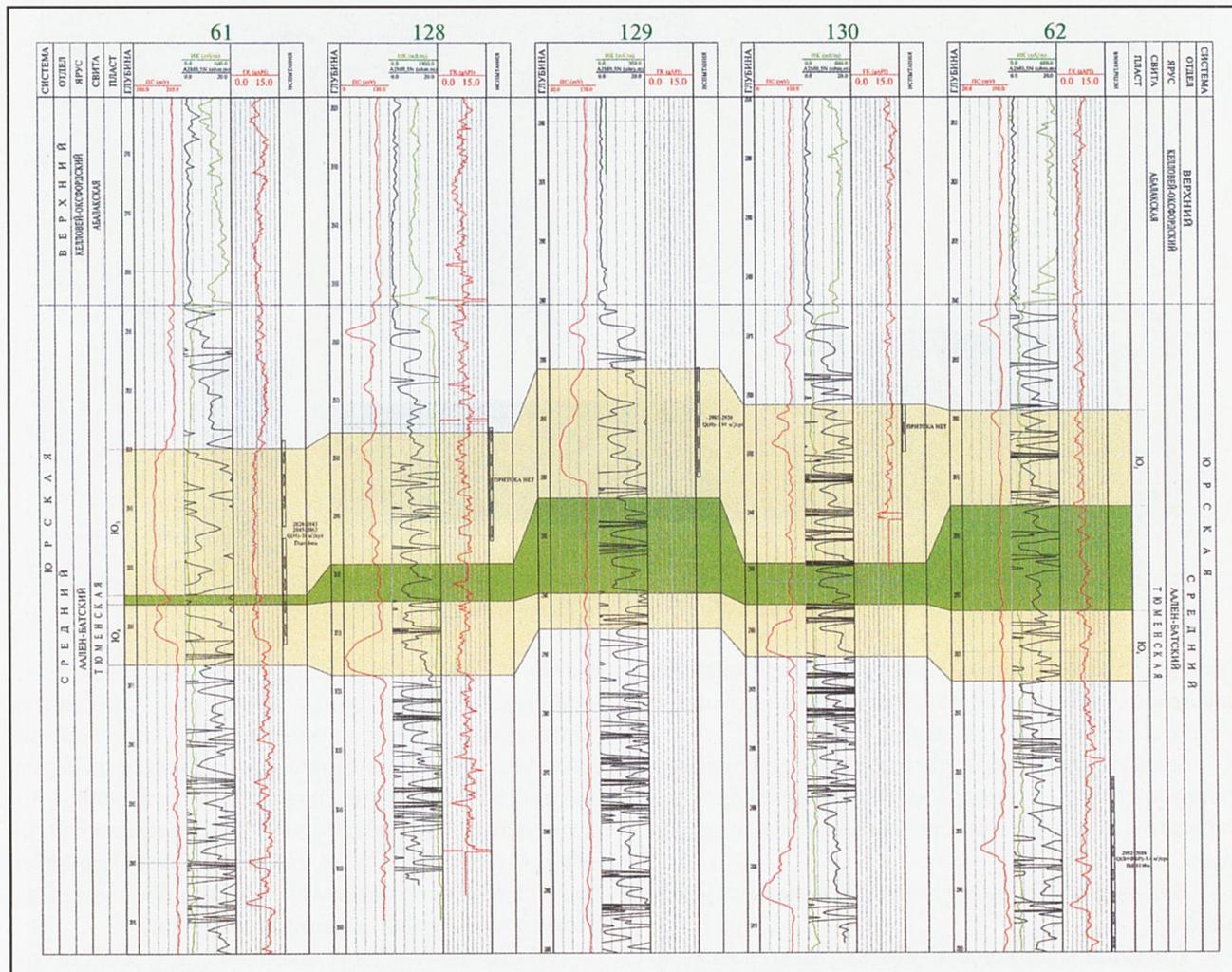
Выделение русловых песчаных тел в среднеюрских пластиах Ю_{3-4} Кальчинского месторождения

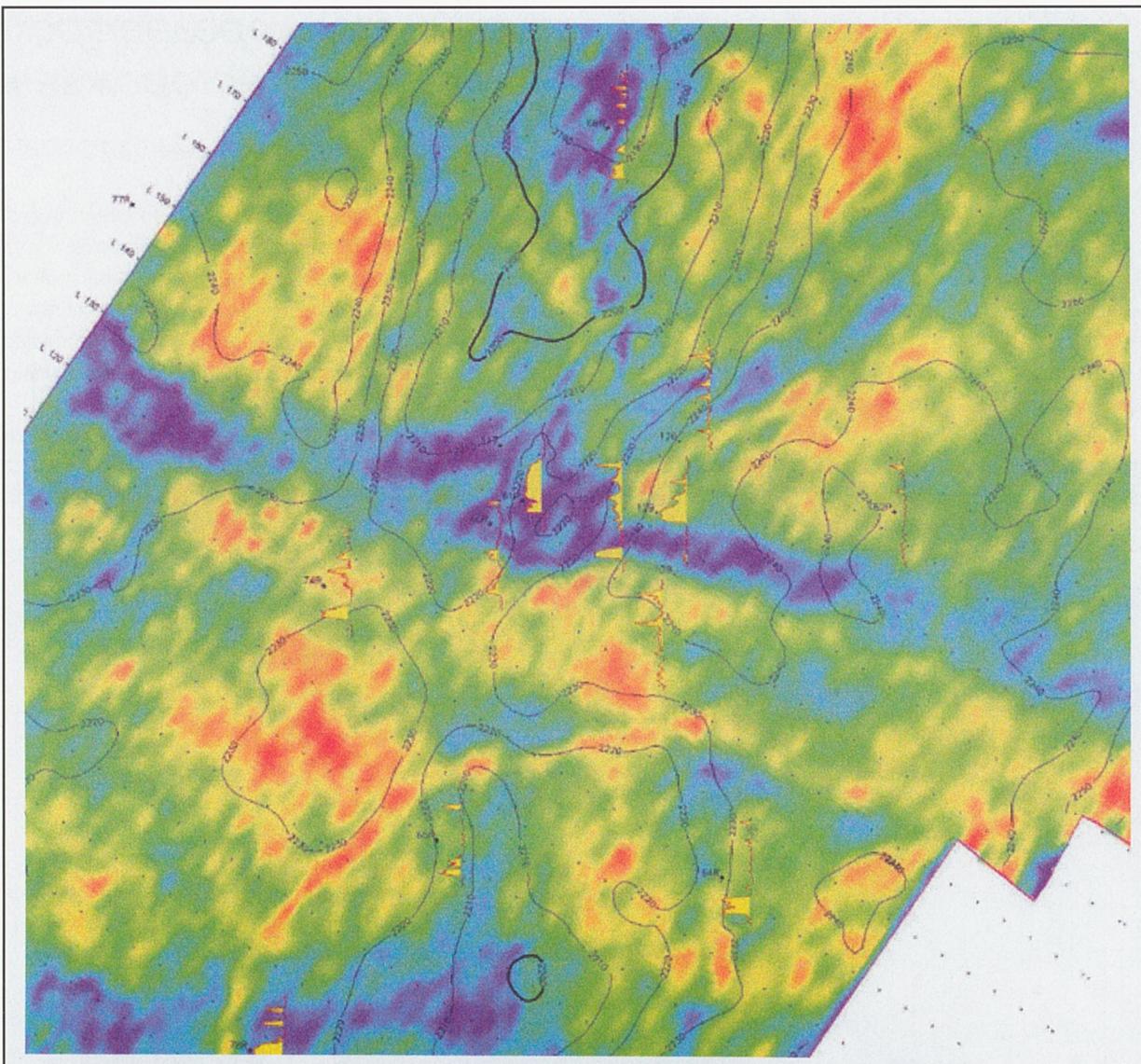
И.О.Коровина, М.Н.Дещеня (ЗАО «ТННЦ»)

Кальчинское месторождение находится в Уватском районе Фроловской нефтегазоносной области. Продуктивны на данном месторождении отложения ачимовской толщи и тюменской свиты. Нефтегазоносность тюменской свиты связана с кровельной её частью, а именно, с пластами Ю_3 , Ю_4 . Следует отметить, что данные пласты регионально нефтеносны в пределах всего Уватского района. Детальная корреляция продуктивных отложений юры Кальчинского месторождения (рис.1) свидетельствует о сложном строении

нии продуктивных пластов Ю_3 , Ю_4 , их неоднородности и резкой литологической изменчивости. Трудности, возникающие при корреляции этих пластов и распознавании условий их формирования, связаны с ограниченным отбором керна из пробуренных скважин. Из 28 скважин, вскрывших пласты Ю_3 , Ю_4 , только в шести был отобран керн.

Литологически пласты представлены, в основном, неравномерным переслаиванием песчаников, аргиллитов, алевролитов. Породы имеют горизонтально-

Рис.1. Корреляция пластов Ю_3 - Ю_4 Кальчинского месторождения



АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

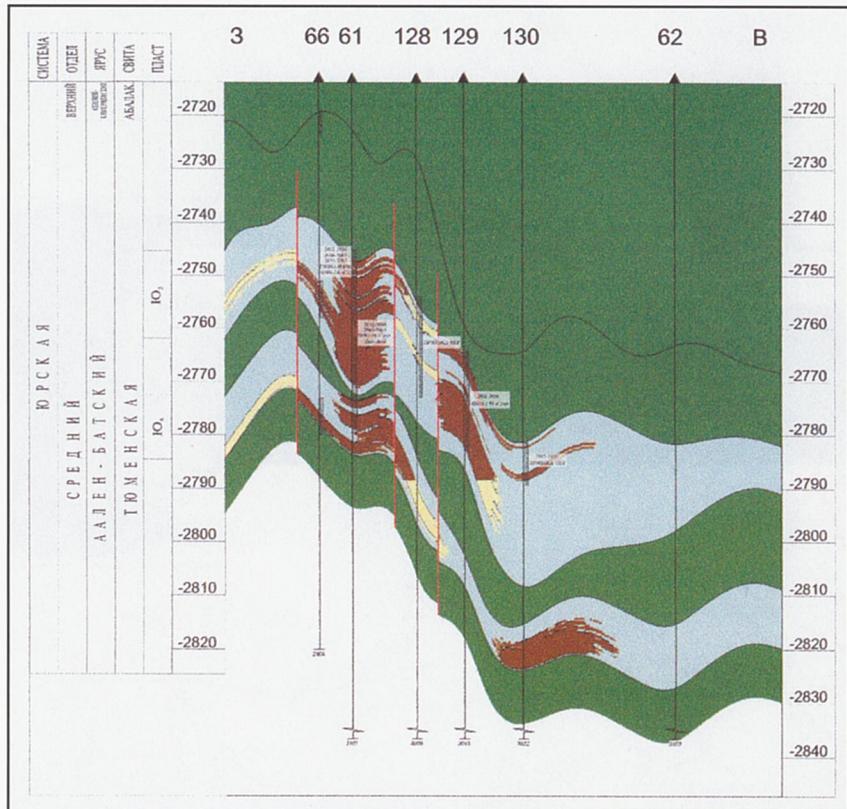


Рис.3. Геологический разрез по пластам IO_3 - IO_4 Кальчинского месторождения

нены по площади не везде. Есть скважины, в которых проницаемые разности пород отсутствуют, и разрез пластов представлен сильно глинистыми алевролитами, заглинанизированными песчаниками и аргиллитами. Общая мощность пластов изменяется от 15 до 41 м. Установлено, что скважины с повышенными значениями эффективных толщин пластов IO_3 , IO_4 находятся в относительно узких вытянутых зонах, неравномерно распределенных по площади. По данным сейсмических исследований во временном интервале залегания этих пластов была построена схема распределения максимальных положительных амплитуд (рис.2), выполнен сейсмофациальный анализ. В результате комплексного анализа скважинной информации и данных сейсмических исследований были оконтурены участки распространения коллекторов пластов IO_3 , IO_4 в виде узких полосовидных тел, которые нами предположительно интерпретируются как русловые. Детально проанализированные материалы 3D позволили пространственно ограничить местоположение русловых каналов с учетом данных бурения. Наиболее изучена раз-

ведочным и эксплуатационным бурением система русел в пределах центральной части Кальчинского поднятия, где была установлена промышленная нефтеносность рассматриваемых пластов.

Возможно, на формирование продуктивных пластов юры Кальчинского месторождения наряду с палеогеографическими факторами существенное влияние оказали и палеотектонические. В результате интерпретации материалов сейсморазведки 3D в пределах Кальчинского месторождения выделены тектонические нарушения, подтверждаемые данными исследования керна, а также результатами испытаний скважин (рис.3).

По описаниям керна в скв.80 отмечаются вертикальные трещины, заполненные каолинитом, в скв.81 – разно ориентированные трещины, выполненные углистым материалом, в скв.72 – зияющие трещины. Кроме того, в аргиллитах скважин 68, 80 и 81 отмечены многочисленные зеркала скольжения под углом 10° к оси керна.

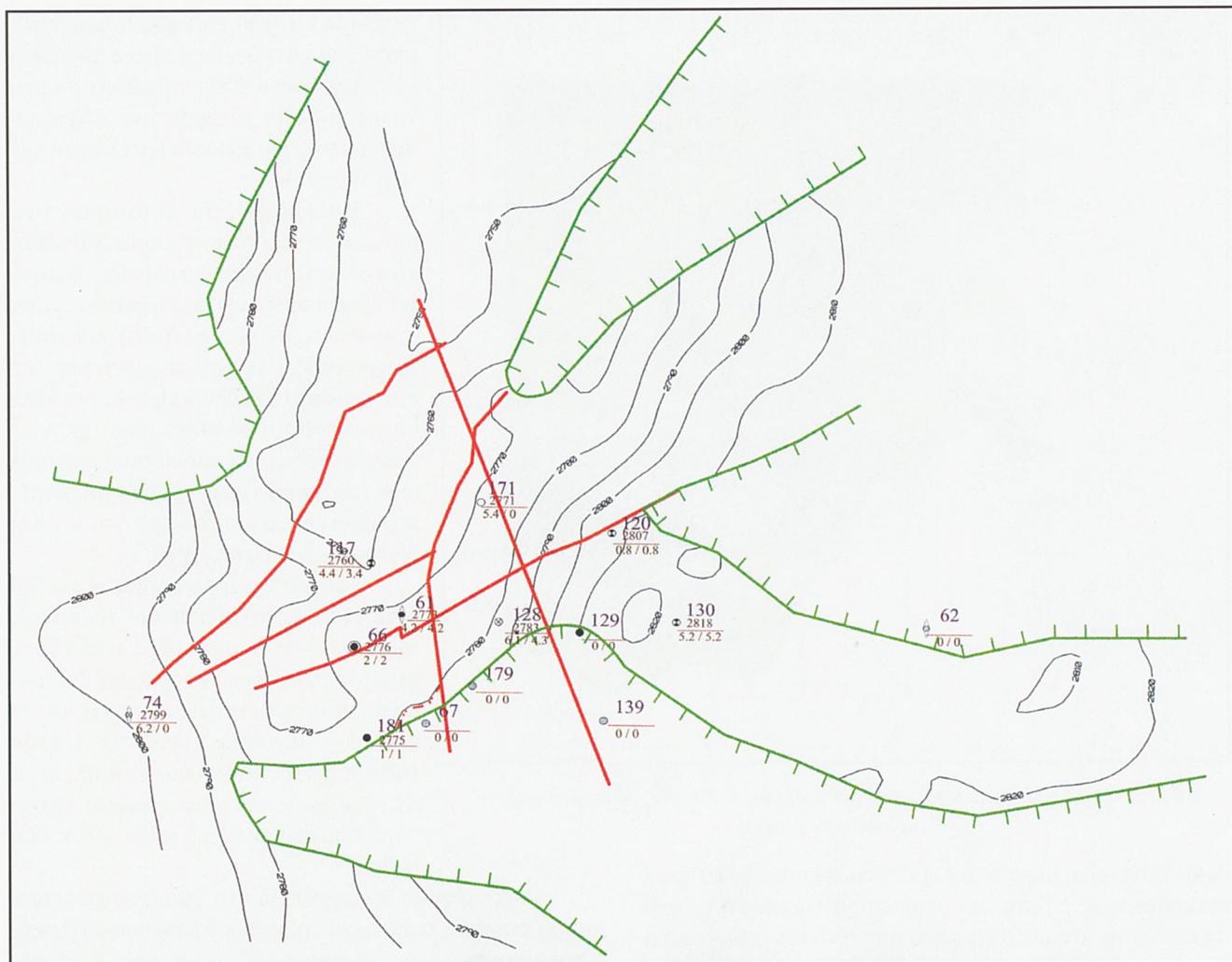
Рассмотрим закономерности распространения продуктивных пластов в пределах Кальчинского месторождения.

Пласт IO_4 в песчаных фациях представлен на изучаемой площади не повсеместно (рис.4). В центральной части поднятия выделяется узкая полосовидная зона субширотного простирания, в пределах которой пласт IO_4 более развит в песчаных фациях (скв.74, 181, 66, 61, 117, 171, 128, 130, 120).

По имеющемуся макроскопическому описанию керна коллекторы пласта представлены песчаниками светло-серыми, серыми с буроватым оттенком, тонко-мелкозернистыми, полимиктовыми с частыми наклонными ($5\text{--}8^\circ$) намывами (1-2 мм) обугленного растительного дегрита и глинистого материала.

Только по данным бурения невозможно достаточно точно оконтурить русловые фации из-за их узкой локализации.

В скважинах, вскрывших коллектор, общая толщина пласта изменяется от 8 до 20.2 м, эффективная

Рис.4. Структурная карта по кровле пласта Ю₄ Кальчинского месторождения

- от 0.8 до 9.6 м, песчанистость варьирует от 8 до 87%. Максимальные значения песчанистости приурочены к осевым частям русловых каналов, а минимальные - к их периферийной части.

Пласт содержит от 1 до 7 пропластков, расчлененность увеличивается по мере приближения к зоне глинизации.

Фильтрационно-емкостные свойства проницаемых разностей пласта определены по керну.

Средневзвешенная по толщине пористость коллектора в скв.66 составляет 12.4%, проницаемость – $0.52 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, остаточная водонасыщенность – 77.8%, карбонатность – 4.5%.

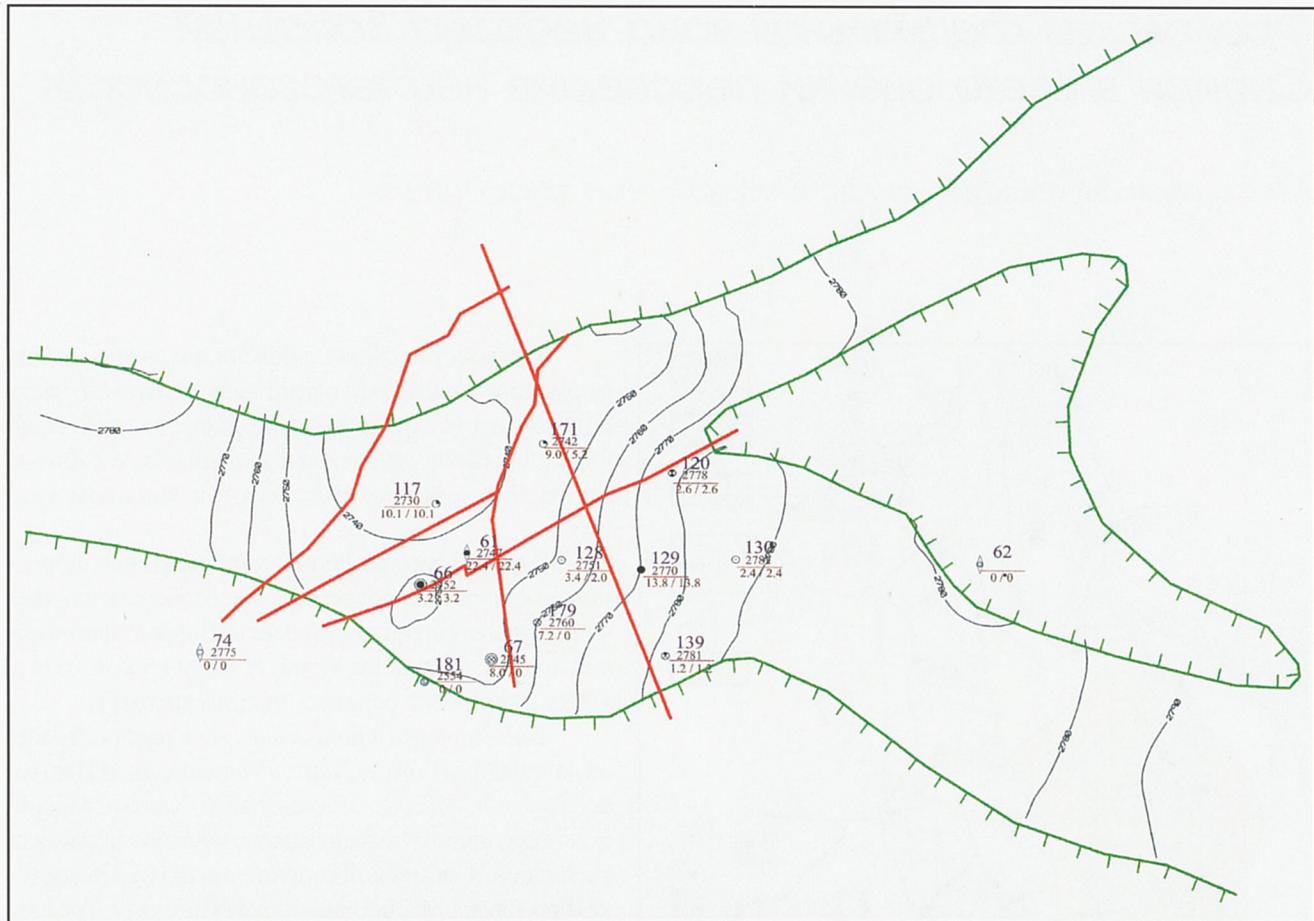
Над пластом залегают глины, максимальная мощность которых составляет 27 м (скв.130), минимальная – 1.6 м (скв.61).

Пласт Ю₃ по условиям формирования и залегания близок к пласту Ю₄. Полосовидная зона распределения коллекторов данного пласта также имеет субширотное простирание. Она совпадает с зоной развития песчаников пласта Ю₃, однако более узкая и имеет свои особенности (рис.5).

По данным бурения скважин, вскрывших пласт в песчаной фации, его общая толщина составляет 14-28.4 м, эффективная 1.2 – 22.4 м, песчанистость 7-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Рис.5. Структурная карта по кровле коллектора пласта Ю₃, Кальчинского месторождения

90% (в среднем 30%). Расчлененность пласта варьирует от 1 до 10, в среднем около 5.

В скв.61 толщина пласта значительно увеличивается, и коллекторские свойства заметно улучшаются. В районе этой скважины резко сокращается толщина перемычки между пластами Ю₃ и Ю₄, что напоминает врез палеорусла. На возможность вскрытия этой скважиной палеорусла указывает и наличие гальки в керне этой скважины.

Керном пласт Ю₃ охарактеризован в скв.61, 66, 67, 68, 74.

Коллекторские свойства пласта Ю₃ изучены в двух скважинах, где пористость в среднем составляет – 13.2%, проницаемость – $2.8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, остаточная водонасыщенность – 58.3%, карбонатность – 2.0%.

Следует отметить, что именно с палеоруслами, выделенными нами, связаны залежи нефти в отложениях пластов Ю₃, Ю₄ Кальчинского месторождения. Максимальные притоки безводной нефти отмечаются в центральных частях палеорусла, в зонах повышенных значений эффективных толщин и как следствие улучшенных фильтрационно-емкостных свойств.

Фроловская фациальная зона неокома Западной Сибири в свете оценки перспектив нефтегазоносности

А.П.Соколовский (ЗапСибГеоНАЦ), Р.А.Соколовский (ЗАО «ТННЦ»)

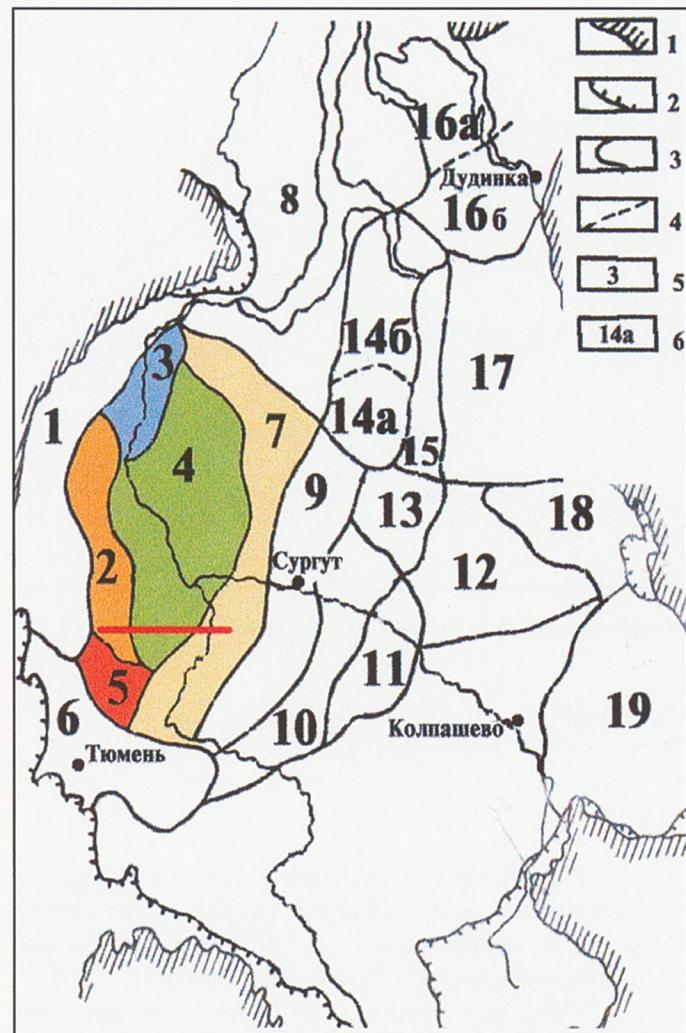


Рис.1. Схема районирования неокомских отложений Западно-Сибирской равнины.

Условные обозначения: 1 - обрамление; 2 - граница распространения неокомских отложений; 3 - граница района; 4 - граница подрайона; 5 - район; 6 - подрайон.
Районы и подрайоны: 2 - Игрильско-Шаймский, 3 - Березовский, 4 - Фроловский, 5 - Карабашский, 7 - Тобольско-Надымский

Фроловская фациальная зона в разрезе платформенного чехла охватывает неокомскую его часть и простирается от Тобольского массива на юге до Обской губы на севере, на площади более 140 тыс. км². В этой зоне неоком слагают, в основном, глины.

В целом породы фроловской свиты неоднородные, имеют различные текстурные особенности и песчаные, и алевритистые примеси. Возраст фроловской свиты, согласно Stratigraphic scheme 1991г., датирован берриас-нижним аптом [1].

Тектонически фроловская свита распространена на западных бортах Ханты-Мансийской и Надымской впадин, которые отвечают Уват-Ханты-Мансийскому срединному массиву палеозойского фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы [2]. На востоке Фроловская фациальная зона граничит с Тобольско-Надымским районом, в пределах которого разрез, отвечающий фроловской свите, сложен ахской (внизу), черкашинской и алымской свитами (рис.1).

Черкашинская свита представлена чередованием (пласты группы АС) песчаников и глин. В верхах ахской свиты выделяются пласты БС₁₋₈, а в самой нижней ее части обособляется песчаная ачимовская толща. Алымская свита в рассматриваемом объеме представлена только нижней своей подсвитой.

На юге Фроловская фациальная зона ограничивается Тобольским массивом, где выделен Карабашский район, в котором аналогом фроловской свиты являются ахская (исключительно глины) и леушинская (песчано-глинистые образования) свиты.

На западе область распространения фроловской свиты ограничиваются Игрильско-Шаймский и Березовский районы, где выделены мулымынская (глины), улансынская (глины), алясовская (глины) и ле-

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ушинская (песчано-глинистые образования) свиты.

Таким образом, фроловская свита на схеме районирования неокома Западной Сибири занимает огромную территорию и является как бы связующим звеном между приуральскими и среднеобскими его разрезами. Однако до настоящего времени эти разрезы не взаимоувязаны между собой, что не позволило разработать единую седиментационную модель накопления этих образований.

В настоящее время считается, что фроловская свита накапливалась на значительных глубинах (до 700 м), и в этой связи широко пропагандируется модель «клиноформного» строения неокомских отложений, которая базируется на временных сейсмических разрезах и предполагает, что песчаные пласты групп «БС» и «АС» формировались в условиях наклонного шельфа и так же, как песчаные тела, обрываются у его подножия.

Наклонные в западном направлении площадки на сейсмических временных разрезах отождествляются со стратиграфическими границами отдельных пластов. В западном направлении такие площадки примыкают к кровле баженовской свиты, которая очень хорошо прослеживается на всем протяжении сейсмического профиля, где имеются такие наклоны.

О.М.Мкртчян допускает, что такие площадки даже «прорывают» баженовскую свиту и уходят под ее подошву.

Контрастно «клиноформы» на временных разрезах выражены в пределах Приобского месторождения, а рассматриваемая часть разреза выделена в Приобскую зону, которая «клиноформистами» трассируется от Кондинской площади на юге, через Приобское месторождение до Обской губы на севере.

В скв.16 на Кондинской площади песчаный пласт (2707-2731 м), содержащий нефть и залегающий всего в 40 м выше баженовской свиты, Г.С.Ясовичем индексируется как АС₁₂.

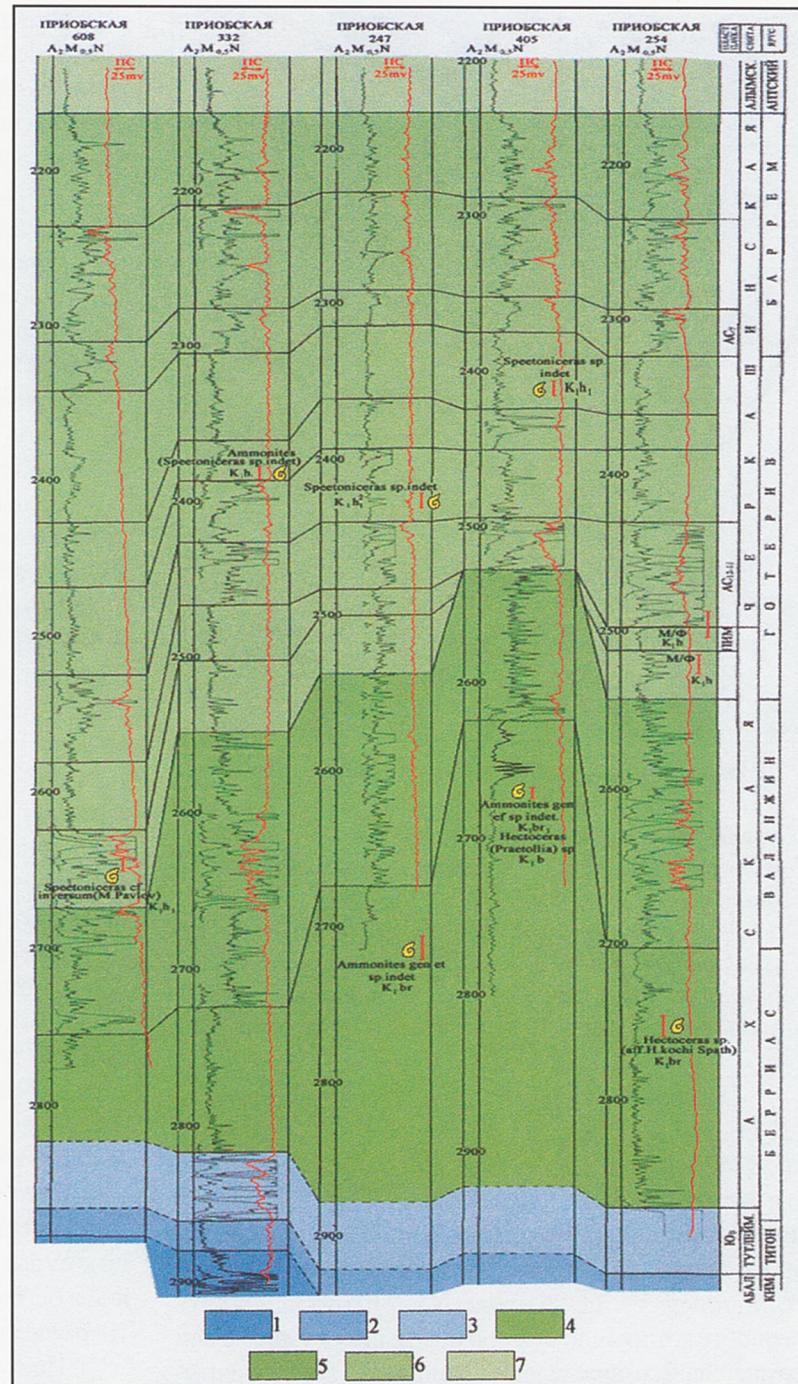


Рис.2. Схема корреляции неокомских отложений Приобского месторождения.

Условные обозначения: 1 - бат-келловей; 2 - оксфорд-кимеридж; 3 - титон; 4 - берриас; 5 - валанжин; 6 - готерив-баррем; 7 - апт

Соответственно, подстилающие его глины должны относиться к пимской пачке (готерив).

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

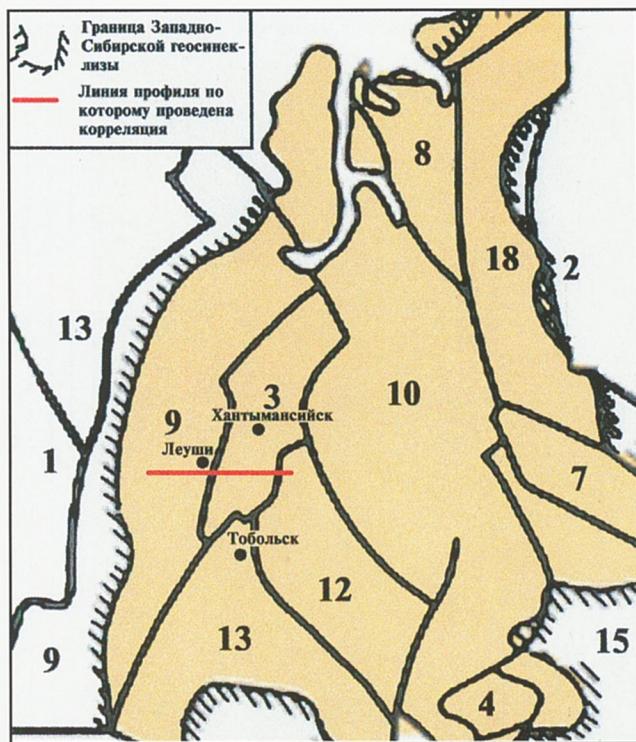


Рис.3. Схема тектонического районирования фундамента (1974 г. ред.В.С.Сурков).

*Платформы: 1 - Восточно-Европейская; 2 - Сибирская.
Срединные массивы: 3 - Уват-Хантыманский - байкалиды.*

Складчатые области: 13 - Центрально-Казахстанская - каледониды; 12 - Салымско-Чингизская - ранние герциниды; 10 - Центрально-Западносибирская - поздние герциниды; 9 - Уральская - поздние герциниды.

Однако в этой Приобской «клиноформе» в скв. 254 (2743-2757 м), 247 (2704-2719 м), 257 (2773-2784 м), 405 (2665-2672 м), 216 (2889-2896 м), 618 (2842-2846 м), 441 (2869-2883 м), 214 (2943-2950 м) в указанных интервалах определено свыше 20 аммонитов берриасского возраста: *Hectoroceras* sp. aff. *H.kochi* Spath, *Ammonites* gen. ef. sp. indet, *Neotollia* sp ind, достоверность которых до сих пор никем не поставлена под сомнение. Все определения выполнены Н.П. Вячкileвой (ЗапСибНИГНИ) и подтверждены многими специализированными коллекциями.

В скв. 405, 254, 257 указанные аммониты находятся в разрезах от 123 до 227 м выше кровли баженовской свиты. То есть на Приобской площади в перечисленных выше скважинах встречаются берриасские отложения мощностью от 100 до 200 м.

В этих скважинах, а также в скв.441, 607, 241, 414, 234, 239, 332, 240, 295, 296, 242, 288 и др. на Приобской площади в интервале глубин 2380-2678 м определено свыше 30 Speetoniceras, указывающих на готеривский возраст вмещающих их пород (рис.2).

Таким образом, если сопоставить разрезы неокома по скважинам, в которых обнаружены аммониты, то становится очевидным, что на Приобской площади широко развиты отложения берриаса и готерива и резко сокращены (иногда до полного выклинивания) мощности валанжина.

Приведенные материалы однозначно указывают на то, что здесь в неокомское время была неклино-формная модель накопления осадков.

Если в Приобской «клиноформной» зоне берриасские отложения достигают 200 м, а валанжинские сильно размыты или значительно сокращены в мощностях, то становится объяснимым, почему в пределах центральных частей Красноленинского свода и Шаймского вала толщины валанжина не превышают 20 м, а берриасская фауна встречается только в кровельной части битуминозных глин тутлеймской свиты. Соответственно, 200-метровая толща глин берриаса в скв. 405 Приобской в центральной части Красноленинского свода и Шаймского вала полностью отсутствует. Это означает, что в указанных частях свода и вала перерыв в осадконакоплении был не только в позднем валанжине, но и в позднем берриасе.

Соответственно, сложившееся представление о фациальной и седиментационной однородности фроловской свиты является неточным, а моделирование ее разреза и прогнозирование нефтеносности следует проводить с позиций прерывистости накопления осадков, а не «клиноформного» ее строения.

Этот вывод подтверждает отсутствие отложений ачимовской толщи в низах ахской (Карабашский район), мулымынской и алясовской (Игримско-Шаймский и Березовский районы) свит, что отражено на Стратиграфической схеме 1991 г.

Поскольку берриас-валанжинские отложения на рассматриваемой территории представлены в основном тонкими, почти однородными глинами, то фиксация перерывов в них по материалам ГИС затруднена.

Очень скучный отбор керна из разрезов фроловской свиты и как следствие редкие палеонтологические определения также усугубляют данную проблему. Все это не позволило до настоящего

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

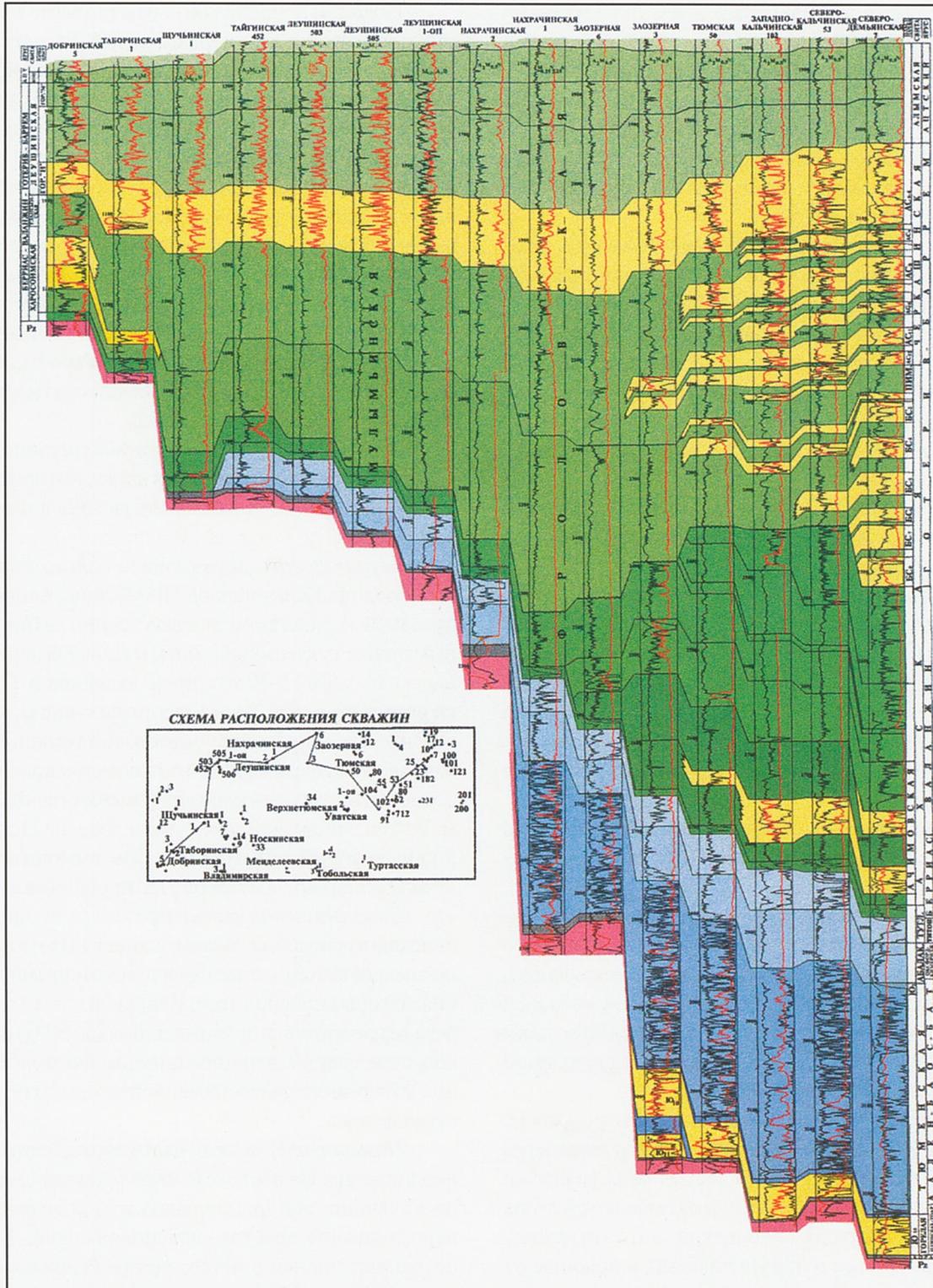


Рис.4. Схема корреляции юрских и неокомских отложений в пределах Фроловской фациальной зоны

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

времени увязать разрезы неокома от Сургутского свода на востоке до Шаимского вала на западе так, чтобы стало понятным и объяснимым, почему, например, ачимовские песчаные отложения есть в разрезах в Салымском и частично Кондинском районах и нет их в Шаимском, почему на восточных склонах Шаимского вала в разрезах неокома отсутствуют аналоги пластов групп «БС» и «АС».

Расчленение разрезов фроловской свиты на отдельные пачки по Малоатльмской опорной скважине впервые было предпринято И.И.Нестеровым в 1968г. [4]. Всего им выделено четыре пачки (снизу вверх):

Первая пачка общей мощностью до 85 м сложена на плотными, массивными аргиллитами с прослойями сидеритов. На юге и востоке в пачке появляются прослои песчаников, которые объединяются в ачимовскую толщу.

Вторая пачка – черные массивные аргиллиты, мощностью до 200 м. Сопоставляется с алясовской и низами леушинской свит.

Третья пачка – темно-серые, алевритистые аргиллиты общей мощностью до 130 м. Эта пачка сопоставляется с верхами леушинской свиты (выше горизонта «М») (здесь, по-видимому, опечатка, поскольку, согласно Стратиграфической схеме 1991г., пачкой «М» заканчивается разрез леушинской свиты, а кровля леушинской свиты соответствует кровле фроловской) [4, стр.60].

Четвертая пачка темно-серых, алевритистых аргиллитов с прослойями песчаников. Толщина пачки до 30 м.

Общая мощность фроловской свиты до 700 м.

Как следует из приведенной характеристики фроловской свиты, выделенные в ней пачки увязывались, в основном, с западными разрезами Шаимского и Березовского районов и не прослеживались на восток в Салымский и Сургутский районы, где развиты алымская, черкашинская и ахская свиты.

На схеме 1991 г. граница баррема и апта проведена по подошве алымской свиты и приурочена к резкой смене литологии разреза, когда преимущественно песчаники черкашинской свиты сменяются глинами алымской свиты. В леушинской свите эта граница показана внутри ее и приурочивается к подошве отдельной глинистой пачки, которая опесчанивается на запад, постепенно утрачивая свое маркирующее значение (рис.4).

Подошва леушинской свиты на схеме 1991 г. совмещена с подошвой черкашинской, то есть с кровлей пимской пачки. Однако, как видно на рис.4, песчаные пласти всей черкашинской свиты не являются фациальными и возрастными аналогами низов леушинской свиты (горизонт «Н»). Горизонту («Н») отвечает только верхняя часть черкашинской свиты, включающая песчаные пласти AC_4 - AC_6 . Нижележащие пласти (AC_7 - AC_{12}), развитые в Салымском районе, на западе (Заозерная, Леушинская, Таборинская и др. площади) постепенно глинизируются, и только в Предуралье (Добринская площадь) появляются песчаные отложения незначительной мощности, которые выделяются в объеме харосоимской свиты и являются аналогами пластов AC_7 - AC_{12} .

Ахская свита в рассматриваемом регионе неоднородна и подразделяется на три части, которые можно условно назвать берриасской, валанжинской и нижнеготеривской.

Берриасская часть развита только на востоке (Салымский, Кальчинский, Приобский, Айпимский и др. районы), залегает непосредственно на битуминозных глинах тутлеймской свиты и сложена переслаиванием пачек (до 15-40 м) глин и песчаников. Песчаники разнозернистые, разно отсортированные, соответствуют нижнему пласту ачимовской толщи. Подстилающие и перекрывающие их глины, как правило, слабоалевритистые, толщины их изменяются от 15 до 80 м. В этих глинах, как уже отмечалось, на Приобской площади обнаружены берриасские аммониты (около 25 экземпляров), достоверно датирующие их возраст.

Валанжинская часть разреза ахской свиты представлена в основном глинами, в отдельных местах сильно алевритистыми, с частыми линзовидными включениями серых алевролитов. В нижней части этого разреза встречаются отдельные линзы (до 50 м) песчаников, отвечающих верхним пластам ачимовской толщи, которые западнее Заозерной площади не распространяются.

Нижнеготеривская часть ахской свиты также неоднородна. На востоке (Северо-Демьянская, Северо-Кальчинская и др. площади) это почти ритмичное переслаивание пластов песчаников и глин. К западу песчаники глинизируются, а разрез сложен в основном глинами, участками сильно алевритистыми. В этих глинах так же, как и в нижней части черкашинской свиты на Приобской площади, обнаружено свыше 30 Speetoniceras готеривского возраста.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Подстилающие ахскую свиту битуминозные глины тутлеймской свиты (титон) на рассматриваемой территории распространены неравномерно. На востоке – это почти однородные листоватые глины, к западу (Тюменская скв. 50, Чирская скв. 1, Заозерная скв. 3 и др.) битуминозность сильно уменьшается, и среди глин встречаются линзы и прослои алевролитов и песчаников. Аналогичный разрез тутлеймской свиты вскрыт на Восточно-Кальчинской площади в скв. 80 [5]. К западу от Нахачинской площади степень битуминозности пород вместе с их толщинами резко снижается.

Подстилающие отложения средней и нижней юры развиты только на востоке и западнее Нахачинской площади не распространяются.

Таким образом, сопоставление разрезов неокома от Северо-Демьянской площади на востоке через Северо-Кальчинскую, Тюменскую, Заозерную, Нахачинскую, Леушинскую, Щучью, Таборинскую до Добринской площади на западе показало, что по указанному профилю фроловская свита как единое литологическое тело, сформированное в конкретных условиях, не прослеживается.

Ахская, черкашинская и алымская свиты, развитые на востоке (Кальчинский, Салымский районы), фактически переходят в харосоймскую, мулымынскую, улансынскую, леушинскую и кошайскую свиты на западе. Фактические переходы перечисленных свит с востока и их аналоги на западе зависели от тектонического строения рассматриваемой территории в юрское и неокомское время.

В ранне - и среднеюрское время Приуральская часть Западной Сибири (Карабашский, Шаймский и Березовский районы) была приподнята, выведена выше уровня моря и существовала в виде палеосушки. Эта территория отвечает поздним герцинидам фундамента. Восточнее Нахачинской, Толумской и других площадей в это же время существовал бассейн седиментации, его прибрежная часть осложнялась рядом палеостровов, на которых осадконакопление также отсутствовало. Эта же территория охватывает Уват-Ханты-Мансийский срединный массив байкалид (Тектоническая карта фундамента, 1974 г., под редакцией В.С. Суркова, рис. 3).

В позднеюрское время морская трансгрессия значительно продвинулась на запад до самых предгорий Урала. Бассейн седиментации был разделен на внутреннюю лагуну (область байкалид и восточнее), в

которой формировались битуминозные глины титона и нижнего берриаса, и прибрежную зону, где осаждались темно-серые небитуминозные глины даниловской свиты.

В неокомское время колебательный режим фундамента продолжался.

В берриасе область уралид испытала новое вздымание и, как в среднеюрское время, была выведена из-под уровня моря и подверглась размыву. В зоне байкалид в это время существовал бассейн седиментации, в котором накапливались осадки ачимовской толщи берриасского возраста.

В валанжинское время в пределах области байкалид оставался бассейн седиментации, а на область уралид распространялась морская трансгрессия, и в образовавшемся бассейне накапливались, в основном, глинистые осадки. При этом в зоне байкалид осадконакопление протекало интенсивно, и здесь образовалось свыше 200 м глинисто-алевритистых отложений. В зоне уралид в валанжинское время существовал обширный ватт – низменный, илистый морской берег, в пределах которого за счет приливов образовывались «насосы». Общие толщины валанжинских отложений в пределах ваттов не превышали 10-15 м.

В конце валанжина в пределах Западной Сибири происходило общее геократическое вздымание, приведшее к осушению значительной части ее территории и размыву подстилающих отложений. В целом в Западной Сибири практически отсутствует верхнемеловая фауна.

В начале готеривского века Западная Сибирь испытала новое опускание, которое началось с центральной ее части (Нижневартовский и Сургутский своды). Здесь стали накапливаться песчано-глинистые отложения пластов группы «БС». Трансгрессия расширялась как на запад, так и на восток. По этой причине в разрезе фиксируется выклинивание сначала самых нижних пластов, а по мере расширения трансгрессии вышележащих пластов (БС₆₋₈). Наибольшего расширения трансгрессия достигла во время накопления глинистых отложений пимской пачки. В это же время Сургутский свод стал испытывать новый подъем. Максимальные палеоглубины этого бассейна находились в пределах области байкалид, где накапливались, в основном, глинистые отложения, а на его бортах (области герцинид) – песчано-глинистые.

В предпимское время в области байкалид

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

происходил кратковременный перерыв в осадконакоплении.

В позднеготеривское время продолжал существовать седиментационный бассейн, его наиболее погруженная часть располагалась в пределах области байкалид. В этом бассейне, как и в раннеготеривское время, на востоке (пласты АС₇₋₁₂) и западе формировались песчаные осадки, а в самой прогнутой его части – глины.

В барремское время на исследуемой территории бассейн седиментации сохранялся, но его палеоморфология была несколько изменена. Более интенсивно подъем испытывали западная часть (накапливались преимущественно песчаные образования горизонта «Н») и восточные (формировались пласты группы АС₄₋₆) участки. Наиболее прогнутая его часть приурочивалась к зоне сочленения уралид и байкалид, где накапливались в основном глинистые алевролиты. В раннеантское время наибольшее прогибание бассейна седиментации смещается на восток, где формировались, в основном, глинистые осадки нижнеалымской подсвиты. На западе этого бассейна широко распространены преимущественно песчаные отложения леушинской свиты. Обломочный материал в рассматриваемый бассейн поступал как с запада (Урал), так и с востока (Нижневартовский, Северный своды, Медвежий мегавал и др. элементы).

В конце нижнего апта (кошайская пачка) на исследуемой территории образовался морфологически однородный бассейн, в котором накапливались тонкие, иногда слабобитуминозные глины кошайской свиты (или кошайской пачки).

Таким образом, выполненное сопоставление разрезов неокома по широтному профилю, пересекающему Фроловскую фациальную зону, показало следующее:

- фроловская свита в пределах Западной Сибири не является единым литологическим телом, накапливающимся в однородной седиментационной среде;
- в ее разрезе выделяется несколько стратиграфических перерывов, обусловленных характером тектонического развития данной территории в неокомское время;
- особенности тектонического развития определены блоковым строением доюрского фундамента, имеющим разный возраст консолидации;
- термин «фроловский глинистый барьер», как и

клиноформная модель строения нижнеокомских отложений, в его пределах не имеет генетической сущности. Наклонные площадки на временных сейсмических разрезах это техногенный фактор, полученный при изощренной фильтрации отраженного сигнала, который проходит через резкую фациальную изменчивость нижней части неокомского разреза.

Литература

1. Региональные стратиграфические схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины. - Тюмень.- 1991.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири // А.Э.Конторович, И.И.Нестеров, В.С. Сурков и др. - М.: Недра.- 1975.- 680 с.
3. Каталог стратиграфических разбивок // Тр. Зап-СибНИГНИ.-1972.- Вып. 67.-313 с.
4. Аргентовский Л.Ю., Бочкарев В.С. и др. Стратиграфия мезозойских отложений платформенного чехла Западно-Сибирской плиты // Проблемы геологии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции /Тр. ЗапСибНИГНИ.- 1968.- Вып 11.- 60 с.
5. Соколовский А.П., Соколовский Р.А. Аномальные типы разрезов баженовской и тутлеймской свит Западной Сибири // Вестник недропользователя ХМАО.- 2002.-№11.- С. 64-69.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой

Р.И.Медведский (ТюмГНГУ), А.А.Севастьянов, К.В.Коровин (ГП ХМАО НАЦ РН им.В.И.Шпильмана)

Современное состояние разработки нефтяных месторождений Западной Сибири характеризуется низким значением текущего коэффициента извлечения нефти (порядка 30%) и высокой обводненностью добываемой продукции (от 80 до 95%). Значительное расхождение этих двух показателей свидетельствует о том, что только одна часть закачиваемой в пласт воды расходуется на замещение нефти, в то время как другая движется к добывающим скважинам промытыми каналами.

Такая ситуация характерна для неоднородных пластов. Например, в слоисто-неоднородных пластах первыми обводняются пропластки с высокой проницаемостью, и пока в них идет процесс отмывки остаточной нефти, в других еще продолжается вытеснение нефти водой. Извлечение нефти из слоистых пластов характеризуется низкой нефтеотдачей и высокой обводненностью. Например - эксплуатационный объект ЮК₁₀₋₁₁ на Талинском месторождении. За двадцать лет разработки из этого объекта извлечено около 12% нефти, в то время как обводненность достигла 90-95%.

Взаимосвязь текущей нефтеотдачи и обводненности в пластах, сложенных пропластками с различной проницаемостью и отделенных друг от друга глинистыми перемычками, рассмотрена во многих работах [1,2,3,4]. Однако, кроме вертикальной, пласт характеризуется и площадной неоднородностью, строение которой можно представить в виде хаотически расположенных линз с малой проницаемостью, окруженных протяженными каналами (рукавами или протоками) с более высокой проницаемостью. При этом любая частичка жидкости может попасть в соседнюю линзу, предварительно перейдя в канал, в то время как такая же частичка способна попасть в любую его точку, минуя при этом линзы. Суммарная площадь каналов может быть больше общей площади линз и тогда основная часть эксплуатационного фонда вскрывает именно каналы. Поэтому запасы нефти, содержащиеся в них, вовлекаются в разработку в первую очередь, а нефть из линз по мере снижения давления в зонах отбора перетекает в каналы. С повышением давления в каналах при закачке воды возможен и обратный переход нефти или воды из каналов в линзы.

Такая модель характерна для дельтовых отложений, где роль линз выполняют палеостровки, а роль каналов – протоки между ними в русле реки, образующие рукава палеодельты.

Данная модель строения пласта согласуется с практикой разработки нефтяных месторождений, которая показывает, что проектный фонд скважин не позволяет исчерпать извлекаемые запасы пласта полностью и для достижения запланированного КИН возникает необходимость бурения резервного фонда, составляющего 10-15% проектного.

Площадная неоднородность описанного типа образуется не только геологическими процессами в ходе седиментации осадков и тектонических подвижек, но и техногенными процессами при нагнетании в пласт воды под давлением, превышающем давление разрыва пласта. Тогда вокруг нагнетательных скважин формируются высокопроницаемые каналы, по которым преимущественно движется вода в сторону добывающих скважин, в то время как между каналами остаются целики малоподвижной нефти. Наличие каналов высокой проводимости в заводненном пласте подтверждают трассерные исследования, проведенные на многих месторождениях [5], в том числе и западносибирских, таких как Лор-Еганское, Талинское, Самотлорское, Западно-Асомкинское, Южное и др. Кроме того, установлено, что вероятность образования каналов высокой проводимости увеличивается с повышением давления нагнетания [6]. Вышеперечисленные факты положены в основу струйной теории вытеснения нефти водой [7,8].

В данной статье приводится математический аппарат, позволяющий прогнозировать добычу нефти из пласта с площадной неоднородностью независимо от того, чем она обусловлена, – геологическими или техногенными процессами.

Модель может быть применена и для расчета вытеснения нефти при слоистом строении пласта, если проницаемые пропластки не разделены глинистыми перемычками, а налегают друг на друга. При этом нефть вытесняется, прежде всего, из наиболее проницаемых пропластков, в то время как из менее

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

проницаемых она перетекает в соседние пропластки через кровлю и подошву.

Аналогично происходит процесс извлечения нефти из пласта с тупиковыми порами, из них нефть перетекает в проточные каналы [9].

Во всех перечисленных случаях ситуация примерно одинакова, а именно, в пласте имеются соседствующие друг с другом проточные каналы и окруженные ими блоки или линзы, обменивающиеся с каналами жидкостью в направлении перепада давления. Пористые среды такого типа называются двойными.

При математическом описании принимаются обозначения: Q_1 и Q_2 - текущие запасы в каналах и линзах в расчете на единицу объема пласта. Очевидно, что давления, под которыми они находятся, пропорциональны их объемам и потому интенсивность перетоков из линз в каналы можно принять в виде:

$$-\frac{dQ_2}{dt} = \beta(Q_2 - Q_1), \quad (1)$$

а интенсивность отбора запасов из каналов:

$$-\frac{dQ_1}{dt} = \alpha Q_1 + \beta(Q_2 - Q_1) \quad (2)$$

Здесь α и β - постоянные коэффициенты с раз мерностью, обратной времени.

Если в (2) откинуть второе слагаемое, то будет получен закон, устанавливающий, что скорость отбора запасов пропорциональна их наличию. Этот закон подтверждают многочисленные наблюдения за изменениями темпа отбора в зависимости от остаточных запасов.

Для решения системы уравнений (1) и (2) полезно заменить остаточные запасы Q_1 и Q_2 на добытые их количества:

$$\bar{Q}_1 = Q_0 - Q_2; \quad \bar{Q}_2 = Q_0 - Q_1,$$

где Q_0 - начальные дренируемые запасы всего пласта без его разделения на линзы и каналы.

Следует различать подвижные запасы, которые рассчитываются перемножением геологических запасов залежи на коэффициент вытеснения нефти водой и дренируемые -потенциально извлекаемые запасы, получаемые домножением подвижных запасов на коэффициент охвата воздействием.

В новых обозначениях получаем следующую систему уравнений:

$$\frac{d\bar{Q}_1}{dt} = \alpha(Q_0 - \bar{Q}_1) + \beta(\bar{Q}_2 - \bar{Q}_1), \quad (3)$$

$$\frac{d\bar{Q}_2}{dt} = \beta(\bar{Q}_1 - \bar{Q}_2). \quad (4)$$

Необходимость такой замены продиктована тем, что \bar{Q}_1 и \bar{Q}_2 определяются промысловыми замерами. Для упрощения в дальнейшем тильды над переменными Q_1 и Q_2 будем опускать.

Система из двух дифференциальных уравнений (3) и (4) приводится к одному дифференциальному уравнению второго порядка:

$$D^2Q_1 + (\alpha + \beta)DQ_1 + \alpha\beta Q_1 = \alpha\beta Q_0. \quad (5)$$

Заметим, что дифференциальное уравнение второго порядка для расчета добычи нефти приведено в работе [10] без вывода, но с указанием, что авторы недостаточно осознают смысл величин Q_1 и Q_2 . Дан ный пробел в нашей статье устраняется.

Это уравнение может быть решено, если будут заданы начальные условия, которым в момент $t=0$ удовлетворяет функция Q_1 и ее первая производная DQ_1 . Поскольку Q_1 соответствует объему извлеченных из залежи запасов, поскольку $Q_1(0)=0$, величина производной DQ_1 соответствует темпу их извлечения, который обычно задается пропорциональным начальным извлекаемым запасам, так что можно принять $DQ_1 = \gamma Q_1$, где γ - некоторая величина, обратно пропорциональная времени, как и ранее введенные параметры α и β .

При заданных начальных условиях решение (5) представляется в виде

$$Q_1(t) = Q_0 \left(1 - \frac{\gamma - \beta}{\alpha - \beta} e^{-\alpha t} - \frac{\alpha - \gamma}{\alpha - \beta} e^{-\beta t} \right) \quad (6)$$

Принимая во внимание физические процессы, следует, что $\alpha > \beta$ и поэтому первое слагаемое уменьшается быстрее, характеризуя выработку запасов из каналов, так что по истечении некоторого промежутка времени наибольший вклад в добычу нефти из залежи будет вносить второе слагаемое, определяющее поступление нефти из линз.

При замене в выражении (6) $Q_1(t)$ на $Q_{ii}(t)$ и аргумента t на отношение накопленной добычи жидкости $Q(t)$ к ее начальному уровню добычи q_0 получим функциональную зависимость между накопленными отборами нефти и жидкости для пластов с двойной средой

$$Q_{ii}(t) = Q_0 \left(1 - \frac{\gamma - \beta}{\alpha - \beta} e^{-\alpha \frac{Q(t)}{q_0}} - \frac{\alpha - \gamma}{\alpha - \beta} e^{-\beta \frac{Q(t)}{q_0}} \right) \quad (7)$$

С целью определения параметров, входящих в

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА



Рис.1. Динамика основных показателей разработки пласта B_4 Варьеганского месторождения

зависимость (7), обозначим через $Q_n^\phi(t)$ фактическую накопленную добыву нефти и образуем разность $\Delta_n = Q_n(t_n) - Q_n^\phi(t_n)$, где t_n - значения времени в пределах заданного периода наблюдения. Параметры $\alpha, \beta, \gamma, Q_0$ находятся таким образом, чтобы сумма квадратичных отклонений $S = \sum_n \Delta_n^2$ имела минимальное значение. Для нахождения минимума используется метод наискорейшего спуска с использованием стандартных программ.

Предлагаемый метод прогнозирования выработки запасов продемонстрируем на примере разработки залежи пласта B_4 Варьеганского месторождения, который представляет собой нефтяную залежь пластово-сводового типа с газовой шапкой, площадью нефтеносности около 50 тыс. m^2 и средней общей толщиной 22 м. Пласт представлен монолитным песчаником мощностью 5-18 м, коэффициенты песчанистости и расчленённости равны 0.81 и 1.77, соответственно. Отложения пласта B_4 накапливались в континентальный период, ширина русла достигает 80 м.

В промышленной эксплуатации пласт находится с 1981 года. Разработка ведется по площадной девятиточечной системе с применением барьерного и приконтурного заводнения. Формирование системы воздействия началось в 1984 году при текущем КИН 3%, и уже в 1987 году при достижении

максимального темпа отбора нефти от НИЗ 11%, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды составила 182% (рис.1). Текущий коэффициент извлечения нефти – 12.6%.

В последующие три года при относительно стабильной компенсации отборов жидкости закачкой воды ~ 400%, действующем фонде добывающих скважин (около 50 единиц) и отборах жидкости резко увеличилась обводненность добываемой продукции (с 22 до 89%), при этом добыча нефти уменьшилась почти в 7 раз.

По характеру падения добычи нефти пласт представляет некое подобие пористо-трещиноватой среды в виде каналов - ручейков с высокой проницаемостью и

поровых блоков - островков нефти. Вода от нагнетательных скважин к добывающим движется именно по этим ручейкам, вытесняя находящуюся в них нефть, а затем начинает бесполезно циркулировать по каналам, оставляя островки нефти практически не тронутыми и размывая их только по берегам посредством капиллярных сил.

Ручейковая фильтрация встречается и в технологенных трещинах, образование которых обусловлено самопроизвольным гидроразрывом пласта при закачке воды под высоким давлением и в больших объемах, что происходило и на данном объекте.

Согласно теории, условно названной «ручейковой», за ростом добычи нефти, отбираемой из высокопроницаемых каналов, должно произойти резкое ее падение с последующей стабилизацией на низком уровне. Это свидетельствует о работе поровых блоков, вытеснение нефти из которых происходит очень медленно.

Коэффициент нефтеизвлечения на момент стабилизации уровней добычи нефти составил 16.8%. Данная величина позволяет приблизительно оценить объем высокопроницаемых каналов в пласте.

Рост обводненности продукции добывающих скважин привел к сокращению действующего добывающего фонда до 20 единиц (с 55) с 1988 по 1991 годы. Среднесуточный дебит по нефти снизился с 50.6 до 6.7 т/сут.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Уменьшение объемов закачки в 1991-1995 годах привело к снижению отборов жидкости в 5.8 раза, что практически не отразилось на текущей добыче нефти. Темп отбора нефти от НИЗ стабилизировался на уровне 0.8-0.3% в год при обводненности продукции 84-90%; текущая компенсация отборов жидкости закачкой поддерживалась на уровне 50-60%. В конце 2002 г. коэффициент нефтеизвлечения составил 18%. При текущем темпе отбора нефти кратность выработки запасов пласта B_4 составит 150-200 лет, что свидетельствует о медленном характере протекания процессов в поровых блоках.

Задачи анализа разработки каждого месторождения - определение величины дренируемых запасов и возможность прогнозирования их выработки. Для решения этих задач используются многочисленные характеристики вытеснения, которые в большинстве являются частными случаями ранее предложенной [11,12] обобщенной характеристики вытеснения, полученной на основании физических представлений о поведении пласта.

Обобщенная характеристика вытеснения является функциональной зависимостью между накопленными отборами нефти и жидкости и имеет следующий вид:

$$Q_n = c + Q_0 \left(1 - \left(1 + \frac{Q}{nQ_0} \right)^{-n} \right), \quad (8)$$

где Q_n - накопленная добыча нефти;

Q - накопленная добыча жидкости;

Q_0 - дренируемые запасы;

n - параметр, определяемый статистической обработкой фактических данных за предшествующий период разработки, характеризует геологическую неоднородность и режим работы залежи;

$c = \varepsilon Q_0$ - выработка дренируемых запасов на начало массового обводнения продукции.

Использование обобщенной характеристики вытеснения для прогнозирования выработки запасов из пласта B_4 Варьеганского месторождения с начала падения добычи нефти дает погрешность порядка 20%, так как не позволяет учитывать бесполезную циркуляцию воды по каналам. На рис.2 представлены результаты прогноза с использованием зависимости (8). Разницу между фактическим отбором нефти и расчетным можно считать потерей добычи нефти из-за излишней закачки воды в пласт. Следует отметить, что дальнейшее сокращение закачки воды привело к снижению объемов бесполезной циркуляции, в результате чего появилось соответствие фактической и расчетной кривых добычи нефти.

Проведенный нами анализ показал, что предложенный ранее метод (8) не позволяет уверенно прогнозировать выработку запасов и определять величину дренируемых запасов для пластов с двойной средой.

Выражение (7), являющееся функциональной зависимостью между накопленными отборами нефти и жидкости для пластов с двойной средой, было адаптировано к фактическим данным рассматриваемого объекта разработки (рис.3).

Расхождение между текущими показателями минимально, накопленное расхождение, отнесенное к накопленной добычи нефти за рассматриваемый период, составляет 1.6 %. Следует отметить, что определенная величина дренируемых запасов Q_0 за прогнозный период в сумме с накоп-



Рис.2. Прогнозирование выработки запасов с использованием обобщенной характеристики вытеснения на примере пласта B_4 Варьеганского месторождения

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

ленной добычей нефти, отобранный до прогноза, близка к величине числящихся на балансе ВГФ начальным извлекаемым запасам по пласту Б₄ и меньше всего на 3%.

Вероятно, извлекаемые запасы оценивались с использованием асимптотических зависимостей, которые хорошо зарекомендовали себя на завершающей стадии разработки.

Таким образом, предлагаемая зависимость расширяет возможности прогнозирования и оценки дренируемых запасов в сложнопостроенных коллекторах с двойной средой.

Литература

1. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Сопоставление методов прогнозирования извлечения запасов нефти в слоистых пластах. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 1998. - №4. - С. 42 - 47.
2. Медведский Р.И. Прогнозирование максимального извлечения нефти из природных резервуаров.-М.: Недра.-1989.
3. Кристеа Н. Подземная гидравлика. Т. II .-М.: Гостоптехиздат.- 1962.
4. Крафт Б.С., Хокинс М.Ф. Прикладной курс технологии добычи нефти.-М.: Гостоптехиздат.- 1962.
5. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Трончиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтяных пластов. - М: Недра.- 1962.
6. Афанасьев А.В., Горбунов А.Т., Шустей И.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания.- М: Недра.- 1975.
7. Медведский Р.И. Ручейковая теория вытеснения нефти водой. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 1997. - №6. - С. 69.
8. Медведский Р.И. Концепция струйного вытеснения нефти водой. // Вестник Удмуртского университета. - Ижевск – 2002.- №9. -С.121-129.
9. Goodknight R.C., Klykoff W.A., Fatt J.H. Nonsteady-state flow and diffusion in porous media containing dead-end pore volume. The Journal of Physical Chemistry. 64. no.9, 1960.
10. Нестеров В.Н., Шленкин С.И., Шленкин В.И. и др. Оценка запасов нефти, основанная на аппроксимации графиков добычи дифференциальным уравнением второго порядка //Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО/ Шестая научно-практическая конференция. - Ханты-Мансийск.-2003. -Т.2. -С.306-311.
11. Медведский Р.И., Севастьянов А.А.. Вывод функциональной зависимости между накопленными отборами нефти и жидкости из залежи // Изв. вузов. - Тюмень: ТюмГНГУ. - Нефть и газ. -2002. - №7.
12. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Использование обобщенной характеристики вытеснения при анализе разработки и прогнозировании выработки запасов // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО/ Шестая научно-практическая конференция. - Ханты-Мансийск.- 2003. -Т.1. -С.371-384.

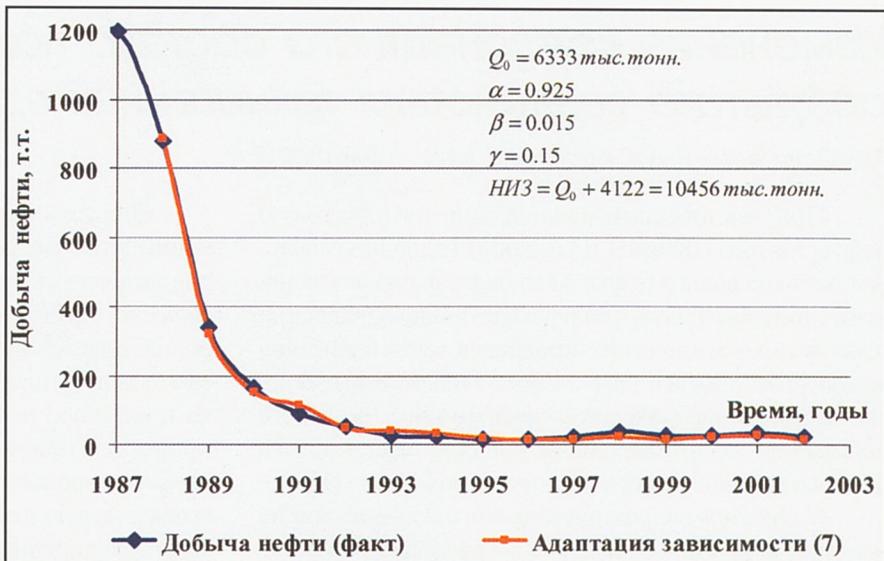


Рис. 3. Прогнозирование выработки запасов с использованием функциональной зависимости между накопленными отборами нефти и жидкости для пластов с двойной средой на примере пласта Б₄ Варьеганского месторождения

Изменение компонентного состава подвижной нефти в результате воздействия техногенных процессов

А.В.Сорокин, В.Д.Сорокин (ООО «Омега-К»)

При техногенном воздействии на пластовую нефть, заключающемся в создании гидродинамических потоков воды и нефти в залежи, закачки вытесняющих агентов в пласт, и вследствие происходящих при этом физико-химических процессов взаимодействия между пластовыми и закачанными жидкостями наблюдается изменение значений физико-химических свойств добываемой нефти. Механизм, причины и последствия данного явления достаточно полно описаны в [1].

С началом гидродинамического воздействия на пластовую нефть она неизбежно разделяется на две составляющие: подвижную нефть, которая может быть добыта в процессе разработки залежи, и остаточную нефть, которая остается в залежи в силу различных причин. Из многочисленных публикаций [2,3] известно, что свойства подвижной и остаточной составляющих пластовой нефти могут сильно отличаться друг от друга. Из-за сложившейся практики в процессе исследований физико-химических свойств пластовой нефти участвует только ее подвижная составляющая (отбор проб пластовой нефти), свойства же остаточной нефти практически не изучены. На данном этапе развития исследователи могут только моделировать остаточную нефть, расчетными методами получать значения ее свойств и компонентного состава.

Надо разделять понятия «пластовая нефть» и «подвижная нефть», потому что «подвижная нефть» является частью «пластовой нефти» и между ними наблюдаются разные значения их физико-химических свойств. При информационном обеспечении процесса добычи нефти необходимо учитывать различия между свойствами «пластовой нефти» и «подвижной нефти», так как техногенное воздействие оказывается в целом на «пластовую нефть», а добывается только ее часть - «подвижная нефть».

С началом техногенного воздействия на пласт начинаются процессы перераспределения компонентов между подвижной и остаточной составляющими пластовой нефти. Пластовая нефть выходит из начального состояния термодинамического равновесия, характеризующегося определенными значениями внутренней энергии системы: пластовая жидкость – поверхность коллектора.

Под техногенными процессами в данном случае понимается воздействие на пластовую нефть, которое выводит ее из состояния начального термодинамического равновесия между ее компонентами, с породой, пластовой водой и т.д. К техногенным процессам можно отнести: гидродинамическое воздействие на пластовую нефть, закачки воды и ПАВ в пласт, процессы, приводящие к изменению структуры и свойств порового пространства, то есть в целом технологическую деятельность, направленную на добывчу углеводородного сырья.

Процессы техногенного воздействия приводят к изменению компонентного состава и значений физико-химических свойств подвижной нефти.

В научной литературе приведены примеры изменения состава попутного газа, происходящие при разработке месторождения.

Добываемая подвижная нефть в процессе подготовки разделяется на товарную нефть и попутный газ, поэтому логично предположить, что техногенное воздействие повлияет и на компонентный состав обеих составляющих подвижной нефти.

Изменение содержания метана в попутном газе в процессе эксплуатации Туймазинского месторождения приведено в работе [4]. Показано, что при разработке залежи содержание метана в попутном газе возрастает и это происходит из-за растворения метана в воде; рост содержания метана в попутном газе объясняется добычей его с увеличивающимися объемами подготовленной воды.

В работе [5] также приведены данные об изменении содержания метана в попутном газе Туймазинского месторождения. По одной информации содержание метана в газе к более поздней стадии разработки уменьшается (табл.1), по другой – возрастает (табл.3).

Влияние процесса разработки залежи на значения физико-химических свойств добываемой нефти месторождений Западной Сибири показано в работах [1,6,7,8,9]. Там же приведены масштабы изменения значений физико-химических свойств подвижной нефти, вскрыты механизмы, влияющие на нефть в различные периоды и в разных зонах разрабатываемого пласта.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

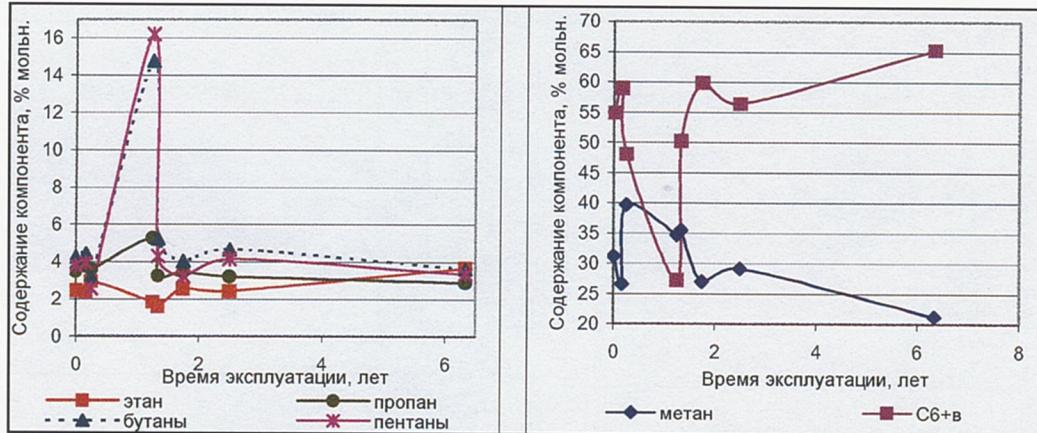


Рис.1. Содержание углеводородных компонентов в пробах нефти скв.6140 Северо-Даниловского месторождения (пласт Π_1)

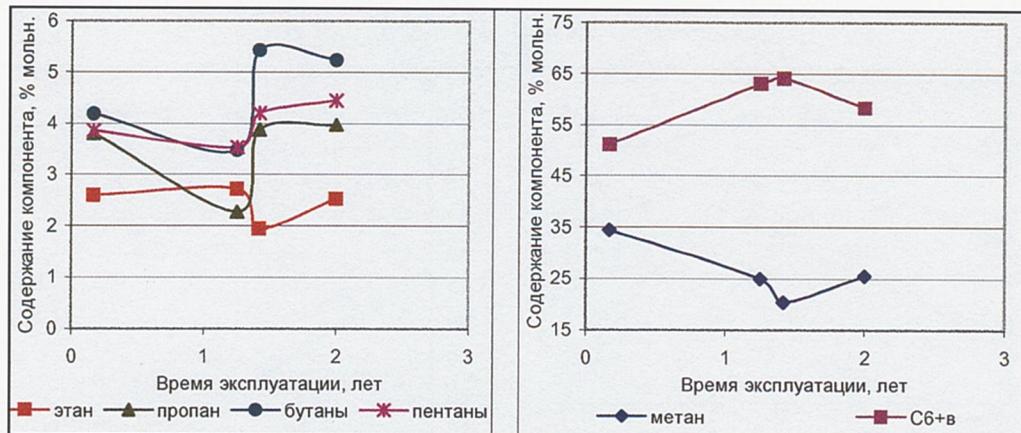


Рис.2. Содержание углеводородных компонентов в пробах нефти скв.6183 Северо-Даниловского месторождения (пласт Π_1)

В работе [1] приведена информация о закономерном изменении компонентного состава нефтяного газа на пунктах подготовки нефти месторождений Западной Сибири в процессе ее добычи. Отмечено, что в нефтяном газе I и II ступени сепарации нефти наблюдается закономерное изменение во времени содержания азота и диоксида углерода. Однако закономерного изменения в содержании других компонентов нефтяного газа в исследуемый период разработки месторождений не установлено.

До последнего времени задача исследования динамики значений физико-химических свойств (в том числе ее компонентного состава) пластовой нефти месторождений Западной Сибири не ставилась, поэтому объем информации об изменении компонентного состава нефти небольшой. Анализируя немногочис-

ленные данные исследований свойств пластовой нефти месторождений Западной Сибири, авторам удалось получить результаты, способные осветить проблему изменения компонентного состава продукции нефтяных скважин в процессе их эксплуатации.

На рис.1-4 приведены примеры, характеризующие изменения содержания отдельных углеводородных компонентов подвижной нефти по скважинам пласта Π_1 Северо-Даниловского месторождения во времени. Исследовался компонентный состав проб нефти на скважинах, эксплуатировавшихся фонтанным способом в безводный период, дебиты скважин составляли 80-120 т/сут. Диапазоны значений физико-химических свойств глубинных проб нефти следующие: газо содержание – 45-122 м³/т, плотность подвижной нефти при пластовых условиях – 658-793 кг/м³.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

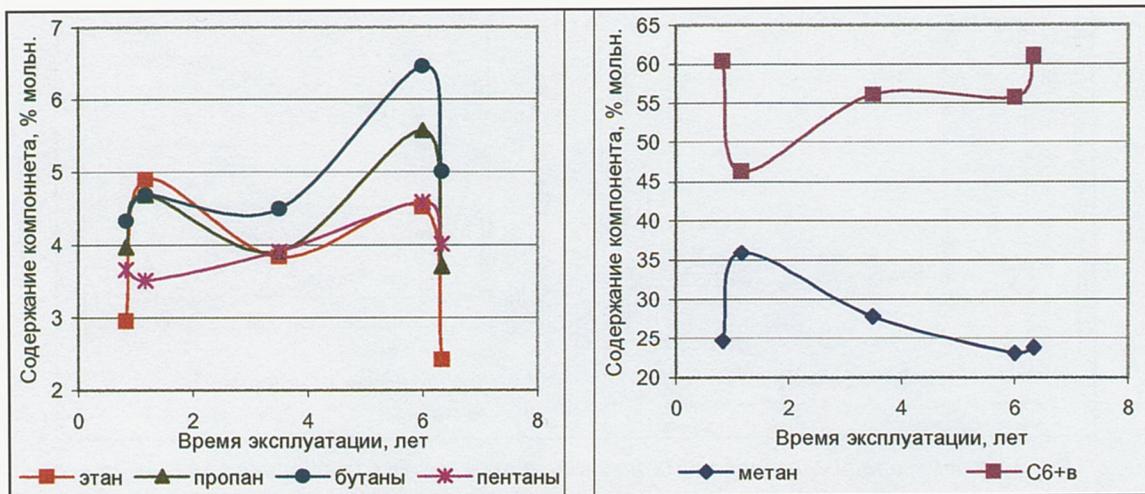


Рис.3. Содержание углеводородных компонентов в пробах нефти скв.6232 Северо-Даниловского месторождения (пласт Π_1)

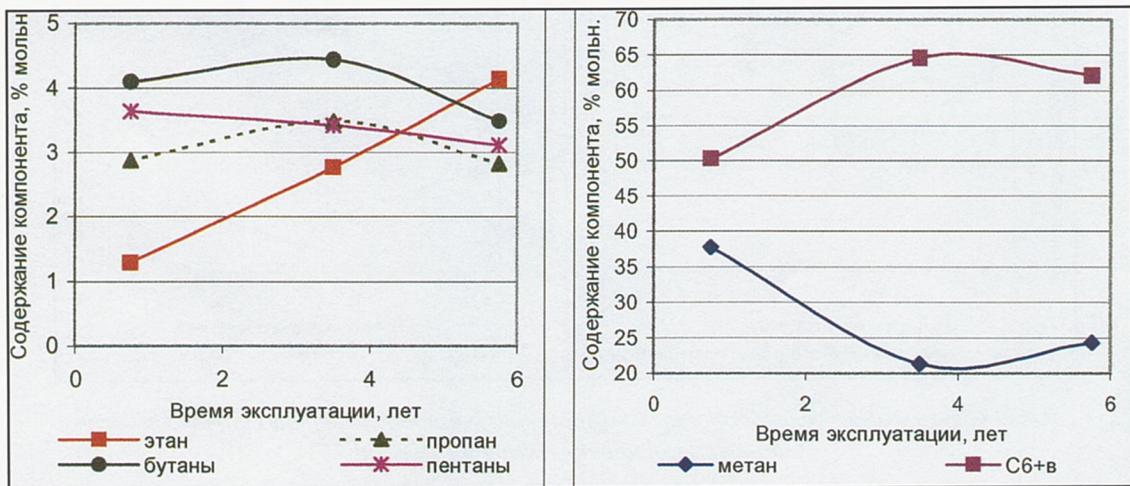


Рис.4. Содержание углеводородных компонентов в пробах нефти скв.6205 Северо-Даниловского месторождения (пласт Π_1)

молярная масса – 108-148 кг/кмоль, динамическая вязкость – 0.9-1.63 мПа*с, давление насыщения нефти газом – 4.7-16 МПа.

В результате анализа полученных данных установлено, что наибольшие изменения абсолютных значений концентрации происходят у метана и суммы компонентов $C_{6+в}$. Содержание метана за период исследований в подвижной нефти уменьшается с 38 до 24% в скв.6140; с 35 до 25% в скв.6183; с 35 до 23% в скв.6232; с 37 до 24% в скв.6205. Содержание группы компонентов $C_{6+в}$ в подвижной нефти за это время по этим скважинам возрастает: в скв.6140 с 57 до 65%; в скв.6183 с 52 до 58%; в скв.6232 с 45 до 62%; в

скв.6205 с 51 до 62%. Абсолютные значения концентрации этана, пропана, суммы бутанов и суммы пентанов изменяются в меньшей степени.

Наибольшие относительные изменения незакономерного характера компонентного состава произошли у этана в 1.5-3 раза, пропана – в 0.2-1.2 раза, суммы бутанов – в 0.3-1.5 раза, суммы пентанов – в 1.1-1.3 раза.

На рис.5 приведены примеры изменения содержания углеводородных компонентов подвижной нефти пласта Π_1 Северо-Даниловского месторождения. Можно отметить, что содержание метана в пробах нефти, отобранных в различные периоды эксплуатации

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

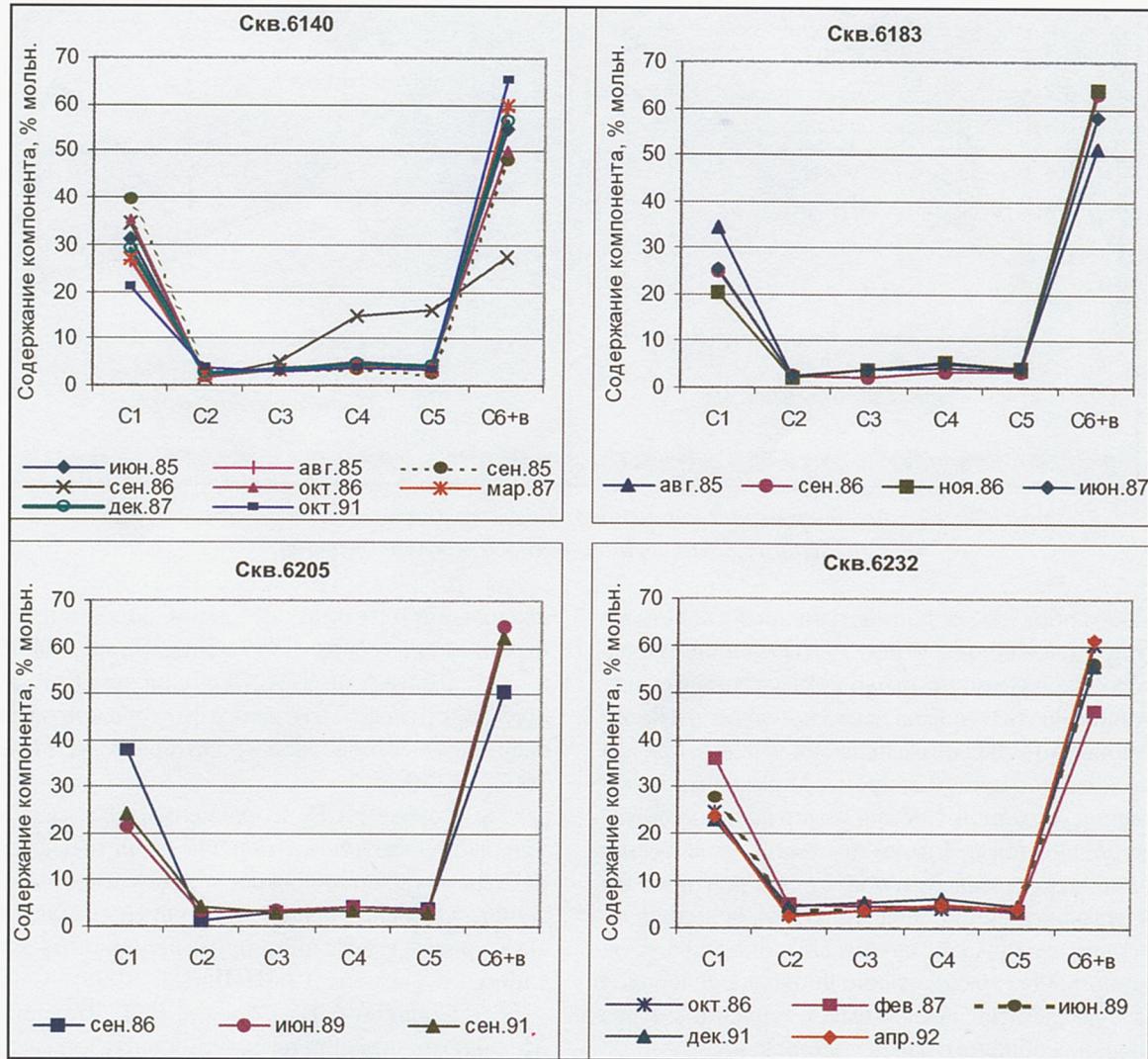


Рис.5. Изменение концентрации углеводородных компонентов подвижной нефти пласта П₁ Северо-Даниловского месторождения

ции скважин, уменьшается со временем. Содержание этана, пропана, суммы бутанов и суммы пентанов меняется незначительно и тенденции к изменениям не прослеживаются, содержание суммы компонентов C_{6+V} растет. Тем самым техногенные воздействия на нефть приводят к перераспределению компонентов подвижной нефти: в начальный период эксплуатации скважины добывается нефть, содержащая большее количество метана и меньшее группы компонентов C_{6+V} ; в более поздний период наоборот содержание метана в подвижной нефти уменьшается, C_{6+V} возрастает.

На рис.6 приведена динамика содержания неуглеводородных компонентов (диоксида углерода и азо-

та) подвижной нефти в процессе разработки пласта П₁ Северо-Даниловского месторождения. Закономерности изменения этих компонентов подтверждают выводы [1] о том, что в добываемой нефти при разработке залежи содержание диоксида углерода имеет тенденцию к возрастанию, а содержание азота - к убыванию. То есть диоксид углерода в большем количестве содержится в более тяжелых фракциях нефти, а свободный азот - в более легких.

Эти закономерности также выявлены при исследовании изменений компонентного состава подвижной нефти во времени других месторождений Западной Сибири.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

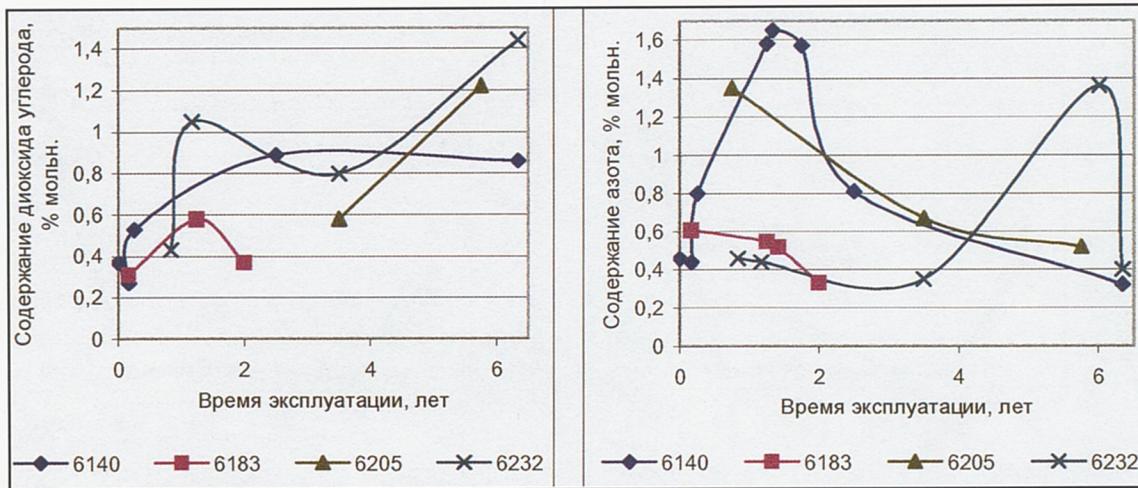


Рис.6. Изменение содержания неуглеводородных компонентов в подвижной нефти пласта П, Северо-Даниловского месторождения

Таким образом, результаты анализа свойств нефти по исследованному фонду скважин в безводный период их эксплуатации позволили установить, что техногенное воздействие на нефть приводит к изменению компонентного состава подвижной нефти при разработке залежи. Причем, в процессе разработки месторождений Западной Сибири содержание метана в составе подвижной нефти уменьшается, содержание этана, пропана, суммы бутанов, суммы пентанов меняется незакономерно и по абсолютной величине неизначительно, содержание суммы компонентов C_{6+} закономерно растет. Содержание диоксида углерода в процессе разработки залежи имеет тенденцию к возрастанию, а свободного азота – к снижению.

Литература

1. Сорокин А.В., Сорокин В.Д. Исследование процесса изменчивости физико-химических свойств пластовой нефти при разработке месторождений Западной Сибири. - Тюмень.- Вектор-Бук.- 2004.-237 с.
2. Титов В.И., Жданов С.А. Изменение состава пластовых нефтей при разработке месторождений (Обзор) // Нефтяное хозяйство.- №8.- 1988. - С.26-28.
3. Сургучев М.Л., Симкин Э.М. Факторы, влияющие на состояние остаточной нефти в заводненных пластах// Нефтяное хозяйство.- №9.- 1988. - С.31-36.
4. Шейх-Али Д.М., Галеева Р.К., Леванов Ю.Б. Изменение газового фактора и содержания азота и метана в газе в процессе разработки Туймазинского месторождения // Современные инструментальные физико-химические и гидродинамические методы ис-
- следований пластовых флюидов, пород и продуктивных пластов. – Уфа.- 1999.- Вып.97. - С.104-107.
5. Шейх-Али Д.М., Юлбарисов Э.М. Изменение свойств нефти и газового фактора при разработке нефтяных месторождений // Интервал.- №1(48).- Уфа.- 2003. - С.30-35.
6. Сорокин А.В., Сорокин В.Д., Ярославцев К.В. Зонально-временное изменение свойств нефтей Северо-Харампурского и Южно-Харампурского месторождений // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. - Тюмень.- СибНИИНП.- 1998. - С.172-179.
7. Сорокин А.В., Сорокин В.Д., Терешина Т.В. Механизмы изменения плотности газонасыщенной нефти в процессе разработки залежи // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. – Тюмень.- СибНИИНП.- 1999. - С.122-130.
8. Сорокин А.В., Сорокин В.Д. Изменение свойств газонасыщенных нефтей в процессе разработки залежей // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. - Тюмень.- СибНИИНП.- 2001. - С.83-89.
9. Сорокин В.Д., Сорокин А.В. Анализ изменений физико-химических свойств нефти в процессе разработки месторождений Западной Сибири// Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. - Тюмень.- СибНИИНП.- 2003.- С.132-142.

Оценка влияния завышенных капитальных вложений в проектах разработки нефтяных месторождений на величину дохода государства

К.Е.Янин, Е.В.Классен (ООО «ТЭРМ»)

В практике ТО ЦКР (Территориального отделения Центральной комиссии по разработке месторождений) по ХМАО есть проекты, характеризующиеся, с одной стороны, невысокими или даже близкими к предельно рентабельным значениям показателями экономической эффективности разработки месторождения, а с другой,- наличием явно завышенных капитальных вложений. Нередко это делается недропользователем намеренно. В подобной ситуации возникают вопросы, затрагивающие интересы потенциальных участников планируемого проекта, в частности:

1) Насколько выгодно компании-недропользователю завышать затраты и, соответственно, занижать рентабельность проекта?

2) Какое влияние на доход государства оказывает искусственно завышение затрат?

3) Каким образом можно быстро провести количественную оценку этого влияния?

Ответ на первый вопрос зависит от внутрикорпоративной политики нефтедобывающей компании, реализующей инвестиционный проект. В рамках данной статьи этот вопрос не рассматривается. Он будет лишь частично затронут при анализе влияния искусственно-го завышения стоимости капитальных затрат на интересы государства.

Пытаясь ответить на второй вопрос, прежде всего, необходимо отметить, что завышение инвестиционных расходов приводит к сокращению балансовой прибыли предприятия, то есть, в конечном счете, величины налога на прибыль. Обратная сторона такой ситуации - увеличение поступлений в бюджет за счет налога на имущество. Таким образом, величина капитальных вложений по-разному влияет на налоги. Изучить влияние завышения расходов на доход государства можно, сопоставив динамику и накопленные суммы налогов на прибыль и на имущество, определенных для различных объемов капитальных вложений.

Чтобы количественно оценить влияние завышения затрат на доход государства, необходимо рассмотреть

составляющие налогооблагаемых баз для налогов на имущество и на прибыль и откорректировать их до уровней, которые имели бы место при меньших (более реальных) объемах капитальных затрат.

Поскольку величина налога на прибыль непосредственно зависит от налога на имущество, то, прежде всего, следует рассмотреть налогооблагаемую базу именно для налога на имущество.

Величина налога на имущество зависит от суммарного объема инвестиций, срока службы основных средств (нормы амортизации) и налоговой ставки. Эмпирическим путем авторами было установлено, что **при условии равномерного и полного списания капитальных вложений на себестоимость (за расчетный период)** объем выплат по налогу на имущество может быть определен по формуле:

$$Н_{им} = KB \left(C - \frac{1}{2} - \frac{\sum_{i=1}^{c-1} i}{C} \right) \cdot \frac{A_{им}}{100}, \quad (1)$$

где $H_{им}$ – суммарная величина налога на имущество, руб. (или в любой другой валюте);

KB – объем капитальных вложений по проекту, руб.;

C – срок службы основных средств, лет;

$A_{им}$ – ставка налога на имущество, %.

После математических преобразований выражение (1) можно представить в виде:

$$H_{им} = KB \cdot \frac{C}{2} \cdot \frac{A_{им}}{100}. \quad (2)$$

Если учесть, что действующее законодательство на конец 2003 года предусматривало взимание налога на имущество по ставке 2% (от остаточной стоимости), то уравнение (2) будет иметь вид:

$$H_{им} = \frac{KB \cdot C}{100}. \quad (3)$$

(Например, для проектов, в которых усредненное значение срока службы основных средств составляет 15 лет, величина налога на имущество составит $0.15 \cdot KB$).

Таким образом, величина налога на имущество

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

при завышенных капитальных вложениях будет выше, чем при их реальном уровне, на величину, равную $\frac{\Delta KB \cdot C}{100}$, где ΔKB – объем капитальных вложений, превышающий их разумную реальную стоимость.

Если же за рентабельный расчетный период амортизируется не вся сумма капитальных вложений, т.е. остается некоторая остаточная их стоимость, то определенная по формуле (3) величина налога на имущество будет завышенной. Соответственно, чем меньше доля затрат, списанных за рентабельный расчетный период на себестоимость, тем значительнее будет завышен налог.

Отметим, что при составлении проектных документов на разработку нефтяных месторождений в России:

- экономические расчеты выполняются на период 20, 30, 50 и более лет;
- основной объем инвестиций, как правило, приходится на начальный период освоения месторождения;
- усредненная норма амортизационных отчислений составляет около 6 -7% в год.

В этих условиях можно предположить, что за рассматриваемый период практически вся сумма капитальных вложений успеет самортизироваться. Следовательно, для большинства проектных работ итоговую величину дохода государства по налогу на имущество, а также его динамику при варьировании объема капитальных вложений можно оценить по формуле (3).

Использовать вышеприведенные формулы удобно для быстрого получения информации о потенциальных значениях налога на имущество.

Следующий этап, который необходимо детально рассмотреть, - налог на прибыль.

Его величина непосредственно зависит от ставки этого налога и балансовой прибыли. Балансовая прибыль, в свою очередь, представляет собой разницу между прибылью от реализации нефти и налогами, поступающими в местные бюджеты:

$$H_n = (\Pi_{\text{реал}} - H_{\text{мест}}) \cdot A_n / 100, \quad (4)$$

где

H_n – налог на прибыль, руб.;

$\Pi_{\text{реал}}$ – прибыль от реализации, руб.;

$H_{\text{мест}}$ – налоги, поступающие в местные бюджеты, руб.;

A_n – ставка налога на прибыль, %.

Из налогов, поступающих в местные бюджеты, объем капитальных вложений влияет только на величину налога на имущество.

Величина же прибыли от реализации проекта находится в прямой зависимости от объема капитальных вложений. Если в проекте объем капитальных вложений ($KB_{\text{проект}}$) завышен в «n» раз, то в этом случае прибыль от реализации нефти окажется заниженной на величину, равную $KB_{\text{проект}} - KB_{\text{проект}/n}$.

Искусственное завышение капитальных вложений сокращает налогооблагаемую базу на прибыль за счет увеличения амортизационных отчислений (и, как следствие, сокращения прибыли от реализации), а также за счет более высоких платежей по налогу на имущество.

Таким образом, если в расчетах капитальные вложения завышены, то величину, показывающую, насколько при этом искажено (занижено) значение налога на прибыль, можно будет определить по формуле:

$$\Delta H_n = (\Delta KB + \frac{\Delta KB \cdot A_{\text{им}} \cdot C}{200}) \cdot \frac{A_n}{100}, \quad (5)$$

где

ΔH_n – недополучение средств по налогу на прибыль, руб.;

ΔKB – объем капитальных вложений, превышающий их реальную стоимость, руб.;

C – срок службы основных средств, лет;

$A_{\text{им}}$ – ставка налога на имущество, %;

$A_{\text{нп}}$ – ставка налога на прибыль, %.

Формула (5) справедлива при следующих условиях:

1. Если на протяжении рентабельного расчетного периода возможные отрицательные значения текущей балансовой прибыли полностью компенсируются последующей положительной динамикой за счет соответствующего уменьшения налогооблагаемой прибыли (см. «Налоговый Кодекс», часть 2, гл.25, ст.283).

2. Если за рентабельный расчетный период амортизируется вся сумма капитальных вложений.

Проведенные экономические расчеты показали, что если в проектах с завышенными капитальными затратами за рентабельный период разработки месторождений достигаются положительные значения эффективности, то для оценки изменения величины налога на прибыль при потенциальном снижении затрат можно пользоваться формулой (5). В ситуациях, когда показываемый в работах экономический эффект

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

отрицательный, применение формулы (5) неправомерно (это касается и всех нижеследующих формул).

Наличие вышеназванных ограничений на возможность применения формул объясняется тем, что отрицательный эффект от разработки предполагает наличие на определенных расчетных шагах убытков, которые в дальнейшем не покрываются. Определенная в этом случае по формуле (5) величина изменения налога на прибыль при более низком уровне капитальных вложений была бы завышенной. Причем, погрешность данной расчетной величины будет тем выше, чем больший объем непокрытых убытков останется на конец расчетного периода.

Используя уравнения (3) и (5), можно определить влияние имеющегося в проекте завышения объема капитальных затрат на изменение суммарной величины дохода государства ΔH_{roc} :

$$\Delta H_{\text{roc}} = (\Delta KB + \Delta KB \cdot \frac{C}{2} \cdot \frac{A_{\text{im}}}{100}) \cdot \frac{A_{\text{b}}}{100} - \Delta KB \cdot \frac{C}{2} \cdot \frac{A_{\text{im}}}{100} \quad (6)$$

Если проектные капитальные вложения завышены, и эксперту необходимо оперативно оценить, каким образом данное обстоятельство отразится на доходе государства, ему следует определить только ориентировочный масштаб завышения затрат. Далее, подставляя в формулу (6) разницу в затратах и используя принятые в работе ставки налогов и амортизационных отчислений, можно быстро оценить, на какую величину изменится сумма налогов.

Если налог на прибыль от снижения затрат в абсолютном выражении претерпит большее изменение (в сторону увеличения), чем налог на имущество (в сторону снижения), т.е. значение ΔH_{roc} будет положительным, это означает, что государство из-за завышенного уровня капитальных вложений недополучит сумму ΔH_{roc} . Если при снижении капитальных затрат сумма отчислений по налогу на прибыль будет меньше, чем по налогу на имущество, то государству даже выгоден высокий уровень капитальных затрат.

Главную роль в этом случае играет норма амортизационных отчислений: чем более продолжительное время капитальные затраты будут списываться на себестоимость, тем выше вероятность того, что доход государства не пострадает от искусственного завышения затрат или даже возрастет.

Подставив в выражение (6) действовавшие на конец 2003 года налоговые ставки, получим

$$\Delta H_{\text{roc}} = \Delta K \cdot \left(\frac{0,76 \cdot C - 24}{100} \right). \quad (7)$$

Для проектов с усредненным значением срока службы основных производственных фондов в 15 лет величина $\Delta H_{\text{roc}} = \Delta KB (-0,126)$, где $\Delta KB = KB_2 - KB_1$ (KB_1 – искусственно завышенные затраты, KB_2 – более реальный общепринятый уровень затрат).

Анализируя выведенную формулу (7), можно отметить, что теоретически есть такое пороговое значение срока службы основных средств « $C=24/0,76=31,6$ года», при его превышении увеличение объема капитальных вложений будет только выгодно государству, причем вне зависимости от эффективности проекта.

Уравнение (7) удобно использовать при отсутствии компьютера. В частности, данное уравнение может быть востребовано комиссиями по разработке нефтяных месторождений, которые оценивают инвестиционные проекты с позиции интересов государства и не имеют возможности быстро проверить достоверность представляемых проектантами величин дохода государства и спрогнозировать диапазон его потенциального колебания при изменении объема вкладываемых денежных средств.

Необходимо отметить, что уравнение (7) позволяет определить влияние объема капитальных вложений на интересы государства в целом, но не оценивает отдельное влияние на доходность бюджетов различных уровней (федерального, регионального и местного).

Помимо суммарной оценки влияния завышенных затрат на общую накопленную величину дохода государства в целом и налогов на имущество и на прибыль, - в частности, представляет интерес также сопоставление динамики их поступления во времени.

Известно, что для нефтедобывающей отрасли, как правило, характерно наличие весьма продолжительного интервала времени между осуществлением основного объема проектных инвестиций и получением текущей прибыли, не говоря уже о полной окупаемости всех вложенных инвестором средств. Поэтому поступления в бюджет по налогу на прибыль имеют нарастающую динамику продолжительное время, а максимальные текущие платежи по этому налогу осуществляются, как правило, после освоения основной части капитальных вложений.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА



Рис.1. Доля налога на имущество в зависимости от эффективности проекта и срока службы основных средств

В то же время максимальные отчисления в бюджет по налогу на имущество производятся именно в годы освоения основного объема капитальных затрат, т.е. в начальный период разработки месторождения. На протяжении же всего остального эксплуатационного периода динамика этих платежей имеет тенденцию к снижению.

Таким образом, если оценивать влияние завышенных затрат на доход государства с учетом фактора времени (дисконта), то дисконтирование меньше из-

менит величину налога на имущество, чем налога на прибыль. Следовательно, и пороговое значение срока службы основных средств, при которых любое завышение стоимости капитальных вложений будет выгодно государству, составит не 31,6 года, а меньше.

Отметим, что структурное распределение накопленного дохода государства по налогам на прибыль и на имущество во многом зависит от эффективности разработки месторождения. Чем рентабельнее проект, тем значительнее будет превышение величины налога



Рис.2. Суммарная величина налогов на прибыль и на имущество в зависимости от эффективности разработки месторождения и объема капитальных вложений

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

на прибыль над налогом на имущество и наоборот. На рис.1 приведен пример потенциального изменения доли налога на имущество в суммарной величине дохода государства по налогам на имущество и на прибыль в зависимости от эффективности проекта и срока службы основных средств.

Ранее отмечалось, что применение экспресс-метода количественной оценки изменения дохода государства при завышении капиталоемкости проекта корректно не во всех случаях. Для того чтобы детальнее обосновать наличие ограничений, проанализируем ситуации, которые могут быть на практике.

Рассмотрим несколько проектов с различной эффективностью. Относительная степень эффективности проектов будет отражаться в коэффициенте подтверждения добычи нефти (рис.2). Каждый из рассмотренных в качестве примеров 11-ти проектов группы "а" предусматривает инвестиции в объеме 2800 млн.руб. со средним сроком службы основных средств – 15 лет. При этом вся сумма капитальных затрат за расчетный период списывается на себестоимость.

Для анализа возьмем точку 1 на прямой "а" с коэффициентом подтверждения добычи нефти, равным 1. Доход государства от налогов на прибыль и на имущество в этой точке составит " a_1 " (рис.2).

При завышении проектного уровня капитальных вложений в 3 раза суммарный доход государства от двух налогов снизится до величины " b_1 ". При этом изменение дохода государства $\Delta H_{\text{roc}} = b_1 - a_1$ может быть точно определено экспресс-методом по формулам (6,7).

Таким же способом может быть определена величина ΔH_{roc} и для проектов 2-7, поскольку прямая "b" до точки 7 параллельна прямой "а", причем каждый раз ΔH_{roc} будет одной и той же. Это свидетельствует о том, что экономический эффект во всех этих случаях положительный и на конец расчетного периода отсутствуют какие-либо убытки.

То, что прямая "b" после точки 7 имеет тенденцию к горизонтальному выравниванию, свидетельствует о том, что, начиная с точки 8, проект как минимум характеризуется наличием некомпенсированных убытков на конец рассматриваемого периода и как максимум отрицательной эффективностью проекта, причем второе предположение будет тем вернее, чем ближе будет прямая к значению 1260 млн.руб. (налогу на имущество для данного примера).

Таким образом, для проектов 8-11 применение формул (6,7) некорректно. Несоответствие фактичес-

кого значения ΔH_{roc} значению, рассчитанному экспресс-методом, в данном случае будет формироваться только из-за налога на прибыль (поскольку объем добычи нефти не влияет на налог на имущество и во всех 11-ти проектах "а" накопленная величина налога на имущество одна и та же – 420 млн.руб., а проектах "b" – 1260 млн.руб.).

Судя по рис.2, можно утверждать, что увеличение капитальных затрат в проектах с 1 по 9 снизило бы доход государства, в проектах 10 и 11 наоборот увеличило.

В точке «Х» наблюдается пересечение прямых "а" и "b". Это свидетельствует о том, что для подобного проекта увеличение капитальных затрат в 3 раза не повлечет за собой изменения общей суммы дохода государства, т.е. снижение налога на прибыль компенсируется соответствующим увеличением налога на имущество.

Безусловно, при трехкратном увеличении капитальных затрат инвестиционные проекты 10 и 11 будут обеспечивать инвестору получение на каких-то расчетных шагах определенной величины прибыли, поскольку в противном случае эти значения содержали бы только налог на имущество и равнялись 1260 млн.руб. (на рис.2 можно визуально определить, что точки 10 и 11 прямой "b" несколько выше данных значений). Однако многочисленные расчеты, выполненные для различных сочетаний экономической эффективности, объема инвестиций и нормы амортизации, для абсолютного большинства проектных работ на разработку нефтяных месторождений показали, что рост затрат увеличивает доход государства. Это свидетельствует о том, что при базовом проектном уровне капитальных вложений эффективность разработки объекта уже отрицательная. За редким исключением сделанный вывод не соответствует действительности, например, при наличии очень низкой теоретической для нефтедобывающей отрасли нормы амортизационных отчислений менее 3.17%.

Как было отмечено, при норме амортизации, равной 3.17%, вне зависимости от проектного объема инвестиций и эффективности разработки, увеличение затрат не снижает дохода государства (рис.3).

Совпадение прямых "а" и "b" в точках 1, 2 и 3 (рис.3) свидетельствует о том, что даже при завышенном уровне капитальных вложений (прямая "b") проект характеризуется отсутствием какой-либо суммы накопленных и нескомпенсированных за расчетный период убытков. Поскольку норма амортизации для



Рис.3. Суммарная величина налогов на прибыль и на имущество в зависимости от эффективности разработки месторождения и объема капитальных вложений

этих расчетов принята равной 3,17%, снижение объема требуемых инвестиций никак не отразится на доходе государства.

Начиная с точки 4, траектория прямой "b" расходится с "a" и всегда будет выше ее. Этот факт объясняется тем, что увеличение затрат в 3 раза сопровождается появлением в динамике денежных потоков определенной суммы нескомпенсированных за расчетный период убытков.

Выводы

1. Выявлены основные факторы, влияющие на степень и направленность изменения дохода государства при завышении объема капитальных вложений, — это экономическая эффективность проекта и принятая в расчетах норма амортизационных отчислений.

2. Выведены формулы, позволяющие оперативно количественно оценить влияние завышения капитальных вложений на величину общих налоговых платежей, а также определены условия применения этих формул.

3. В большинстве проектов (в том числе и с искусственно завышенными капитальными вложениями), где достигаются положительные экономические результаты (пусть даже близкие к предельно рентабельным), величина налога на имущество кратно меньше налога на прибыль. Количественные изменения объема инвестиций в большей степени сказываются именно на налоге на прибыль, поэтому можно утверждать, что завышение капиталоемкости проектов будет невыгодно государству.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

Богатства недр России должны получить устойчивое воспроизводство

В.В.Перепелкин (Аудиторская компания «Эрнст энд Янг (СНГ) Лимитед»)

1. Природно-ресурсная база нефтяной промышленности: общероссийские тенденции

В последние годы минерально-сырьевой комплекс Российской Федерации обеспечивает около трети ВВП и по совокупности поступлений - более половины доходов федерального бюджета. Более половины валютных поступлений Россия также получает за счет экспорта первичного минерального сырья, прежде всего нефти и природного газа. В недрах Российской Федерации заключена значительная часть мировых разведанных запасов важнейших видов полезных ископаемых (алмазов, никеля, природного газа, палладия, нефти, углей, золота и серебра (недра России содержат 40% прогнозных мировых запасов газа, 13% нефти, 26% железных руд, 23% угля, 14% урана и пр.). По наиболее проработанным экспертным оценкам, валовая ценность разведанных и оцененных запасов полезных ископаемых в ценах мирового рынка составляет порядка 30 трлн. долл. США (в том числе, извлекаемой ценности разведанных и оцененных запасов основных групп полезных ископаемых - более 19 трлн. долл. США)). Численность населения России составляет лишь 2.6 % общей численности населения Земли, однако наша страна обеспечивает более половины мировой добычи палладия, четверть никеля, природного газа и алмазов, свыше 10% нефти и платины (см. схему 1.1).

Добыча и переработка полезных ископаемых составляет основу экономики многих субъектов Российской Федерации, в том числе и экономически наиболее благополучных. Это в настоящее время объективно вытекает из преобладающе ресурсоориентированного характера российской экономики и ее экспорта, из сложившего благоприятного для экспортёров соотношения внутренних и внешних цен на экспортируемое сырье и пр.

Во многих регионах России

добывающие предприятия являются градообразующими и, включая обслуживающие организации, обеспечивают до 75% рабочих мест и доходов населения, а также основную долю поступлений во все звенья бюджетной системы. Нефть, природный газ, уголь, черные, цветные и благородные металлы, алмазы обеспечивают стабильную социально-экономическую обстановку в регионах севера европейской части России, Урала, Западной Сибири, Кузбасса, Норильского горнопромышленного узла, Восточной Сибири и Дальнего Востока.

К числу важнейших российских богатств относятся углеводороды, прежде всего, *нефть и газ*. По данным НИИ экономики минерального сырья и недропользования Минприроды РФ, в России в настоящее время насчитывается примерно 2300 месторождений нефти и примерно столько же действующих лицензий на их освоение и эксплуатацию. Десятилетие экономических реформ крайне тяжело отразилось на нефтяной промышленности России. За этот период добыча нефти сократилась почти вдвое: с 596 млн.т. в 1988 г. (СССР) до 303 млн.т. в 1998 г. (Россия). Другими словами, минерально-сырьевой комплекс России, созданный до начала 90-х годов и обладающий более высокой устойчивостью к выживанию в условиях реформирования по сравнению с другими отраслями экономики, оказался в критическом состоянии. Тем

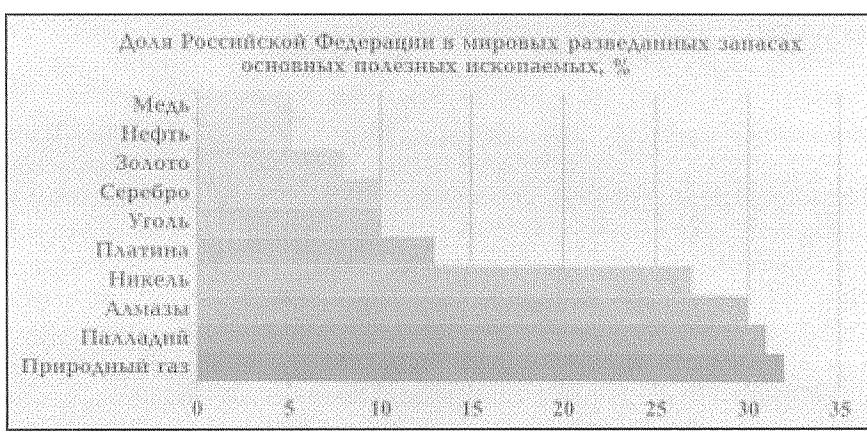


Схема 1.1

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

не менее, минерально-сырьевой комплекс продолжает сохранять фундаментальное значение для народного хозяйства России, сдерживая его от повторного «всплзания» в ситуацию еще более глубокого кризиса. Различные доходы от эксплуатации минерально-сырьевых богатств - важнейший инвестиционный ресурс российской экономики, т.е., по сути, залог ее единственного возможного самосохранения - выход на передовые рубежи современной науки и технологии.

Положение в нефтедобывающей промышленности является весьма сложным. Свыше 70% запасов нефтяных компаний находится на грани рентабельности. Если десять лет назад доля вовлеченных в разработку запасов с дебитом скважин 25 т/сутки составляла 55%, то сейчас такую долю составляют запасы с дебитами скважин до 10 т/сутки, а запасы нефти высокопродуктивных месторождений, дающих около 60% добычи, выработаны более чем на 50%. Доля запасов с выработанностью свыше 80% превышает 25%, а доля с обводненностью в 70% составляет свыше трети разрабатываемых запасов. Продолжают расти трудноизвлекаемые запасы, доля которых уже достигла 55-60% от всех разрабатываемых запасов.

К настоящему моменту государством как собственником недр на основе лицензий раздано 95% месторождений и только 5% (по некоторым оценкам – 8%) остаются в так называемом «нераспределенном фонде недр». Однако, как полагают эксперты, эти 5% достаточно проблематичные с экономической точки зрения месторождения, как правило, относящиеся к категории с особо сложными условиями освоения и эксплуатации.

Относительно общих размеров нефтяных богатств России существуют различные оценки: и оптимистические и пессимистические. Наиболее достоверные оценки были приведены в конце 2003 года в журнале «Эксперт». Они говорят о том, что подтвержденные запасы нефти в России составляют 46 млрд.тонн, или 111 лет при нынешнем объеме ежегодной добычи этого природного богатства («Эксперт», 2003, №45, стр.100). Примерно 80% российских запасов нефти контролируется (через лицензии) примерно полутора десятками крупных нефтяных компаний и их многочисленными «дочками». Около 22% запасов контролируется еще примерно 200 средними и малыми нефтяными компаниями.

Однако как бы ни были велики оцениваемые нефтяные богатства России, они не безграничны и должны постоянно воспроизводиться или восполняться

за счет ведения поисковых и геологоразведочных работ. Между тем, объемы таких работ постоянно сокращаются. Если в 2001 году прирост запасов нефти составил 375 млн. тонн (более ее фактической добычи), то в 2002 году – 254 млн. тонн, а в 2003 году – только 240 млн. тонн, т.е. заметно меньше фактической добычи («Известия», 7 апр.2004, стр.14). По имеющимся оценкам, для того чтобы переломить тенденцию падения добычи углеводородного сырья, требуется освоить месторождения, содержащие 3.5 млрд.м³ газа и 4.5 млрд.т нефти. При этом следует учесть, что удельные затраты на промышленное освоение 1 млн.т. разведанных запасов нефти оцениваются в 2–5 млн.долларов в районах традиционной добычи, а в новых районах в 10–15 млн.долларов. Поэтому для обеспечения роста добычи только нефти в ближайшем пятилетии потребуется от 9 до 22 млрд.долларов при условии, что это будет происходить в старых нефтедобывающих районах России, включая и ХМАО.

Нынешнее видимое благополучие дел в сфере недропользования (высокие объемы добычи на фоне достаточно высоких и устойчивых мировых цен; значительные инвестиционные вложения со стороны самих недропользователей и пр.) не должны нас вводить в заблуждение. Растущие объемы добычи часто обеспечиваются за счет «снятия сливок» с лучших, наиболее рентабельных месторождений, т.е. нарушения норм рационального недропользования, требований эффективного использования природных богатств страны. Инвестиции недропользователей не просто формально не отвечают их обязательствам по лицензионным соглашениям, но и на деле не обеспечивают модернизацию производственного аппарата отрасли, полного освоения современных технологий добычи и полного извлечения природного сырья.

2. Проблемы воспроизводства и повышения эффективности использования ресурсной базы нефтяной промышленности ХМАО.

Территория ХМАО - Югры располагает богатыми природными ресурсами, которые еще длительное время будут формировать материальную и финансовую основу ее экономического развития и благополучия населения. Леса, представляя огромную ценность, являются в то же время питомником и хранителем пушного зверя и лесной птицы. Водные бассейны региона содержат запасы ценной рыбы, привлекают водоплавающую птицу. На протяжении многих веков жизнь коренного населения зависела от рыбного и охотничьего промыслов.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

В округе добывается россыпное золото, жильный кварц и коллекционное сырье. Открыты месторождения бурого и каменного угля. Обнаружены залики железных руд, меди, цинка, свинца, ниобия, тантала; имеются проявления бокситов и др. Находятся в стадии подготовки к разработке месторождения декоративного камня, кирпично-керамзитовых глин, строительных песков и пр. На территории округа выявлены породы, обладающие высокими фильтрационными и сорбционными свойствами. К их числу относятся цеолитсодержащие породы, вулканические образования и др. Разведаны и утверждены эксплуатационные запасы минеральных (йодо-бромных) вод.

Тем не менее, в представлении многих россиян понятия «Ханты-Мансийский автономный округ» и «нефть» не случайно воспринимаются как синонимы – округ является основным нефтегазоносным районом страны, а это значит - одной из важнейших опор выживания и развития российской экономики на фоне сложных реформационных и кризисных процессов на рубеже XX-XXI веков. В настоящее время округ является основным нефтегазоносным районом Российской Федерации. Наиболее крупные месторождения нефти и газа в пределах ХМАО - Самотлорское, Федоровское, Мамонтовское, Приобское и др. Наличие нефти и газа на территории округа было предсказано академиком И.М. Губкиным в 1934 году. Бурение опорных скважин началось в 1951 году. 21 сентября 1953 года, т.е. полвека назад, геологоразведочная скважина в п. Березово дала мощный газовый фонтан, что послужило началом коренного изменения жизни края и его экономики. Планомерное проведение геофизических и буровых работ по углеводородам началось в 1954 году.

25 сентября 1959 года вблизи села Шаим (район современного г. Урай) был открыт нефтеносный пласт с объемом суточной добычи нефти свыше одной тонны. 25 апреля 1960 года из скважины Р-7 на Мулымьинской площади получена первая промышленная нефть (суточный дебит более 10 тонн). В июне 1960 года из скважины Р-6 Шаимской нефтеразведочной экспедиции удариł фонтан нефти с суточным дебитом 300 тонн. Было открыто первое в Сибири месторождение промышленной нефти. Затем были открыты Усть-Балыкское, Западно-Сургутское, Покурское, Ватинское, Мамонтовское, Салымское, Правдинское и многие другие месторождения. В 1965 году стало известно об открытии Самотлорского месторождения, ко-

торое по запасам нефти входит в первую десятку крупнейших месторождений мира.

В 1964 году началась промышленная эксплуатация нефтяных месторождений округа. В 80-е годы на территории округа ежедневно добывалось около миллиона тонн нефти. Развивалась геологоразведка, создавались нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия. Велось строительство нефте- и газопроводов, автомобильных и железных дорог.

Однако с переходом страны к рыночным реформам в начале 1990-х годов происходят существенные изменения в экономике округа. До 1996 года наблюдалось снижение объемов добычи нефти. Заместитель председателя Правительства ХМАО оценил произошедшие потери государства за 1992-2002 годы в результате падения объемов добычи нефти в ХМАО в 180 миллиардов долларов США.

В настоящее время процесс падения стабилизировался, и Ханты-Мансийский автономный округ по-прежнему является основной топливно-энергетической базой страны. На территории Ханты-Мансийского автономного округа в настоящее время добывается 56% российской нефти, что составляет около 6% мировой добычи нефти. На территории округа к настоящему времени открыто 413 месторождений нефти и газа, действуют 834 лицензии на право пользования недрами. Под лицензионными участками по добыче углеводородов сейчас находится примерно треть территории округа.

Практически весь Ханты-Мансийский автономный округ, за исключением Приполярного Урала, является нефтегазоносным. В эксплуатации находится 215 месторождений (на сегодняшний день в эксплуатации находятся месторождения с общими запасами в 14 миллиардов тонн). На 1 января 2004 года в автономном округе насчитывается 48 месторождений, добыча по которым с начала текущего года превысила 1 млн. тонн нефти. Среднесуточная добыча нефти составляет порядка 630-640 тыс. тонн. На долю вертикально интегрированных нефтяных компаний приходится 95% добычи нефти.

С начала разработки нефтяных месторождений на территории автономного округа (1964 г.) накопленная добыча нефти составила на 1 января 2004 года 7806,7 млн. тонн. Однако еще около 20 миллиардов тонн нефти оцениваются как потенциальный запас природных богатств ХМАО. Согласно теории вероятности, на территории ХМАО - Югры остается

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

неоткрытым еще одно уникальное месторождение с запасами нефти более 300 миллионов тонн.

Современное состояние сырьевой базы нефтяной промышленности округа характеризуется ухудшением структуры и качества запасов (подобная тенденция свойственна и многим другим нефтедобывающим регионам Российской Федерации). Большая часть разрабатываемых нефтяных месторождений находится в поздней стадии разработки. Снижаются уровни добычи нефти и увеличивается обводненность. Можно сказать, что все нефтяные месторождения на поздней стадии их эксплуатации превращаются в сложнопостроенные. Этому способствует высокая естественная неоднородность продуктивных пластов.

Указанные объективные негативные тенденции дополняются трудностями субъективного порядка, связанными в первую очередь с условиями рыночного хозяйствования. Для некоторых нефтяных компаний выведение из эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин является обычной практикой с целью сохранения рентабельности производства. Многие скважины переводятся в бездействие или консервацию из-за низких текущих дебитов или высокой обводненности добываемой продукции. Нередко подобные мероприятия не подкреплены соответствующими технико-экономическими расчетами, берутся во внимание только показатели отключаемых скважин, не учитывается определенная их роль в системе разработки всей залежи.

В 1999 году неработающий фонд скважин по Ханты-Мансийскому округу составил 38% от пробуренного фонда скважин. Т.е. в последние годы высокая доля простаивающих скважин является острой проблемой в разработке нефтяных месторождений округа.

Ежегодный рост добычи нефти сейчас составляет около 8%. В 2004 году на территории Ханты-Мансийского автономного округа планируется добить 253 миллиона тонн нефти. К 2010 году ежегодный объем добычи нефти на территории округа планируется довести до 410 миллионов тонн. Правительством ХМАО сделан анализ различных вариантов развития событий с прогнозом добычи до 2050 года. Если не восстановить необходимых объемов поисковых и геологоразведочных работ, то к 2050 году страна потеряет еще более 7 миллиардов тонн нефти.

В настоящее время у государства есть возможность позитивно повлиять на развитие нефтяной отрасли. В частности, за счет незамедлительного прове-

дения аукционов по нераспределенным участкам недр, чего на территории Югры не проводилось последние три года из-за ошибочной политики Министерства природных ресурсов. Однако главная предпосылка к эффективному использованию природных богатств региона - восстановление необходимых объемов поисковых и геологоразведочных работ.

Нынешняя же ситуация характеризуется экспертами, как «истощение отрасли». Актуальность этих вопросов была в очередной раз подчеркнута на форуме «ТЭК России: региональные аспекты» в Санкт-Петербурге, где констатировался далекий от оптимизма факт: планируемая добыча нефти в России обеспечена разведенными запасами только до 2010 года. Далее будет необходим ввод новых месторождений, но приrostы запасов ежегодно и неуклонно снижаются. Если в 2001 году было разведано 375 млн.тонн нефти, то в 2002 году - 254 млн.тонн и в 2003 году, по предварительным оценкам, 240 млн. тонн. В этом году российские компании планируют добыть 440 млн.тонн нефти, а прирост запасов составит не более половины этого объема.

Практически все разведанные запасы нефти страны на сегодняшний день распределены между российскими компаниями. В распоряжении государства, по данным МПР, осталось всего около 8% запасов, и в основном это трудноизвлекаемая нефть в местах с плохой инфраструктурой. Готовые к разработке даже средние по размерам месторождения в государственном резерве отсутствуют. Поэтому законодательная база, которая бы стимулировала разведочные работы нефтяных компаний, становится все более актуальной.

По расчетам МПР, в ближайшие 10 лет для достижения относительного баланса между темпами добычи полезных ископаемых и воспроизводством их запасов российским нефтегазовым компаниям необходимо инвестировать в геологоразведку не менее \$30 млрд., т.е. по \$3 млрд. в год. Для сравнения: в 2003 году, по данным МПР, суммарный объем финансирования геологоразведочных работ (ГРР) на углеводородное сырье составил примерно \$1.3 млрд., из них около \$ 200 млн. - из федерального бюджета и бюджетов субъектов Федерации.

Между тем, в 2003 году в добывающем секторе экономики ХМАО сохранилась тенденция снижения объемов *геологоразведочных работ*, в частности, в связи с изменением с 2002 года системы финансирования геологоразведочных работ. По сравнению с 2002 годом значительное снижение объемов поискового и

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

ЭКОНОМИКА

разведочного бурения на углеводороды отмечается на нераспределенном фонде недр: пробурено 61.5 тыс. погонных метров скважин, что составило 55% к уровню 2002 года. На распределенном фонде недр объем бурения составил 435.7 тыс. погонных метров, или 99% к уровню 2002 года. Уменьшение объемов наблюдается и по проведению сейсморазведочных работ на углеводородное сырье методами 2D и 3D, объемы по которым составили 68% по сравнению с 2002 годом. Существенно снижены объемы бурения и объемы проходки подземных горных выработок при проведении поисково-оценочных работ на твердые полезные ископаемые, соответственно, в 3.1 раза и в 2 раза по сравнению с объемами за 2002 год, что обусловлено значительным сокращением финансирования поисковых и геологоразведочных работ из средств бюджета автономного округа.

Геологоразведочные и научно-исследовательские работы на нераспределенном фонде недр осуществляются в соответствии с Территориальной программой геологического изучения нераспределенного фонда недр на территории автономного округа. Финансирование программы в 2003 году составило 2787 млн. рублей, в том числе финансирование из окружного бюджета было осуществлено в объеме 1788 млн. рублей. В 2002 году из бюджета округа на эти было выделено 4.7 млрд. рублей, или в 2.5 раза больше. При отсутствии целевых отчислений на воспроизведение минерально-сырьевой базы (ВМСБ) и потере многих видов налоговых поступлений (практически полная централизация НДПИ по углеводородам), округ более не в состоянии нести основное бремя финансирования поисковых и геологоразведочных работ. В этом смысле решением проблемы может быть только восстановление достаточной меры ответственности федерального центра за финансирование поисковых и геологоразведочных работ (по стратегическим видам полезных ископаемых), возможно, и путем повторного введения в хозяйственную практику такого инструмента, как целевые отчисления на воспроизведение минерально-сырьевой базы.

По имеющимся данным, в 2003 году объем финансирования геологоразведочных работ (ГРР) на углеводородное сырье составил 38.5 млрд. рублей, в том числе из средств федерального бюджета - 2.0 млрд. рублей, из бюджета субъектов РФ - 3.9 млрд. рублей, за счет средств недропользователей - 32.6 млрд. рублей. Сравнение с финансированием ГРР на 2002 год показывает, что происходит дальнейшее сокращение

ассигнований из федерального бюджета и бюджетов субъектов РФ и возрастают ассигнования за счет недропользователей. Очевидно, эта тенденция сохранится и в 2004 году.

В 2003 году лимит бюджетных ассигнований на работы по ВМСБ топливно-энергетических ресурсов составил 2311.07 млн. рублей, в том числе нефть и газ - 2034.67 млн. рублей. Работы выполнялись на 100 объектах, в том числе на углеводородное сырье - на 70 объектах. Прирост запасов нефти ожидается в размере 230-250 млн.тонн (в 2002 году - 250 млн.тонн), газа не менее 500 млрд.м³ (в 2002 году - 928 млрд.м³). Примерно такой же уровень прироста запасов нефти и газа сохранится в 2004 году.

Значительное внимание было уделено оценке начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья на территории Российской Федерации. В соответствии с приказом № 797 от 03.09.2003 г. «О дополнительных мерах по обеспечению завершения работ по уточнению количественной и геолого-экономической оценки ресурсов углеводородного сырья России» проводится работа по пересчету прогнозной оценки ресурсов углеводородов.

МПР за 10 месяцев 2003 года выдало 350 лицензий на добычу нефти (на 20 больше, чем за весь 2002 год). В результате в 2003 году в России разрабатывалось около 700 нефтяных месторождений, или 91% запасов нефти.

В программе ГРР на 2004 год за счет бюджетных средств планируется проведение ГРР на УВ-сыре в объеме 2130 млн. рублей, что позволит обеспечить подготовку ресурсов нефти по категории D₁ - 1400 млн.тонн; газа по категории D₁ - 700 млрд.м³.

На 2004 год определены три главных направления ГРР: наиболее перспективные районы Восточно-Сибирской и Западно-Сибирской провинций, шельфы морей России (Арктический шельф и Дальневосточные моря), а также нераспределенный фонд слабоизученных зон традиционных нефтегазоносных провинций Европейской части России.

На территории ХМАО сегодня разведано примерно 12 миллиардов тонн нефти, кроме этого, еще 14 миллиардов тонн углеводородного сырья не разведано. Предполагается открытие крупных месторождений, запасы которых составят не менее трехсот миллионов тонн. Эти факты говорят о том, что еще на протяжении долгих лет основной отраслью в Среднем Приобье будет нефтегазодобывающая.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

Методические рекомендации по определению рыночной стоимости геологической информации

С.А.Филатов (ГП ХМАО НАЦ РН им.В.И.Шпильмана)

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Данные «Методические рекомендации...» разработаны с целью определения «справедливой» рыночной стоимости геологической информации при передаче права собственности на нее. Они могут стать основой для установления размера платежей при передаче иных, отличных от права собственности, прав, в частности, права временного пользования.

Введение понятия «справедливой стоимости» геологической информации связано с тем, что до настоящего времени нет четкого методического подхода к установлению платы за геологическую информацию при передаче имущественных прав на нее. А это является причиной нанесения значимого материального ущерба одному из субъектов недропользования – государству в лице федеральных и территориальных органов власти.

«Методические рекомендации...» нацелены на применение их в нефтегазовой отрасли в процессе реализации любого из этапов инвестиционного проекта в этой сфере деятельности, однако они могут быть в равной степени использованы и для других отраслей недропользования (прочих видов полезных ископаемых кроме углеводородного сырья).

Сделка по купле-продаже геологической информации может быть осуществлена при наличии двух сторон, одна из которых продавец, а другая - покупатель. В общем виде передача права собственности на геологическую информацию в нефтегазовой отрасли происходит при следующих вариантах сделки:

- а) «государство – инвестор»;
- б) «инвестор – инвестор».

Первый вариант используется чаще всего на этапе предоставления права пользования недра-

ми: права на геологическое изучение участка недр или права на добычу полезных ископаемых.

Второй вариант, в большей степени, подразумевает оборот прав на геологическую информацию, который в настоящее время практически отсутствует.

«Методические рекомендации...» базируются на принципах оценочной деятельности в Российской Федерации с учетом специфики нефтегазовой отрасли.

Установление «справедливой» рыночной стоимости геологической информации основано на применении трех традиционных подходов к оценке: затратного, сравнительного и доходного. В каждом из них находят свое отражение специфические особенности геологической информации как объекта оценки.

Данная методика предусматривает оценку геологической информации субъектом (юридическим или физическим лицом), имеющим профессиональную подготовку в области оценочной деятельности, подтвержденную наличием лицензии, а также знающим специфику нефтегазовой отрасли.

Результаты оценки оформляются в виде отчета об оценке геологической информации, представляемого в соответствии со стандартами оценочной деятельности.

2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Информация – сведения о лицах, предметах, фактах, событиях, явлениях и процессах независимо от формы их представления.

Геологическая информация – сведения (данные) о геологическом строении и истории геологического развития недр, составе, свойствах и условиях залегания горных пород, полезных ископаемых и других геологических образова-

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

ний, геофизических и геохимических полях, иных свойствах недр, а также способах и результатах изучения и использования недр и извлекаемых из них продуктов.

Документированная информация (документ) – зафиксированная на материальном носителе информация с реквизитами, позволяющими ее идентифицировать.

Информационные ресурсы – отдельные документы и отдельные массивы документов, документы и массивы документов в информационных системах (библиотеках, архивах, фондах, банках данных, других информационных системах).

Рыночная стоимость геологической информации – наиболее вероятная цена, по которой геологическая информация может быть отчуждена на открытом рынке в условиях конкуренции, когда стороны сделки действуют разумно располагая всей необходимой информацией, а на величине цены сделки не отражаются какие-либо чрезвычайные обстоятельства.

Стоимость замещения – стоимость затрат на создание объекта, аналогичного объекту оценки, в рыночных ценах, существующих на дату проведения оценки, с учетом износа объекта.

Стоимость воспроизведения – сумма затрат в рыночных ценах, существующих на дату проведения оценки, на создание объекта, идентичного объекту оценки, с применением идентичных материалов и технологий, с учетом износа объекта.

Износ геологической информации – потеря геологической информацией части своей стоимости под воздействием факторов внешней и внутренней среды.

3. КЛАССИФИКАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Геологическая информация может быть классифицирована по следующим признакам:

1) по способу получения:

- картографическая,
- петролого-геохимическая,

- геофизическая;
- 2) по форме представления:
 - фактографическая (на природных носителях),
 - электронно-цифровая (на машинных носителях),
 - документированная (на бумажных носителях);
- 3) по стадии получения:
 - первичная,
 - производная;
- 4) по категории доступа:
 - открытая (общего пользования),
 - ограниченного доступа:
 - конфиденциальная,
 - государственная тайна;
- 5) по форме собственности:
 - государственная,
 - муниципальная,
 - физических лиц,
 - юридических лиц,
 - общая,
 - иной формы собственности;
- 6) по виду передаваемых прав:
 - на праве собственности,
 - на праве временного пользования,
 - на иных правах;
- 7) по направлению использования:
 - с целью получения дохода,
 - с целью некоммерческого использования.

При оценке геологической информации необходимо на этапе определения объекта оценки установить, к какой категории он относится в соответствии с классификацией, поскольку это может повлиять на итоговую величину стоимости.

4. ПРАВОВОЙ СТАТУС ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Согласно главе 6 ст. 128 ГК РФ, информация относится к объектам гражданских прав наряду с имуществом, работами и услугами, результатами интеллектуальной деятельности, интеллектуальной собственностью и нематериальными благами. Данная формулировка позволяет

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

сделать вывод о том, что информация (в том числе и геологическая) не входит в состав имущества.

В то же время Федеральный Закон «Об информации, информатизации и защите информации» №24-ФЗ от 20.02.1995 г. определяет информационные ресурсы как элемент состава имущества. Поскольку информационные ресурсы есть не что иное, как документированная информация с наличием реквизитов, позволяющих ее идентифицировать, можно говорить о наличии определенных условий, необходимых для отнесения информации к имуществу. Это еще раз свидетельствует о соблюдении требования четкого определения геологической информации с помощью классификатора.

Федеральный Закон «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» №135-ФЗ от 29.07.1998 г. в статье 5 «Объекты оценки» оговаривает, что информация может быть объектом оценки. Таким образом, при составлении отчета об оценке в качестве объекта оценки может выступать геологическая информация с конкретизацией ее содержания (состава).

5. ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ЗАТРАТНЫМ ПОДХОДОМ

5. 1. Расчет затрат на создание геологической информации

Затратный подход представляет собой совокупность методов оценки стоимости, основанных на определении затрат, необходимых для восстановления (воспроизведения) или замещения объекта оценки, с учетом его износа.

Расчет стоимости геологической информации в рамках затратного подхода должен базироваться на расчете суммы затрат, которые фактически были понесены (принцип воспроизведения), либо которые необходимо понести (принцип замещения) для создания идентичного или аналогичного объекта оценки, соответственно (формула 5.1).

$$C_i = \sum_{i=1}^n C_i = C_1 + C_2 + C_3 + \dots + C_n \quad (5.1)$$

где C_i - общие затраты на создание идентичной или аналогичной геологической информации (руб.);

C_i - затраты на выполнение определенного вида работ (руб.);

$i = 1, 2, 3, \dots, n$ - конкретный вид работ, необходимых для создания геологической информации.

В зависимости от того, на какой стадии реализации находится инвестиционный проект, варьируется количество элементов затрат. Для более поздних стадий « n » выше.

Деление общих затрат на элементы по видам работ предполагает использование нормативного способа определения каждого из элементов затрат (формула 5.2)

$$C_i = Q_i \cdot N_i \quad (5.2)$$

где Q_i - объем выполненных работ (натур.ед.изм.);

N_i - норматив стоимости единицы работ (руб./натур.ед.изм.).

В качестве натуральных единиц измерения могут выступать единицы длины, площади, времени. Следует отметить, что определение суммы затрат, необходимых для создания геологической информации, является лишь первым этапом оценки в рамках затратного подхода. В дальнейшем оценка производится одним из двух методов: индексным или методом замещения. Нормативный способ расчета затрат необходимо использовать при расчете стоимости геологической информации методом замещения.

5.2. Индексный метод оценки геологической информации

Индексный метод оценки геологической информации основан на принципе воспроизведения объекта оценки. То есть, суммируются фактические затраты, понесенные ранее для получения оцениваемой геологической информации. Особенность метода заключается в том, что осуществленные в прошлом денежные потоки (оттоки) приводятся к их величинам на дату оценки с помощью индексов удорожания работ по их видам.

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

Таким образом, пошаговая процедура оценки геологической информации индексным методом может быть представлена в следующем виде:

1. Сбор информации по фактически понесенным разновременным затратам на создание геологической информации и группировка их по элементам согласно конкретным видам работ.

2. Расчет индексов удорожания отдельно по каждому виду работ на основе имеющейся информации (формула 5.3) и определение при необходимости интегрального индекса удорожания (рассчитывается и используется в случае, когда невозможно разбить затраты на элементы)

$$I_i = Nd.a.i / N d.p.c_i \quad (5.3)$$

где I_i - индекс удорожания по конкретному виду работ;

$Nd.a.i$ - норматив стоимости единицы работ на дату оценки (руб./натур.ед.изм.);

$Nd.p.c_i$ - норматив стоимости единицы работ на дату произведенных затрат (руб./натур.-ед.изм.).

3. Определение полной стоимости воспроизведения объекта оценки (формула 5.4).

$$TVR = \sum_{i=1}^n C_i \cdot I_i \quad (5.4)$$

где TVR - полная стоимость воспроизведения (руб.).

При использовании интегрального индекса удорожания, который может быть получен любым способом усреднения, полная стоимость воспроизведения рассчитывается по формуле 5.5.

$$TVR = C_i \cdot I_{int\ egral} \quad (5.5)$$

где $I_{int\ egral}$ - интегральный (обобщающий) индекс удорожания.

При этом общие затраты определяются в соответствии с формулой 5.1.

4. Определение величины общего износа геологической информации.

5. Расчет итоговой оценочной стоимости геологической информации по данному методу (формула 5.6).

$$AV_{ind} = TVR - W_i \quad (5.6)$$

где AV_{ind} - итоговая оценочная стоимость по индексному методу (руб.);

W_i - общий износ объекта оценки (геологической информации) (руб.).

Данный метод имеет ряд преимуществ, главное из которых состоит в точности оценки, поэтому при определении стоимости геологической информации в рамках затратного подхода необходимо отдавать предпочтение именно ему.

5.3. Оценка геологической информации методом замещения

Метод замещения используется тогда, когда отсутствует информация, необходимая для расчетов по индексному методу, то есть невозможно рассчитать индексы удорожания и/или нет данных по фактическим затратам на создание геологической информации.

Данный метод основан на наличии информации по нормативам стоимости единиц работ на дату оценки. При этом оценка базируется на принципе замещения, когда в расчет принимаются нормативы затрат на создание не идентичных, а аналогичных объектов. В связи с этим снижается точность оценки, однако сокращается и время расчетов.

Процедура оценки геологической информации методом замещения такова:

1. Сбор информации по натуральным показателям фактически произведенных работ по созданию геологической информации.

2. Сбор информации по нормативам стоимости единиц работ по их видам на дату оценки. Условия проведения работ должны быть максимально приближены к условиям фактически проведенных работ (по географическому критерию, по исполнителю и т. д.).

3. Расчет каждого из элементов общих затрат (формула 5.7) в зависимости от вида работ

$$C_i = Q_i \cdot N d.p.c_i \quad (5.7)$$

4. Расчет общих затрат на создание геологической информации по формуле 5.1, которые в то же время будут являться полной стоимостью замещения (формула 5.8)

$$C_i = TVS \quad (5.8)$$

где TVS - полная стоимость замещения объекта оценки (руб.).

5. Определение величины общего износа геологической информации.

6. Расчет итоговой оценочной стоимости

73

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

геологической информации по данному методу (формула 5.9)

$$AV_{sub} = TVS - W_t \quad (5.9)$$

где AV_{sub} - итоговая оценочная стоимость по методу замещения (руб.).

5.4. Износ геологической информации

При оценке геологической информации затратным подходом необходимо учитывать ее износ. Для определения величины износа следует знать, какому из его видов подвержена геологическая информация. Вообще, под «износом» в широком смысле слова понимается потеря объектом части своей стоимости в результате влияния объективных и субъективных факторов внешней и внутренней среды.

Износ можно классифицировать по следующим признакам:

а) по причине возникновения:

- физический,
- моральный (функциональный),
- экономический (внешний);

б) по возможности устранения:

- устранимый,
- неустранимый.

Геологическая информация как объект оценки не может иметь физический износ из-за того, что он подразумевает устаревание материальных характеристик объекта. Данный вид износа, скорее, присущ вещественному носителю геологической информации (горная порода, бумажные или машинные носители).

Под экономическим видом износа понимается уменьшение полезности объекта в результате изменения внешних условий. Под внешними условиями подразумеваются: макроэкономическая ситуация, условия локального рынка, финансовые и законодательные условия и т. д. Эти и другие ограничения могут снижать стоимость геологической информации, поэтому она может быть подвержена экономическому устареванию.

Моральный износ предполагает появление каких-либо новых технологий, решений, объектов-аналогов с более совершенными функциональными характеристиками. Геологическая ин-

формация как объект оценки может иметь моральный износ тогда, когда на момент оценки существуют более совершенные (современные) способы ее получения, чем те, с помощью которых она фактически была создана, и все это сказывается на ее полноте и достоверности.

Моральный и экономический износ геологической информации могут быть как устранимыми, так и неустранимыми. Проведение дополнительных изысканий и исследований с использованием новейших достижений научно-технического прогресса способно существенно снизить величину морального износа геологической информации, так же, как и любое новое изменение ситуации на макроуровне.

Таким образом, возникает необходимость определения износа геологической информации в процентном, а затем и в денежном выражении. При этом следует использовать один или совокупность экспертных методов в силу специфики объекта.

Из вышеизложенного следует, что общий износ геологической информации состоит из двух элементов (формула 5.10)

$$w_t = 1 - (1 - w_m) \cdot (1 - w_e) \quad (5.10)$$

где w_t - общий износ геологической информации (доли ед.);

w_m - моральный износ геологической информации (доли ед.);

w_e - экономический износ геологической информации (доли ед.).

Тогда общий износ геологической информации в денежном выражении может быть рассчитан следующим образом (формулы 5.11, 5.12):

$$W_t = w_t \cdot TVR \quad (5.11)$$

$$W_t = w_t \cdot TVS \quad (5.12)$$

Именно эта расчетная величина применяется в формулах 5.6 и 5.9.

6. ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ СРАВНИТЕЛЬНЫМ ПОДХОДОМ

Под сравнительным подходом в оценочной деятельности понимается совокупность методов оценки, основанных на сравнении оцениваемого объекта с аналогичными объектами, в отно-

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

шении которых имеется информация о ценах сделок с ними. Таким образом, методы оценки в рамках данного подхода основаны на принципе замещения.

При оценке геологической информации в условиях отсутствия сформировавшегося рынка купли-продажи прав собственности на геологическую информацию сравнительный подход не может быть использован, поскольку недостаток информации способствует искажению результатов оценки.

7. ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ДОХОДНЫМ ПОДХОДОМ

7.1. Прогнозирование дохода от использования геологической информации

Доходный подход к оценке геологической информации основывается на определении ожидаемых доходов от ее использования с точки зрения потенциального покупателя.

Для того, чтобы количественно спрогнозировать возможный доход, который может принести конкретная геологическая информация, необходимо четко знать о том, что понимать под доходом в данном случае.

Цель любых проводимых на участке недр работ в рамках любого этапа реализации нефтегазового инвестиционного проекта – получение геологической информации. На ее основе принимается решение о вложении денежных средств в дальнейшее освоение участка недр. Данное решение можно назвать инвестиционным решением; при этом инвестиции – это затраты, которые первичны, единовременны и необходимы для последующего получения положительного денежного потока, где текущие доходы превышают текущие расходы. Поэтому под доходом от использования геологической информации следует понимать образующийся при реализации инвестиционного проекта разработки месторождения поток наличности в его традиционном виде, который он имеет как результат геолого-экономической оценки (формула 7.1). Однако особо следует отметить, что в отдельных случаях под

доходом от использования геологической информации следует понимать дополнительный доход, который искомая информация может принести. В такой ситуации необходимо выделять поток наличности, образуемый конкретной геологической информацией в составе общего денежного потока от освоения запасов. Основой для расчета дополнительного дохода может быть возможное снижение риска, которое способствует приступу запасов. Если же оцениваемая геологическая информация уточняет величину углеводородов в сторону уменьшения, тогда под доходом от использования объекта оценки следует понимать экономию средств, которые может сохранить инвестор, выбрав правильный вариант дальнейших действий по освоению месторождения

$$CF = P_{net} + Dep - CP \quad (7.1)$$

где CF – поток наличности по проекту (руб.);

P_{net} – чистая прибыль инвестора (руб.);

Dep – амортизация основных фондов (руб.);

CP – капитальные вложения по проекту (руб.).

Таким образом, прогнозирование дохода от использования геологической информации основано на применении геолого-экономической оценки для расчета потока наличности.

В тех случаях, когда право собственности на геологическую информацию передается с целью некоммерческого использования последней, либо когда невозможно спрогнозировать будущий доход, доходный подход не может быть применен вообще или может быть для получения справочной информации.

7.2. Метод дисконтирования для оценки геологической информации

В теории и практике оценочной деятельности существует несколько методов оценки доходным подходом. Наиболее часто применяемые из них – метод прямой капитализации дохода и метод дисконтирования. Оба они нацелены на приведение будущих денежных потоков к их стоимости в настоящий момент времени (на дату оценки). Однако существуют определенные условия их применения.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

Метод капитализации возможен только тогда, когда ежегодный доход, приносимый объектом оценки, постоянен или постоянен его темп роста. Метод дисконтирования используется в случае невозможности прогнозирования дохода, а также при непостоянном ежегодном доходе.

Очевидно, что для оценки геологической информации применим второй метод, условия применения которого характерны для проектов в нефтегазовой сфере.

Оценка геологической информации методом дисконтирования заключается в суммировании ежегодных дисконтированных потоков наличности по проекту (формула 7.2), доход по которому и является доходов от использования геологической информации

$$AV_{disc} = NPV_t = \sum_{j=1}^T CF_j \cdot D \quad (7.2)$$

где AV_{disc} - итоговая оценочная стоимость по методу дисконтирования (руб.);

NPV_t - накопленный чистый дисконтированный денежный поток наличности по проекту (руб.);

CF_j - поток наличности в конкретном году (руб.);

D - коэффициент дисконтирования;

$j = 1, 2, 3, \dots, T$ - конкретный год реализации проекта.

Следует отметить, что срок реализации проекта (T) – это чаще всего срок действия лицензии на добычу или геологическое изучение. В формуле 7.2 коэффициент дисконтирования определяется таким образом (формула 7.3):

$$D = 1/(1+d)^t \quad (7.3)$$

где d - ставка дисконтирования.

Именно ставка дисконтирования отражает насколько велик риск по проекту. Чем выше ставка, тем меньше текущая стоимость будущих денежных потоков. Ставка дисконтирования, как правило, может быть определена тремя способами:

- кумулятивным ;
- способом средневзвешенной цены капитала;
- способом оценки капитальных активов.

Для оценки геологической информации применимы оба способа.

Кумулятивный способ основан на сложении безрисковой ставки с премией за риск для конкретного проекта (формула 7.4)

$$d_{cum} = d_{w.r.} + d_r \quad (7.4)$$

где d_{cum} - ставка дисконтирования, рассчитанная по кумулятивному способу;

$d_{w.r.}$ - безрисковая ставка;

d_r - премия за риск для конкретного проекта.

Безрисковая ставка отражает альтернативное вложение денег с получением гарантированного дохода, поэтому в качестве такой альтернативы могут выступать:

- доходность по депозитным вкладам Сбербанка России;

- доходность по государственным ценным бумагам (ОФЗ);

- ставка рефинансирования Центрального Банка Российской Федерации.

Премия за риск носит характер экономического индикатора рискованности проекта. Чем выше значение этого показателя, тем привлекательнее проект, поскольку велики будущие доходы по нему. По рискованным проектам инвестор, закладывая большую рисковую составляющую, как бы страхует себя от «проигрыша», искусственно занижая текущую стоимость будущих денежных поступлений. Премия за риск, как правило, устанавливается экспертизой, что несколько снижает точность оценки.

Способ средневзвешенной цены капитала специфичен тем, что он отражает структуру капитала инвестора, вкладывающего деньги в проект (формула 7.5)

$$d_{wacc} = k_d \cdot (1-t_c) \cdot w_d + k_p \cdot w_p + k_s \cdot w_s \quad (7.5)$$

где d_{wacc} - ставка дисконтирования, рассчитанная по способу средневзвешенной цены капитала;

k_d - цена привлечения заемного капитала;

t_c - ставка налога на прибыль;

w_d - доля заемного капитала в структуре капитала предприятия;

k_p - цена привлечения акционерного капитала (привилегированные акции);

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

w_p - доля привилегированных акций в структуре капитала предприятия;

k_s - цена привлечения акционерного капитала (обыкновенные акции);

w_s - доля обыкновенных акций в структуре капитала предприятия.

Недостатком данного способа является трудоемкость сбора информации, необходимой для расчета ставки дисконтирования.

Способ оценки капитальных активов имеет некоторые сходства с кумулятивным способом и основан на информации о ситуации на фондовом рынке (формула 7.6).

$$d_{capm} = R_f + \beta \cdot (R_m - R_f) + S_1 + S_2 + C \quad (7.6)$$

где d_{capm} - ставка дисконтирования, рассчитанная по способу оценки капитальных активов;

R_f - доходность по наименее рискованным ценным бумагам на рынке;

β - мера систематического риска, связанного с макроэкономическими и политическими процессами, происходящими в стране;

R_m - общая доходность рынка в целом (среднерыночного портфеля ценных бумаг);

S_1 - премия для малых предприятий;

S_2 - премия за риск, характерный для отдельной компании;

C - страновой риск.

Два последних способа определения ставки дисконтирования главным образом используются при оценке ценных бумаг и бизнеса. Оценка геологической информации имеет свою специфику, поэтому дисконтирование дохода лучше всего проводить по ставке, основывающейся на средней норме дохода, при которой недропользователи рассматривают вложение денежных средств в инвестиционный проект по освоению месторождения.

7.3. Учет фактора неопределенности при оценке геологической информации доходным подходом

Особенностью применения доходного подхода к оценке геологической информации явля-

ется высокая степень неопределенности при прогнозировании дохода. Действительно, геологическая информация позволяет сделать вывод о наличии или отсутствии ресурсов и запасов углеводородного сырья в недрах. Продаже подлежит, скорее, та геологическая информация, которая свидетельствует о наличии нефтегазового потенциала участка недр. При этом главная проблема - количественное определение такого потенциала.

Классификация ресурсов и запасов нефти и газа основана на различной степени изученности отдельных категорий. Поэтому при купле-продаже геологической информации, свидетельствующей о нахождении в недрах определенного количества ресурсов и запасов углеводородов, нельзя утверждать, что именно это количество будет добыто в итоге. Тем самым, возникает неопределенность при расчете величины денежного потока.

Воздействие такого рода факторов может быть снижено путем применения различных методов управления рисками (например, метод Монте-Карло), в результате которых наблюдается распределение вероятностей получения конкретных величин денежного потока. Следствием этого может быть выведение интервальной оценки стоимости геологической информации в рамках доходного подхода. Однако границы интервала могут быть очень широки, что также снижает достоверность оценки.

Выходом из данной ситуации является применение коэффициентов перевода ресурсов и запасов нефти и газа из низших категорий в высшие категории. Эти коэффициенты основаны на фактических ретроспективных данных о соотношениях между различными категориями углеводородов. Таким образом, чем ниже категория ресурсов (запасов) нефти и газа, количественно определенных на основании имеющейся геологической информации, тем ниже их коэффициент перевода в запасы промышленных категорий, а также меньше доход от использования этой геологической информации, что отражается и на ее стоимости.

В целом, можно сделать вывод о невысокой достоверности оценки геологической

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

информации в рамках доходного подхода, если объект оценки получен на ранних стадиях геологоразведочных работ. Иначе, роль доходного подхода возрастает при повышении степени изученности участка недр.

8. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Особенность определения рыночной стоимости геологической информации заключается в том, что термин «рыночная стоимость» отличается от «рыночной цены» своим «рекомендательным» характером, то есть цена возникает уже по факту совершенной сделки.

Рыночная стоимость геологической информации должна учитывать все примененные в процессе оценки подходы, расчет стоимости по которым отражен в отчете об оценке. Как правило, это делается с помощью сложения рассчитанных различными методами оценочных стоимостей, умноженные на соответствующие им весовые коэффициенты (формула 8.1)

$$MV = AV_c \cdot K_c + AV_p \cdot K_p \quad (8.1)$$

где MV - рыночная стоимость геологической информации (руб.);

AV_c - оценочная стоимость геологической информации, полученная затратным подходом (руб.);

K_c - весовой коэффициент затратного подхода;

AV_p - оценочная стоимость геологической информации, полученная доходным подходом (руб.);

K_p - весовой коэффициент доходного подхода.

Исходя из вышеизложенного, очевидно, что $AV_c = AV_{ind}$ или $AV_c = AV_{sub}$ для затратного подхода и $AV_p = AV_{disk}$ для доходного подхода.

Весовые коэффициенты могут быть рассчитаны разными способами: на основе экспертных оценок, методом иерархий и т. д. Однако из-за того, что доходный подход почти всегда сопряжен с неопределенностью при прогнозировании дохода, а следовательно, имеет меньшую точность оценки, при согласовании результатов применения затратного и доходного подходов к оцен-

ке геологической информации предпочтение, в большинстве случаев, следует отдавать затратному подходу.

9. ОЦЕНКА РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ПРАВА ПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИЕЙ

Геологическая информация как объект гражданских прав может передаваться не только на правах собственности, но и на иных правах, в частности, праве временного пользования. В основном, сделка по передаче права пользования геологической информацией имеет место в случае, когда в качестве сторон сделки выступают государство и недропользователь. При этом возникает необходимость оценить право пользования геологической информацией.

Оценка рыночной стоимости прав может осуществляться тремя традиционными подходами: затратным, доходным и сравнительного анализа продаж. Методы затратного подхода в наименьшей степени способны отразить ценность такого актива, как право пользования геологической информацией, поскольку не учитывают потенциальную доходность объекта оценки. В связи с этим затратный подход практически не применяется для оценки прав. Для применения сравнительного подхода недостаточно достоверной информации.

Как правило, для оценки используются методы доходного подхода. Стандартными являются методы дисконтированных денежных потоков и капитализации прибыли (ренты). Метод капитализации применим для объектов, приносящих стабильный доход, поэтому в данном случае не может быть применен. Стандартный метод дисконтированных денежных потоков исключает способность собственника принимать в будущем решения, адекватные складывающейся ситуации.

Таким образом, для оценки права пользования геологической информацией можно использовать опционные модели. Ценность применения опционного подхода в оценке особенно актуальна при наличии высокой неопределенности относительно будущих исходов (когда высока вероятность получения новой информации).

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

Опционом (option) называют производный финансовый инструмент, предоставляющий право (но не обязательство) его владельцу купить или продать какие-либо активы по заранее оговоренной цене, которая называется ценой исполнения опциона, в заранее оговоренный срок, именуемый продолжительностью опциона. Таким образом, в опционном контракте в обязательном порядке оговариваются следующие моменты:

- актив, который может быть куплен или продан;
- количество данного актива;
- цена исполнения опциона (exercise price, strike price);
- дата, когда право купить или продать утрачивается, или дата истечения (expiration date).

Покупатель опциона за предоставленное право купить или продать определенный актив должен уплатить продавцу некоторую сумму денег, называемую премией или ценой опциона (premium).

Существует ряд моделей ценообразования опционов, наиболее эффективная из которых - модель Блэка-Шоулза, разработанная в 1973 году Фишером Блэком (F. Black) и Мироном Шоулзом (M. Scholes) (формулы 9.1-9.6)

$$C = S \cdot e^{-yt} \cdot N(d_1) - X \cdot e^{-rt} \cdot N(d_2) \quad (9.1)$$

$$d_1 = (\ln S/X) + (r - y + \sigma^2/2) \cdot t / \sigma \cdot \sqrt{t} \quad (9.2)$$

$$d_2 = d_1 - \sigma \cdot \sqrt{t} \quad (9.3)$$

$$Var = \sigma^2 \quad (9.4)$$

$$y = \ln(1+1/t) \quad (9.5)$$

$$r = \ln(1+r) \quad (9.6)$$

где $N(\dots)$ - кумулятивная нормальная вероятность функции плотности;

S - текущая рыночная цена базового актива;

X - цена исполнения опциона;

r - безрисковая процентная ставка;

σ - среднее квадратическое отклонение рыночных цен базового актива; мера волатильности, характеризующая риск данного актива;

y - дивидендная доходность по активу;

t - период до исполнения опциона.

Основной предпосылкой модели является

то, что рыночные цены базового актива, на которые ориентируются стороны в опционной сделке, не реальные, а ожидаемые величины, вероятность которых тем меньше, чем больше они отличаются от цены исполнения. Распределение этих вероятностей предполагается логарифмически нормальным (логнормальным), то есть асимметричным (вершина сдвинута влево), а центром распределения является цена исполнения опциона. С увеличением рыночной цены прибыль увеличивается, однако уменьшается и вероятность этого события, но, поскольку распределение вероятностей логнормальное, вероятность получения прибыли больше, чем несения потерь.

Другой особенностью модели является дисконтирование стоимости цены исполнения на базе непрерывно начисляемого процента.

Термином «реальные опционы» принято обозначать разные экономические ситуации, которые связаны с неопределенностью и риском и подпадают под процесс ценообразования опционов. К таким ситуациям можно отнести инвестиционные проекты, разработку полезных ископаемых и т. д.

При оценке геологической информации на основе метода реальных опционов в роли актива выступает геологическая информация, а под ценой актива следует понимать рыночную стоимость права собственности на геологическую информацию, расчет которой приведен выше.

Цена исполнения опциона при оценке геологической информации может быть выражена в совокупности затрат (капитальных вложений), осуществляемых недропользователем до момента извлечения запасов, обнаруженных вследствие использования данной геологической информации.

Волатильность цены базового актива может быть определена, если рыночная стоимость права собственности на геологическую информацию определена интервалом. В ином случае $\sigma \rightarrow min$.

Следует отметить, что сроком исполнения опциона при оценке права пользования геологической информацией будет не срок реализации инвестиционного проекта по разработке запасов участка недр, а срок до момента начала

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

извлечения запасов, обнаруженных на основе предоставляемой в пользование геологической информации. То есть, геологическая информация чаще всего используется в течение времени, необходимого для составления проекта разработки.

Таким образом, полученная на основе метода реальных опционов рыночная стоимость права пользования геологической информацией - рекомендуемая величина рыночной цены, которая является результатом совершенной сделки по передаче геологической информации во временное пользование.

Использование данных «Методических рекомендаций...» не является обязательным условием при оценке геологической информации субъектами оценочной деятельности, однако их применение - достаточная методическая база для установления величины рыночной стоимости геологической информации при передаче права собственности и права временного пользования на нее.

Литература

1. Федеральный Закон РФ «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» от 29.07.98 г. №135-ФЗ.
2. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1.
3. Международные стандарты оценки. - Кн. 1, 2. - М.- 2000.
4. Выгон Г. В. Методы оценки нефтяных компаний в условиях неопределенности. – ЦЭМИ РАН.- 2000.