

## Вестник недропользователя

Уважаемые коллеги!

Администрация Ханты-Мансийского автономного округа

Служба управления ресурсами ХМАО (СУР)

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

### ГЛАВНЫЕ РЕДАКТОРЫ:

Карасев В.И.  
Сергеева Н.А.

### ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Шпильман А.В.

### ЛИТЕРАТУРНЫЙ РЕДАКТОР:

Кольмаберг Н.В.

### КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА:

Зубарева Т.В.

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

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

### ИЗДАТЕЛЬ:

Копунов С.Э.  
"GeoDataConsulting"

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

**ISSN 0868-801X**

© Администрация Ханты-Мансийского автономного округа. 2001 г.

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

Отпечатано ООО "Панкратиум" с готовых диапозитивов

Тираж: 500 экземпляров

Мы представляем вашему вниманию особенный - десятый номер «Вестника». ОН - юбилейный. В этот радостный для нас и, мы надеемся, для вас, день мы с большим удовольствием и благодарностью вспоминаем добрыми словами нашего первого редактора и идеолога создания этого журнала - Владимира Ильича Шпильмана.

Хочется выразить благодарность спонсорам первых трех выпусков: СП «Ваньганнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО СП «Ватойл», благодаря участию которых стал возможным выход в свет не только первых номеров, но и всех последующих, и тем, кто непосредственно создает «Вестник», - издателю Копунову С.Э., литературному редактору Кольмаберг Н.В., Зубаревой Т.В. – создающей дизайн и верстку.

Огромное спасибо всем авторам, надеемся, что наше сотрудничество будет продолжаться.

За три года в «Вестнике» было опубликовано 152 статьи ученых и специалистов, работающих в разных организациях, – нефтегазовых и сервисных компаниях, научных центрах, геологоразведочных экспедициях. В последних выпусках мы публикуем работы молодых ученых и специалистов.

Выход в свет 10-го номера совпал с двумя замечательными юбилеями двух главных редакторов – Карасева В.И. и Сергеевой Н.А. От момента создания до настоящего времени они прилагают все усилия, знания и опыт для того, чтобы наш журнал издавался. Редакционный и авторский коллектив от всей души присоединяется к многочисленным поздравлениям юбиляров.

В этом номере подводятся итоги 2001 года: работа Территориальных комиссий ХМАО, изменения законодательства, новые открытые месторождения, а также намечаются новые направления и параметры работы СУР ХМАО в 2002 году. Мы надеемся, что и этот номер будет для вас, наши дорогие коллеги и читатели, интересным и полезным.

Суважением.  
Шпильман Александр Владимирович

# Содержание

## СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСАМИ

- 4-9 Тепляков Е.А., Тренин Ю.А., Южакова В.М., Лигус Л.А., Федорова Т.Д. Новые месторождения, открытые в 2001 году в нераспределенном фонде недр ХМАО.
- 10-13 Черняков В.Ю., Тренин Ю.А. Итоги работы Территориальной комиссии ХМАО по запасам углеводородного сырья за 2001 год.
- 14-19 Толстолыткин И.П., Сутормин С.Е., Мухарлямова Н.В., Севастьянов А.А. Разработка нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа в 2001 году.
- 20-21 Зайцев Г.С., Толстолыткин И.П., Туров В.А. О работе Территориальной комиссии по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений ХМАО за I квартал 2002 года.
- 22-24 Зайцев Г.С., Толстолыткин И.П., Сутормин С.Е. Об итогах рассмотрения уровней добычи нефти на 2002 год.
- 25-28 Коровина Д.В. Изменения, внесенные в законодательство о недропользовании в 2001 году.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### Запасы и ресурсы

- 30-32 Мкртчян О.М. Об использовании понятия (показателя) обеспеченности (кратности) добычи нефти запасами.

### Геологоразведочные работы

- 33-40 Панов В.Ф., Кузменков С.Г., Задоенко А.Н. Особенности этапов и стадий геологоразведочных работ при поисках, картировании и подготовке ловушек углеводородов на территории Среднего Приобья.
- 41-46 Джагаров И.С., Хафизов С.Ф., Сынгаевский П.Е. Применение метода ЯМР для описания обстановок осадконакопления терригенных пород.
- 47-58 Плавник Г.И., Олейник Е.В. Неокомские оползневые явления на Урьевской и Поточной площадях Среднего Приобья.
- 59-63 Мясникова Г.П., Шпильман А.В. Дегазация Земли и формирование месторождений нефти и газа.
- 64-67 Боровых А.Д., Павлова О.С. Нефтепносность баженовской свиты в связи с её литогенетическими особенностями.
- 68-70 Бембель А.Р., Минченков Н.Н. О модели формирования аномальных разрезов баженовской свиты на площадях Среднего Приобья.

### Разработка и добыча

- 71-74 Мосунов А.Ю. Механизм формирования техногенных образований нефти пласта БВ, Самотлорского месторождения и результаты их опытно-промышленной эксплуатации.

### Работы молодых ученых и специалистов

- 75-80 Харченко С.И. Связь фильтрационно-емкостных и структурно-вещественных параметров пород пласта Ю<sub>1</sub> Восточно-Придорожного месторождения.

## ПОЗДРАВЛЕНИЯ

## Наши юбиляры



**КАРАСЕВ**  
*Владимир Иванович*

Родился 3.09.1952 в г. Красноуральске Свердловской области. Трудовую деятельность начал в 1971 г. слесарем Красноуральского медеплавильного комбината. В том же году поступил в Тюменский индустриальный институт на нефтепромысловый факультет. В 1976 г. закончил институт по специальности «Машины и оборудование» и затем работал по специальности инженером в «Гипротюменнефтегазе», с 1979 по 1991 гг. в партийных органах гг. Тюмени и Ханты-Мансийска. С 1991 г. и по сегодняшний день работает в администрации Ханты-Мансийского округа, в настоящее время является Заместителем Председателя Правительства ХМАО по вопросам недропользования и ТЭК.

Учеба в институте не пропала даром - все полученные знания были востребованы в управленческой деятельности разного уровня. Переговоры, которые он проводил с президентами нефтегазовых компаний как за рубежом, так и в России, велись на профессиональном уровне с пониманием глав-

ных задач в освоении запасов и ресурсов, выгодных нашему государству.

Партийная работа заставляла его все время расти, учиться и повышать свой уровень, научила работать с людьми, коллективами, быстро принимать правильные решения.

В 1994 г. он принял активное участие в организации Центра рационального недропользования в г. Тюмени и на протяжении 9 лет непосредственно участвует в работе Центра, способствуя рациональному использованию недр в Ханты-Мансийском автономном округе, оптимизации поисково-разведочных работ, успешному проведению конкурсов, тендеров. Сегодня на Центр равняются многие предприятия России. Он уделяет много внимания разработке утверждению в жизнь нормативных документов, постановлений, законов, касающихся проблем недропользования.

Сегодня с его активным участием в Ханты-Мансийском округе создана такая рациональная система недропользования, которая ориентирована на товарно-денежные отношения, выгодные России и повышающие благосостояние всего населения нашей страны. Итогом его творческой трудовой деятельности явилась научная работа «Организационно-экономическое регулирование недропользования», которую он успешно защитил. Важные черты характера, позволившие ему сделать так много за 26 лет трудовой деятельности – оптимизм, творческое отношение к решению любой проблемы, постоянное самоусовершенствование и повышение своего образования, упорство, настойчивость при выполнении любых задач, большой кругозор интересов.

Свой жизненный лозунг - «Мы не можем позволить себе работать нерачительно и бесхозяйственно» - он постоянно воплощает в жизнь, никогда не отступая от него.

Не боясь падений, после «высокого взлета», считает, что время падения – это время переосмысления событий и их взаимосвязей.

Пожелаем лет до 100 расти Вам без старости, крепкого здоровья, больших творческих успехов, личного счастья!

*Коллектив ГУП ХМАО  
«Научно-аналитический центр  
рационального недропользования  
им. В.И.Шпильмана»  
г. Тюмень*

## Наши юбиляры

## ПОЗДРАВЛЕНИЯ



**СЕРГЕЕВА  
Надежда Александровна**

Родилась 26 августа 1952 г. в пос. Орел Пермской области. В 1969 г. поступила учиться в Пермский политехнический институт на горный факультет по специализации «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Трудовую деятельность начала в 1974 г. в Переволоцкой экспедиции глубокого бурения Оренбургского геологического управления, затем работала в Южно-Уральском отделении ВНИГРИ г. Оренбурга, оценивала запасы, участвовала в выборе направлений поисково-разведочных работ. В 1983 г. переехала в Сибирь, в Ханты-Мансийский автономный округ. Работала старшим геологом партии оперативного подсчета запасов нефти и газа в тематической экспедиции, затем руководила проектно-сметными работами на нефть и газ и поисково-разведочными работами в «Хантымансиdgeo» став главным геологом.

С 1994 г. Сергеева Н.А. возглавила работу Территориальной комиссии по запасам и Постоян-

но действующую комиссию по лицензированию недр ХМАО, затем с 1996 г. - Комитет природных ресурсов по ХМАО. При ее непосредственном участии осуществлялись анализ ресурсной базы нефти и газа, конкурсы и аукционы.

Она принимала активное участие в разработке постановлений, рекомендаций и законов, регламентирующих использование недр территории округа. Правительство и Министерство природных ресурсов Российской Федерации оценили ее вклад в развитие механизмов современного недропользования и освоение богатств округа, присвоив в 1999 году Сергеевой Н.А. почетное звание «Заслуженный геолог Российской Федерации».

В 2000 г. была переведена в г. Екатеринбург на должность руководителя Департамента природных ресурсов Уральского региона, где активно включилась в работу, уделяя много внимания разведке и разработке полезных ископаемых.

Обладая высокими организаторскими способностями, Сергеева Н.А. принимала участие в создании в Уральской горно-геологической академии кафедры недропользования, где успешно защищила кандидатскую диссертацию по механизму современного недропользования. Эта работа стала обобщением ее двадцатилетней творческой трудовой деятельности в Западной Сибири.

Надежда Александровна – доброжелательный, коммуникабельный человек, готовый всегда помочь в трудную минуту. Ее отличает творческий подход к работе, упорство и настойчивость в достижении поставленных целей.

Мы от всей души поздравляем Вас с золотым юбилеем и желаем дальнейших творческих успехов на благо нашей Родины, личного счастья, здоровья и долгих лет жизни.

**Коллектив ГУП ХМАО  
«Научно-аналитический центр  
рационального недропользования  
им. В.И.Шпильмана»,  
г. Тюмень**

## Система управления ресурсами

# Новые месторождения, открытые в 2001 году в нераспределенном фонде недр ХМАО

Е.А.Тепляков, Ю.А.Тренин, В.М.Южакова, Л.А.Лигус, Т.Д.Федорова  
(ГУП ХМАО НАЦ РН им.В.И.Шпильмана)

В 2001 году в результате проведения геологоразведочных работ в соответствии с Территориальной программой открыто 8 новых месторождений. Это Емангальское, Южно-Амнинское, Восточно-Янлотское, Восточно-Панлорское, Шишкьюганское, Новоортягунское, Южно-Санлорское, Южно-Лунгорское, Восточно-Токайское месторождения.

Суммарные запасы нефти, принятые Центральной комиссией по запасам только новых открытых месторождений составили 153.1 млн.т, извлекаемых 34.5 млн.т.

### ЕМАНГАЛЬСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

В пределах Емангальского поискового участка пробурена поисковая скв.94, которая явилась первооткрывательницей Емангальского месторождения.

Месторождение расположено в Ханты-Мансийском районе ХМАО в 115 км к северу от г. Ханты-Мансийск. В непосредственной близости находятся Северо-Селияровское и Тортасинское нефтяные месторождения.

Площадь поискового участка покрыта сейсморазведочными работами сп 9/83-86, сп 9,20,70,85/88-89, сп 9,20,70,85/91-92, сп 12/98-99, по результатам которых выявлены структурные и структурно-литологические ловушки в пластах Ач,  $\text{Ю}_{10}$ - $\text{Ю}_{2-4}$  и  $\text{Ю}_{11}$ . На 01.01.2002 г. на месторождении пробурены скв.90,91,92,94 и 95, в которых открыты залежи нефти в пластах  $\text{Ю}_{10}^2$ ,  $\text{ЮК}_1$ ,  $\text{ЮК}_0$  и  $\text{AC}_9$ .

#### Пласт $\text{Ю}_{10}^2$

Отложения пласта  $\text{Ю}_{10}$  вскрыты во всех скважинах, пробуренных на площади месторождения. При корреляции пласт  $\text{Ю}_{10}$  был разделен на два пласта  $\text{Ю}_{10}^1$  и  $\text{Ю}_{10}^2$ . Пласт  $\text{Ю}_{10}^1$  имеет площадное распространение, а пласт  $\text{Ю}_{10}^2$  распространен только в восточной части месторождения в районе скв.90 и 92.

По результатам переобработки материалов сейсморазведки в пласте  $\text{Ю}_{10}^2$  выделена структурно-литологическая ловушка. Обработка материалов бурения позволила уточнить линию выклинивания пласта  $\text{Ю}_{10}^2$ .

Поданным интерпретации материалов ГИС пласт  $\text{Ю}_{10}^2$  в скв.90 имеет эффективную толщину 3.2 м и

водонасыщен, а в скв.92 - эффективную толщину 2.8 м и нефтенасыщенную характеристику. При испытании скв.92 в интервале 3208-3216 м (а.о. 3079.9-3078.9 м) получен приток нефти 5.18 м<sup>3</sup>/сут и воды 7.62 м<sup>3</sup>/сут при среднединамическом уровне 1186 м.

Запасы нефти категории  $C_1$  выделены в районе скв.92 в контуре изогипсы -3090 м. ВНК залежи принят условно на а.о. 3110 м на половине расстояния между подошвой нефтенасыщенного пласта в скв.92 и кровлей водонасыщенного в скв.90. В пределах ВНК запасы оценены по категории  $C_2$ .

Подсчетные параметры - пористость и нефтенасыщенность - приняты по материалам обработки ГИС, остальные параметры по аналогии с пластом  $\text{Ю}_{10}$  Красноленинского месторождения.

ЦКЗ приняты запасы нефти в объеме по категории  $C_1$  - 24 тыс.т, по категории  $C_2$  - 1911 тыс.т.

#### Пласт $\text{ЮK}_0$

Отложения баженовской свиты по материалам ГИС выделяются в интервале 2748-2767 м. Керн вынесен в интервале 2751-2759 м, представлен тонким ритмичным переслаиванием аргиллитов темно-серых до черных, листоватых, трещиноватых, с прослойями до 10-15 см нефтенасыщенных крупнозернистых алевролитов и светло-серых мергелей.

По ГИС коллекторские свойства не ясны. При испытании интервала 2743-2770 м (а.о. 2626-2653 м) получен приток безводной нефти дебитом 11.5 м<sup>3</sup>/сут при среднединамическом уровне 1205 м. Запасы нефти категории  $C_1$  выделены на площади, ограниченной двойным радиусом эксплуатационной сетки.

Подсчетные параметры приняты по аналогии с утвержденными ЦКЗ по баженовским отложениям Красноленинского месторождения.

ЦКЗ приняты запасы нефти в объеме по категории  $C_1$  - 125 тыс.т.

#### Пласт Ач ( $\text{AC}_9$ )

Анализ материалов сейсморазведки и данных бурения поисковых скважин позволил выделить в пласте Ач ( $\text{AC}_9$ ) структурно-литологическую ловушку субмеридионального простираия. При анализе временных разрезов были установлены западная и восточная линии выклинивания пласта Ач ( $\text{AC}_9$ ).

## Система управления ресурсами

В контуре данной ловушки пласт вскрыт скв.91, 94 и 95.

В скв.94 отложения пласта вскрыты на а.о. 2593-2605 м и при испытании интервала на а.о. 2593-2610 м дали приток безводной нефти дебитом 5.37 м<sup>3</sup>/сут при СДУ = 1051 м. Пласт до подошвы нефтенасыщен и имеет эффективную толщину 4.2 м. В скв.91 и 95 отложения пласта вскрыты на а.о. 2622 и 2651 м, имеют эффективную толщину 3.2 и 3.8 м и по результатам интерпретации материалов ГИС характер насыщения неясный, запасы в районе этих скважин оценены по категории C<sub>2</sub>.

Запасы нефти категории C<sub>1</sub> ограничены изогипсой 2610 м, соответствующей подошве нефтенасыщенного коллектора в скв.94. ВНК залежи условно принят на а.о. 2680 м на 12 м ниже подошвы пласта в скв.95.

Подсчетные параметры приняты по результатам интерпретации материалов ГИС и по аналогии с пластом АС<sub>9</sub> Приобского месторождения.

ЦКЗ принятые запасы нефти в объеме категории C<sub>1</sub> - 366 тыс.т, по категории C<sub>2</sub> - 1540 тыс.т.

### ЮЖНО-АМНИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

В пределах Амнинского поискового участка пробурена поисковая скв.275 (рис.1), которая явилась первооткрывательницей Южно-Амнинского месторождения.

Месторождение расположено в Белоярском районе ХМАО в 160 км к северо-востоку от г.Нягань. В непосредственной близости расположены Большое и Ольховское месторождения.

#### Пласт Ю<sub>3</sub>

Скв.275 пробурена в своде Южно-Амнинской структуры в контуре изогипсы -2190 м по отражающему горизонту Б. В интервале 2367-2375.5 м поднято 5 м керна, из которых 4 м - песчаники буровато-серые, средне- и крупнозернистые с обильными выпотами нефти.

В процессе бурения испытан интервал 2335-2376 м, из которого получен приток безводной нефти дебитом 9.5 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 13.4 МПа. После спуска эксплуатационной колонны пласт Ю<sub>3</sub> испытан в интервале 2348-2378 м. Приток нефти составил 5.16 м<sup>3</sup>/сут при СДУ - 1361 м. По результатам интерпретации материалов ГИС установлено, что пласт нефтенасыщен до подошвы и имеет нефтенасыщенную толщину 10.2 м. ВНК залежи

принят условно на а.о. 2305 м на середине расстояния между подошвой последнего нефтенасыщенного пропластка в скв.275 и кровлей водонасыщенного пропластка в скв.270.

Пористость и нефтенасыщенность приняты по результатам интерпретации материалов ГИС. Физико-химические параметры взяты по аналогии с Кислорским месторождением (пласт Ю<sub>3,4</sub>). КИН принят равным 0.25.

Запасы нефти категории C<sub>1</sub> ограничены изогипсой 2260 м, что соответствует подошве нефтенасыщенного пропластка в скв.275 и выше нижней дыры перфорации на 4 м. На остальной площади запасы оценены по категории C<sub>2</sub>.

ЦКЗ принятые запасы в объеме по категории C<sub>1</sub> - 1743 тыс.т, по категории C<sub>2</sub> - 12049 тыс.т.

#### Пласт Ю<sub>2</sub>

По результатам интерпретации материалов ГИС пласт Ю<sub>2</sub> выделяется в интервале 2314.2-2330.6 м и имеет эффективную нефтенасыщенную толщину, равную 3.6 м.

При испытании пласта в интервале 2311-2336 м (а.о. 2199-2224 м) получен приток безводной нефти дебитом 3.74 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1346.3 м.

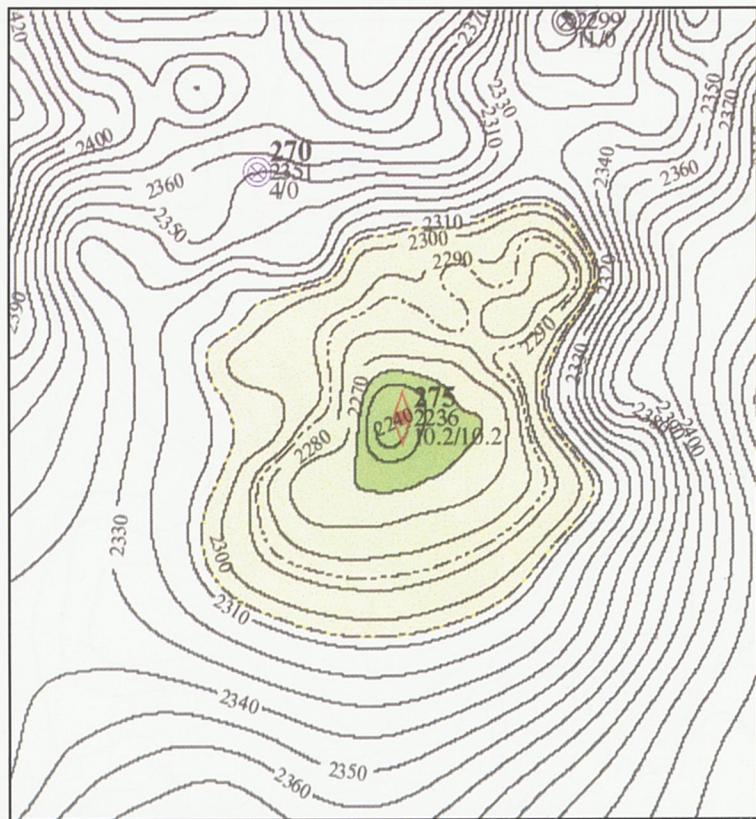


Рис.1. План подсчета запасов нефти по пласту Ю<sub>3</sub>, Южно-Амнинское месторождение.

## Система управления ресурсами

Запасы нефти оценены по категории С<sub>1</sub> в контуре изогипсы -2220 м, что на 4 м выше нижней дыры перфорации и на 1.4 м ниже подошвы пласта. ВНК залежи принят условно на а.о. 2270 м, на середине расстояния между подошвой последнего нефтенасыщенного пропластка в скв.275 и кровлей водонасыщенного в скв.270.

Подсчетные параметры - пористость и нефтенасыщенность - приняты по результатам обработки материалов ГИС. Физико-химические параметры нефти взяты по аналогии с пластом Ю<sub>2</sub> Кислорского месторождения. КИН взят по рекомендации эксперта 0.2.

ЦКЗ принятые запасы нефти по категории С<sub>1</sub> - 227 тыс.т и С<sub>2</sub> - 2329 тыс.т.

### **Пласт ЮК<sub>1</sub>**

По результатам интерпретации материалов ГИС отложения пласта ЮК<sub>1</sub> выделяются в интервале 2283-2291.2 м, имеют эффективную нефтенасыщенную толщину 2 м. При испытании интервала 2282-2300 м (а.о. 2170-2188 м) получен приток безводной нефти дебитом 9.27 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1041.5 м.

Запасы нефти категории С<sub>1</sub> выделены в контуре двойного шага эксплуатационной сетки.

Подсчетные параметры приняты по аналогии с

абалакскими отложениями Красноленинского месторождения.

ЦКЗ принятые запасы нефти по категории С<sub>1</sub> - 52 тыс.т.

### **ВОСТОЧНО-ЯНЛОТСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**

В пределах Ташинского поискового участка пробурена поисковая скв.3 (рис.2), которая явилась первооткрывательницей Восточно-Янлотского месторождения.

Месторождение находится в Ханты-Мансийском районе ХМАО в 40 км к западу от г. Ханты-Мансийск. К северу располагается Красноленинское месторождение.

Скв.3 пробурена на южной периклинали Восточно-Янлотской структурной ловушки в контуре замыкающей сейсмоизогипсы 2620 м по отражающему горизонту Б.

### **Пласт Ю<sub>2-3</sub>**

В процессе бурения в интервале 2697-2710 м было поднято: 12.5 м песчаника плотного с прослойями битума; песчаника с выпотами нефти, резким запахом нефти на свежем сколе; в интервале 2710-2721 м - 6.1 м песчаника плотного среднезернистого, переслаивающихся песчаника, алевролита с признаками УВ.

В процессе испытания в открытом стволе интервала 2665-2721 м (а.о. 2630-2686 м) получен приток фильтрата с пленкой нефти дебитом 9.1 м<sup>3</sup>/сут. При испытании КИИ в интервале 2663-2751 м (а.о. 2628-2716 м) получен приток нефти дебитом 6 м<sup>3</sup>/сут.

По результатам интерпретации материалов ГИС в пласте Ю<sub>2-3</sub> выделено 12 м эффективной нефтенасыщенной толщины. Пласт Ю<sub>2-3</sub> был опробован в колонне в интервале а.о. 2662-2680 м, получен приток безводной нефти дебитом 8.6 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1423 м.

Залежь нефти пласта Ю<sub>2-3</sub> пластовая, сводовая. В контуре замыкающей изогипсы 2680 м имеет площадь 32.5 км<sup>2</sup>. По этой же изогипсе принят ВНК, совпадающий с подошвой нефтенасыщенного коллектора в скв.3 до ВНК.

Запасы нефти категории С<sub>1</sub> оценены в районе скв.3, а на остальной площади категории С<sub>2</sub>.

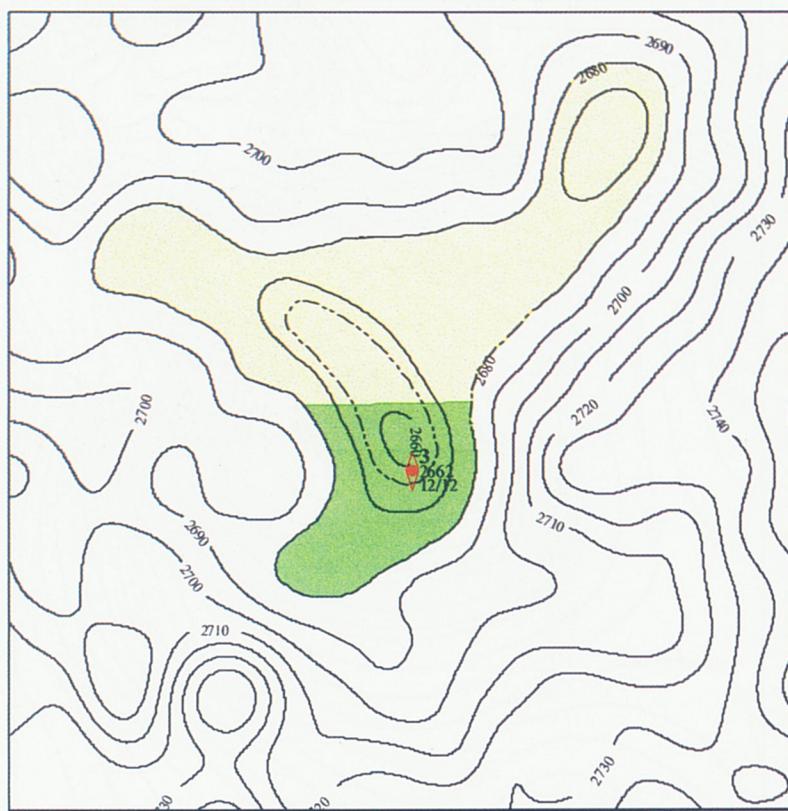


Рис.2. План подсчета запасов нефти по пласту ЮК<sub>2-3</sub>.  
Восточно-Янлотское месторождение.

## Система управления ресурсами

Подсчетные параметры - пористость и нефтенасыщенность - приняты по результатам обработки материалов ГИС скв.3. Физико-химические параметры нефти взяты по аналогии с Красноленинским месторождением.

ЦКЗ принятые запасы нефти по категории С<sub>1</sub> - 556 тыс.т и по категории С<sub>2</sub> - 1167 тыс.т.

### ВОСТОЧНО-ПАНЛОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

В пределах Панлорского поискового участка пробурена поисковая скв.3, которая явилаась первооткрывательницей Восточно-Панлорского месторождения.

Месторождение расположено в Сургутском районе ХМАО в 190 км к северу от г. Ханты-Мансийск. В непосредственной близости находятся Итьяхское и Тортасинское нефтяные месторождения.

#### *Залежь нефти пласта ЮК<sub>1</sub>*

По результатам интерпретации материалов ГИС отложения пласта ЮК<sub>1</sub> выделяются в интервале 2917.4-2926.8 м, имеют эффективную нефтенасыщенную толщину 3.6 м и неясный характер насыщения. При испытании интервала 2917-2928 м (а.о. 2804-2815 м) получен приток безводной нефти дебитом 7.28 м<sup>3</sup>/сут при среднединамическом уровне 815 м.

Запасы нефти оценены по категории С<sub>1</sub> на площади, ограниченной двойным радиусом эксплуатационной сетки.

Подсчетные параметры приняты по аналогии с абалакскими пластами Красноленинского месторождения.

На 01.01.2002 г. извлекаемые запасы нефти категории С<sub>1</sub> составили 94 тыс.т и в таком же объеме приняты ЦКЗ.

#### *Залежь нефти пласта ЮК<sub>2</sub>*

По данным ГИС отложения баженовской свиты выделяются в интервале 2900-2914.8 м. При испытании в интервале 2900-2913 м (а.о. 2787-2800 м) получен приток безводной нефти дебитом 5.97 м<sup>3</sup>/сут при среднединамическом уровне 1159.5 м.

Запасы нефти оценены по категории С<sub>1</sub> на площади, ограниченной двойным шагом эксплуатационной сетки.

Подсчетные параметры приняты по аналогии с залежами баженовской свиты Красноленинского месторождения.

На 01.01.2002 г. запасы нефти категории С<sub>1</sub> оценены в 100 тыс.т и в таком же объеме приняты ЦКЗ.

### ШИШКЮГАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Шишкьюганское месторождение нефти находится в 157 км к северо-востоку от г. Ханты-Мансийск, в Сургутском районе ХМАО.

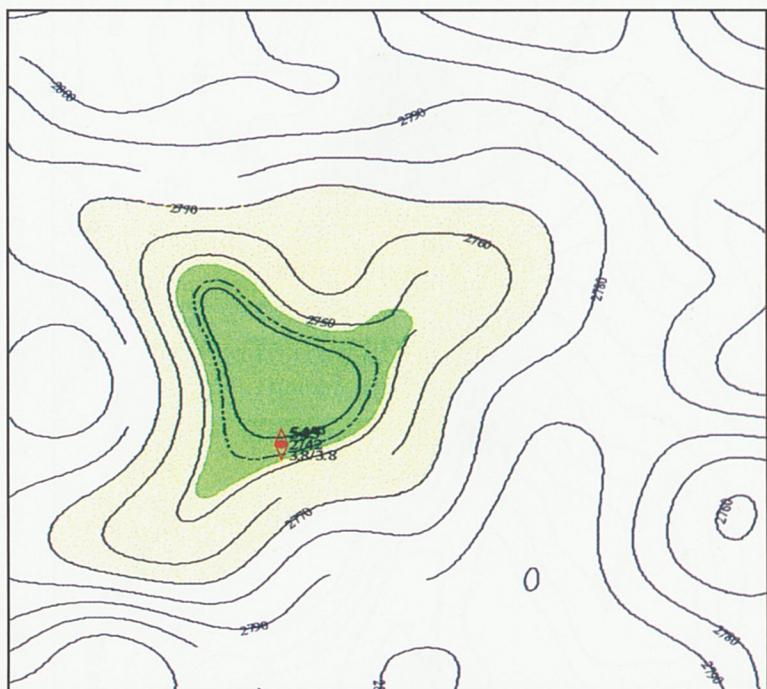
В тектоническом плане оно расположено в пределах Фроловской мегавпадины в центральной части Туманного вала. К глубокому поисковому бурению месторождение подготовлено работами сп 9/89-90 и 85/89-90.

Открыто месторождение скв.545 (рис.3), при опробовании которой выявлена промышленная нефтенасыщенность пластов Ю<sub>2</sub> и ЮК<sub>1</sub>. Недалеко расположены Южно-Санлорское и Мытаяхинское месторождения.

**Залежь нефти пласта Ю<sub>2</sub>** вскрыта скв.545. По данным ГИС нефтенасыщенная толщина составляет 3.8 м. Промышленная продуктивность опробованием доказана до а.о. 2746.6 м. Приток нефти составил 6.19 м<sup>3</sup>/сут при СДУ=1201 м. ВНК залежи принят условно на а.о. 2770 м по замыкающей изогипсе. Высота залежи - 15 м.

Подсчетные параметры, связанные с физико-химическими свойствами нефтей и КИН, приняты по аналогии с Айпимским месторождением, Кп и Кн - по результатам интерпретации ГИС.

ЦКЗ принятые запасы нефти по категории С<sub>1</sub> - 99 тыс.т, по категории С<sub>2</sub> - 145 тыс.т.



## Система управления ресурсами

**Залежь нефти пласта ЮК<sub>1</sub>**, вскрыта скв.545. Нефтенасыщенная толщина по результатам интерпретации данных ГИС составила 2.4 м, подошва нижнего проницаемого пропластка выделена на а.о. 2736.2 м. Продуктивность пласта доказана испытанием, приток нефти составил 4.3 м<sup>3</sup>/сут при СДУ = 1058.5 м.

Принят квадрат по С<sub>1</sub> вокруг скв.545.

Подсчетные параметры, связанные с физико-химическими свойствами нефтей и КИН, приняты по аналогии с Красноленинским месторождением (Каменная площадь), Кп и Кн – условно 0.1 и 0.9, соответственно.

ЦКЗ принятые запасы нефти по категории С<sub>1</sub> - 97 тыс.т.

### НОВООРТЬЯГУНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Новоортягунское месторождение расположено в Сургутском административном районе ХМАО, в 172 км северо-восточнее г. Сургут. Первооткрывательницей является скв.182, пробуренная и опробованная в 2001 году.

Новоортягунская площадь расположена вбли-

зи Грибного месторождения, где разрабатываются залежи нефти в отложениях верхней юры (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>), ачимовской толщи и пласта БС<sub>11</sub> неокома.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименной локальной структуре, подготовленной к глубокому бурению сп 15/92-94.

**Залежь нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>** вскрыта скв.182 (рис.4).

По данным ГИС эффективная толщина пласта в скважине составила 11.0 м, в т.ч. нефтенасыщенная - 9.4 м. Проведено поинтервальное исследование пласта сверху вниз. При опробовании верхней части в интервале 2915-2920 м (а.о. 2816.5-2821.5 м) получен приток безводной нефти дебитом 26.6 м<sup>3</sup>/сут при СДУ - 695.8 м. При четвертом снижении уровня в продукцию скважины поступила вода (21%). Далее после двух досстрелов в интервалах 2920-2925 м (а.о. 2921.5-2926.5 м) и 2925-2930 м (а.о. 2926.5-2931.5 м) наблюдалось постепенное увеличение воды до 52%. Окончательно дебит нефти составил 15.6 м<sup>3</sup>/сут, воды - 17.2 м<sup>3</sup>/сут при СДУ - 1230 м.

Подсчетные параметры, связанные с физико-химическими свойствами нефтей, приняты по аналогичному пласту Грибного месторождения, как наиболее изученного.

Пористость по керну составила 15%, по ГИС - 17%.

Нефтенасыщенность определена по результатам интерпретации материалов ГИС.

ЦКЗ принятые запасы нефти по категории С<sub>1</sub> - 444 тыс.т, по категории С<sub>2</sub> - 1206 тыс.т.

### ЮЖНО-САНЛОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Южно-Санлорское месторождение нефти расположено в 137 км к северо-востоку от г. Ханты-Мансийск, в Сургутском районе ХМАО.

В тектоническом плане оно относится к одноименной структуре III порядка, подготовленной к глубокому бурению работами сп 85/88-89, 9/88-89.

**Залежь нефти пласта Ю<sub>2-3</sub>** вскрыта скв.542 и 543. По данным ГИС нефтенасыщенные толщины составляют, соответственно, 8.4 и 14.2 м.

Промышленная продуктивность опробованием доказана в скв.543 до а.о. 2800 м. Приток нефти составил 10.2 м<sup>3</sup>/сут при СДУ=1206.5 м. В скв.542 пласт Ю<sub>2-3</sub> охарактеризован непромышленным нефтяным притоком дебитом 1.95 м<sup>3</sup>/сут при СДУ = 1273.0 м. ВНК залежи не

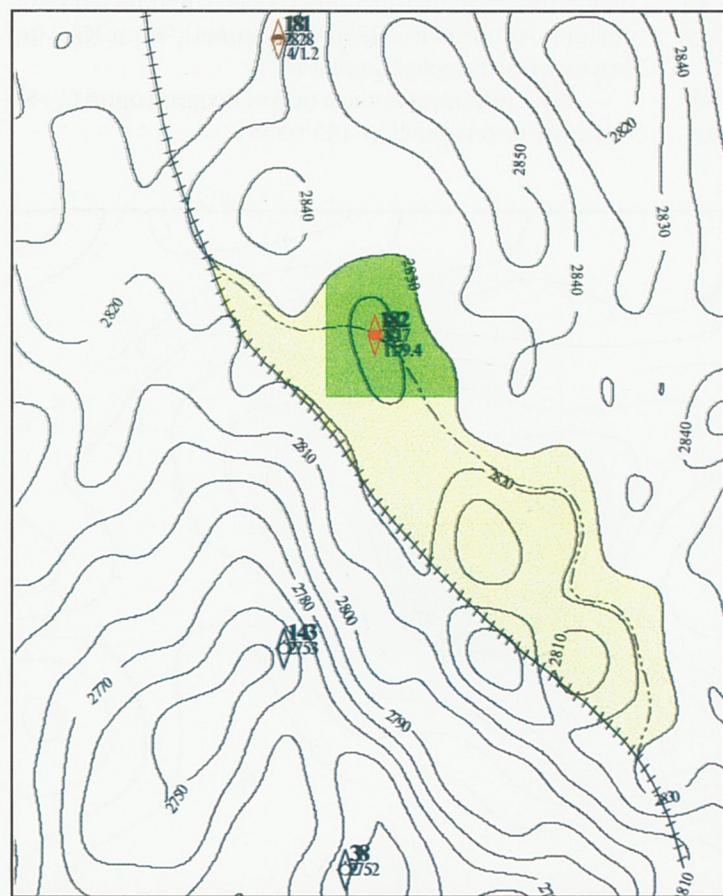


Рис.4. План подсчета запасов нефти по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.  
Новоортягунское месторождение.

## Система управления ресурсами

вскрыт и принят по нижним дырам перфорации в скв.543 на а.о. 2800 м.

В процессе бурения скв.543 из интервала 2854-2877 м суммарный вынос керна с признаками нефтенасыщения составил 11.3 м, в скв.542 из интервала 2880-2890 - 1.6 м.

Залежь охарактеризована девятью определениями ФЕС коллекторов (остальные определения попали в непроницаемые интервалы). Подсчетные параметры, связанные с физико-химическими свойствами нефти, приняты по аналогии с пластом Ю<sub>2</sub> Айпимского месторождения. Пористость по керну и данным ГИС составляет 14 и 15%, соответственно. Нефтенасыщенность (56%) определена по результатам интерпретации материалов ГИС.

ЦКЗ принятые запасы нефти по категории С<sub>1</sub> - 583 тыс.т, С<sub>2</sub> - 4735 тыс.т.

**Залежь нефти пласта АС<sub>11</sub>** вскрыта скв.542. По данным ГИС нефтенасыщенная толщина составила 14.8 м. Пласт охарактеризован в скважине непромышленным нефтяным притоком дебитом 1.4 м<sup>3</sup>/сут при СДУ = 1467.5 м. ВНК залежи не вскрыт и принят по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка по ГИС на а.о. 2652 м. Залежь пластово-сводового типа высотой 30 м.

Суммарный вынос керна из интервала пласта 25.2 м, в т.ч. нефтенасыщенного песчаника - 4.7 м.

Подсчетные параметры, связанные с физико-химическими свойствами нефти, приняты по аналогии с пластом АС<sub>11</sub> Западно-Камынского месторождения. Пористость по керну и данным ГИС составляет, соответственно, 14 и 16%. Залежь оценена по категории С<sub>2</sub>. Извлекаемые запасы составили 2616 тыс.т.

ЦКЗ принятые запасы по категории С<sub>1</sub> в объеме 2616 тыс.т.

### ЮЖНО-ЛУНГОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Южно-Лунгорское месторождение расположено в Белоярском административном районе ХМАО, в 176 км северо-западнее г.Белоярский.

Первооткрывательницей является скв.211, пробуренная и опробованная в 2001 году.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименной локальной структуре, подготовленной к бурению по данным сп 79/87-88.

**Пласт Ю<sub>0</sub>** опробован в интервале 3026-3056 м (а.о. 2933-2963 м). Получен промышленный приток нефти дебитом 7.2 м<sup>3</sup>/сут при СДУ - 1340 м.

Оценка запасов произведена по категории С<sub>1</sub> на расстоянии 1 км от скв.211.

Кп и Кн приняты условно 0.1 и 0.9, соответственно; параметры, связанные с физико-химическими свойствами нефтей, взяты по аналогии с пластом Ю<sub>0</sub> Тянского месторождения.

ЦКЗ принятые запасы нефти по категории С<sub>1</sub> в объеме 99 тыс.т.

### ВОСТОЧНО-ТОКАЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Восточно-Токайское месторождение расположено в Сургутском районе ХМАО в 126 км восточнее г.Ханты-Мансийск.

Месторождение приурочено к Западно-Угутской локальной структуре III порядка, которая была выявлена и подготовлена к глубокому бурению работами сп 4/88-89.

При поинтервальном опробовании скв.50 была выявлена промышленная нефтеносность пластов тюменской (Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>2</sub>) и васюганской (Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) свит.

Основой для структурных построений стали карты по отражающему горизонту Б (Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) и Т (Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub>).

**Залежь нефти пласта Ю<sub>3</sub>** вскрыта скв.50. По данным ГИС нефтенасыщенная толщина составила 5.2 м. Промышленная продуктивность опробованием доказана в скв.50 до а.о. 2998.5 м. Непереливающий приток нефти составил 18.9 м<sup>3</sup>/сут при депрессии на пласт 8.4 МПа. ВНК залежи не вскрыт и принят условно на а.о. 3020м.

ЦКЗ принятые извлекаемые запасы нефти по категории С<sub>1</sub> в объеме 519 тыс.т.

**Залежь нефти пласта Ю<sub>2</sub>** вскрыта также скв.50. Нефтенасыщенная толщина по ГИС составила 15.4 м. В скв.50 при совместном испытании с пластом Ю<sub>3</sub> получен фонтанирующий нефтяной приток дебитом 24.2 м<sup>3</sup>/сут на 4-мм штуцере.

ВНК залежи не вскрыт и принят по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка по ГИС в скв.31 на а.о. 2992 м.

ЦКЗ принятые запасы нефти по категории С<sub>1</sub> в объеме 1578 тыс.т.

**Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>** вскрыт скв.50. По данным ГИС нефтенасыщенная толщина составила 2.2 м. В скв.50 пласт охарактеризован промышленным нефтяным притоком дебитом 6.5 м<sup>3</sup>/сут при DP=13.4 МПа.

В результате структурных построений и уточнения модели залежи оказалось, что район скв.50 является восточным продолжением залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> на Токайском месторождении.

ВНК залежи не выявлен и взят на а.о. 2945 м.

ЦКЗ принятые запасы нефти по категории С<sub>1</sub> в объеме 90 тыс.т.

## Итоги работы Территориальной комиссии ХМАО по запасам углеводородного сырья за 2001 год

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

С 12 по 15 марта 2002 г. состоялись заседания ТКЗ ХМАО, на которых были рассмотрены изменения в структуре запасов нефти и газа за 2001 г. 33 недропользователя внесли изменения в запасах по 419 залежам 143 месторождений по распределенному фонду недр (РФН) и НАЦ РН – по 20 залежам 10 месторождений нераспределенного фонда недр (НФН). По итогам геологоразведочных работ было представлено извлекаемых запасов нефти по категории С<sub>1</sub> в объеме 196.7 млн.т, а по категории С<sub>2</sub> – 60.9 млн.т. После защиты материалов по приросту запасов УВ было утверждено 194.0 млн.т С<sub>1</sub> и 63.8 млн.т С<sub>2</sub>, в т.ч. по НФН, соответственно по НФН 8.2 млн.т и 51.4 млн.т. Ниже приведены изменения в структуре запасов недропользователей по РФН и КПР ХМАО по НФН.

### Распределенный фонд недр

#### ОАО «Сургутнефтегаз»

Представлено изменение запасов нефти по 183 подсчетным объектам 51 месторождения: по категориям АВС<sub>1</sub> – 27.5 млн.т, по категории С<sub>2</sub> – 127 млн.т, в том числе за счет разведочных работ, соответственно, 35.9 млн.т и 28.2 млн.т. Принято ТКЗ в целом по категориям АВС<sub>1</sub> – 22.8 млн.т и С<sub>2</sub> – 104.5 млн.т, в том числе по разведке С<sub>1</sub> – 33.3 млн.т и С<sub>2</sub> – 34.1 млн.т. В результате ГРР открыто 4 новых месторождения (6 залежей) и 17 залежей в пределах 10 ранее открытых месторождений.

#### Основные решения ТКЗ ХМАО:

1. По отложениям баженовской свиты (пласт ЮС<sub>0</sub>) всех представленных месторождений рекомендовано принять по аналогии с Салымским месторождением Кп = 0.08 и Кн = 0.85.

2. По девяти месторождениям при создании геологических моделей произведена переоценка запасов углеводородного сырья, результаты которой внесены в форму 6 ГР за 2001 г.

3. По восьми залежам четырех месторождений в НФН передано извлекаемых запасов по категории С<sub>1</sub> – 3.3 млн.т, по С<sub>2</sub> – 10.5 млн.т.

4. Учитывая большие объемы лабораторных исследований (ФЕС, ФХН и др.), необходим своевременный контроль за изменениями в величинах подсчетных параметров для более достоверной оценки запасов.

5. По лицензионным участкам, входящим в Приобскую зону нефтегазоносности, рекомендовано совместно с НАЦ РН ХМАО уточнить индексацию неокомских пластов АС.

#### ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»

На комиссию были представлены материалы по 23 месторождениям (75 подсчетных объектов) по категориям: АВС<sub>1</sub> – 25.8 млн.т, а по С<sub>2</sub> – списание -5.0 млн.т, в т.ч. за счет разведки, соответственно, 22.3 млн.т и списание - 4.6 млн.т. Принято по категории С<sub>1</sub> – 26.4 млн.т, по С<sub>2</sub> списание составило 10.9 млн.т. Открыто 10 новых залежей в пределах известных месторождений с запасами по категориям С<sub>1</sub> – 3.9 млн.т и С<sub>2</sub> – 2.8 млн.т.

Обсудив представленные материалы, ТКЗ отмечает:

1. Значительный объем проведенных сейсморазведочных (2D и 3D) работ - около 4 тыс.пог.км и 119 км<sup>2</sup> позволил более надежно обосновать геологические модели залежей.

2. Проведение электроразведочных работ методом магнитотеллурического зондирования на месторождениях: Северо-Когалымском, севере Южно-Ягунского и западной части Повховского позволило наметить к поиску 3 возможные залежи в палеозойских отложениях. Кроме того, на Равенском участке недр после высокоразрешающей электроразведки с измерением параметра вызванной поляризацией (ВРЭ-ВП) в комплексе с динамической интерпретацией сейсмики, проведенной ранее,

## Система управления ресурсами

был осуществлен прогноз ФЕС и нефтенасыщенности в пластах БС<sub>18</sub>, Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub>, что позволило существенно уточнить оценку запасов.

3. По 8 месторождениям произведены пересчеты запасов углеводородного сырья, составленные отчеты находятся на рассмотрении в ГКЗ РФ.

4. По пласту БС<sub>11</sub><sup>2</sup> Южно-Ягунского месторождения от прироста запасов следует воздержаться, т.к. в настоящее время отчет по пересчету запасов УВ находится в стадии завершения.

### **OAO «Юганскнефтегаз»**

Представлены изменения в запасах по 15 залежам 7 месторождений по категории С<sub>1</sub> +43.4 млн.т, по категории С<sub>2</sub> списание – 13.1 млн.т, принято, соответственно, +44.3 и –13.1 млн.т. Открыто три новых залежи по Петелинскому и Восточно-Сургутскому месторождениям, а также 1 новое месторождение (Западно-Каркатеевское), с запасами 409 тыс.т С<sub>1</sub> и 81 тыс.т С<sub>2</sub>.

TKZ отмечает:

1. Прирост запасов нефти по категории С<sub>1</sub> (44.3 млн.т) существенно перекрыл годовую добычу недропользователя (36.2 млн.т), т.е. на 22% (или на 8.1 млн.т).

2. Рекомендовано согласовать с НАЦ РН геологические модели по Угутско-Токайской зоне нефтеносности по продуктивным отложениям васюганской и тюменской свит.

### **OAO «Славнефть-Мегионнефтегаз»**

На рассмотрение комиссии было представлено 37 объектов по 10 месторождениям: по категории АВС<sub>1</sub> – 24.7 млн.т и по С<sub>2</sub> – 6.0 млн.т, а утверждено, соответственно, 24.4 и 3.9, в том числе за счет разведки по 28 объектам 9 месторождений 15.9 млн.т С<sub>1</sub> и 2.0 млн.т С<sub>2</sub>. Открыто 11 новых залежей с общей оценкой по категории С<sub>1</sub> – 3.0 млн.т, по С<sub>2</sub> – 2.5 млн.т.

TKZ отмечает:

1. Прирост запасов по категории С<sub>1</sub> за счет разведки (15.9 млн.т) перекрыл добычу нефти за год (12.5 млн.т) на 3.4 млн.т, или на 27%.

2. По большинству залежей изменения в структуре запасов произошли за счет уточнений в геологических моделях и, в первую очередь, их геометризации.

### **OAO «Славнефть-Мегионнефтегазгеология»**

По трем залежам Чистинного месторождения было представлено 5 тыс.т по С<sub>1</sub> и 939 тыс.т по С<sub>2</sub>, которые и были утверждены в авторском варианте.

### **ZAO «Турсунт»**

По Хултурскому и Славинскому месторождениям представлено по категории С<sub>1</sub> – 189 тыс.т (три пласта), которые и были приняты в авторском варианте.

### **OAO «Шаимгеонефть»**

По двум залежам, в том числе вновь открытой, двух месторождений представлено по категории С<sub>1</sub> – 643 тыс.т нефти, по С<sub>2</sub> – 577 тыс.т, утверждено по С<sub>1</sub> – 643, по С<sub>2</sub> – 276 тыс.т. Открыто Экутальское месторождение (пласт П) с запасами 311 тыс.т С<sub>1</sub> и 276 тыс.т - С<sub>2</sub>. Комиссией было рекомендовано недропользователю выйти с предложением в комиссию по лицензированию недр ХМАО о прирезке южной части Экутальского месторождения, выходящей за пределы ЛУ ОАО «Шаимгеонефть».

### **ZAO «Арчнефтегеология»**

По Песчаному месторождению (три пласта) были представлены результаты переоценки запасов: по категории С<sub>1</sub> – 5.9 млн.т, по С<sub>2</sub> – 4 млн.т, принято 5.9 млн.т С<sub>1</sub>.

TKZ решает:

1. По категории С<sub>2</sub> изменения в запасах не принимать.

2. Данные по пласту ЮК<sub>2-3</sub> необходимо дополнить материалами ГИС, сейсмическими и другими для обоснования геологической модели.

3. Дать более развернутое обоснование нижних пределов УЭС.

### **OAO «Томскнефть» ВНК**

По трем залежкам двух месторождений представлены изменения в запасах: по категории С<sub>1</sub> прирост - 928 тыс.т, по С<sub>2</sub> списание - 42 тыс.т, которые были приняты по графе «разведка». Открыта новая залежь в пласте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Северного месторождения.

## Система управления ресурсами

### **AHK «Башнефть»**

По семи залежам трех месторождений были представлены: прирост запасов по категории С<sub>1</sub> – 2.04 млн.т, по С<sub>2</sub> - списание 12.3 млн.т, которые и были приняты в авторском варианте. Открыты две новые залежи с запасами 534 тыс.т С<sub>1</sub> и 827 тыс.т С<sub>2</sub>.

### **СТ ЗАО «Голойл»**

По Егурьяхскому месторождению была открыта новая залежь в пласте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> с запасами по категории С<sub>1</sub> - 359 тыс.т, по С<sub>2</sub> - 69 тыс.т. Утверждены, соответственно, 418 тыс.т С<sub>1</sub> и 10 тыс.т С<sub>2</sub>.

### **«ТНК-Нижневартовск»**

По трем объектам трех месторождений было представлено 2652 тыс.т С<sub>1</sub> и 2733 тыс.т С<sub>2</sub>, принято 2666 тыс.т С<sub>1</sub> и 2713 тыс.т С<sub>2</sub>, в т.ч. по разведке, соответственно, 2909 тыс.т С<sub>1</sub> и 2713 тыс.т С<sub>2</sub>. Открыто Юное месторождение (пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>) и одна залежь в составе Гуньеганского месторождения с суммарными запасами 276 тыс.т С<sub>1</sub> и 150 тыс.т С<sub>2</sub>.

### **ОАО «Нижневартовское НП»**

По семи залежам четырех месторождений представлены: по С<sub>1</sub> прирост запасов 6342 тыс.т и по С<sub>2</sub> - списание -5627 тыс.т, приняты, соответственно, +6009 тыс.т С<sub>1</sub> и -5970 тыс.т С<sub>2</sub>. Открыто Литваковское месторождение (две залежи) с суммарными запасами 702 тыс.т С<sub>1</sub> и 938 тыс.т С<sub>2</sub>.

### **ОАО «ТНК»**

Представлены шесть залежей по четырем месторождениям с изменениями в запасах по категориям С<sub>1</sub> – 786 тыс.т и по С<sub>2</sub> – 833 тыс.т. Утверждены и приняты на баланс ХМАО запасы: по категории С<sub>1</sub> – 1197 тыс.т, по С<sub>2</sub> – 403 тыс.т. По графе «переоценка» произошло списание –1379 тыс.т С<sub>1</sub> и 3374 тыс.т С<sub>2</sub> по двум залежам.

### **ОАО «ТНК-Нягань»**

По пяти залежам четырех месторождений представлено 10 млн.т С<sub>1</sub> и 0.7 млн.т С<sub>2</sub>, которые приняты в авторском варианте. Открыта одна залежь в пласте ВК<sub>2</sub> на Каменной площади с запасами категории С<sub>1</sub> – 0.56 млн.т.

### **OAO «Тюменнефтегаз»**

По двум подсчетным объектам Орехово-Ермаковского месторождения представленные приrostы по категории С<sub>1</sub> - 447 тыс.т и по С<sub>2</sub> - 601 тыс.т по графе «переоценка» утверждены в авторском варианте.

### **ЗАО «Аригольнефтегеология»**

По пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Аригольского месторождения изменения в запасах: по категории С<sub>1</sub> – прирост 1.7 млн.т и по С<sub>2</sub> – списание –1.2 млн.т приняты в авторском варианте.

### **OAO «Нефтебурсервис»**

По двум залежам двух месторождений представлены: прирост запасов по С<sub>1</sub> - 58 тыс.т, по С<sub>2</sub> - списание -324 тыс.т. Утверждены следующие изменения в запасах: по С<sub>1</sub> прирост запасов составил 104 тыс.т, по С<sub>2</sub> - списание –324 тыс.т.

### **СП «Черногорское»**

По трем залежам, в т.ч. по двум открытых, Черногорского месторождения прирост запасов по категории С<sub>1</sub> составил 310 тыс.т, по С<sub>2</sub> - списание -112 тыс.т. Прирост по С<sub>1</sub> по новым залежам составил 198 тыс.т.

### **ЗАО «Корпорация Югренефть»**

По шести залежам двух месторождений представлен прирост по категории С<sub>1</sub> - 3633 тыс.т, по С<sub>2</sub> - списание -789 тыс.т, которые были приняты в авторском варианте. По трем новым залежам суммарный прирост по С<sub>1</sub> составил 233 тыс.т.

### **ООО «Узуннефть»**

По пяти залежам Малочерногорского и Узунского месторождений представленный прирост по категории С<sub>1</sub> составил 778 тыс.т, по С<sub>2</sub> - списание -1850 тыс.т. Изменения приняты в авторском варианте. По трем новым залежам запасы составили по категории С<sub>1</sub> - 114 тыс.т, по С<sub>2</sub> - 202 тыс.т.

### **OAO «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»**

По пласту БВ<sub>8</sub> Вэнгапуровского месторождения прирост по категории С<sub>1</sub> составил -2122 тыс.т, по С<sub>2</sub> - списание 258 тыс.т, что и принято в авторском варианте.

## Система управления ресурсами

### **OAO «Варьеганнефть»**

Изменения по двум залежам Калинового месторождения, составившие по категории  $C_1$  +609 тыс.т и по  $C_2$  +3508 тыс.т, были приняты в авторском варианте. Запасы новой (II) залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> составили по категории  $C_1$  - 438 тыс.т, по  $C_2$  - 3642 тыс.т.

### **OAO «РИТЭК»**

По четырем залежам Восточно-Перевального месторождения представленные приrostы по  $C_1$  - 1548 тыс.т, по  $C_2$  - 1073 тыс.т утверждены в авторском варианте. Запасы новой залежи в пласте Ач<sub>3</sub> оцениваются по  $C_1$  в 461 тыс.т, по  $C_2$  - 230 тыс.т.

### **ООО «Квантум Петролеум»**

По двум залежам Западно-Пылинского месторождения при переоценке запасов был получен прирост по категории  $C_1$  - 563 тыс.т, по  $C_2$  - списание в 172 тыс.т, которые были приняты в авторском варианте.

### **OAO «Самотлорнефтегаз»**

По девяти залежкам одного месторождения представлены приросты: по категории  $C_1$  - 4542 тыс.т, по  $C_2$  - 727 тыс.т. После защиты на ТКЗ приняты приросты запасов в следующих количествах:  $C_1$  - 3063 тыс.т,  $C_2$  - 647 тыс.т по графе «разведка».

### **OAO «Пайтых-Ойл»**

Представлены по двум залежам Пайтыхского месторождения следующие изменения в структуре запасов: по категории  $C_1$  прирост 266 тыс.т, по  $C_2$  - списание -161 тыс.т, которые были приняты комиссией в авторском варианте. Открыта одна новая залежь в пласте Ю<sub>5</sub>.

### **OAO «Хантымансиенефтегазгеология»**

По базальному пласту Каменного месторождения прирост запасов категории  $C_1$  составил 200 тыс.т, по категории  $C_2$  списано 200 тыс.т.

### **ООО СП «Ваньеганнефть»**

По девяти залежам двух месторождений представлен прирост по категории  $C_1$  - 6437 тыс.т,  $C_2$  - 945 тыс.т. Принято по категории  $C_1$  - 5701 тыс.т,  $C_2$  - 1814 тыс.т, в т.ч. по разведке, соответственно, 1988 и 13 тыс.т. Открыто три новых залежи с суммарными запасами по  $C_1$  - 254 тыс.т,  $C_2$  - 1747 тыс.т.

### **ZAO «ЮКОС»**

По пласту АС<sub>4</sub><sup>2</sup> Среднебалыкского месторождения (южная залежь) были представлены приросты запасов по категории  $C_1$  - 2.97 млн.т,  $C_2$  - 11.5 млн.т, которые и были приняты в авторском варианте.

### **OAO НК «АКИ-Отыр»**

По семи залежам двух месторождений изменения в запасах составили: по категории  $C_1$  – прирост 612 тыс.т, по  $C_2$  – списание –12432 тыс.т. Принято по категории  $C_1$  – 1000 тыс.т, по  $C_2$  списано – 639 тыс.т.

### **ООО СП «Ватойл»**

По пласту АВ<sub>8</sub><sup>1</sup> Ватьеганского месторождения представлен прирост запасов по категории  $C_1$  - 1.87 млн.т, по  $C_2$  - списание -1.54 млн.т, которые и были приняты в авторском варианте.

### **Нераспределенный фонд недр**

Прирост запасов углеводородного сырья представлялся КПР по 20 залежам 10 новых месторождений в следующих количествах: по категории  $C_1$  - 8.23 млн.т и по  $C_2$  - 51.42 млн.т, которые были приняты ТКЗ на баланс ХМАО.

Основные выводы комиссии:

1. Прирост запасов по категории  $C_1$  (194.0 млн.т) по НФН и РФН практически компенсировал суммарную добычу нефти по ХМАО (194.2 млн.т).

2. По сравнению с 2000 годом увеличилось количество залежей и месторождений, в пределах которых произошли приросты запасов за счет разведки и поиска: находилось в РФН 225 залежей по 100 месторождениям, а стало 241 по 129 месторождениям; по НФН было 25 залежей по 17 месторождениям, а стало 20 по 10 месторождениям.

3. В абсолютном выражении приросты запасов нефти (РФН + НФН) увеличились по категории  $C_1$  с 191.2 до 194.0 млн.т, а по  $C_2$  уменьшились с 84.4 до 63.8 млн.т.

При этом вновь основными поставщиками по приросту запасов УВ по категории  $C_1$  остаются ОАО «Юганскнефтегаз», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» и ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», а по категории  $C_2$  - КПР ХМАО.

Основой представленных данных по движению запасов являются экспертизы и протоколы ТКЗ ХМАО.

## Система управления ресурсами

## Разработка нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа в 2001 году

И.П.Толстолыткин, С.Е.Сутормин, Н.В.Мухарлямова, А.А.Севастьянов  
(ГУП ХМАО НАЦ РН им.В.И.Шпильмана)

С начала разработки нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа отобрано 47% извлекаемых запасов промышленных категорий (ABC<sub>1</sub>).

Что из себя представляют оставшиеся текущие запасы?

На рис.1а показана структура текущих извлекаемых запасов округа. Мы видим, что высокопродуктивные и среднепродуктивные запасы составляют 22%. Половина запасов имеет обводненность продукции выше 50%; 2% составляют запасы баженовской свиты и 4% запасов имеют КИН менее 0,2, запасы высоковязких нефтей составляют 2% и 20% запасов еще не введено в разработку.

На рис.1б приведено распределение текущих запасов округа по коэффициенту извлечения нефти (КИН), который мы рассматриваем как показатель

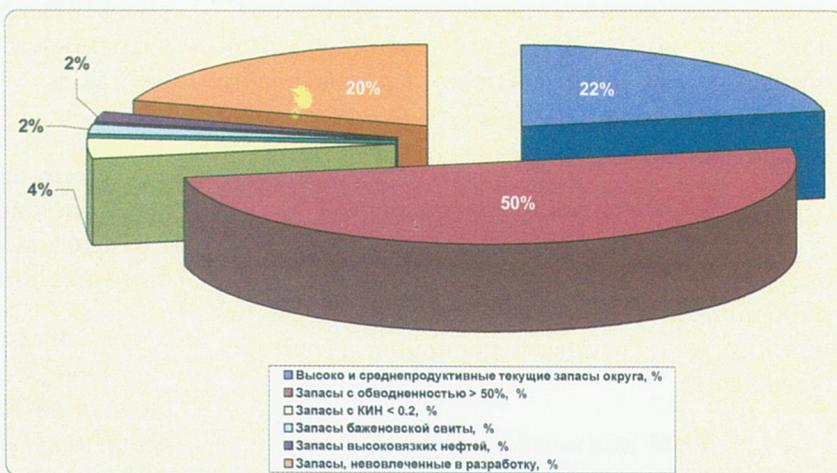


Рис.1а. Структура текущих извлекаемых запасов  
Ханты-Мансийского автономного округа

качества запасов. Запасы с КИН менее 0,3 составляют 32% и 68% приходится на запасы более высокого качества с КИН больше 0,3 единицы.

На рис.1в представлено распределение текущих запасов округа по их выработанности: 72% запасов имеют выработанность менее 50%, в том числе половина запасов менее 20%.

Наблюдается зависимость выработанности запасов от величины КИН (рис.1г). Запасы с КИН более 0,4 выработаны на 69%, а с КИН менее 0,2 всего на 10%. Остальные запасы выработаны в пределах 29-30%.

Приведенная выше характеристика текущих запасов свидетельствует о все еще высоком добывном потенциале округа, хотя качество запасов со временем ухудшается, что требует для их добычи применения новых более совершенных технологий.

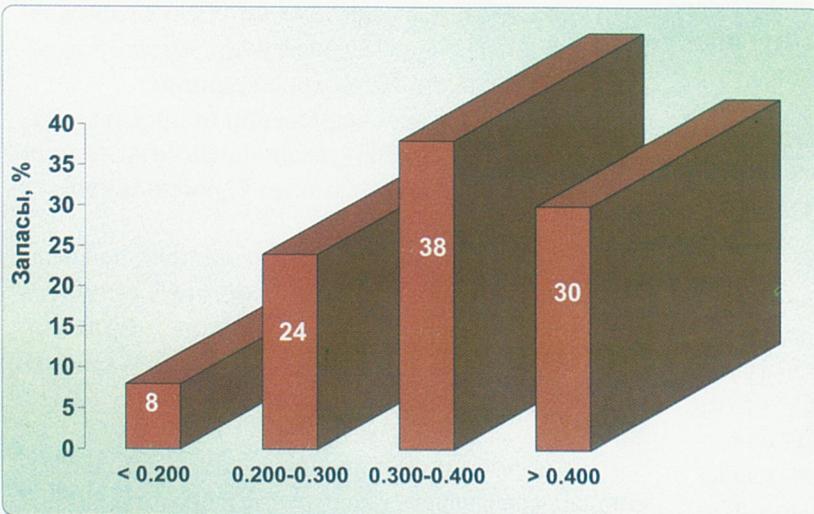
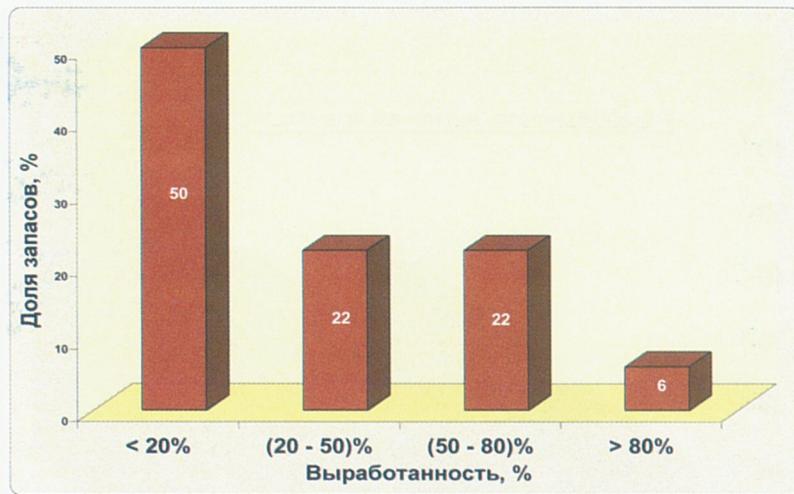


Рис.1б. Распределение текущих извлекаемых запасов по КИН

## Система управления ресурсами



*Рис. 1в. Распределение текущих промышленных запасов округа по выработанности*

Современный этап разработки нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа характеризуется ростом добычи нефти.

С 1996 года добыча нефти выросла на 29 млн.т (18%), в том числе на 14 млн.т в 2001 году и составила 194 млн.т.

Стабильный рост добычи нефти обеспечивался:

- вводом в разработку новых месторождений и запасов;
- ростом объемов эксплуатационного бурения и вводом в работу новых скважин;
- стабильным ростом отборов жидкости;
- улучшением использования эксплуатационного фонда скважин;
- совершенствованием технологий разработки, широким применением методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притоков;
- выборочным отбором высокопродуктивных запасов нефти.

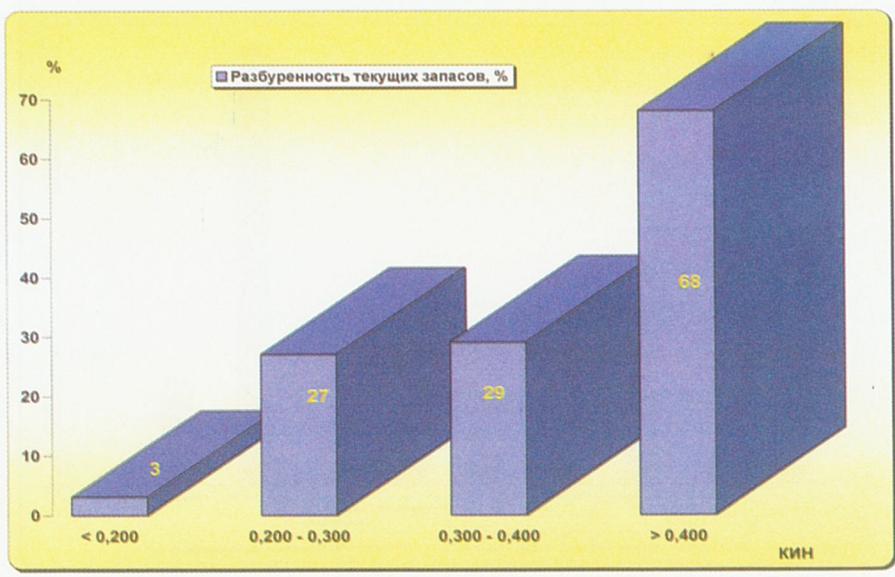
За период 1996-2001 гг. введено в разработку 52 новых месторождения с промышленными запасами 315 млн.т, в том числе 11 в 2001 году с запасами 45 млн.т.

Рост добычи нефти по округу был во многом обеспечен объемами эксплуатационного бурения, которые с 1998 года выросли на 3.2 млн.м (в 2 раза), в том числе за 2001 г. на 0.7 млн.м (12%), и составили 6.5 млн.м. В 2001 году было введено в эксплуатацию 2568 добывающих скважин, что составляет 70% проектного показателя. Третья часть нефти в 2001 году получена из скважин, пробуренных за последние 6 лет.

Несмотря на рост в последние годы объемов эксплуатационного бурения, они значительно отстают от проектных уровней по всем недропользователям за исключением НК «Сургутнефтегаз».

Разбурренность текущих запасов по КИН демонстрируется на рис.2. Запасы с КИН >0.4 – 68%, а с КИН <0.2 – всего 3%. Разбурренность остальных запасов – в пределах 27-29%, т.е. запасы более высокого качества имеют более высокий процент разбурренности.

Объемы эксплуатационного бурения по многим недропользователям округа неудовлетворительны. Для разбуривания промышленных запасов, находящихся на балансе недропользователей на 01.01.2002 г., при сложившихся темпах разбуривания НК «ЮКОС» потребуется 95 лет, НК



*Рис. 1г. Выработанность начальных извлекаемых запасов округа с учетом КИН*

## Система управления ресурсами

«Сиданко» – 85 лет, Тюменской нефтяной компании – 79 лет, НК «Сибнефть» – 52 года, НК «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – 29 лет, а в целом по округу – 34 года (рис.3), что приведет к консервации разведанных запасов. Мы считаем оптимальными для округа объемы эксплуатационного бурения на уровне 9.5–10.5 млн.м с вводом ежегодно в работу 3600–3700 скважин.

Нет более эффективного способа обеспечения нефтеотдачи и достижения оптимального КИН, чем полное разбуривание месторождения в пределах рентабельных толщин продуктивного пласта, без которого проектная нефтеотдача недостижима.

В результате отставания с разбуриванием месторождений происходит выборочный отбор запасов. К сожалению, многие недропользователи применяют этот «способ» интенсификации разработки, когда при невыполнении проектных показателей по бурению, действующему фонду скважин превышается проектный уровень добычи нефти за счет выборочного интенсивного отбора высокопродуктивных запасов.

Покажем это на примере двух компаний: «Сургутнефтегаз» и «ЮКОС». В 2001 году при выпол-

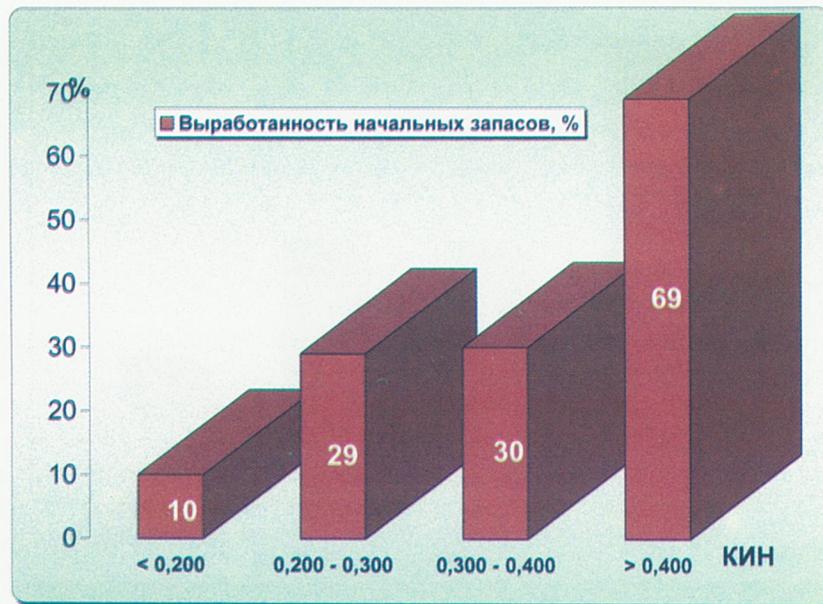


Рис.2. Разбуренность текущих извлекаемых запасов округа с учетом КИН

нением объемов эксплуатационного бурения на 162% и действующем фонде скважин в 119% у НК «Сургутнефтегаз» годовой отбор нефти из одной скважины составил 108%, а годовой уровень добычи нефти - 129%, т.е. превышение годового уровня было обеспечено за счет бурения и действующего фонда скважин. У НК «ЮКОС» при выполнении объемов эксплуатационного бурения в 44%, действующем фонде скважин в 65% годовой отбор из одной скважины достиг 210%, а годовой уровень добычи нефти - 36%. То есть в целом компания «ЮКОС» производит выборочный интенсивный отбор высокопродуктивных запасов.

Все это в конечном итоге ведет к разубоживанию запасов, преждевременному их обводнению, снижению нефтеотдачи и консервации запасов в недрах.

Использование фонда скважин является фактором, влияющим на нефтеотдачу. В целом по округу действующий добывающий фонд с 1998 года увеличился на 8.4 тыс. скважин (18%), в том числе за 2001 год на 2.6 тыс. скважин (5%) (рис.4). Коэффициент использования фонда добы-

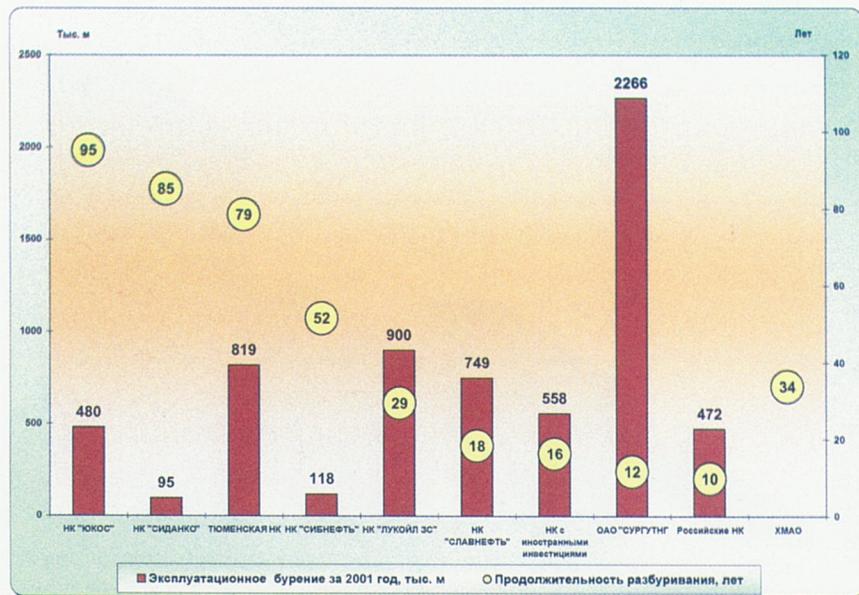


Рис.3. Продолжительность разбуривания промышленных запасов округа недропользователями и объемы эксплуатационного бурения в 2001 году

## Система управления ресурсами

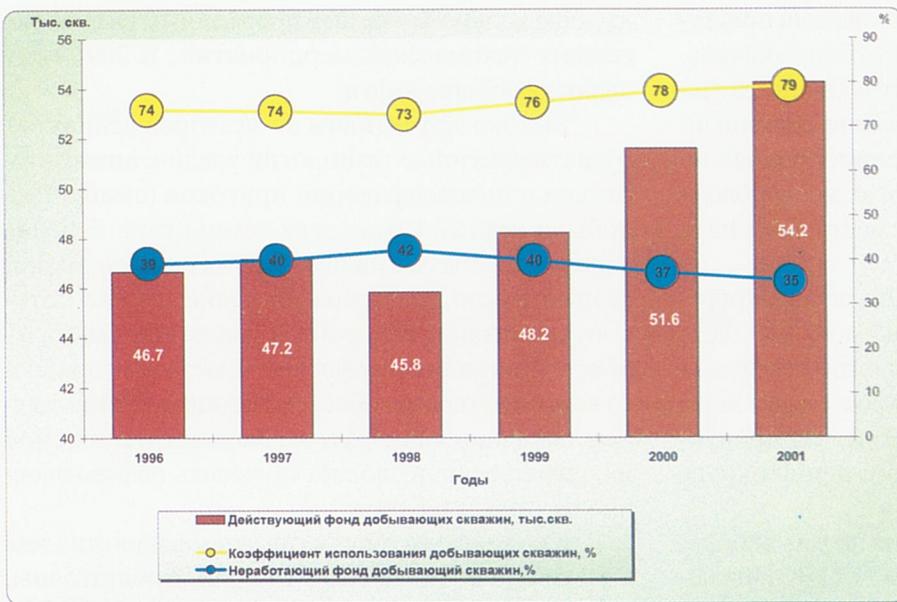


Рис.4. Использование фонда скважин

вающих скважин с 1998 года возрос на 6% (с 73 до 79%), однако эта величина ниже проектного показателя.

Неработающий фонд эксплуатационных скважин уменьшился на 7%.

Анализ фонда скважин по дебиту нефти показывает, что 80% скважин работает с дебитом до 15 т/сут, суммарная добыча из них составляет 35% добычи округа, в том числе 49% скважин с дебитом до 5 т/сут (10% добычи округа).

При анализе фонда скважин по обводненности установлено, что 70% скважин имеют обводненность продукции более 50%, суммарная добыча нефти из них составляет 46% добычи округа, в том числе у 46% скважин обводненность более 85% (22% добычи округа).

Таким образом, в округе приходится работать с низкодебитным по нефти высокообводненным фондом скважин, что требует применения технологий разработки, повышающих де-

бит скважин по нефти и ограничивающих водопритоки, которые во многих случаях являются следствием нарушения проектных решений по технологии разработки месторождений.

Избыточное заводнение продуктивных пластов - один из факторов, снижающих нефтеотдачу. Во многих случаях скважины обводняются, не отобрав полностью дренируемые ими запасы. Высокая обводненность продукции (84% в целом по округу) часто становится результатом чрезмерного безудержного заводнения пластов. У всех недропользователей, за исключением «ЛУКОЙЛ-АИК», обводненность продукции значительно превышает выработку запасов (рис.5).

Компенсация отборов закачкой в результате грубого нарушения баланса «отбор-закачка» на отдельных месторождениях достигала 300-400%, что приводило к росту пластового давления даже в зонах отбора на 40-50 атм выше первоначального. Такое поддержание пластового давления ведет к снижению нефтеотдачи.

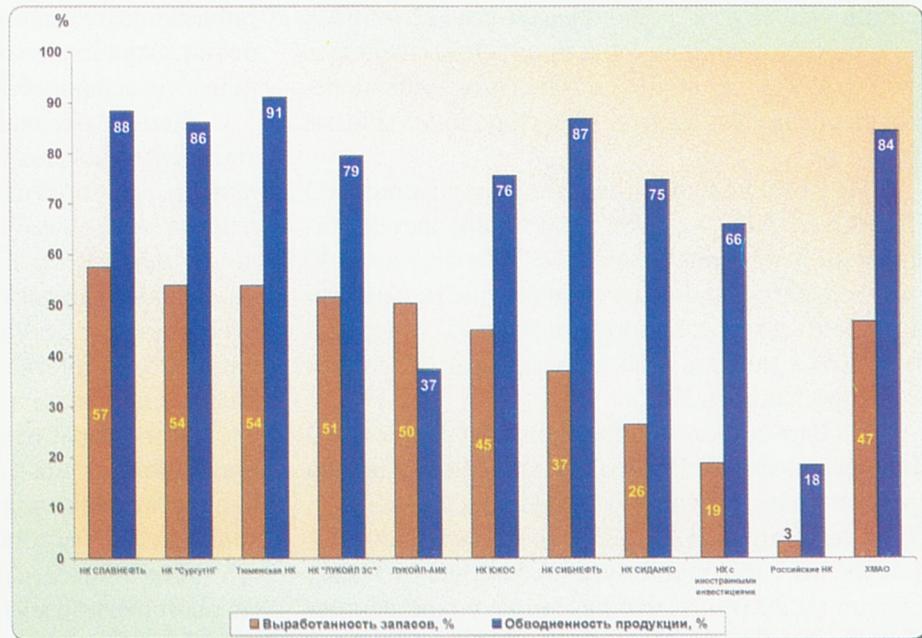


Рис.5. Сопоставление выработанности запасов с обводненностью продукции

## Система управления ресурсами

В последние годы недропользователи приступили к восстановлению баланса «отбор-закачка», уменьшили безудержную закачку воды, в результате чего с 1996 года текущая компенсация снизилась на 17% (со 118 до 101%), а накопленная на 38% (со 161 до 123%), хотя на многих месторождениях пластовое давление продолжает превышать первоначальное.

Накопленная компенсация по компаниям округа на 01.01.2002 г., за исключением «ЛУКОЙЛ-АИК» и компаний с российским капиталом, превышает 100%, а у НК «СИДАНКО» составляет даже 173%. Все это свидетельствует о том, что продуктивные пластины нефтяных месторождений округа чрезмерно заводнены.

Положительный опыт работы по регулированию закачки воды на примере ОАО «ТНК-Нижневартовск», «ЛУКОЙЛ-АИК» и «Варьеганнефть» доказывает высокую эффективность этих мероприятий, которые по сути являются гидродинамическими методами увеличения нефтеотдачи. В целом можно считать, что на месторождениях округа проводится крупномасштабное циклическое заводнение, когда после длившегося десятилетиями цикла интенсивного нагнетания начался цикл снижения закачки.

Рассмотрим несколько примеров. На Самотлорском лицензионном участке («ТНК-Нижневартовск») с 1992 года закачка воды была снижена с 36 млн.м<sup>3</sup> до 8 млн.м<sup>3</sup> в 2001 году, текущая компенсация со 160 до 27%, накопленная со 122 до 102%. В результате обводненность продукции снизилась с 83% в 1998 году до 81% в 2001 году, добыча нефти выросла с 4.8 млн.т в 1996 году до 5.5 млн.т в 2001 году.

На Когалымском лицензионном участке ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» с 1989 года наблюдается стабильный рост добычи нефти с 248 тыс.т до 2142 тыс.т в 2000 году при снижении текущей компенсации с 256% до 89%, накопленной со 157% до 98%. Выработка запасов в 50% превышает обводненность продукции в 37%.

На Варьеганском лицензионном участке ОАО «Варьеганнефть» с 1998 года прекращена закачка пресной воды, текущая компенсация снижена до 87%, а накопленная до 192%. По характеристикам вытеснения наблюдается увеличение извлекаемых запасов на 20 млн.т, что связано с сокращением объемов закачки воды, ростом действующего фон-

да добывающих скважин и проведением различных геолого-технических мероприятий. В 2001 году выросла добыча нефти.

Высоко эффективны на месторождениях округа современные технологии увеличения нефтеотдачи и интенсификации притоков (свыше 20% добычи нефти). Среди этих технологий: бурение горизонтальных скважин и вторых стволов, гидроизрыв пласта, гидродинамические методы, потокоотклоняющие и гелеобразующие системы, глубокопроникающая перфорация и методы вторично-го вскрытия пласта, обеспечивающие отрицательные значения скин-эффекта. Расширение объемов их применения позволяет повысить нефтеотдачу продуктивных пластов.

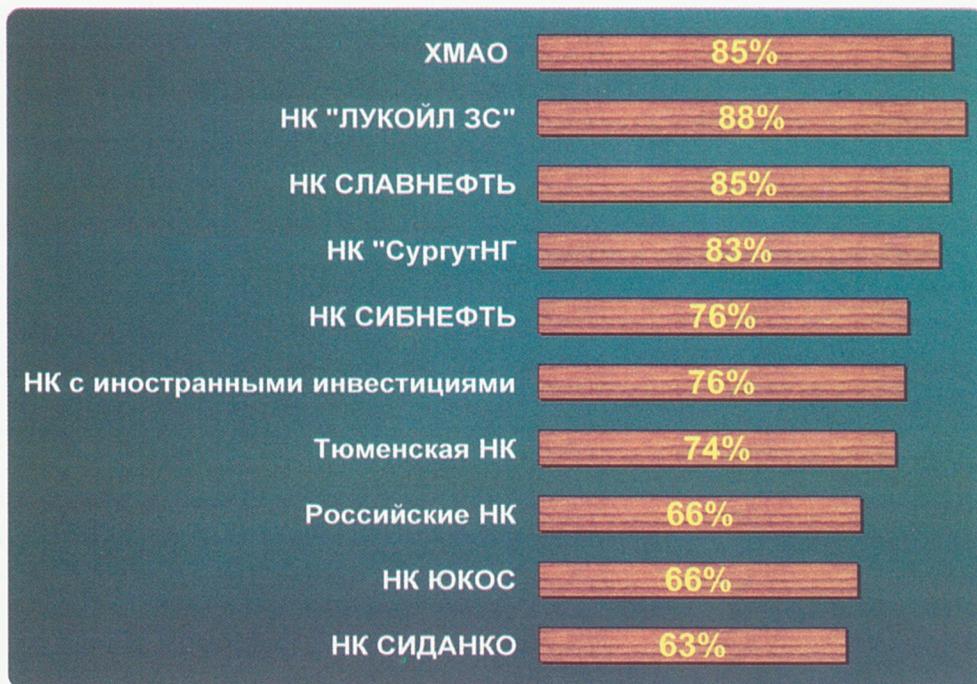
К сожалению, объемы использования этих технологий, за исключением ГРП, еще недостаточны, во многих случаях они не предусмотрены проектной документацией, прошедшей государственную экспертизу, что нередко снижает их эффективность.

Одно из основных условий обеспечения высокой нефтеотдачи продуктивных пластов - выполнение проектных показателей разработки. Наблюдаются многочисленные случаи отступления недропользователями от проектных решений. Это и отставание буровых работ, и превышение уровней отбора нефти и закачки воды, нарушение запроектированной системы разработки и баланса «отбор-закачка», неудовлетворительное использование скважин, выборочный отбор запасов и т.п., что отрицательно сказывается на эффективности разработки, выработке запасов, нефтеотдаче и достижении оптимального КИН.

Немало нареканий вызывает качество проектной документации. Иногда небезосновательно. Например, в проекты часто закладывали текущую компенсацию не менее 115%, а через 7 лет это приводило к накопленной компенсации более 200%, т.е. интенсивное заводнение продуктивных пластов производилось не без участия проектировщиков. Однако в большинстве случаев дело было не в проектных решениях, а в их невыполнении. Не секрет, что часто разработка не ведется в соответствии с проектной документацией, а проектная документация составляется для обоснования фактически сложившейся на месторождении обстановки.

Для количественной оценки выполнения проектных показателей предлагается использовать два коэффициента: выполнение проектного показателя

## Система управления ресурсами



*Рис.6. Коэффициенты соответствия показателей разработки проектным решениям*

и обобщенный коэффициент соответствия показателей разработки проекту.

На рис.6 приведены обобщенные коэффициенты соответствия показателей разработки проекту по недропользователям округа.

По несоответствию показателей разработки проектным решениям выделяются три группы недропользователей.

1. Несоответствие в пределах 20%: НК «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», НК «Славнефть», НК «Сургутнефтегаз».

2. Несоответствие в пределах 30%: НК «Сибнефть», НК с иностранными инвестициями, Тюменская НК.

3. Несоответствие более 30%: НК с российским капиталом, НК «ЮКОС» и НК «Сиданко».

Отступление от проектных решений имеет негативный характер и не должно оставаться безнаказанным. Необходимы штрафные санкции.

Мощным средством повышения нефтеотдачи должны стать постоянно действующие модели месторождений.

Отдавая должное высокой эффективности различных методов и технологий увеличения нефтеотдачи, мы считаем, что они должны стать составными частями единого процесса разработки, успешность которого может быть обеспечена высо-

ким уровнем проектирования на базе трехмерных геолого-гидродинамических моделей и строгим выполнением проектных решений.

### *Выводы*

1. Ханты-Мансийский автономный округ обладает значительным добывным потенциалом, реализация которого требует применения новых современных, более совершенных технологий.

2. Негативно влияют на нефтеотдачу продуктивных пластов: отставание в разбуривании месторождений, выборочный отбор высокопродуктивных запасов, чрезмерное заводнение, нарушение баланса «отбор-закачка», неудовлетворительное использование пробуренного фонда, нарушение требований проектных технологических документов.

3. Разрабатываемые месторождения должны в соответствии с проектными документами, прошедшими Государственную экспертизу, и с применением технологии увеличения нефтеотдачи. За существенные отклонения от проектных решений или выполнение работ без проектного документа должны быть предусмотрены штрафные санкции.

4. Для оценки выполнения проектных решений предлагается ввести коэффициенты выполнения проектного показателя и соответствия проектным решениям.

## Система управления ресурсами

### **О работе Территориальной комиссии по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений ХМАО за I квартал 2002 года**

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

За I квартал 2002 года ТКР ХМАО провела 10 заседаний, на которых было рассмотрено 53 работы, в том числе:

- уточненный проект разработки Солкинского месторождения;

- 8 технологических документов на разработку месторождений (Юккунского, Северо-Ореховского, юго-восточной части Пальяновской площади, Сыморьяхского, восточной части Каменной площади Красноленинского месторождения, Западно-Молодежного, Ачимовского и Тайлаковского);

- анализ разработки Черногорского месторождения;

- авторский надзор за разработкой Потанай-Картопынского месторождения;

- обоснование уровней добычи нефти на 2002 год по 34 предприятиям-недропользователям, в том числе: «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», «Сургутнефтегаз», «ЮКОС», «Славнефть», «ТНК».

Рассматривались проектные работы на разработку месторождений на территории ХМАО с учетом более жестких требований к самим проектным документам, а также к разработке месторождений в соответствии с этими проектами.

Аналогичные требования предъявлялись и к обоснованию уровней добычи нефти на 2002 год. Основное внимание обращалось на качество проектных документов, на основании которых ведется разработка месторождений, и на соответствие фактического состояния разработки положениям проектного документа.

По 29 месторождениям отмечены серьезные недостатки, в частности:

1. Разработка месторождений ведется без проектного документа (срок действия проектного документа истек) или по устаревшему проектному документу, когда из-за несоответствия принятых в документе запасов нефти фактическим или существенного изменения продуктивности коллекторов

фактические показатели разработки значительно отличаются от проектных.

2. Проектный документ реализуется с отклонениями:

- ведется выборочная отработка запасов нефти, когда, исходя из экономических соображений, на месторождениях прекращается эксплуатационное бурение или останавливаются обводнившиеся и аварийные скважины, и неработающий фонд превышает все допустимые пределы;

- не формируется проектная система воздействия и допускается значительное снижение пластового давления, что может привести к безвозвратным потерям нефти в недрах.

3. При работах на месторождениях по проектам пробной эксплуатации (ППЭ) и технологическим схемам опытно-промышленной разработки (ОПР) не выполняются основные требования данных документов, в том числе необходимые исследования и опробование новых технологий. После завершения работ по ППЭ и ОПР не представляются отчеты о проведенных работах.

4. По многим месторождениям на предприятиях ОАО «Юганскнефтегаз», ОАО «Томскнефть», ТПП «Урайнефтегаз», ТПП «Лангепаснефтегаз», ОАО «Сургутнефтегаз» за счет излишней перекомпенсации отборов жидкости закачкой в предыдущие годы текущее пластовое давление по залежам нефти выше первоначального, что приводит к оттокам нефти в контурную зону, быстрому прорыву нагнетаемых вод к забоям добывающих скважин, затруднениям при ремонтных работах на скважинах и другим негативным последствиям. Недропользователям рекомендовано сократить объемы нагнетаемой воды и регулировать системы воздействия.

На заседаниях ТКР ХМАО приняты решения:

- не согласовывать и предложить недропользователям уточнить уровни добычи нефти по

## Система управления ресурсами

Новомолодежному, Каменной площади (ТНК-Нягань), Западно-Варьеганскому, Тагринскому, Кысомскому, Северо-Даниловскому, Мансингъянскому, Тальниковому, Кошильскому, Западно-Ермаковскуму, Чехлонейскому, Восточно-Сургутскому, Мамонтовскому, Правдинскому месторождениям;

- в связи со значительным снижением пластового давления в зоне отбора ограничить и даже прекратить отбор нефти по конкретным скважинам, в связи с чем откорректировать в меньшую сторону уровни добычи нефти по Киняминскому, Западно-Угутскому, Среднебалыкскому, Западно-Малобалыкскому, Южному, Тальниковому и Грибному месторождениям;

- в связи с неудовлетворительным состоянием разработки вынести решение о дальнейшей разработке Восточно-Ингинского, Новоаганского, Поттымско-Ингинского и Сусликовского месторождений на рассмотрение Лицензионной комиссии ХМАО;

- просить Лицензионную комиссию рассмотреть крайне неудовлетворительное состояние разработки Омбинского месторождения и принять соответствующее решение;

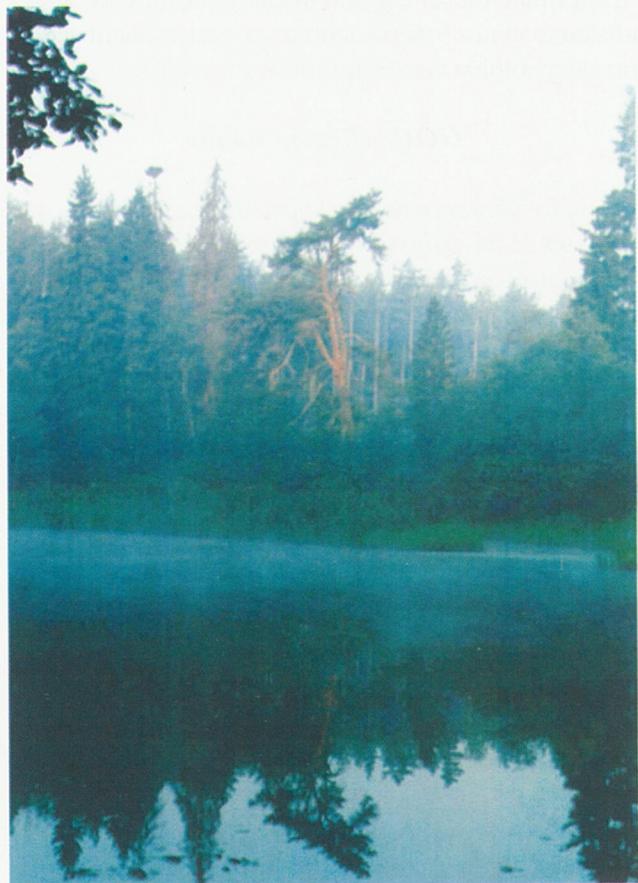
- о необходимости составления новых проектных документов по Вахскому, Северному, Черногорскому, Западно-Асомкинскому, Южно-Покачевскому месторождениям.

TKP XMAO отмечает, что организации-проектировщики (ОАО «СибНИИНП», ТО «СургутНИПИнефть» и ТОО «ТЭРМ») при составлении проектных документов на разработку месторождений углеводородов учитывают замечания, высказанные на заседаниях TKP в предыдущие годы, что позволило существенно улучшить качество проектной документации.

TKP XMAO отмечает также, что отдельные недропользователи заметно улучшили состояние разработки месторождений. Так, ОАО «Сургутнефтегаз» в промышленном объеме применяет при разработке сложнопостроенных залежей бурение горизонтальных скважин и вторых стволов; в большом объеме применяется системный ГРП, что позволяет увеличить темп отбора нефти, повысить нефтеотдачу пластов и по ряду месторождений значительно превысить проектные показатели по добыче нефти.

Аналогичные работы, но в несколько меньшем объеме, проводятся на предприятиях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и ОАО «Юганскнефтегаз».

Эти крупнейшие нефтедобывающие предприятия, а также ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «Тюменнефтегаз» и ряд других в большом объеме применяют гидродинамические и физико-химические методы воздействия на пласт, что позволяет заметно снизить обводненность продукции скважин и увеличить их дебит по нефти.



## Система управления ресурсами

### **Об итогах рассмотрения уровней добычи нефти на 2002 год**

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

В апреле 2002 года Хантымансиjsкая межведомственная комиссия по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений закончила экспертизу расчетов (по лицензионным участкам) уровней добычи нефти на 2002 год, представленных недропользователями, работающими на территории Ханты-Мансиjsкого автономного округа.

По представленным расчетам суммарный объем добычи нефти на 2002 год планируется на уровне 202 млн. тонн.

При экспертизе расчетов уровней добычи, представленных недропользователями, ТКР не рекомендовала к утверждению уровни добычи нефти по следующим лицензионным участкам:

#### **ООО «Белые ночи»**

По Западно-Варьеганскому в связи с тем, что состояние разработки месторождения и освоения ресурсной базы неудовлетворительное, разработка газонефтяного объекта Ю<sub>1</sub> не соответствует Проекту, закачка воды осуществляется в недостаточном объеме, пластовое давление существенно снижено от начального, что не позволяет эксплуатировать большую часть пробуренного фонда скважин, велик бездействующий фонд скважин.

По Тагринскому в связи с тем, что проектные показатели не выполняются, неработающий фонд добывающих скважин очень высок, почти полностью прекращена эксплуатация основного по запасам объекта – Б<sub>9</sub>, проектный уровень 2001 года выполнен на 26.4%.

#### **ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**

#### **ТПП «Урайнефтегаз»**

По Северо-Даниловскому в связи с тем, что необходимы пересчет запасов и составление уточненного проектного документа.

По Мансингьянскому в связи с тем, что запасы нефти не утверждены и устарел проектный документ.

По Тальниковому в связи с тем, что не выполняются положения проекта ОПР, фактическая добыча нефти значительно ниже проектной, большой бездействующий фонд скважин, хотя месторождение находится в начальной стадии разработки.

#### **Тюменская нефтяная компания**

#### **ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»**

По Кошильскому в связи с тем, что не соблюдаются проектные решения, хотя «Технологическая схема разработки» утверждена в 1999 году.

#### **ОАО «Тюменнефтегаз»**

По Западно-Ермаковскому в связи с тем, что не выполнен проектный показатель по действующему фонду нагнетательных скважин и объемам закачки воды в 2001 г., не предусмотрена закачка воды и в 2002 г., не ясно состояние энергетики по разрабатываемым залежам нефти.

По Чехлонейскому на лицензионному участку в связи с тем, что не пробурены нагнетательные скважины и закачка воды в 2002 г. не планируется, фактическая обводненность в два раза выше проектной, а водоизоляционные работы не предусмотрены.

#### **ОАО «ТНК-Нягань»**

По Каменному из-за недостаточного объема мероприятий на 2002 год, что приводит к снижению добычи нефти по сравнению с 2001 годом и

## Система управления ресурсами

росту бездействующего фонда скважин. Применяемые технологии разработки Каменной площади не эффективны, буровые работы на лицензионном участке полностью прекращены.

### **OAO «Юганскнефтегаз»**

По Восточно-Сургутскому в связи с тем, что не выполнено лицензионное соглашение о составлении в 2000 г. уточненного проектного документа; не выполнена рекомендация ТКР (протокол №199 от 01.02.2001 г.) о дополнении программы работ на 2001 г. по бурению и выводу скважин из бездействия; текущее пластовое давление в зоне отбора выше первоначального.

По Омбинскому в связи с тем, что разработка месторождения ведется без проектного документа, т.к. срок действия Проекта пробной эксплуатации месторождения давно истек; не выполнено лицензионное соглашение о пересчете запасов и составлении нового проектного документа; месторождение разбурено только на 15%, буровые работы не ведутся; не применяются никакие современные технологии повышения нефтеотдачи пластов.

По Мамонтовскому в связи с тем, что не выполняются основные проектные показатели, хотя Проект утвержден ЦКР в декабре 2000 года, высок процент бездействующих скважин; имеются недостатки в организации системы ППД - в целом по залежам в зоне отбора пластовое давление выше начального, а в районе отдельных скважин ниже начального от 35 до 79 атм.

По Киняминскому в связи с тем, что месторождение введено в разработку в 1988 г., но разбурено только 6% фонда скважин, накопленная добыча нефти на 48% ниже проектной; не выполнено лицензионное соглашение о составлении в 1999 г. технологической схемы разработки; велик бездействующий фонд скважин (50% от добывающего фонда); пластовое давление по отдельным скважинам снижено до 100 атм.

По Западно-Угутскому в связи с тем, что разработка месторождения ведется без проектного документа, большой неработающий фонд скважин; месторождение длительное время разрабатывается без системы ППД, а замеры пластовых давлений отсутствуют.

По Правдинскому в связи с тем, что не выполняются проектные решения по регулированию разработки месторождения.

### **OAO НК «ЮКОС»**

По Среднебалыкскому, где система разработки не эффективна и нуждается в корректировке, пластовое давление ниже начального, в том числе и по нагнетательным скважинам, реакции от закачки нет.

### **OAO «Варьеганнефть»**

По Новоаганскому в связи с тем, что работа на 2002 год на месторождении не планируется.

### **ООО «Славнефть-Нижневартовск»**

По Кысомскому - из-за отсутствия проектного документа.

### **OAO «ИНГА»**

По Восточно-Ингинскому в связи с тем, что не выполнены решения проектного документа по разбуриванию участка (18.5 тыс.м вместо 533.4 тыс.м) и объемам добычи нефти (44.3 тыс.т вместо 1575.7 тыс.т); задачи опытно-промышленной разработки не выполнены, в результате пробной эксплуатации пластов ЮК<sub>2-3</sub>, ЮК<sub>0-1</sub>, К.В.+Рз и ВК<sub>1-2</sub> не получена информация, необходимая для составления проектных технологических документов, нет программы проведения разведочных работ для перевода запасов категории С<sub>2</sub> в промышленные.

По Поттымско-Ингинскому в связи с тем, что к промышленной эксплуатации месторождение не подготовлено, хотя с 1997 года ведется пробная эксплуатация отдельных разведочных скважин.

### **OAO НК «СИДАНКО»**

### **OAO «Варьеганнефтегаз»**

По Сусликовскому в связи с тем, что срок действия Проекта пробной эксплуатации давно истек, начальное пластовое давление по объекту Ю<sub>1</sub> составляет 259 атм, а текущее в зоне отбора снижено от первоначального на 50-70 атм, отобрано 17.5%

## Система управления ресурсами

от начальных извлекаемых запасов нефти, что в 3 раза выше показателя, установленного законодательством ХМАО. Состояние разработки месторождения неудовлетворительное. Ведется выборочный отбор нефти из 6 скважин.

### **OAO «ТНК-Нижневартовск»**

По Новомолодежному из-за недостаточного использования ресурсной базы, фонда скважин и нарушения проектных решений.

По Гуньеганскому из-за низкой эффективности бурения и неудовлетворительной работы с бездействующим фондом скважин.

В целях устранения отмеченных недостатков разработка на вышеупомянутых лицензионных участках ТКР обратилась в Лицензионную комиссию с просьбой рассмотреть выполнение лицензионных соглашений по итогам экспертизы уровней добычи нефти на 2002 год у следующих недропользователей:

ООО «Белые ночи» (Западно-Варьеганский и Тагринский лицензионные участки);

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Урайнефтегаз» (Северо-Даниловский, Мансингянский, Тальниковый лицензионные участки);

Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие ТНК (Кошильский лицензионный участок);

ОАО «Тюменнефтегаз» ТНК (Западно-Ермаковский и Чехлонейский лицензионные участки);

ОАО «Юганскнефтегаз» (Восточно-Сургутский, Омбинский, Мамонтовский, Киняминский, Западно-Угутский, Правдинский лицензионные участки);

ОАО НК «ЮКОС» (Среднебалыкский лицензионный участок);

ОАО «Варьеганнефть» (Новоаганский лицензионный участок);

ОАО «ИНГА» (Восточно-Ингинский и Потымско-Ингинский лицензионные участки);

ОАО «Варьеганнефтегаз» (Сусликовский лицензионный участок);

ОАО «Славнефть-Нижневартовск» (Кысомский лицензионный участок);

ОАО «ТНК-Нягань» (Каменный лицензионный участок);

ОАО «ТНК-Нижневартовск» (Новомолодежный и Гуньеганский лицензионные участки).



## Система управления ресурсами

### Изменения, внесенные в законодательство о недропользовании в 2001 году

Д.В.Коровина (ГУП ХМАО НАЦ РН им. В.И.Шпильмана)

Наиболее существенные изменения, коснувшиеся не только платежей за пользование недрами, но и всей системы недропользования в Российской Федерации, были внесены в 2001 году в федеральное законодательство.

С 1 января 2002 года вступила в силу Глава 26 Налогового кодекса РФ «Налог на добычу полезных ископаемых», введенная Федеральным законом от 08.08.2001 г. №126-ФЗ. Налоговым кодексом установлены все существенные элементы налога на добычу: объект налогообложения (статья 336 НК РФ), налоговая база, налоговый период, налоговая ставка, порядок исчисления, порядок и сроки уплаты налога, налогоплательщики. Плательщиками налога на добычу полезных ископаемых признаются организации и индивидуальные предприниматели, признаваемые пользователями недр в соответствии с законодательством Российской Федерации (статья 334 НК РФ). По общему правилу статьи 337 налоговой базой является стоимость добывших полезных ископаемых. Однако в период с 1 января 2002 года по 31 декабря 2004 года налоговая база при добыче нефти и газового конденсата из нефтегазоконденсатных месторождений определяется как количество добывших полезных ископаемых в натуральном выражении в соответствии со статьей 5 Федерального закона от 08.08.2001 г. №126-ФЗ. Налоговым периодом признается квартал (статья 341 НК РФ). В отличие от действовавшей ранее системы платежей, статья 342 Налогового кодекса устанавливает фиксированные ставки налога на добычу полезных ископаемых. Налогообложение по ставке 0 процентов производится в соответствии с пунктом 1 статьи 342. Пункт 2 указанной статьи устанавливает конкретные ставки налога по видам добывших полезных ископаемых, в частности, нефть, газ, газовый конденсат облагаются по ставке 16,5% с 1 января 2005 года. В период с 1 января 2002 года по 31 декабря 2004 года налоговая ставка при добыче нефти и газового кон-

денсата из нефтегазоконденсатных месторождений составляет 340 рублей за 1 тонну. При этом указанная налоговая ставка применяется с коэффициентом, характеризующим динамику мировых цен на нефть (статья 5 Федерального закона от 08.08.2001 г. №126-ФЗ).

Соответственно, с 1 января 2002 года ликвидированы отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы (соответствующий закон утрачивает силу – статья 2 Федерального закона от 08.08.2001 г. №126-ФЗ).

Статьей 11 Федерального закона от 08.08.2001 г. №126-ФЗ внесены изменения в статью 48 Бюджетного кодекса РФ, закрепившие распределение платежей по налогу на добычу полезных ископаемых между бюджетами разных уровней. По общему правилу (за исключением углеводородного сырья и общераспространенных полезных ископаемых), в доход федерального бюджета идет 40 процентов от суммы налога, в доход бюджета субъекта Российской Федерации – 60 процентов. Сумма налога, исчисленная по полезным ископаемым (за исключением углеводородного сырья и общераспространенных полезных ископаемых), добытым на территории автономного округа, входящего в состав края (области), распределяется в порядке, установленном соглашением между автономным округом и краем (областью). Сумма налога, исчисленная по добывшим полезным ископаемым в виде углеводородного сырья, распределяется следующим образом: 80 процентов от суммы налога - в доход федерального бюджета, 20 процентов - в доход бюджета субъекта Российской Федерации. Сумма налога, исчисленная по углеводородному сырью, добытому на территории автономного округа, входящего в состав края или области: 74,5 процента от суммы налога - в доход федерального бюджета, 20 процентов - в доход бюджета округа, 5,5 процента - в доход бюджета края или области. При добыче общераспространенных полезных ископаемых

## Система управления ресурсами

полная сумма налога подлежит уплате в доход бюджетов субъектов Российской Федерации. При добыче любых полезных ископаемых на континентальном шельфе Российской Федерации или в исключительной экономической зоне Российской Федерации, а также при добыче полезных ископаемых из недр за пределами территории Российской Федерации, если эта добыча осуществляется на территориях, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации (а также арендемых у иностранных государств или используемых на основании международного договора) на участке недр, предоставленном налогоплательщику в пользование, полная сумма налога зачисляется в федеральный бюджет.

С 1 января 2002 года вступила в силу новая редакция раздела V Закона «О недрах» «Платежи при пользовании недрами» (пункт 5 статьи 8 Федерального закона от 08.08.2001 г. №126-ФЗ). Нормы этого раздела носят, в основном, общий характер. Статья 39 устанавливает систему неналоговых платежей, уплачиваемых при пользовании недрами. Статья 40 закрепляет отдельные нормы, касающиеся уплаты разовых платежей за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии.

Статья 41 по вопросам размера и порядка взимания платы за геологическую информацию о недрах отсылает к нормативному акту Правительства Российской Федерации. Постановление №57 от 25.01.2002 г. «О плате за геологическую информацию о недрах» устанавливает минимальный размер платы за информацию, полученную в результате государственного геологического изучения недр – 10000 рублей. Конкретный размер платы для потребителя геологической информации устанавливается федеральным органом управления государственным фондом недр, то есть Министерством природных ресурсов Российской Федерации. Плата за геологическую информацию вносится в доходы федерального бюджета.

Не урегулирован процесс распределения денежных средств, поступающих в виде сборов за участие в конкурсе (аукционе) и выдачу лицензий, между федеральными и региональными органами государственной власти (статья 42).

Статьей 43 определяются регулярные платежи за пользование недрами, которые взимаются за

площадь лицензионного участка, предоставленного недропользователю. Ставка регулярного платежа устанавливается за один квадратный километр площади отдельно по каждому лицензионному участку органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации по представлению территориального органа управления государственным фондом недр.

Постановлением Правительства Российской Федерации №926 от 29.12.2001 г. утверждены минимальные и максимальные ставки регулярных платежей за пользование недрами, а также правила уплаты указанных платежей. Также признано утратившим силу Постановление Правительства Российской Федерации от 28.10.1992 г. №828 «Об утверждении Положения о порядке и условиях взимания платежей за право на пользование недрами, акваторией и участками морского дна».

С 1 июля 2002 года вступает в силу Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях (№195-ФЗ от 30.12.2001 г.), в котором административную ответственность за правонарушения в области пользования недрами непосредственно предусматривают шесть статей общего характера:

- 7.3. Пользование недрами без разрешения (лицензии) либо с нарушением условий, предусмотренных разрешением (лицензией).

- 7.4. Самовольная застройка площадей залегания полезных ископаемых.

- 7.10. Самовольная уступка права пользования землей, недрами, участком лесного фонда, участком леса, не входящего в лесной фонд, или водным объектом.

- 8.9. Нарушение требований по охране недр и гидроминеральных ресурсов.

- 8.10. Нарушение требований по рациональному использованию недр.

- 8.11. Нарушение правил и требований проведения работ по геологическому изучению недр.

Кроме того, в кодексе содержится ряд статей, предусматривающих ответственность за конкретные правонарушения (на континентальном шельфе, в области экологии и т.д.).

Постановлением Правительства Российской Федерации №841 от 03.12.2001 г. утверждено «Положение о Федеральном горном и промышленном надзоре России». Федеральный горный и промыш-

## Система управления ресурсами

ленный надзор России является специально уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в области промышленной безопасности, а также в пределах своей компетенции осуществляет соответствующее нормативное регулирование, специальные разрешительные, контрольные и надзорные функции в области использования и охраны недр. Положением определены основные задачи, функции и права указанного федерального органа исполнительной власти.

Постановлением Правительства Российской Федерации №899 от 26.12.2001 г. утверждены Правила отнесения запасов полезных ископаемых к некондиционным запасам и утверждения нормативов содержания полезных ископаемых, остающихся во вскрышных, вмещающих (разубоживающих) породах, в отвалах или в отходах горнодобывающего и перерабатывающего производства. Отнесение запасов углеводородного сырья к некондиционным (остаточным запасам пониженного качества) осуществляется Министерством природных ресурсов Российской Федерации по согласованию с Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации на основании технико-экономических расчетов.

Постановлением Правительства Российской Федерации №921 от 29.12.2001 г. утверждены Правила утверждения нормативов потерь полезных ископаемых при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения. Нормативы потерь углеводородного сырья, в том числе связанных с обустройством месторождения, ежегодно утверждаются Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Министерством природных ресурсов Российской Федерации и Федеральным горным и промышленным надзором России. Министерство энергетики Российской Федерации направляет сведения об утвержденных нормативах потерь в Министерство Российской Федерации по налогам и сборам в 10-дневный срок со дня их утверждения.

В связи принятием Главы 26 Налогового кодекса РФ «Налог на добычу полезных ископаемых» выпущено Постановление Правительства Российской Федерации №845 от 04.12.2001 г. «О внесении изменений и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации в

связи с введением в действие налога на добычу полезных ископаемых». В соответствии с этим документом с 1 января 2002 года утрачивает силу ряд Постановлений Правительства Российской Федерации, в частности:

- «О порядке использования отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и освобождения пользователей недр от указанных отчислений» №597 от 17.05.1996 г.;

- «О взимании акциза с экспортимемых из Российской Федерации нефти и природного газа» №908 от 27.07.1996 г.;

- «О мерах по вводу в эксплуатацию бездействующих, контрольных и находящихся в консервации скважин на нефтяных месторождениях» №1213 от 01.11.1999 г.;

- «Об утверждении нормативов использования нефти на собственные технологические нужды нефтедобывающим организациям, а также нормативов использования нефти для целей повышения нефтеотдачи пластов и других технологических операций» №268 от 30.03.2001 г.

В соответствии с Распоряжением Министерства природных ресурсов Российской Федерации №475-р от 22.06.2001 г. с 25 июня 2001 года приостановлена выдача лицензий на право пользования недрами. Приказом Министерства природных ресурсов Российской Федерации №604 от 24.08.2001 г. это Распоряжение было признано утратившим силу. Приказом также установлено, что решения о выдаче, переформировании лицензий, внесении изменений в них, а также решения о проведении конкурсов и аукционов, условия конкурсов и аукционов, условия пользования участками недр до их принятия (утверждения) подлежат рассмотрению Экспертной рабочей группой Министерства природных ресурсов Российской Федерации (созданной Приказом МПР РФ №565 от 27.07.2001 г.).

В 2001 г. в Ханты-Мансийском автономном округе принято несколько законов, вносящих изменения и дополнения в действующие законодательные акты округа в области недропользования. Основное направление изменений – приведение окружного законодательства в соответствие с законодательством Российской Федерации.

Законом Ханты-Мансийского автономного округа №1-оз от 13.02.2001 г., а также Законом Ханты-Мансийского автономного округа №77-оз от

## Система управления ресурсами

22.11.2001 г. внесены изменения в Закон Ханты-Мансийского автономного округа «Об участии Ханты-Мансийского автономного округа в соглашениях о разделе продукции при поиске, разведке и добыче минерального сырья на территории автономного округа» №26-оз от 31.08.1996 г. Законом Ханты-Мансийского автономного округа №25-оз от 19.03.2001 г. и Законом Ханты-Мансийского автономного округа №72-оз от 16.11.2001 г. внесены изменения и дополнения в Закон Ханты-Мансийского автономного округа «О недропользовании» №15-оз от 18.04.1996 г. В результате внесенных изменений фактически была создана новая редакция и Закона «О недропользовании», и Закона «Об участии Ханты-Мансийского автономного округа в соглашениях о разделе продукции...».

Законом Ханты-Мансийского автономного округа №64-оз от 18.09.2001 г. были внесены изменения в Закон Ханты-Мансийского автономного округа «О разработке месторождений углеводородов на территории автономного округа» №57-оз от 26.06.1998 г., касающиеся геологической информации о недрах.

Законом Ханты-Мансийского автономного округа №39-оз от 20.06.2001 г. отменен Закон Ханты-Мансийского автономного округа «О стимулировании ускоренного ввода в разработку нефтегазовых месторождений в пределах лицензионных участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа» №23-оз от 09.04.1999 г.

В соответствии с совместным Постановлением Губернатора Ханты-Мансийского автономного округа №128 и Комитета природных ресурсов по Ханты-Мансийскому автономному округу №57 от 11.07.2001 г. внесены изменения в Положение о временному операторе нефтяных операций при досрочном прекращении права пользования недрами (утверждено совместным Постановлением Губернатора Ханты-Мансийского автономного округа и Комитета природных ресурсов по Ханты-Мансийскому автономному округу №94/5 от 25.02.1999 г.). Цель внесения изменений – приведение Положения в соответствие с действующим законодательством Российской Федерации.

Совместным Распоряжением Правительства Ханты-Мансийского автономного округа и Комитета природных ресурсов по Ханты-Мансийскому автономному округу №69-рп/1 от 26.02.2001 г. со-

здана Комиссия по комплексным проверкам выполнения лицензионных соглашений недропользователями. В состав Комиссии вошли представители от Комитета природных ресурсов по Ханты-Мансийскому автономному округу, Госгортехнадзора Российской Федерации (по согласованию), Комитета по земельным ресурсам и землеустройству Ханты-Мансийского автономного округа (по согласованию), Управления Министерства по налогам и сборам Российской Федерации по Ханты-Мансийскому автономному округу (по согласованию), Департамента по нефти, газу и минеральным ресурсам Ханты-Мансийского автономного округа, Государственного унитарного предприятия Ханты-Мансийского автономного округа «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» (по согласованию), Комитета по делам малочисленных народов Севера Ханты-Мансийского автономного округа, Департамента культуры и искусства Ханты-Мансийского автономного округа, Управления радиационной безопасности Ханты-Мансийского автономного округа, Департамента экономической политики Ханты-Мансийского автономного округа. При необходимости к работе Комиссии могут привлекаться специалисты из других структур. Распоряжением утвержден также график проведения комплексных проверок лицензионных соглашений и требований действующего законодательства в области недропользования и природопользования на территории Ханты-Мансийского автономного округа в 2001 году, а также обязательный перечень вопросов, освещаемых полномочными представителями государственных органов управления, участвующими в Комиссии, при проведении комплексных проверок.

В связи с вступлением в силу 1 января 2002 года новой редакции раздела V «Платежи при пользовании недрами» Закона РФ «О недрах» и необходимостью уточнения площадей лицензионных участков и горных отводов Федеральная служба геодезии и картографии России и Правительство Ханты-Мансийского автономного округа приняли совместное Постановление «О пересчете площадей лицензионных участков» №2-п от 10 января 2002 года. Этим Постановлением утверждена аналитическая формула по прямоугольным координатам системы 1942 года в качестве единой основы для вычисления площадей лицензионных участков и горных отводов.

## Система управления ресурсами

### **VI НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ХМАО»**

**Уважаемые коллеги!**

Правительство Ханты-Мансийского автономного округа, Департамент по нефти, газу и минеральным ресурсам ХМАО, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, ОГУП «Тендерресурс» проводят

**11-15 ноября 2002 г. в г. Ханты-Мансийске**

**шестую научно-практическую конференцию**

**«Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО»**

На конференции планируется рассмотреть широкий круг геологических, экономических, правовых, экологических, информационных и организационных вопросов недропользования и нефтедобычи в округе. В ее работе примут участие представители министерств и ведомств РФ, органов власти автономного округа, нефтяных, геологоразведочных и сервисных компаний, научно-исследовательских институтов, ведущие ученые и специалисты. Планируются следующие секции:

**Секция 1. Региональные особенности геологического строения, ресурсная база и перспективы нефтегазоносности.**

**Секция 2. Геология месторождений, методы и результаты решения геологических, геофизических и петрофизических задач.**

**Секция 3. Проблемы освоения и разработки нефтяных месторождений.**

**Секция 4. Экономические и правовые вопросы недропользования.**

Для участия в конференции необходимо:

1. До **15 октября 2002 г.** направить в оргкомитет заявку на участие в конференции по форме:

a.	Общий список участников от организации	Контактные телефоны		
b.	Название доклада	Ф.И.О. авторов	Место работы	Секция

по адресу: 625026 г. Тюмень, ул. Котовского 54-а/1, а/я 286, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, зам. директора по научно-организационной работе Волкову Владимиру Андреевичу, факс (3452) 229-559, E-mail: crru@crru.tmn.ru.

Оргкомитет оставляет за собой право отклонять доклады и не принимать присланные позже указанного срока.

2. Оплатить оргвзнос – 1 тысяча рублей за одного участника на Р/С 4060281040000000019 в КБ «Ханты-Мансийский» ОАО г. Ханты-Мансийска, К/С 3010181010000000740, ИНН 8601002737, БИК 047162740, Код по ОКОНХ 95120, Код по ОКПО 34933424., с указанием назначения платежа – оргвзнос на VI НПК.

3. До **08 ноября 2002 г.** подтвердить прибытие на конференцию по факсу (34671) 3-32-72, 2-23-79 в Департамент по нефти, газу и минеральным ресурсам ХМАО по форме:

Ф.И.О.	Организация	Дата прибытия	№ рейса	Потребность в гостинице
--------	-------------	---------------	---------	-------------------------

*Оргкомитет*

## Об использовании понятия (показателя) обеспеченности (кратности) добычи нефти запасами

О.М.Мкртчян (ВНИГНИ)

В последние годы при оценке состояния сырьевой базы и общем прогнозе развития добычи нефти часто оперируют понятием (или показателем) обеспеченности (или кратности) добычи запасами. Напомним, что этот показатель представляет собой частное от деления имеющихся на определенную дату извлекаемых запасов на получаемую из них добычу.

В отечественной практике для расчета обеспеченности обычно принимается вся сумма имеющихся на данный момент разведанных (а иногда и выявленных) запасов, которая и делится на достигнутый к данному моменту годовой объем добычи. Полученное соотношение используется в качестве одного из аргументов при оценке перспектив развития добычи и потребностей восполнения запасов и, как следствие, определении объемов и направлений геологоразведочных работ.

Часто фигурирующее высокое (как результат деления на добычу всех имеющихся запасов) значение этого показателя в той или иной компании, регионе или России в целом нередко принимается за доказательство благополучного состояния сырьевой базы, способной обеспечить сохранение достигнутого на сегодня объема добычи на длительную перспективу. При этом обычно имеют место ссылки на опыт США, где так называемая обеспеченность составляет порядка 10 лет.

В связи с этим представляется целесообразным еще раз остановиться на содержании такого ставшего расхожим показателя, как обеспеченность добычи запасами, различиях в подходах к его расчету и использованию у нас и за рубежом, а также возможности оперирования им при прогнозе добычи и потребности в приросте запасов.

Отдельными исследователями уже подчеркивалось, что в США обеспеченность рассчитывается только по отношению к доказанным извлекаемым запасам, т.е. в основном разбуренным эксплуатационными скважинами и экономически рентабельными на сегодня для разработки. Иными словами, речь идет о запасах, которые непосредственно обеспечивают до-

бычу. Следовательно, в данном случае для определения обеспеченности используется лишь некоторая часть тех запасов, которая в отечественной классификации относится к разведенным (кат.егории АВС<sub>1</sub>), а тем более к сумме выявленных (АВС<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>). При таком однозначном подходе обеспеченность добычи запасами в российских компаниях, регионах и стране в целом также существенно сократится.

Нетрудно заметить, что рассматриваемый показатель применительно к собственно разрабатываемым запасам, обеспечивающим в данный момент добычу, прежде всего, говорит о темпе, с которым происходит их отбор. Так, при обеспеченности запасами одного и того же объема добычи, равной 10 годам, средний темп отбора запасов составляет 10%, а при 20-летней кратности только 5%, т.е. при более низких темпах отбора обеспеченность должна быть соответственно более высокой.

Как известно, достижение тех или иных темпов отбора определяется рядом факторов, к которым относятся прежде всего свойства коллекторов и УВ, строение залежей и ряд других, в конечном итоге определяющих продуктивность скважин.

В связи с этим следует напомнить, что средний темп отбора нефти от разрабатываемых запасов в добывающих регионах России в целом значительно ниже 10%. Одной из причин этого является существенная, притом возрастающая во времени доля в них так называемых трудноизвлекаемых запасов (высоковязких и др.) и запасов, связанных с низкопроницаемыми коллекторами. Очевидно, что при заметно более скромном темпе отбора обеспеченность добычи запасами в целом по России не может находиться на уровне 10%, а должна быть более высокой. При этом подчеркнем еще раз, что имеется в виду показатель, рассчитанный относительно запасов, непосредственно вовлеченных в разработку, т.е. приходящихся на эксплуатационные скважины.

Иногда встречается буквальное восприятие обеспеченности как срока, в течение которого можно ежегодно получать добычу в объеме, принятом при его

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ЗАПАСЫ И РЕСУРСЫ

расчете. Фактически же с долей условности можно говорить об обеспеченности запасами указанного объема добычи лишь в течение одного первого года с даты расчета, ибо после этого и обеспеченность, и объем добычи должны последовательно сократиться. Для поддержания добычи на прежнем уровне с тем же темпом отбора необходимо сохранять показатель обеспеченности, т.е. систематически восполнять годовую добычу новыми разрабатываемыми запасами нехудшего качества.

Таким образом, значение обеспеченности лишь обозначает уровень, на котором она должна как минимум постоянно сохраняться для обеспечения принятого при ее расчете объема годовой добычи.

Если в США ее уровень объективно определен в 10 лет, то в России в среднем указанная обеспеченность должна составлять примерно 20 лет.

Из этого и вытекает ставшее уже как бы постулатом положение о необходимости для поддержания добычи ежегодное 100%-ное восполнение ее новыми запасами. Однако при этом часто упускается важное условие, предусматривающее 100%-ное восполнение добычи не запасами вообще, а запасами адекватной продуктивности, непосредственно вовлеченными в разработку.

Выше отмечалось, что в российской практике, как правило, фигурируют высокие значения обеспеченности, рассчитанные относительно всей суммы разведанных запасов категорий АВС<sub>1</sub> (а иногда и с включением запасов категории С<sub>2</sub>), в том числе регионов, которые на данный момент фактически не могут быть отнесены к нефтедобывающим и могут осваиваться лишь в долгосрочной перспективе. Очевидно, что полученная таким образом обеспеченность имеет совершенно иной смысл, поскольку в разработку всегда вовлечена только лишь определенная часть общей суммы разведенных запасов.

Это же касается и оценки степени восполнения добычи запасами. Здесь также чаще всего оперируют общим приростом разведенных запасов, как правило, независимо от их качественной структуры, географического положения, экономической привлекательности и др., а не восполнением эксплуатируемых запасов, способных обеспечивать поддержание добычи.

Следует отметить, что в настоящее время точно определить и проконтролировать истинный объем запасов, находящихся непосредственно в разработке (т.е. приходящихся только на эксплуатационные скважины), как и степень их ежегодного восполнения (если таковое происходит), практически не просто.

Известно, в частности, что кроме разрабатываемых запасов категорий АВ в эксплуатационное разбуривание последовательно вовлекаются запасы категории С<sub>1</sub>. Однако перевод этих запасов в более высокие категории во многих случаях существенно затягивается и на отдельных месторождениях вообще не реализуется. В результате значительное время добыча проходит также из некоторой части запасов, продолжающих числиться в категории С<sub>1</sub>, не поддающейся точной оценке. В связи с этим реальная обеспеченность добычи запасами, как и действительные средние темпы отбора, может быть определена лишь приблизительно.

Возможно, для более объективной оценки состояния и структуры сырьевой базы, степени ее реальной освоенности, обеспеченности добычи разрабатываемыми запасами, темпов их отбора и др. целесообразно уточнить (расширить) регламент соответствующих отчетных документов нефтедобывающих предприятий.

Отметим, что среднее по компании, региону или стране значение обеспеченности в определенной степени является условным показателем. Известно, что на каждом месторождении в течение срока его разработки показатель обеспеченности добычи запасами испытывает различные изменения. Причем на поздней стадии разработки залежи, когда уровень добычи последовательно снижается, обеспеченность может возрастать, что однако не будет свидетельствовать об улучшении состояния с запасами. Следовательно, при анализе состояния сырьевой базы и оценке обеспеченности необходимо в каждом случае четко представлять соотношение запасов с падающей (соответствующей поздней стадии разработки) и растущей (начальные стадии) добычей. В связи с этим подчеркнем, что основной объем текущих разрабатываемых запасов и более 73% добычи (1999 г.) связаны с месторождениями (залежами), находящимися на естественной стадии снижения добычи, а значит и возможного некоторого формального роста обеспеченности. Иначе говоря, это обеспеченность падающего уровня добычи. Месторождения, характеризующиеся стабильной и растущей добычей, обеспечили лишь около 27% общего ее объема. По этой группе разрабатываемых залежей, по мере достижения ими максимальных уровней добычи, значение обеспеченности будет снижаться.

Средний показатель обеспеченности и его динамика в целом по обеим группам залежей не всегда однозначно характеризует истинное состояние обеспеченности как одного из аргументов, используемых при общем прогнозе развития и возможных уровней

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ЗАПАСЫ И РЕСУРСЫ

добычи. Очевидно, что возможности поддержания на требуемом уровне обеспеченности (т.е. необходимой кратности), а следовательно и самой добычи разрабатываемыми запасами зависят (помимо новых капиталовложений на промышленное их освоение) от состояния той части общей сырьевой базы, которая представлена запасами категорий  $C_1$  и  $C_2$ . Основным условием их пополнения является проведение в необходимых объемах геологоразведочных работ на открытых месторождениях и перспективных объектах, а также региональных и рекогносцировочных (зональных) работ на новых территориях.

Известно, что в промышленном освоении месторождений и запасов в основном реализуется избирательный подход, т.е. в разработку вводятся в первую очередь наиболее продуктивные залежи и лучшие по качеству запасы, месторождения, вписывающиеся в сложившуюся инфраструктуру и т.д. В связи с этим на большинстве многопластовых месторождений, числящихся как разрабатываемые, длительное время непосредственно эксплуатируется лишь часть залежей и запасов. Это требует при анализе состояния и структуры сырьевой базы выделения на разрабатываемых месторождениях, в частности, запасов неразрабатываемых залежей.

Таковые, обычно расположенные в разрезе на разных глубинах, нуждаются в бурении самостоятельных сеток эксплуатационных скважин или возврата их с основных разрабатываемых пластов после истощения их запасов. Однако последнее чаще всего оказывается технически невозможным из-за исчерпания срока службы скважин, что также может затягивать ввод в разработку приуроченных к ним запасов. Наконец, определенная часть месторождений и запасов по тем или иным объективным причинам долгое время вообще остается недоразведенной и невостребованной. Все это важно учитывать при оценке обеспеченности добычи запасами и возможности ее восполнения из общей сырьевой базы.

В отличие от избирательности процесса промышленного освоения запасов, специфика геологоразведочных работ такова, что при их проведении в большинстве регионов чаще всего неизбежно открытие одновременно многопластовых месторождений и в их разрезе залежей, существенно различных по запасам, качеству и продуктивности, значительная часть которых не будет являться объектом разработки в ближней или среднесрочной перспективе. Иными словами, в реальном приросте новых запасов определенная доля приходится на месторождение или залежи в комплек-

сах с низкими добывными возможностями, нерентабельными для освоения в достаточно длительной перспективе. Следовательно, приуроченные к ним запасы долгое время не смогут служить источником восполнения разрабатываемых запасов и соответствующего показателя обеспеченности добычи. Об этом однозначно свидетельствует детальный анализ динамики и современного состояния и структуры сырьевой базы, прежде всего, с точки зрения степени разведанности и действительной освоенности запасов.

Итак, осуществляя прирост разведанных запасов, даже равный объему добычи, мы так или иначе восполняем общую сырьевую базу. Однако из этого еще не следует, что одновременно происходит поддержание на требуемом уровне действительного показателя обеспеченности добычи. Прирост запасов категории  $C_1$  может даже превысить объем добычи, в то время как реальное восполнение ее обеспеченности разрабатываемыми запасами может не произойти, и наоборот при существенно меньшем, чем добыча, приросте, ее восполнение в указанном смысле в какой-то период может даже превышать необходимые 100% за счет ввода в разработку ранее подготовленных запасов. Например, прогнозируемое развитие добычи газа на Ямале на основе ранее созданной крупной сырьевой базы, очевидно, не сможет сопровождаться здесь ежегодным соответствующим приростом новых разведанных запасов.

Таким образом, целесообразно различать показатель обеспеченности добычи и задачи ее восполнения разрабатываемыми запасами и общую потребность пополнения сырьевой базы на основе ежегодного прироста разведанных и перспективных (предварительно оцененных) запасов. В первом случае речь идет о минимально необходимой средней кратности добычи разрабатываемым запасам, обеспечивающей (при относительно стабильном темпе отбора) сохранение достигнутого уровня добычи. Для поддержания в течение прогнозируемого периода такого соотношения между добычей и разрабатываемыми запасами общая обеспеченность добывающей отрасли разведенными запасами, учитывая реальную практику их промышленного освоения и структуру прироста, должна быть более высокой.

Последнее требует перманентного широкого развития в необходимых объемах поисково-разведочных и региональных геолого-геофизических работ на перспективных территориях прежде всего нераспределенного фонда недр.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

## Особенности этапов и стадий геологоразведочных работ при поисках, картировании и подготовке ловушек углеводородов на территории Среднего Приобья

В.Ф.Панов (Департамент по нефти, газу и минеральным ресурсам ХМАО),

С.Г.Кузменков (ОАО МПК «Аганнефтегазгеология»),

А.Н.Задоенко (ОАО «Хантымансиискгеофизика»)

В настоящее время состояние геологической изученности Западной Сибири в общем объеме подготавливаемых сейсморазведкой объектов достигло такого уровня, при котором доля крупных структурных ловушек простого строения весьма незначительна, а основные перспективы поиска новых месторождений связаны с неструктурными и мелкими структурными ловушками углеводородов.

На этом этапе основу методики поиска, картирования и подготовки к поисковому бурению ловушек углеводородов составляет сейсмостратиграфическая интерпретация сейсморазведки в комплексе с данными бурения, ГИС, палеогеографии, палеогеоморфологии и др. Изучение закономерностей и особенностей строения геологического разреза на основе сейсмостратиграфических материалов позволяет устанавливать в пределах разреза потенциальные зоны нефтегазонакопления, оценивать их нефтегазоносность и перспективы выявленного или подготовленного объекта.

Теоретически геологоразведочный процесс исследований любого нефтегазоносного бассейна, проводимый с целью повышения геолого-экономической эффективности прогноза нефтеносности и подготовки запасов углеводородов, должен осуществляться поэтапно, включая региональные работы, поиск и разведку. На практике этот процесс для любой конкретной территории может быть разделен на указанные этапы лишь условно, так как геологоразведка – это совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ, обеспечивающих территорию разведенными запасами углеводородов. Этапность практически всегда нарушается из-за объективных и субъективных причин не только для какой-то территории в целом, но и для многих конкретных нефтегазоперспективных объектов и месторождений.

Причины нарушения этапности геологоразведочного процесса в «чистом виде» полностью относятся и к сейсморазведке, место и роль которой в проведении поисков и разведки закреплены в работе [1].

Территория Среднего Приобья в настоящее время находится на разных стадиях геолого-геофизической изученности, а именно: центральная часть - в стадии промышленного освоения и доразведки; периферийные - западная, восточная, юго-западная, северо-западная - исследованы недостаточно даже с точки зрения регионального этапа. Мы рассмотрим лишь некоторые особенности, требующие особого внимания на региональном и поисковом этапах работ в Среднем Приобье.

### Региональный этап

Целями региональных геолого-геофизических исследований, согласно [1], являются:

- изучение и выяснение основных закономерностей геологического строения неизученных или отдельных, слабоизученных территорий и/или сейсмостратиграфических комплексов;

- выделение зон распространения возможно продуктивных толщ;

- оценка перспектив нефтегазоносности крупных территорий с обоснованием прогнозных ресурсов категорий  $D_1$  и  $D_2$ ;

- выделение и оконтуривание возможных зон нефтегазонакопления;

- обоснование в пределах зон первоочередных объектов для проведения поисково-разведочных работ.

Большинство вышеперечисленных задач решено полностью, меньшая часть - в той или иной степе-

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ни. Не останавливаясь на их анализе, отметим, что по каждому этапу региональные исследования полностью не завершены.

Условно региональный этап можно подразделить на стадии, в рамках которых выполняются различные по задачам виды исследований.

#### *Стадия общего регионального изучения или прогноза нефтегазоносности.*

В рамках реализации этой стадии на территории Среднего Приобья не решены вопросы:

1. Выявление закономерностей формирования и распространения кор выветривания, трещинных и трещиновато-поровых коллекторов в доюрских и юрских образованиях.

Доюрские образования наименее изучены бурением и сейсморазведкой, а проблемы стратификации указанных пород до последнего времени оставались на уровне 1975 года, когда под редакцией А.Э.Контровича, Ф.К.Салманова, И.И.Нестерова и др. была издана монография «Геология нефти и газа Западной Сибири». В настоящее время имеются данные более 3000 поисковых скважин, вскрывших доюрские образования в Широтном Приобье, но интерес к исследованиям этого объекта проявляют немногие ученые (В.А.Каштанов, Н.П.Кирда, А.А.Семянов, Н.Н.Дашкевич, А.В.Баев, Е.А.Яцкевич и др.).

Изучая перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений, можно отметить, что в Среднем Приобье, кроме Красноленинского свода, где открытия залежей нефти в доюрских образованиях (коры выветривания, трещинные коллекторы, известняки, терригенные коллекторы) стали достаточно частыми, и в других районах, особенно Нижневартовском, в последние годы отмечены: признаки жидкой нефти и твердых битумов в керне эффузивной толщи триаса (Хохряковская скв.58П, Пермяковская скв.66), притоки газа из трещиноватых коллекторов триаса (скв.4П Ершовая); получены промышленные притоки нефти из выветрелых пород палеозоя на Коттынском месторождении в скв.70.

2. Выяснение геологического строения и перспектив нефтеносности пород туринской серии триаса.

Залегают образования триаса от докембрия до нижнего, возможно, среднего карбона. Исходя из этого, многие исследователи (Н.П.Кирда и др.) предполагают, что перед формированием триасового комплекса существовал перерыв в осадконакоплении, длившийся около 50 млн. лет (выпадают отложения позднего карбона-перми), а перед накоплением осад-

ков чехла перерыв составлял как минимум 10-12 млн. лет. Таким образом, триасовые осадочно-вулканогенные породы отделены от ниже- и выше залегающих отложений значительными временными перерывами. Они, по-видимому, и являются основными эпохами корообразования. Этот вывод представляется одним из самых важных для выявления закономерностей формирования и распространения кор выветривания. Бурением породы туринской серии триаса изучены лишь в пределах Южно-Бобровского мегапригорба, Тундринской и Файнской котловин, северо-западной части Красноленинского, Сургутского и западной части Нижневартовского сводов, согласно «Тектонической карте центральной части ЗСП» под редакцией В.И.Шпильмана, 1998 г. В пределах названных структур бурением вскрыты осадочно-вулканогенные отложения, относимые большинством исследователей к туринской серии триаса (Кирда М.П., Баев А.В., Голубева Е.А., 1999; Лысенко В.П., 2000).

#### *Стадия оценки (прогноза) зон нефтегазонакопления*

Региональные работы на этой стадии должны обеспечить подготовку объектов для постановки поисковых сейсморазведочных и буровых исследований в новых или малоизученных нефтегазоносных районах и стратиграфических комплексах. При этом решаются следующие основные задачи:

#### *1. Выявление в нижне-среднеюрских сейсмостратиграфических комплексах зон нефтегазонакопления, связанных со структурами первого порядка или региональными зонами выклинивания.*

Нижнеюрские отложения Среднего Приобья на протяжении всей истории освоения региона являются важным объектом изучения. Это связано прежде всего с тем, что в указанных породах к настоящему времени открыто более 40 залежей нефти, причем одно Талинское месторождение по запасам нефти относится к разряду крупных. В последующие годы не только в пределах Красноленинского НГР, но и в других районах Среднего Приобья были закартированы и введены в бурение структурно-литологические (Унторская, Западно-Яганокуртская, Северо-Юганская и др.), тектонически экранированные (Чистинная и др.) ловушки, а также значительное количество сводовых (Верхнеколикъеганская и др.). В пределах некоторых уже открыты залежи нефти.

Не менее интересны с точки зрения региональных обобщений и отложения средней юры. С 1999 по 2001 годы в разных районах Среднего Приобья

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

открыты промышленные залежи нефти на Федоровском (пласт ЮС<sub>3</sub>), Восточно-Лабатюганском (пласт ЮС<sub>2</sub>), Логачевском (пласт ЮС<sub>2</sub>), Назаргалеевском (пласт ЮС<sub>3</sub>), Западно-Угутском (пласт ЮС<sub>2,3</sub>), Восточно-Токайском (пласт ЮС<sub>2</sub>), Восточно-Хохряковском участках (пласт ЮВ<sub>3</sub>). Кроме этого в пределах Западно-Угутского поискового участка в результате тематических геолого-геофизических исследований выделена (Ю.А.Тренин, 2001) и рекомендована к опорному предполагаемая зона развития пластов ЮС<sub>2,3</sub> площадью более 200 км<sup>2</sup>, в которой может быть открыто крупное месторождение нефти.

### 2. Уточнение регионального тектонического и структурно-формационного строения периферийных частей территории.

Отметим, что периферийные части Среднего Приобья недостаточно исследованы региональными сейсмическими работами и глубоким параметрическим бурением (рис.1). Поэтому существующие тектонические, структурно-формационные и другие тематические карты не в полной мере отвечают требованиям издания карт по плотностям геолого-геофизической изученности.

### 3. Установление основных закономерностей распространения зон коллекторов и флюидоупоров в различных сейсмостратиграфических комплексах и их номенклатура.

Региональные исследования по указанной тематике в Среднем Приобье практически не проводятся, за исключением ГУП ХМАО НАЦ РН им. В.И.Шпильмана. Это объясняется прежде всего тем, что исчезла мощная научная школа, существовавшая в ЗапСибНИГНИ, а ее ученые в настоящее время работают в различных геологических и нефтяных компаниях, где трактуют свои взгляды на геологию конкретного района или, в редком случае, – нефтегазоносной области.

Говоря о проблемах стратиграфии додюрских и мезозойско-кайнозойских образований в целом, отметим, что как в Западной Сибири, так и в России, почти не ведутся палинологические и палеонтологические исследования, а существующие еще в Санкт-Петербурге, Москве и Новосибирске научные школы не успевают, да и не могут в полном объеме проводить анализ нового геологического материала из-за его отсутствия, как это ни парадоксально, и низкой

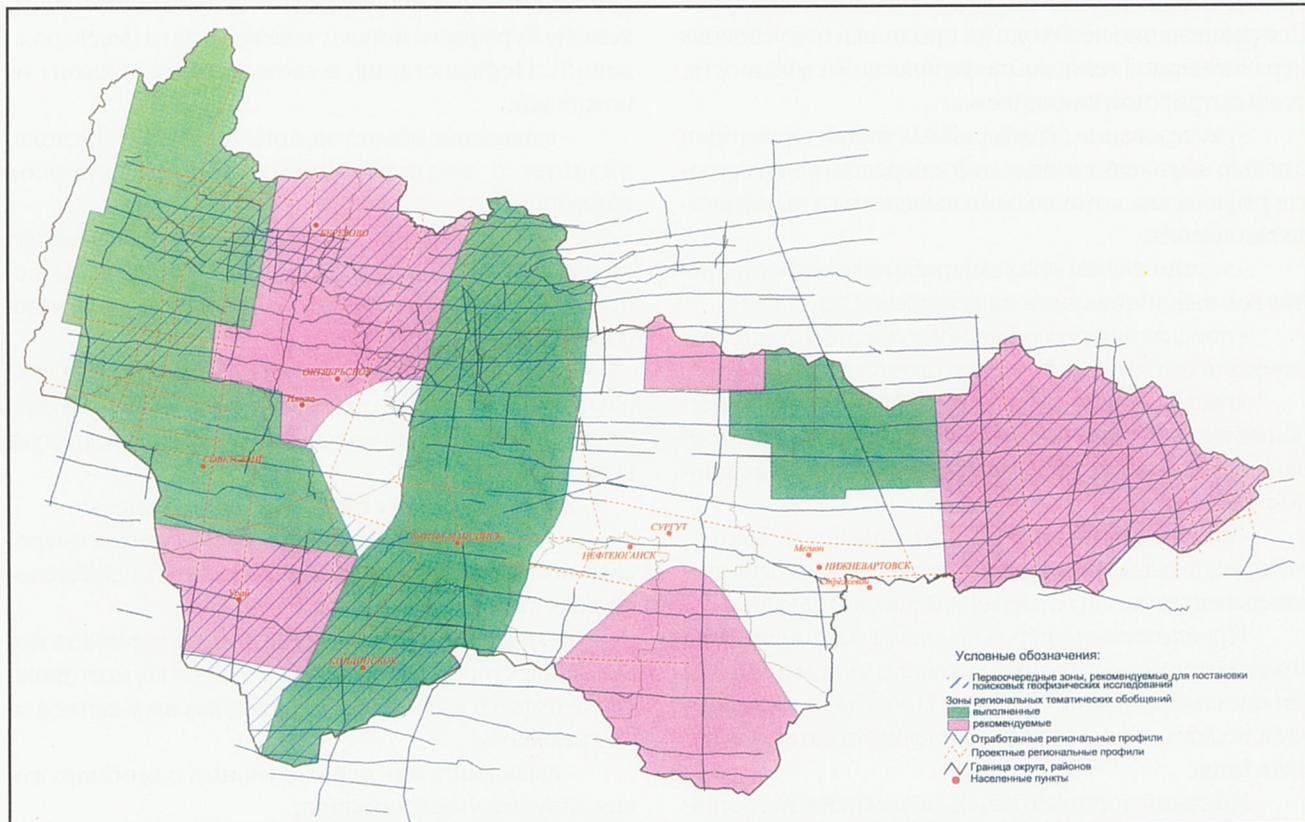


Рис. 1. Первоочередные участки для постановки региональных тематических обобщений

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

технической оснащенности лабораторий. Это является результатом необдуманной политики правительства в области недропользования, когда огромные объемы информации, принадлежащей государству, стали вдруг частной собственностью.

Прогноз и выявление новых зон нефтегазонакопления, связанных словушками неантеклинального типа в стратиграфических комплексах и районах с установленной нефтегазоносностью, осуществляют в ГУП ХМАОНАЦРН им. В.И.Шпильмана.

Обобщают тематические исследования по нижне-среднеурским отложениям А.Г.Мухер и др., верхнеурским - В.Г.Елисеев и др., меловым - Г.И.Плавник и др. Эти работы необходимо продолжать.

#### 4. Выделение первоочередных объектов для проведения поисковых работ.

Работы этого типа нужно вести постоянно по мере обобщения геолого-геофизических данных по указанным выше этапам в районах Приуральской НГО, северной и южной частей Фроловской НГО, практически на всей Пайдугинской НГО, в ряде районов Каймысовской, Пур-Тазовской и Надым-Пурской НГО.

На территории Среднего Приобья в настоящее время региональный этап исследований не закончен. Его реализацию необходимо продолжить в условиях неравномерной геолого-геофизической изученности, сконцентрировав внимание на:

- исследовании периферийных частей территории с целью выявления новых нефтеперспективных стратиграфических комплексов и выделения зон нефтегазонакопления;
- установлении закономерностей распространения зон выклинивания в нижнеурских породах;
- поисках зон региональной нефтеносности среднеурского стратиграфического комплекса;
- выяснении условий формирования и распространения нетрадиционных коллекторов – кор выветривания, трещинных, трещинно-кавернозных и трещинно-поровых;
- выявлении зон распространения ловушек углеводородов неантеклинального типа во всех нефтегазоперспективных стратиграфических комплексах.

Предложенный перечень работ регионального этапа, которые необходимо выполнить в том или ином объеме на территории Среднего Приобья, не исчерпывает, но достаточно полно определяет стратегии и направления.

Не самой дорогостоящей, но важнейшей составляющей работ по изучению перспективных на нефть и

газ территорий являются региональные обобщения, которые в последнее время по ряду причин в Западной Сибири сведены на нет. Главные причины практического прекращения региональных обобщений – это усиление административных барьеров между субъектами федерации, отсутствие обмена геологогеофизической информацией, а также недостаточное финансирование.

#### Поисковый этап

Сегодня в Среднем Приобье сложилась критическая ситуация с подготовкой ресурсов запасов категории  $C_3$  и промышленных категорий  $C_1$  и  $C_2$  в традиционных стратиграфических горизонтах юры и неокома, так как все большее внимание уделяется неструктурным ловушкам в средней и нижней юре, клиноформам и фондоформам в неокоме и нетрадиционным коллекторам в доюрских и юрских образованиях. Поэтому при всех прочих условиях самым главным этапом исследований в Среднем Приобье является и будет являться поисковый этап.

Поисковый этап, согласно [1], подразделяется на две стадии: выявление и подготовка объектов к поисковому бурению и поиски залежей нефти (месторождений). Первая стадия, в свою очередь, состоит из подстадий:

- выявление объектов, конечный итог - их локализация и количественная оценка ресурсов категории  $D$ ;
- подготовка к поисковому бурению выявленных объектов, конечный результат - подготовленная к поисковому бурению ловушка с оценкой ресурсов категории  $C_3$ .

На современном этапе геолого-геофизической изученности Среднего Приобья среди всего спектра задач, стоящих перед поисковыми работами, следует выделить:

##### на подстадии выявления объектов:

- уточнение особенностей геологического строения и условий формирования основных нефтегазоносных комплексов;
- выяснение геолого-геофизических свойств пород-коллекторов в пределах уже открытых месторождений нефти и выявление аналогичных им участков за их пределами;
- выявление зон, перспективных для обнаружения ловушек углеводородов;
- количественная оценка ресурсов в пределах

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

новых стратиграфических комплексов, выявленных зон и ловушек;

- выбор первоочередных объектов для постановки детальных сейсморазведочных работ и поискового бурения.

Таким образом, подстадия выявления нефтегазоперспективных объектов в регионе органически переплетена с основными стадиями региональных исследований. При этом разграничить их практически невозможно, т.к. только по результатам региональных обобщений можно решить значительную часть задач подстадии выявления объектов.

#### *На подстадии подготовки объектов:*

- уточнение геологического строения выявленных первоочередных объектов на основе принципов сейсмостратиграфии и современных программно-алгоритмических комплексов с целью подготовки их к поисковому бурению.

Сегодня в Среднем Приобье при решении этой задачи произошел значительный перекос в сторону увеличения плотности сети наблюдений свыше 1 км сейсмического профиля на 1 км<sup>2</sup> площади исследований. В результате построения карт по такой плотной сети структуры третьего порядка стали заменять элементами их структурных осложнений, что приводит к неверному выбору приоритетных направлений в поисковом бурении. На практике поисковыми объектами становятся не структуры 3-го порядка, как это было принято до 1986 года, а их морфологические осложнения. При такой концепции поисковых сейсморазведочных работ в Среднем Приобье на слабо- или почти неисследованных территориях, упомянутых выше, появились участки с переуплотненной сетью сейсмических наблюдений, не увязанных с общим региональным структурным планом. Это, в свою очередь, привело к деформации тектонических схем и неправильному выбору стратегии опоискования территории глубоким бурением.

Для каждого нефтегазоносного района и объекта опоискования Среднего Приобья в зависимости от геолого-геофизической изученности решаются следующие задачи, только на более высоком технологическом и интерпретационном уровне:

- выяснение литолого-петрофизических свойств пород, слагающих геологический разрез подготовленных объектов;

- выявление зон распространения и морфологии пород-коллекторов и флюидоупоров, а также особенностей их пространственного взаиморасположения;

- количественная оценка ресурсов категории С<sub>3</sub> в пределах подготовленных и выявленных объектов;

- выбор объектов постановки детализационных сейсморазведочных исследований;

- выбор первоочередных объектов из подготовленных для постановки поискового бурения.

Таким образом, невыполнение одной из указанных задач в конечном итоге не позволит выполнить качественную интерпретацию полученного геолого-геофизического материала.

#### *Особенности выявления и подготовки нефтегазоперспективных объектов неантиклинального типа (НОНТ)*

В настоящее время в Среднем Приобье значительную часть подготавливаемых нефтегазоперспективных объектов составляют объекты неантиклинального типа. Методика выявления, картирования и подготовки к поисковому бурению объектов этого типа получила развитие в 90-е годы, когда в России появилась книга под редакцией Ч.Пейтона «Сейсмическая стратиграфия. Использование при поисках и разведке нефти и газа». -М.: Мир.-1982. Применение представленных в этой работе принципов и подходов в практике проведения интерпретации сейсмических данных в Среднем Приобье дало удивительные результаты – существующий до этого в сейсморазведке «авилон» уступил место стройной системе понятий, терминологии и методологии сейсмических исследований. В Западной Сибири появилась своя школа сейсмостратиграфии, которая, наряду с современными приемами обработки сейсмических данных, позволяет достаточно полно изучать не только геологическое строение территории, но и провести комплексный геолого-геофизический анализ истории развития того или иного объекта, включая палеогеографический, палеотектонический, палеогеоморфологический анализы. Все это значительно повышает надежность геологического прогноза при геофизических исследованиях.

Как известно, и это доказано практикой геолого-разведочных работ, методы выявления и подготовки к поисковому бурению антиклинальных структур разработаны достаточно полно методически (в виде инструкций и регламентов) и практически. И совсем иное дело – нефтегазоперспективные объекты неантиклинального типа (НОНТ), методика поиска, картирования которых находится сейчас в стадии становления, хотя в общем объеме подготавливаемых к поисковому бурению ресурсов категории С<sub>3</sub> в Среднем Приобье наступила эпоха неантиклинальных объектов. Их

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

выявление и подготовка более сложны по сравнению с традиционным картированием антиклинальных структур.

Отметим, что если первый неструктурный объект в регионе был подготовлен к поисковому бурению в 1981 году (Айпимская структурно-литологическая ловушка), то к 2002 году из общего числа подготавливаемых объектов 45% являются неструктурными. Именно поэтому некоторые особенности этапности выявления и подготовки НОНТ под глубокое поисковое бурение должны стать предметом особого внимания.

Процесс выявления и подготовки НОНТ под глубокое бурение сейсморазведкой МОГТ должен, казалось бы, ограничиваться рамками лишь поискового этапа геологоразведочных работ на нефть и газ. Такой подход к этапности проведения сейсморазведки по выявлению и подготовке НОНТ, если бы эти работы осуществлялись на поисковом этапе, вслед за региональными исследованиями, является идеальным, однако в реальной ситуации он начинается задолго до того, как тот или иной участок будет изучен площадной съемкой соответствующего масштаба.

На практике начало процесса выявления НОНТ нередко с полным основанием можно отнести к этапу региональных сейсморазведочных работ. Это связано с тем [3], что региональные работы часто проводятся в районах в той или иной мере уже покрытых площадными исследованиями МОГТ и на подстадии выявления объекта так или иначе должен быть выполнен комплекс работ, относящихся к региональным.

Для каждого этапа геологоразведочных работ и изученности нефтегазоносного комплекса процесс выявления и подготовки НОНТ специфичен, однако в практике сейсмостратиграфического анализа выработана и предлагается к рассмотрению обобщенная модель последовательности анализа, суть которой состоит в следующем:

#### *На стадии выявления объектов:*

- в нефтегазоперспективной части разреза осадочного чехла и доюрского основания по результатам региональных сейсморазведочных работ с привлечением возможно более широкого круга данных по площадным исследованиям методами сейсмостратиграфии выделяются сейсмостратиграфические комплексы (ССК), отвечающие нефтегазоносным и стратиграфическим комплексам пород;
- проводится анализ ССК и их классификация;
- на структурной основе, например по горизонту

Б, по каждому выделенному сейсмокомплексу строятся структурные карты (схемы) кровли, причем масштаб представления и достоверность построений зависят от степени геологической изученности каждого конкретного ССК. Последние являются одновременно схемами распространения комплексов (например, нижнеюрского ССК и т.д.) которые, в свою очередь, подразделяются на ряд СК;

- одновременно строятся карты (схемы) изопахит выделенных комплексов;

- анализируются выделенные в каждом ССК сейсмофации (СФ) и определяются их характерные типы;

- на основе этого анализа устанавливаются сейсмофации, отображающие в волновом сейсмическом поле возможные зоны (геологические поля), благоприятные с точки зрения формирования НОНТ.

Следует отметить, что в настоящее время стадия выявления объектов поискового этапа значительно отвечает целям и задачам регионального этапа, что характерно не только для Среднего Приобья, но и для всего геологоразведочного процесса в целом.

#### *На стадии подготовки объектов:*

- производится картирование выделенных сейсмофаций, их привязка к имеющимся структурно-тектоническим и геологическим данным, оценивается степень перспективности СФ для поисков в них неантиклинальных ловушек;

- для каждого ССК строится своя структурная схема с вынесением на нее его границ, границ распространения подкомплексов и типов сейсмофаций, толщин и т.д.;

- на схемы распространения ССК наносятся имеющиеся по данным бурения сведения о литологическом составе и характере насыщения отложений комплекса;

- анализируются динамические и скоростные характеристики разреза;

- производится комплексный анализ с целью разделения зон распространения комплекса по степени перспективности;

- по каждому НОНТ строятся структурные карты, карты динамических, скоростных и других параметров, подтверждающих геофизическую реальность их существования;

- оперативно подсчитываются ресурсы категории С<sub>3</sub>;

- намечаются первоочередные участки для постановки площадных детализационных работ МОГТ и опережающего поискового бурения.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

На этом этапе основной результирующий документ интерпретации геофизических и геологических данных - схема распространения и перспектив нефтегазоносности того или иного ССК, на которую выносятся предполагаемые контуры всех выявленных ловушек, в том числе и антиклинальных.

Таким образом, в современных условиях геолого-геофизической изученности Среднего Приобья провести четкую границу между сейсморазведочными работами регионального и поискового этапов практически невозможно, так как уже на региональном этапе на временных разрезах МОГТ в комплексе с данными бурения, на фоне общих закономерностей строения исследуемой территории, довольно четко выделяются особенности геологического строения, которые в дальнейшем и являются объектом работ по выявлению, картированию и подготовке к поисковому бурению НОНТ.

Привлечение других геофизических исследований, в том числе гравиразведочных, магниторазведочных, геоморфологических, геохимических и др., уже на этапе обобщения материалов позволяет повысить степень достоверности прогноза выявленных и рекомендуемых для детального изучения НОНТ.

#### *Тематические исследования*

Сложившуюся ситуацию с подготовкой ресурсов  $C_3$  в настоящее время в Западной Сибири следует считать критической. При добыче нефти в 190 млн.т в год только для поддержания на уровне структуры запасов в поисковое бурение необходимо вводить около 500 млн.т подготовленных ресурсов категории  $C_3$ . Однако, начиная с 1990 года, в поисковое бурение на всей территории Среднего Приобья вводится не более 200-250 млн.тонн ресурсов категории  $C_3$ , что вызвано прежде всего резким сокращением объемов сейсмических исследований и, как следствие, – сокращением фонда подготовленных объектов.

Попытки подготовки объектов за счет переобратки материалов прошлых лет в рамках тематических исследований по региональным зонам обобщения натолкнулись на непонимание значимости и недостаточное финансирование таких работ в регионе, хотя во всех нефтедобывающих районах мира и России подобные работы высокоеффективны.

Отметим, что в рамках реализации Территориальной программы тематических исследований в Сред-

нем Приобье были проведены обобщения и поставлены конкретные геологические задачи для каждой из четырех зон (рис.1) в зависимости от степени их геолого-геофизической изученности. Общим для всех стали: создание локальных цифровых геолого-геофизических баз (банков) данных, построение сводных геолого-геофизических карт и разрезов, обобщение полученных данных с привлечением возможно большего количества геологической, геоморфологической, геохимической и др. информации, выработка наиболее рационального комплекса работ для каждой территории. В результате за небольшой отрезок времени (два года) был собран огромный фактический материал, позволивший не только уточнить геологическое строение территории площадью более 200 тыс.км<sup>2</sup>, но и наметить первоочередные объекты для постановки поисковых сейсмических исследований и поисковому бурению.

При выявлении и подготовке нефтегазоперспективных объектов хорошо зарекомендовала себя опробованная в рамках тематических исследований этапность доизучения территории Среднего Приобья с разной геолого-геофизической изученностью.

На региональном этапе проводится дифференциация территории по степени сейсмической изученности. Конечный результат – карта плотностей сейсмических работ. Для каждого блока, в зависимости от плотности сейсмических исследований, на основе полевых данных проводится несколько видов обобщений:

1. На уровне региональных профилей производится дополнительная перекорреляция основных опорных отражающих горизонтов:

- на вновь созданный временной каркас наносятся времена по данным площадных сейсмических съемок. Затем строится сводная карта времен, при этом обязательно учитываются данные всех модификаций сейсморазведки;

- на эту же карту выносятся все аномалии минимумов времен по опорным ОГ с точностью до нескольких миллисекунд, снятые с временных разрезов. Это необходимо для того, чтобы не упустить пропущенные ранее, особенно при съемках МОВ, незначительные по амплитуде аномалии времен;

- строится уточненная карта времен по опорным (у) ОГ с учетом всех аномалий минимумов времен;

- на основе полученной карты времен строятся структурные карты по опорным отражающим горизонтам с посадкой ее на данные бурения;

- анализируются плотности сети сейсмических

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

наблюдений, которые ранжируются на подготовленные и выявленные объекты;

- совмещаются карты глубин и времен по выявленным и подготовленным объектам;

- выбираются совмещенные контуры структур и аномалий времен;

- оставшиеся в результате выборки аномалии анализируются на уровне временных разрезов и карт времен. При этом необходимо учитывать влияние поверхностных неоднородностей на формирование поля времен. Такая последовательность обобщения геолого-геофизических данных была опробована при составлении сводных карт и карт перспектив для Шаимской (Белкин Н.М., 2001) и Фроловской (Соколов В.И. и др., 2001) поисковых зон.

2. Для хорошо исследованных сейсморазведкой и бурением территорий со сложными сейсмогеологическими условиями, где отмечены значительные расхождения с новыми данными бурения, производится не только построение сводных структурных карт по опорным и целевым ОГ с привлечением выявленных аномалий времен, но и переобработка некоторого объема сейсмических материалов. После построения сводных карт времен подбираются скоростные законы и строятся новые структурные карты по целевым и опорным ОГ; карта совмещенных контуров по целевым и опорным ОГ или карта перспектив нефтеносности территории;

- анализируются полученные структурные карты и намечаются объекты поискования бурением (если объект попадает в разряд подготовленных) или постановки детализационных сейсмических работ.

Этот методический прием хорошо зарекомендовал себя в пределах достаточно полно изученной сейсморазведкой и поисково-разведочным бурением Восточно-Варьеганской поисковой зоны (Шпильман А.В. и др., 2001), в пределах которой по результатам тематических исследований был уточнен структурный план территории, подготовлены к поисковому бурению локальные структуры.

3. Для территорий, слабоизученных площадной сейсморазведкой, при построении сводных структурных карт необходимо использовать все геолого-геофизические данные. Такая работа выполнена в рамках реализации Территориальной программы ГРР в пределах Ляпинской зоны (Кузменков С.Г., Задоенко А.Н. и др., 2000). При построении структурной карты по опорному горизонту Б был успешно применен разработанный Пьяновым С.Н. кластерный анализ, позво-

ляющий использовать для интерпретации и построения структурных карт материалы грави-магнито-сейсморазведки и имеющиеся данные бурения. При этом потенциальные и другие геолого-геоморфологические методы используются для замыкания структур и выделения объектов детализации площадной сейсморазведкой.

Считаем, что необходимо продолжить сбор информации, ее систематизацию на современном программно-алгоритмическом уровне, частичную обработку, обобщение и выдачу конкретных рекомендаций на проведение региональных тематических исследований. Региональный и поисковый этапы должны при наименьших материальных затратах обеспечивать получение максимальной геологической информации, а выбор рационального комплекса привлекаемых методов зависит от специфики геолого-геофизической изученности региона.

#### Литература

1. Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ.- М: Недра.- 1983.

2. Карасев В.И., Сергеева Н.А., Панов В.Ф. и др. Концепция работ по организации геологического изучения недр и восполнению углеводородной ресурсной базы Ханты-Мансийского автономного округа на период 2000-2030 гг.//Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО./ Материалы четвертой научно-практической конференции. -Ханты-Мансийск. -2001.- С.34-43.

3. Тюнегин С.П., Задоенко А.Н., Кузменков С.Г. и др. Актуальные задачи поиска неантклинальных ловушек в Широтном Приобье сейсморазведкой. – М.:ВНИИОЭНГ.-1988.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

## Применение метода ЯМР для описания обстановок осадконакопления терригенных пород

И.С.Джафаров, С.Ф.Хафизов (ОАО «ТНК»), П.Е.Сынгаевский (Halliburton)

Метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) разрабатывался для выявления петрофизической характеристики пластовых флюидов. По мере признания результатов и получения дополнительной информации появилась возможность расширить его использование для выделения и количественной характеристики обстановок осадконакопления. Для разработки такой методики были привлечены материалы прибора *CMR*+ компании Шломберже, многочастотного *MRIL-C/tp* компании Халлибуртон и данные экспериментального российского зонда ядерно-магнитного томографического каротажа (ЯМТК). Исследования выполнены в подразделениях Тюменской Нефтяной Компании (ТНК) и на кафедре инженеров-нефтяников Государственного университета Луизианы (США).

В настоящее время метод спектрального ЯМР весьма широко применяется в различных нефтегазо-

носных бассейнах Мира для решения целого ряда задач. В Мексиканском заливе, США и на месторождениях Западной Сибири он использовался для оценки эффективной пористости (*MPHI*), связанной воды (*MBV*), остаточной нефтенасыщенности и абсолютной проницаемости (*MPERM*), определение которых традиционно вызывает трудности в сильно глинистых терригенных осадках [2,5]. Поскольку ЯМР является точным методом спектральной пористости [9], он также может служить для характеристики смены литологии и, следовательно, для оценки фациальной принадлежности отложений. Такая информация наиболее достоверна тогда, когда 100% исследуемого пространства породы заполнено водой, или в распределение времени поперечной релаксации  $T_2$  введены соответствующие поправки за углеводородный индекс *HI* (условные обозначения приведены в конце статьи).

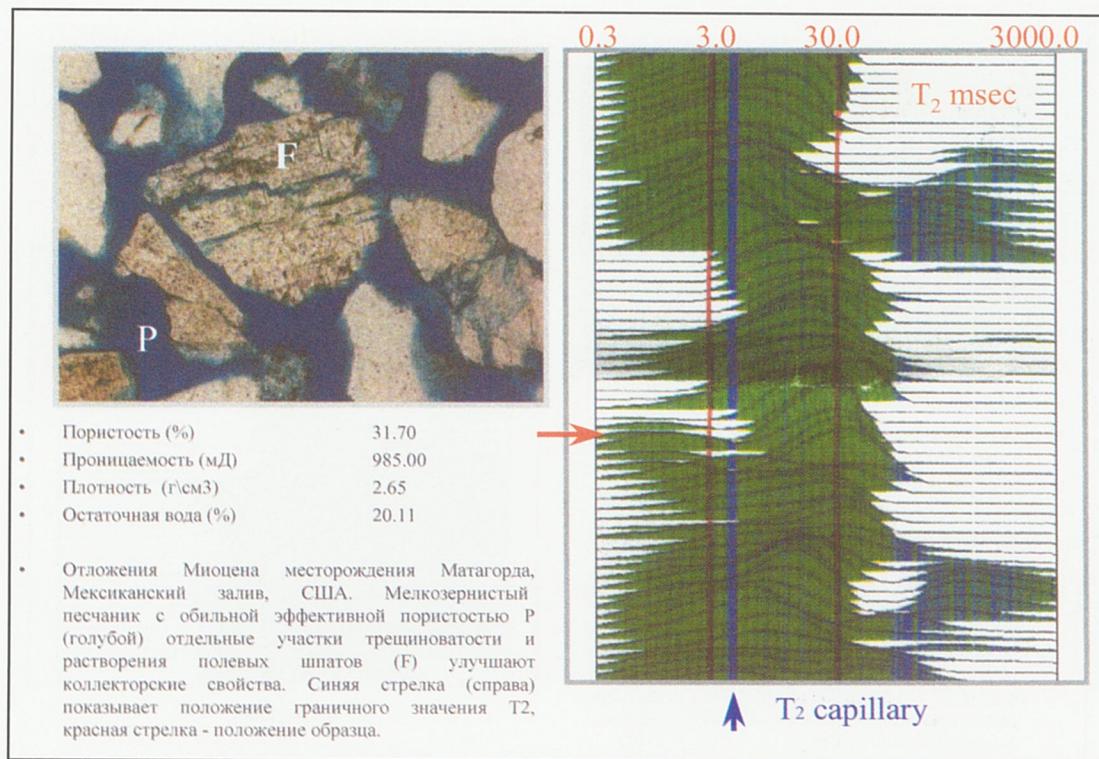


Рис. 1. Фации устьевого бара, Мексиканский залив

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

## Седиментационный комплекс устьевого бара

Для обработки данных ядерно-магнитного резонанса мы использовали характеристики устьевых баров, описанных в современных обстановках осадкоакопления р. Миссисипи [7,8]. Кроме того, привлекались материалы обнажений свиты Фронтиер штата Вайоминг, США, детально задокументированные во время полевых работ 1997-1998 гг. [10]. Выделение обстановок по ГИС основывалось на данных каротажных материалов по скв.3 и Е-2 месторождения Матагорда Айлэнд (Мексиканский залив, США) и скв.80793, 43534 и 021 Самотлорского месторождения (Западная Сибирь) [6,8]. Всего было выделено четыре обстановки, входящие в состав седиментационного комплекса регressiveного бара: продельты, дельтового фронта, дистальной и проксимальной частей устьевого бара. В этих обстановках сформировались семь основных литологических разностей пород (литофаций), пять из которых уверенно распознаются по данным скважинного ЯМР. Все обстановки характеризуются исключительно хорошей латеральной протяженностью и могут коррелироваться на десятки километров [3,7].

Фации проксимальной части бара хорошо видны на большинстве каротажных материалов, т.к. сложены однородными отсортированными чистыми песчаными разностями. На спектре  $T_2$  они представлены четко выраженным, иногда близким к одномодальному, распределением с максимумом сигнала  $MFFI$  на временах 20.0-40.0 м/сек. Ранние времена релаксации в диапазоне 0.5-30 м/сек связаны с глинистой оторочкой обломочных зерен и микропористостью частично растворенных участков полевых шпатов и обломков пород (рис.1,4).

Фации дистальной части регressiveного бара представлены сериями пластов различной мощности с отчетливым укрупнением зернистости к кровле (рис.2,3). Энергия палеообстановки была ниже, поэтому участками накапливалось больше глинистых разностей. На каротажных материалах они характеризуются существенной «изрезанностью» кривых. ЯМР-сигнал содержит два отчетливых максимума – один, связанный со свободными флюидами (1.0-30.0 м/сек), и второй, - со значительным количеством капиллярно-связанной воды ( $MBV$ ). В этой части седиментационного комплекса происходит смешивание вод различной солености, кроме того, из-за пониженной

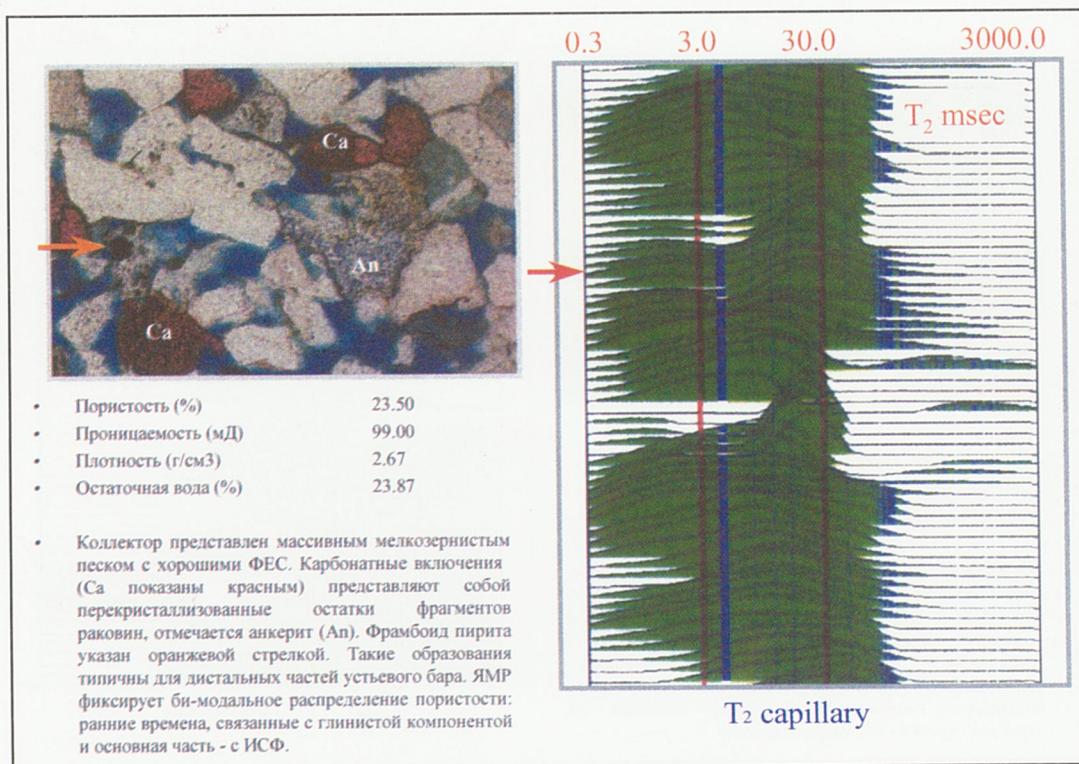


Рис.2. Фации дистального бара, Мексиканский залив

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

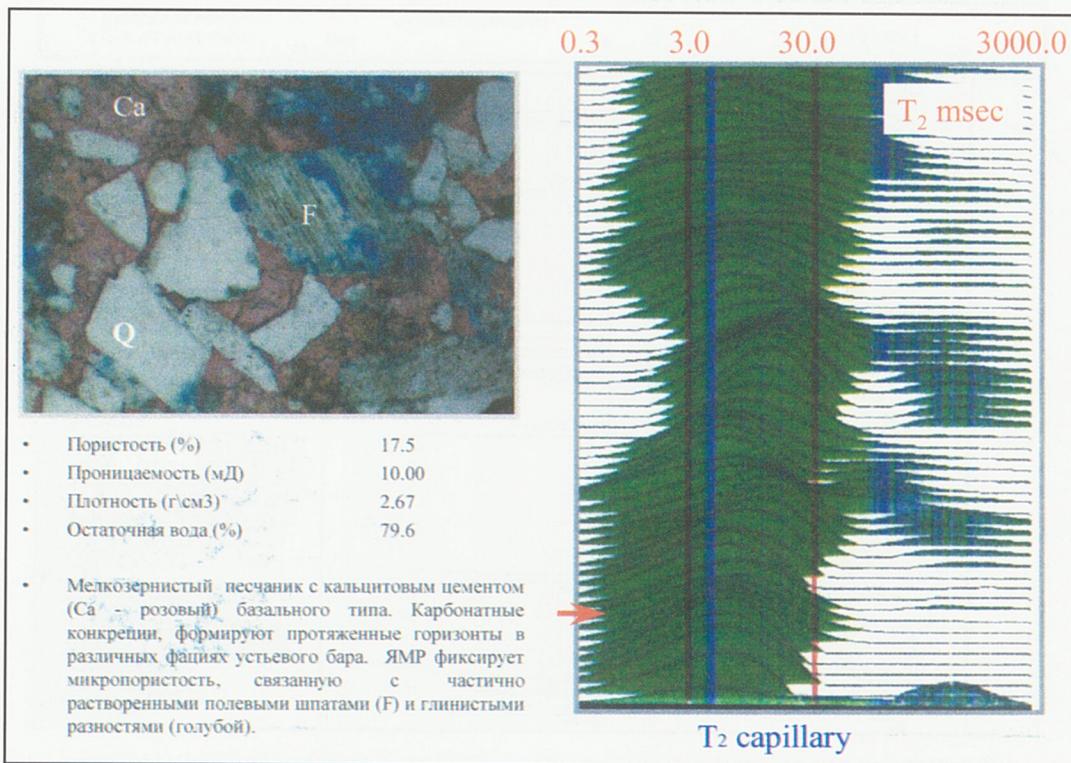


Рис.3. Фации дистального бара. Горизонт с карбонатными конкрециями

гидродинамики обломки раковин имеют лучшие шансы на захоронение. Это приводит к образованию конкреций с кальцитовым цементом базального типа. Такие прослои практически непроницаемы, могут иметь хорошую протяженность и представлять определенную сложность при планировании разработки. В карбонатных участках распределение T<sub>2</sub> становится одномодальным с «главающим» в широких пределах максимумом, а суммарная пористость MSIG резко падает (рис.5).

Фации фронта дельты сложены преимущественно глинисто-алевролитовыми разностями со значительным количеством разнообразных линз песчаного материала. В ряде случаев такие лиофации распознаются на диаграммах ГК или сопротивления зондами малой глубинности, но их выделение на ПС или акустике проблематично (см.рис.5). На материалах ЯМР они представлены в основном пористостью MBVI и/или MBVI/MCBVI. Времена поперечной релаксации T<sub>2</sub> характеризуются низкоамплитудными одномодальными сигналами в интервале времен 0.3-10.0 м/сек и могут визуально не отличаться от сигналов продельты.

Фации продельты сложены горизонтально-слоистыми

глинистыми разностями с примесью песчаного материала и значительным количеством органики. В случае применения многочастотного ЯМР появляется возможность их выделения, но в большинстве случаев по данным T<sub>2</sub> эти фации неотличимы от глинистых участков фронта дельты. При внимательном подборе параметров активаций T<sub>E</sub>, N и T<sub>W</sub> появляется возможность количественной характеристики [2].

В Мексиканском заливе прибор CMR+ применялся для оценки количества глинисто- и капиллярно-связанной воды и позволил получить хорошие результаты в слабокоонсолидированных осадках. На месторождении Матагорда Айлэнд (блоки 622/623) запись в скв. Е-2 была сделана осенью 1999 г. Исследования распределения времени T<sub>2</sub> в различных обстановках устьевого бара и их связь с лиофациями были выполнены Сынгаевским П.Е. на кафедре инженеров-нефтяников Государственного университета Луизианы, США в 1999-2000 гг.

На территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна Тюменская Нефтяная Компания, ее дочернее предприятие ОАО «Самотлорнефтегаз» впервые привлекли современный многочастотный

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

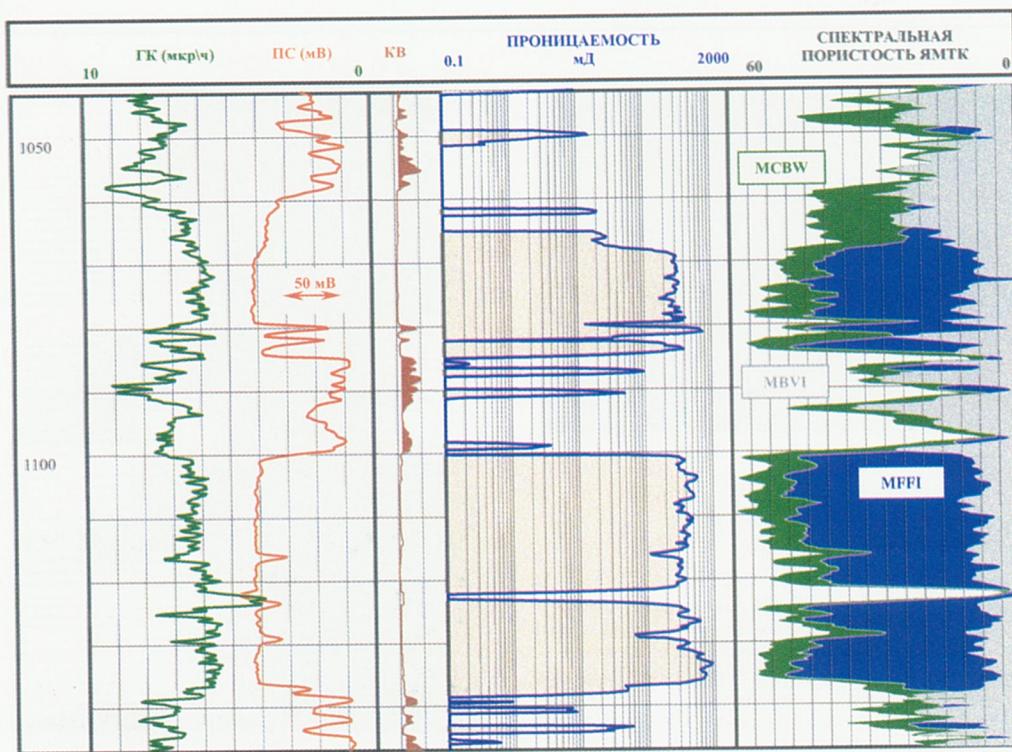


Рис.4. Фации центральной части устьевого бара или острова, фронта дельты и питающего канала

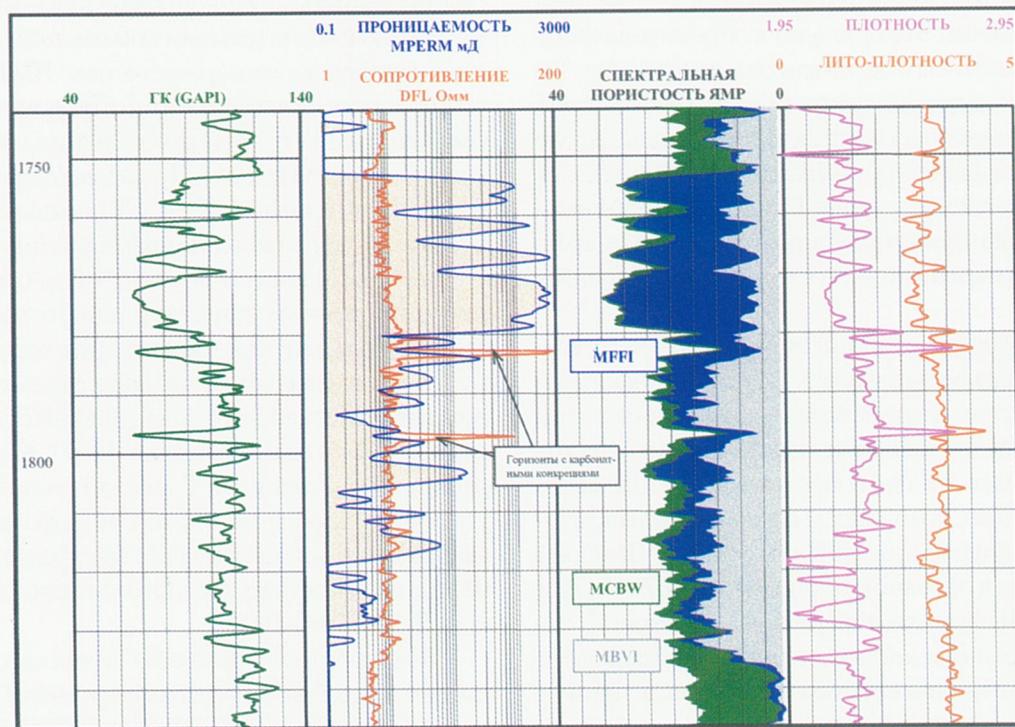


Рис.5. Фации проксимальной и дистальной части бара, фронта дельты и продельты

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

прибор *MRIL-C/tp* для исследований скважин и дополнили эти работы ЯМР-анализами образцов керна и пластовых флюидов. Полученные результаты послужили основой для решения ряда задач по оптимизации разработки продуктивных пластов АВ<sub>1-3</sub> («рябчик»), которые отличаются значительной глинистостью и фациальной неоднородностью [3]. На рис.5 приводится фрагмент диаграммы, записанной на скв.80793 Самотлорского месторождения. Фации проксимальной части устьевого бара выделяются в интервале 1752-1780 м, дистальная часть бара - в интервале 1780-1828 м, фронтальной части дельты 1828-1830 м и глин продельты - ниже 1830 м. Отмечаются горизонты с карбонатными конкрециями на участках x1781, x1783, x1797 м, которые подтверждаются повышенными значениями метода сопротивлений, показаниями ГГК-п и литоглости, а также характерным резким снижением значений пористости *MSIG* и *MPII*.

Выполнение высококачественной записи прибором ЯМТК в скв.021 Самотлорской площади позволило дать детальную литологическую характеристику отложений и обосновать обстановки их осадконакопления. Песчаное тело в интервале 1058-1080 м характеризуется двухчленным строением - верхняя часть сложена очень мелкозернистыми алевролитами, содержит значительное количество связанной воды (*MBVI*) и практически непроницаема, вниз переходит в песчаные разности с хорошими ФЕС. Такое строение характерно для образований меандрирующих каналов и русел. На диаграммах ПС и ГК в первой колонке эти литофации не отличаются от нижних (рис.4). Нижний песчаник (1100-1138 м) сложен хорошо отсортированными однородными разностями, разделенными непроницаемым карбонатным прослойем (1122-1124 м), вероятно, связанным с конкремионным горизонтом. Карбонатный прослой можно предположить по данным ГК, но на кривой ПС он не отличается от расположенных выше (x1116 м) и ниже (x1129 м) проницаемых прослоев с повышенной глинистостью. Во второй колонке показан каверномер в масштабе 100-300 мм, в третьей - кривая проницаемости *MPERM*, рассчитанная по модели Коатеса (0.1-2000 мД). В четвертой колонке в масштабе пористости (0-30%) показаны объемы глинисто-связанной *MCBW*(зеленое), капиллярно-связанной воды *MBVI*(серое) и объем свободных флюидов *MFFI*(синее). Такие об-

разования типичны для центральных частей вдольбереговых баров и прибрежных островов.

#### **Будущее метода ЯМР**

Будущее этого уникального метода будет определяться дальнейшим улучшением скорости записи, отношения уровня сигнал/помеха или глубинности исследования. Эти составляющие уже значительно усовершенствованы и появилась необходимость его широкого промышленного распространения [5]. Вокруг ЯМР сформировалось мнение как о высокотехнологичном методе [1,4], обработка и интерпретация данных которого требует особых затрат и доступна лишь ограниченному числу профессионалов, что, по нашему мнению, неверно.

Весьма перспективными являются разработки прибора ЯМР на буровой колонне и анализатора пластовых флюидов, совмещенного с пластоиспытателем [2]. Прибор записи данных во время бурения компании Халлибуртон опробован в Мексиканском заливе и на Северном Море. Он работает в различных режимах и позволяет регистрировать такие параметры, как  $T_1$  и  $T_2$  (времена продольной и поперечной релаксации). Регистрации данных во время бурения уделяется особое внимание, поскольку нередко они оказываются единственной доступной информацией, кроме того измерения на колонне значительно ближе к неизмененным пластовым условиям. Согласно исследованиям, выполненным в 2000 г. в Государственном университете Луизианы [10], полученные при этом данные дают наиболее полную информацию о составе и распределении поровых флюидов. Для считывания и обработки информации существующие прототипы ЯМР на колонне должны подниматься на поверхность, следующее поколение приборов будет передавать данные на поверхность в режиме реального времени. Компания Бэйкер Атлас продолжает лицензировать использование прибора многочастотного ЯМР разработки Ньюмар, однако одновременно в исследовательских центрах Хьюстона (США) и Германии ведутся собственные разработки инструмента для измерений на 32 различных частотах.

#### **Выводы**

Метод ЯМР может успешно применяться для выделения и количественной характеристики обстановок осадконакопления терригенных пород. Спектральное

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

распределение пористости позволяет судить о смене гидродинамических режимов, соответствующем изменении зернистости и отсортированности осадка.

Запись ЯМР необходимо выполнять во всех разведочных и оценочных скважинах, дополняя ограниченным набором методов стандартного каротажа, а при необходимости более детальной характеристики - методами расширенного комплекса (сканеры и телевизоры, широкополосная акустика, элементный/геохимический каротаж и т.д.).

В сложнопостроенных коллекторах Западной Сибири ЯМР является предпочтительным методом для получения максимально достоверных геологических и петрофизических характеристик. При этом измерения поперечной релаксации ( $T_2$ ) необходимо дополнить записью времени продольной релаксации ( $T_1$ ).

Для сокращения затрат и повышения достоверности промысло-геофизических исследований в открытом стволе рекомендовано ввести прибор *MRIL* в обязательный комплекс ГИС. В скважинах, где планируются отбор кернового материала и/или расширенный комплекс исследований, регистрация ЯМР обязательно должна выполняться с применением активаций двух типов (двойного времени между эхо-сигналами  $T_E$  и двойного времени задержки  $T_W$ ).

#### Сокращения

*CMR*-прибор ЯМР компании Шлюмберже;  
*HI*-углеводородный индекс;

*MPHI*-эффективная пористость;

*MSIG*-общая (суммарная) пористость;

*MBVI(BVI)*-объем капиллярно-связанной воды;

*MCBW(CBW)*-объем глинисто-связанной воды;

*MTERM*-проницаемость, рассчитанная по ЯМР;

*MFFI*-индекс свободного флюида;

*MRIL*-прибор многочастотного ЯМР компании Халибуртон;

$T_1$ -время магнетизации (продольной релаксации);

$T_2$ -время поперечной релаксации;

$T_W$ -время задержки;

$T_E$ -время между эхо-сигналами;

$T_X$  или  $T_R$ -время эксперимента;

$N$ -число эхо-сигналов.

#### Литература

1. Методическое руководство по проведению ядерно-магнитного каротажа и интерпретации его данных. - М.: ВНИИЯГГ.- 1982.

2. Сынгаевский П.Е. Применение метода ЯМР для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. //Материалы четвертой научно-практической конференции ХМАО. -Ханты-Мансийск.-2000.- С. 350-367.

3. Хафизов С.Ф. Прогноз сложнопостроенных ловушек для нефти и газа в мезозойских отложениях южных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.// Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. к.г.-м. н.- Санкт-Петербург.- ВНИГРИ.- 2000.-22 с.

4. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений. М: Недра.-1978.

5. Coates, G., Xiao, Lizhi, and Prammer, M.G., NMR logging principles and applications. Halliburton Energy Services, 1999.

6. Djafarov I.S., Khafizov S.F. and Syngaevsky P. E., Spectral NMR for Petrophysical Characterization and Depositional Environments Interpretation in AB1 1-2 zones («Ryabchek» group) of Samotlor field. Khanty-Manseisk Regional Conference, Russia 13-17 November, 2001.

7. Galloway W.E., Hobday, D.K., Terrigenous Clastic Depositional Systems, Springer-Verlag, New York, Berlin, Heidelberg, Tokyo, 1983.

8. Grausman A.A., Khafizov S.F., Syngaevsky A.E. and Syngaevsky P.E. High Resolution Sequence Stratigraphy, Log Motifs & Reservoir Architecture of Turbidite Systems (a Comparison of Arkansas outcrops and Neocomian (K1) section of West Siberia Basin.) In printing. Materials of AAPG Annual Convention in Houston, March, 2002.

9. Hodgkins, M.A., and Howard, J.J., 1999, Application of NMR logging to reservoir characterization of low resistivity sands in the Gulf of Mexico, AAPG Bulletin, v. 83, no. 1, p.114-127.

10. Syngaevsky P.E. Formation Evaluation of the Siphonina Davis Section at Matagorda Island Field. Offshore Texas, Gulf of Mexico: 622/623 and 519 blocks. Post-doctoral study at Louisiana State University, The Craft and Hawkins Department of Petroleum Engineering. May 1999 - August 2000.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

## Неокомские оползневые явления на Урьевской и Поточной площадях Среднего Приобья

Г.И.Плавник, Е.В.Олейник (ГУП ХМАО НАЦ РН им.В.И.Шпильмана)

Большинство исследователей ачимовской толщи [3,5,6 и др.] считают, что на ее формирование большое влияние оказывали седиментационные оползневые явления. Это мнение основывалось, с одной стороны, на общетеоретических представлениях об условиях осадконакопления на дельтовых склонах, когда поступление обломочного материала опережало возможности его перераспределения в морском бассейне; с другой стороны, - на этот факт указывают наличие в ачимовской толще интенсивно дислоцированных пород и обилие первично неконсолидированных включений глин (в том числе и битуминозных) в песчаниках. Обломки глинистых пород в песчаниках часто имеют удлиненную и остроугольную форму, что свидетельствует об отсутствии их активного транспортирования. Контакты между литологическими разновидностями рваные, резкие, без постепенного изменения зернистости. Изучение кернового материала подтверждает существование подводных оползневых явлений в неокомское время [6].

Наиболее яркое, на наш взгляд, свидетельство существования подводных оползней в неокоме - зоны аномального развития битуминозных пород. В этих зонах битуминозные породы хаотично перемежаются с ачимовскими глинами и песчаниками. Общая мощность аномальных разрезов, фиксируемая по нижнему и верхнему прослойям битуминозных пород, достигает на отдельных площадях 160-180 м против 20-25 м средней мощности битуминозных глин в нормальных разрезах баженовской свиты. По данным исследования кернов установлено, что в этих зонах битуминозные породы расколоты многочисленными трещинами, расчленены на отдельные прослои и линзы, а также встречаются в виде обломков различных размеров и разной степени окатанности в небитуминозных осадках. Образование зон аномального строения битуминозных пород рядом исследователей также объясняется подводно-оползневыми дислокациями [3,7].

Несмотря на признанное влияние подводных оползневых явлений на формирование ачимовской толщи, практически отсутствуют исследования, посвя-

щенные выделению конкретных оползневых тел и анализу их строения.

В настоящей работе ставилась задача на одном из участков, хорошо изученных бурением, где имеется зона аномального разреза битуминозных пород (ЗАР), выделить оползневое тело, определить его границы, проанализировать строение, условия формирования и нефтеносность. Для исследования была выбрана территория Среднего Приобья, на которой расположены Урьевская, Поточная, Южно-Покачевская и Малоключевая площади.

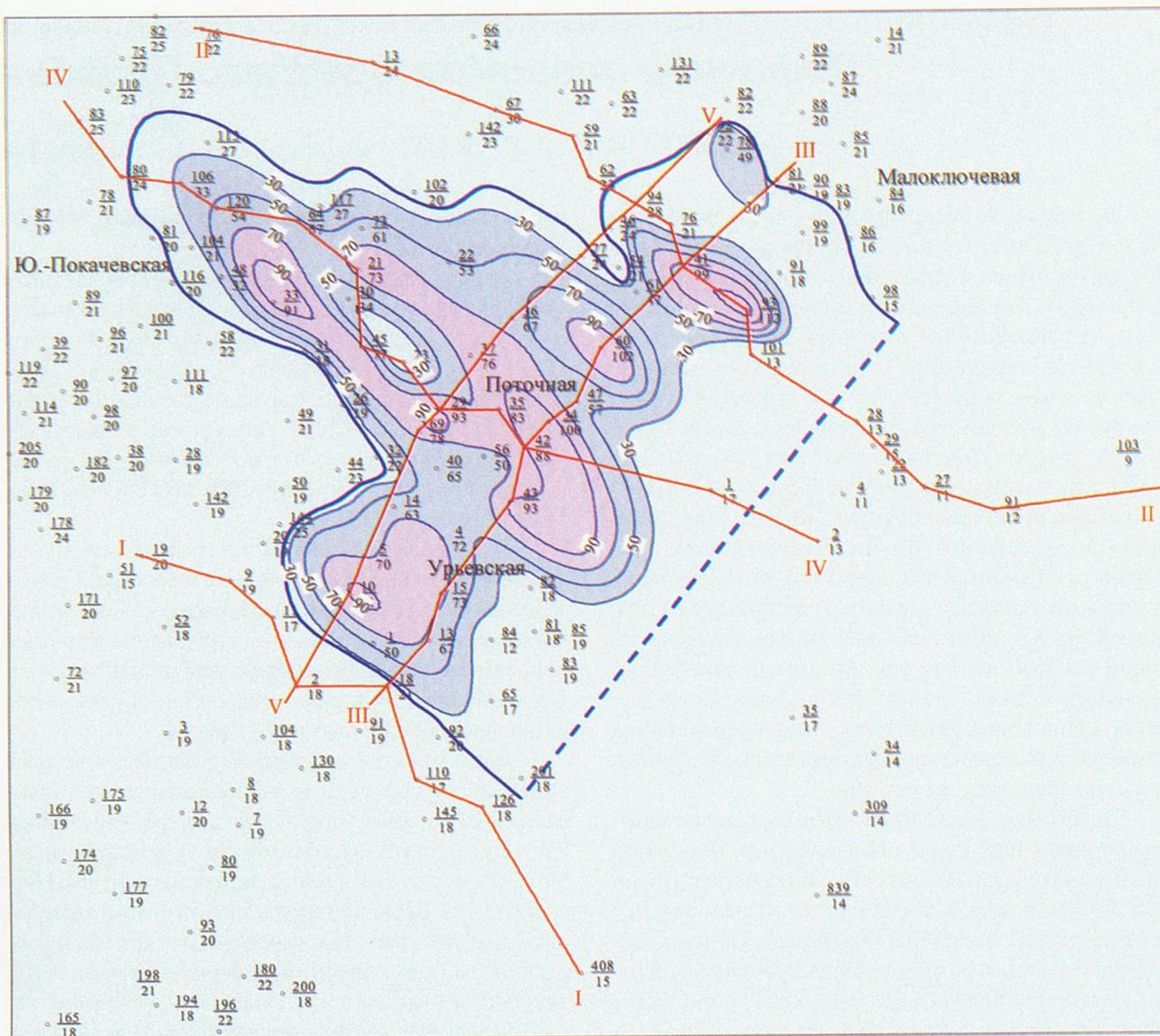
При выделении границ оползневого тела мы исходили из предпосылки, что зона аномального разреза является как минимум частью оползневого тела. Поэтому на рассматриваемой территории границей оползневого тела в первом приближении была принята граница между зонами нормального и аномального развития битуминозных пород (рис.1).

Для поиска подтверждений оползневых явлений прежде всего был рассмотрен характер распространения на изучаемой территории глин разной степени битуминозности. По геофизическим характеристикам битуминозные глины были разделены на два типа. Первый тип - это недислоцированные битуминозные породы, характерные для нормальных разрезов баженовской свиты, с аномально высокими значениями кажущегося сопротивления и радиоактивности. Второй тип - дислоцированные битуминозные породы. Значения кажущегося сопротивления в этих породах в 2-3 раза превышают значения сопротивлений в нормальных глинах, а значения радиоактивности имеют незначительные отклонения от фоновых. Можно предположить, что в данном случае дислоцированные битуминозные образования являются смесью небитуминозных пород с обломками битуминозных глин, разрушенных и перемешанных в процессе скольжения осадков в оползне. Анализ распространения на изучаемой территории дислоцированных битуминозных пород показал, что они сосредоточены в пределах намеченных границ оползневого тела.

Предполагаемое оползневое образование было рассечено серией разрезов в виде геологических про-

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



## Условные обозначения:

- 35  
83 - номер скважины;
- мощность от кровли верхнего битуминозного пропластка до кровли георгиевской свиты;
- — граница оползневого тела;
- 50 — изолинии равных мощностей;
- Урьевская - название площади;
- I — I - линия профиля.

Рис. 1. Карта мощностей от кровли верхнего битуминозного пропластка до кровли георгиевской свиты.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

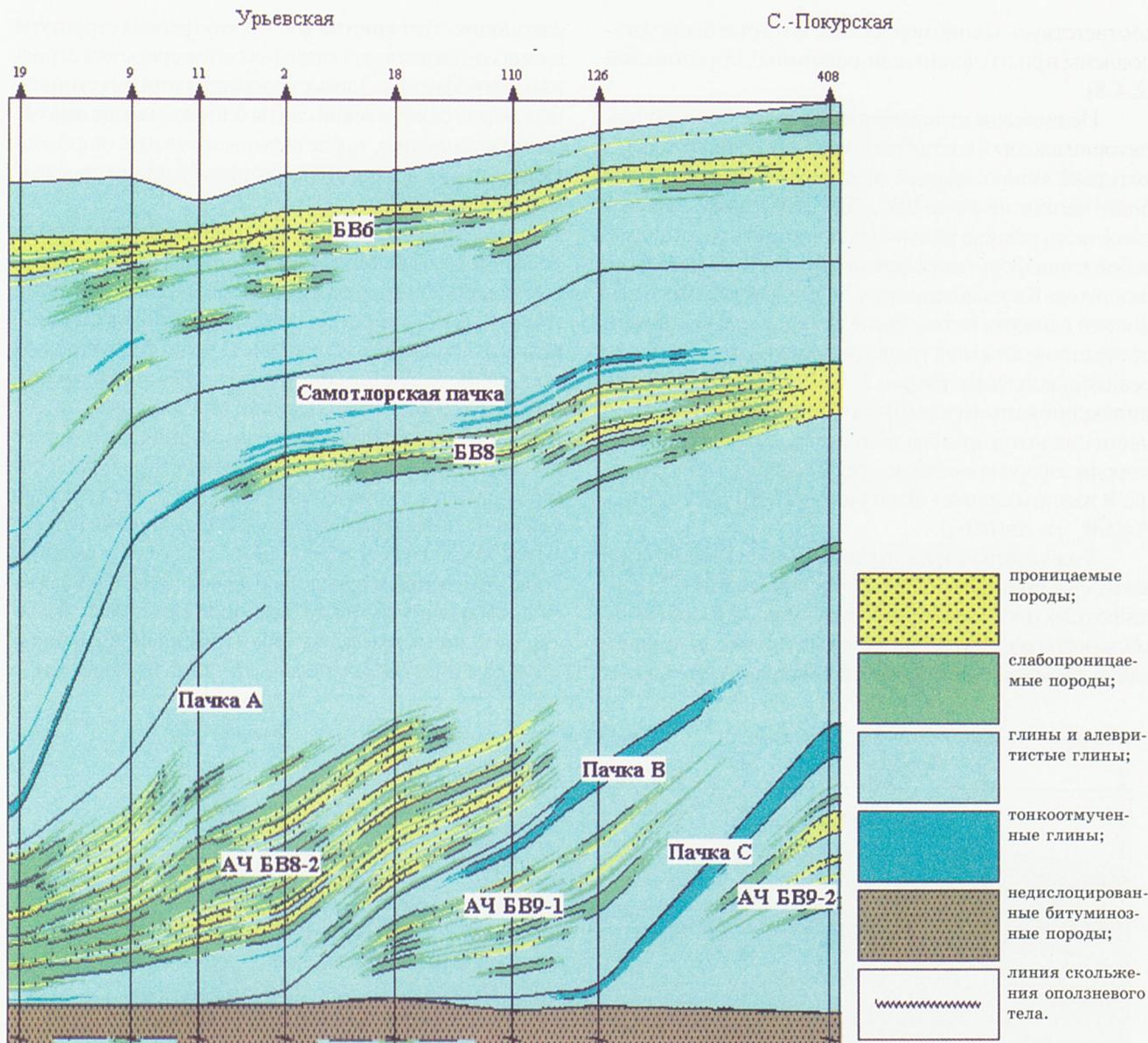


Рис.2. Профиль выравнивания по линии I-I.

филей или профилей выравнивания неокомских отложений на кровлю георгиевской свиты. Анализ этих профилей, а также построенных карт по основным нефтегеологическим объектам позволил сформировать представления о модели строения оползневого тела, условиях его образования и нефтеносности.

#### Строение

На рис. I представлен контур оползневого тела, проведенный по границе монолитных битуминозных пород баженовской свиты. Исследуемое тело простирется с юго-востока на северо-запад на расстояние более 30 км. На юго-востоке его ширина достигает 30

км, на северо-западе оно сужается до 10-15 км.

Для выделения оползневого тела в разрезе и создания представления о его объемных формах анализировалось строение ачимовской толщи как в пределах контура тела, так и в его ближайшем окружении. Граница оползневого тела на геологических разрезах проводилась тогда, когда на коротком расстоянии происходила потеря корреляции пластов значительной части неокомских отложений.

За пределами выделенного контура пласти ачимовской толщи достаточно хорошо прослеживаются в пределах нескольких площадей, и строение толщи

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

соответствует закономерностям, которые были установлены при изучении клиноформных образований [2,4,8].

Неокомские отложения на рассматриваемой территории входят в состав регионального циклита БВ<sub>8,9</sub>, который, в свою очередь, можно разделить на четыре более мелких циклита БВ<sub>8,1</sub>, БВ<sub>8,2</sub>, БВ<sub>9,1</sub> и БВ<sub>9,2</sub>. Изучаемая часть разреза (ачимовская толща) представляет собой клиноформный и фондоформный элементы этих циклита. Каждый циклит в подошвенной части выполнен глинами (в том числе и тонкоотмученными), сформированными в трансгрессивный период цикла осадконакопления. На рис.2, 3 и 4 эти пачки глин проиндексированы буквами «А», «В» и «С». В верхней части циклита преобладают песчано-алевролитовые породы, сформированные в регressiveный период цикла. В данном случае - это пласти АЧ(БВ<sub>8,1</sub>), АЧ(БВ<sub>8,2</sub>), АЧ(БВ<sub>9,1</sub>) и АЧ(БВ<sub>9,2</sub>).

Толща пород этих циклита представляет собой клин, сужающийся в западном направлении. На субширотных профилях, проведенных вне ЗАР (зоны аномального разреза) (рис.2, южный профиль), наблюдается гармоничное уменьшение мощности отдельных

слагающих этот клин пачек, т.е. внутренняя структура клина соответствует общим закономерностям строения клиноформы. Здесь строение толщи битуминозных пород баженовской свиты близко к нормальному распространению, также выдержаными по площади являются и пачки глин (с тонкоотмученными прослоями) А, В и С.

Такое строение низов неокома характерно для отложений, находящихся вне границы зоны аномально-го строения битуминозных пород. При пересечении границы ЗАР на коротком расстоянии нарушается корреляция пластов и в достаточно мощной толще скажкообразно меняется состав пород. На северном широтном профиле (рис.3) видно, что западнее скв.101 Малоключевой площади на расстоянии всего в 3 км до скв.93 происходит резкая смена структуры и состава пород в толще мощностью до 130 м от глинистой пачки «В» до георгиевской свиты включительно. В скв.93 уже отсутствуют глины пачки «С» вместе с тонкоотмученным прослоем и практически нет на привычном месте битуминозных пород баженовской свиты. Битуминозные прослои в этой скважине в большом количестве разнесены в толще мощностью

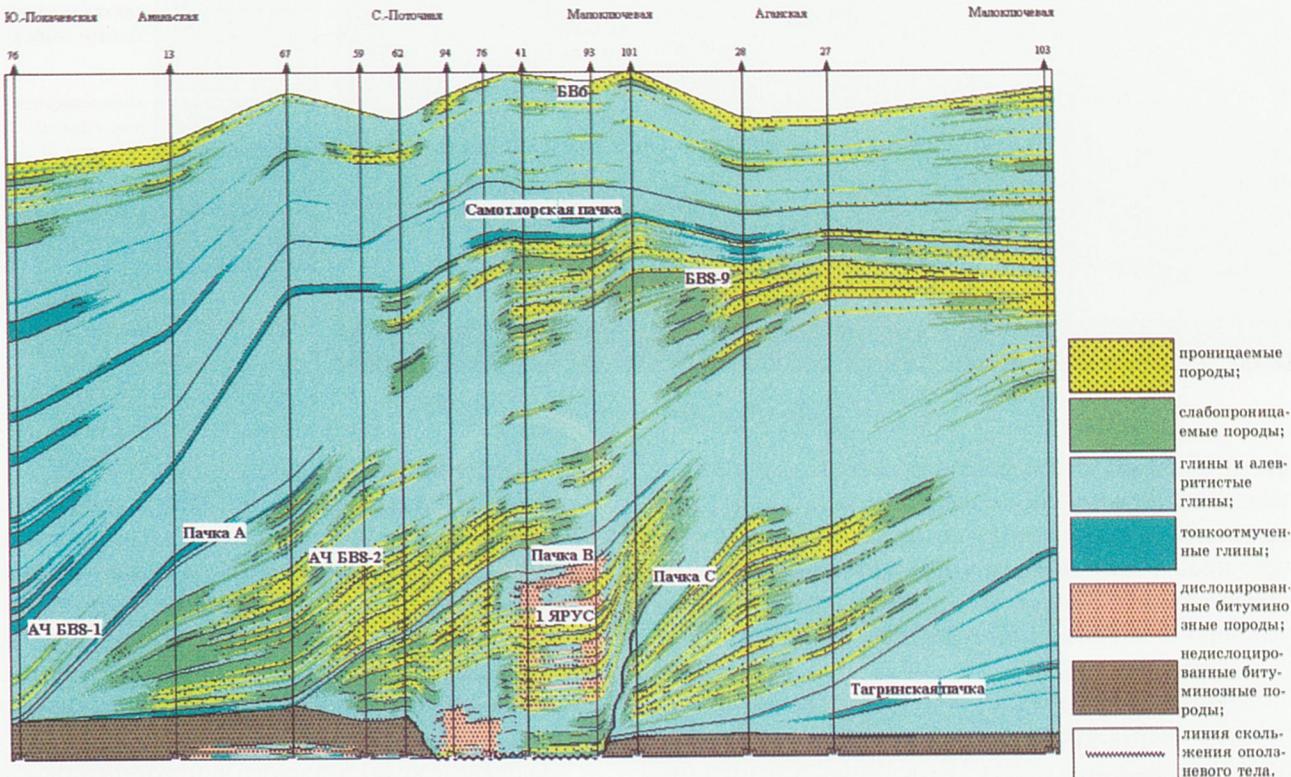
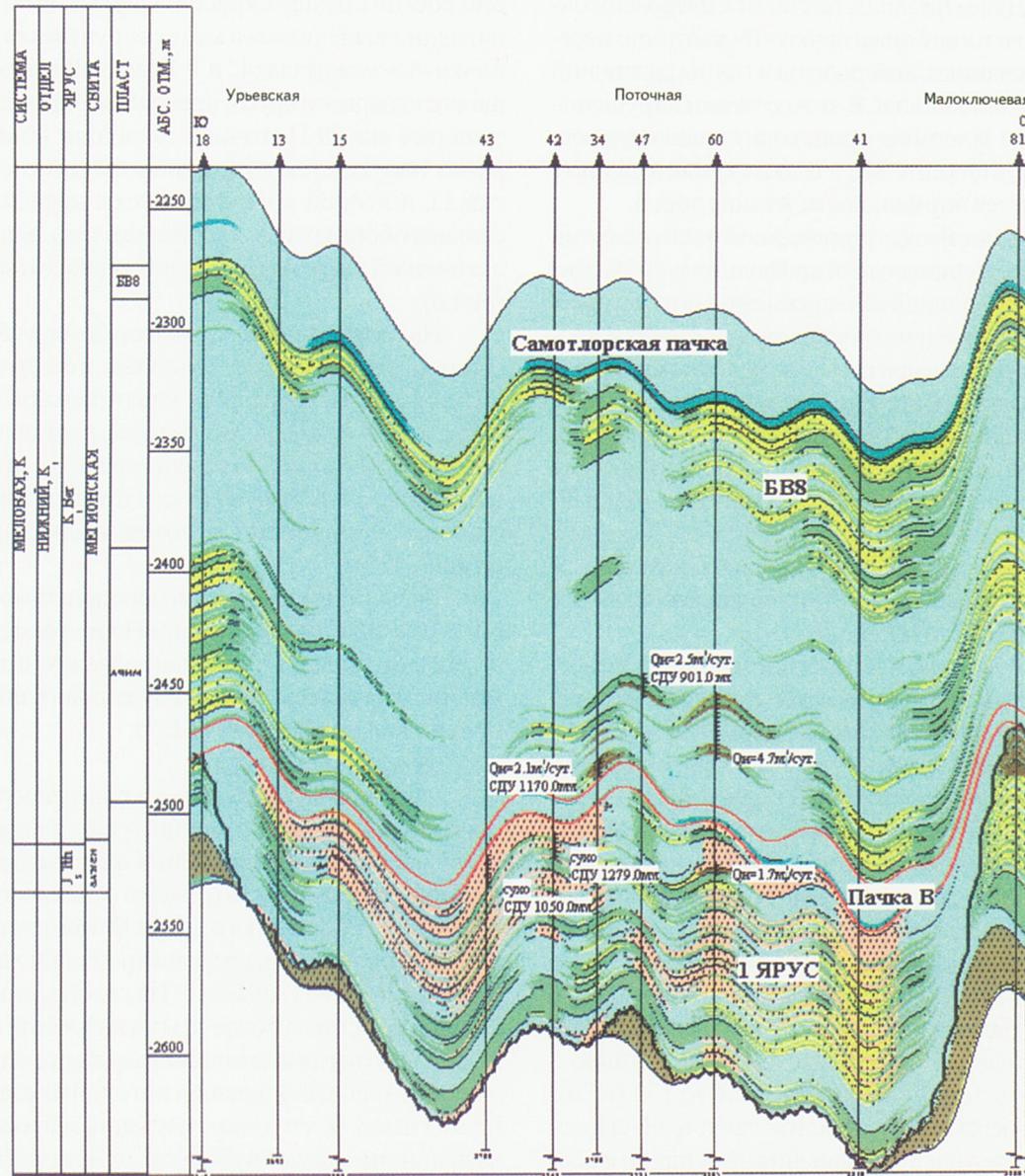


Рис.3. Профиль выравнивания на кровлю георгиевской кровли по линии II-II.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



Условные обозначения

[Symbol: brown dotted pattern]	нефтяная залежь;
[Symbol: light blue solid pattern]	глины и алевритистые глины;
[Symbol: dark brown dotted pattern]	недислоцированные битуминозные породы;
[Symbol: yellow dotted pattern]	проницаемые породы;
[Symbol: blue solid pattern]	тонкоотмученные глины;
[Symbol: wavy line]	линия скольжения оползневого тела;
[Symbol: green solid pattern]	слабопроницающие породы;
[Symbol: orange dotted pattern]	дислоцированные битуминозные породы.

Рис.4. Геологический профиль по линии III-III

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

более 100 м. Далее на запад до скв.67 Северо-Поточнай площади в толще ниже пачки «В» хаотично перемежаются песчаники, алевролиты и глины различной степени битуминозности. В этом сечении нарушение гармоничного залегания происходит лишь в его восточной части, в циклите  $B_{9,1}$ . В то же время в циклите  $B_{8,2}$  сохраняется нормальное залегание пород.

По описанной дислоцированной части неокома проведен субмеридиональный профиль (рис.4). Из него следует, что под пачкой «В» прослеживаются на расстоянии в 30 км хаотично расположенные линзы проницаемых пород, алевритистых и тонкоотмученных глин, глин различной степени битуминозности (по геофизическим характеристикам). Целостность отложений баженовской свиты здесь нарушается частично (скв.13,15 Урьевской и скв.47 Поточной площадей) или полностью, как, например, в скв.42 Поточной площади. Корреляция пластов восстанавливается в северной части профиля в скв.81 Малоключевой, на юге – в скв.18 Урьевской площади.

Таким образом, на описанном участке между пачкой «В» и глинами георгиевской свиты залегает геологическое образование, которое по степени дислоцированности резко отличается от строения ачимовской толщи на окружающей территории. Как известно, подобное строение геологического тела, т.е. наличие между двумя недислоцированными пластами смятой в складки толщи и многочисленных изолированных линз и «закрученной» является наиболее заметным признаком подводного оползня [1].

В результате мы наблюдаем первый ярус оползневого тела размерами около 30 км в субмеридиональном направлении, не менее 15 км – в субширотном и максимальной мощностью около 130 м. Это образование перекрыто глинистой пачкой «В». Показателен характер распространения этой пачки и особенно входящего в нее тонкоотмученного прослоя. Эта пачка наклонена с востока на запад. Тонкоотмученный прослой прослеживается в субмеридиональном направлении над всем оползневым телом и за его пределами. В субширотном направлении, на востоке он замещается алевритистыми глинами. На западе за пределами оползневого тела пачка «В» сливается с баженовской свитой, а над первым ярусом оползневого тела она частично разрушена (рис.5). Второй ярус оползневого тела начинает четко прослеживаться там, где исчезает пачка «В».

На центральном широтном профиле (рис.5), сущем вдоль все оползневое тело, хорошо видно, что

оно состоит из двух ярусов. Первый ярус начинает наглядно выделяться в месте нарушения глинистой пачки «С» между скв.42 и 1. Пачка «В», перекрывающая тело первого яруса, прекращает прослеживаться западнее скв.29 Поточной площади. Именно здесь резко нарушается корреляция пластов с соседней скв.23, и второй ярус сливается с первым. В месте слияния обоих ярусов оползневого тела выполнен геологический разрез субмеридионального профиля (рис.6).

На разрезе видно, что пачка «В» над первым ярусом оползневого тела сохранилась в северной и отчасти в южной частях разреза. В центральной части профиля между ярусами отсутствует перемычка, и они объединены в одно геологическое тело. Максимальная мощность первого яруса в пределах разреза составляет 80 м, а мощность объединенных ярусов превышает 120 м.

Выше оползневого тела породы ачимовской толщи снова залегают согласно. Непосредственно над этим телом залегает глинистая пачка «А» с достаточно мощным прослойем тонкоотмученных глин и группа проницаемых пластов Ач( $B_{8,1}$ ).

#### Условия образования

Образование оползневого тела непосредственно связано с потоком обломочного материала по южному рукаву палеодельты Оби. Схема дельты Оби во время формирования Тагринского циклита приведена в работе Г.И.Плавника и др. [8]. Формирование условий для образования оползня произошло в конце накопления пластов Ач( $B_{9,1}$ ). На склоне дельты, уклон которого достигал более 10 м на километр, образовалась некоторая критическая масса песчано-алевролитовых пород, в основании которой находилась глинистая пачка «С» с тонкоотмученным прослойем. Когда величина массы грубообломочных пород превысила критический порог, она под влиянием силы тяжести начала скользить по поверхности глин. Пусковым механизмом отрыва горных пород могли служить внешние силы, например, тектонические подвижки, землетрясения, штормовые волны и т.п.

Оползневое тело в процессе движения лавинообразно увеличивало свою массу. Подстилающие породы, возможно, вплоть до верхнеюрских отложений, не выдержали нагрузки, были смыты и вовлечены в движение. На профиле (рис.5) видно, что разрушение подстилающей глинистой пачки «С» произошло в районе скв.1 Западно-Аганской площади. Западнее этой скважины сформировалось геологическое

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

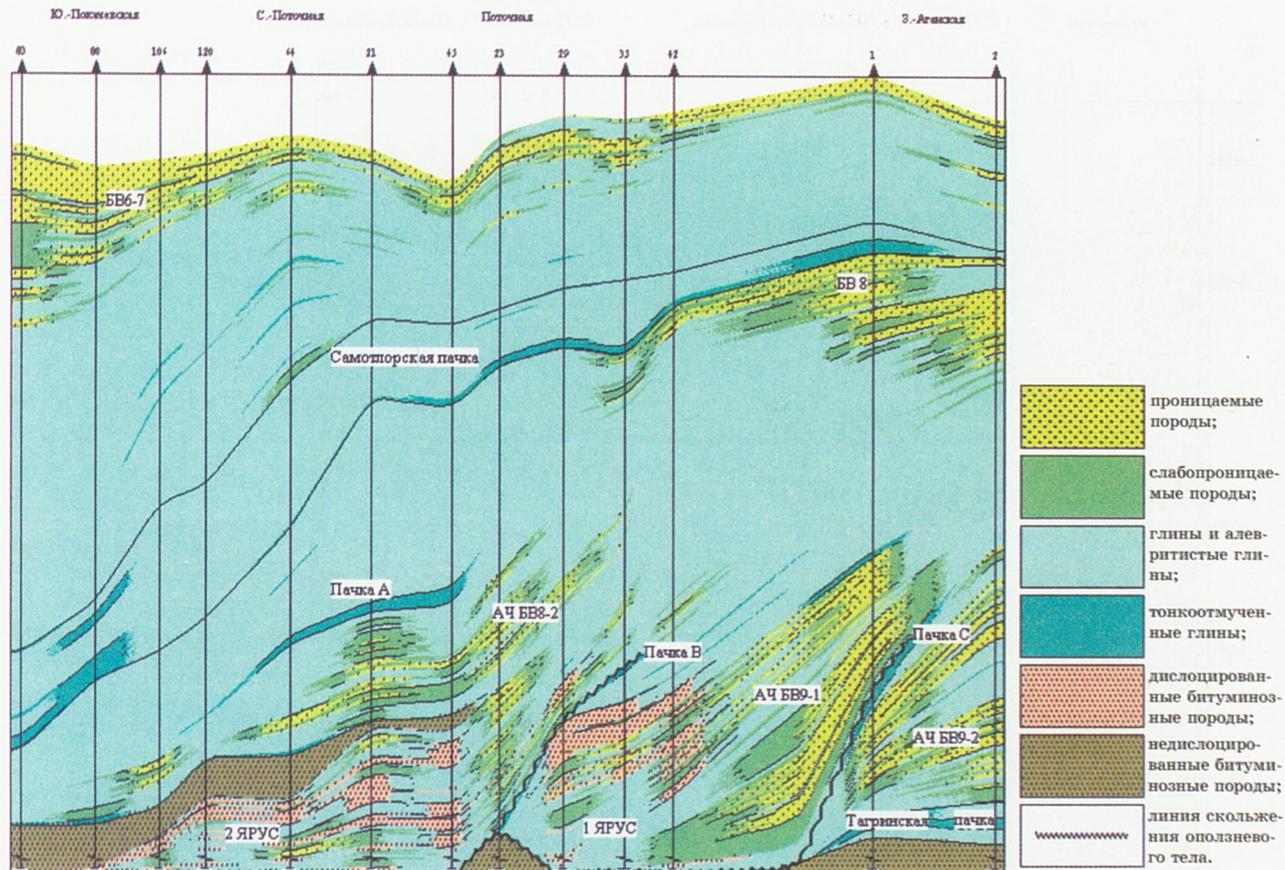


Рис.5. Профиль выравнивания полинии IV-IV.

образование, в котором породы дислоцированы, хаотично перемешаны. Отложения баженовской свиты были уничтожены на расстоянии 10-15 км. Разрушенные остатки битуминозных пород подняты с места их накопления на высоту до 120 м. В результате образовался первый ярус оползневого тела, размеры которого вдоль склона составляли около 30 км, а поперек в отдельных местах превышали 20 км. Формированием оползневого тела завершился трансгрессивно-рессивный цикл накопления глинистой пачки «С» и песчано-алевролитовых пород в пластах Ач(БВ<sub>9,1</sub>).

Следующий цикл осадконакопления начался с отложений глинистой пачки «В», которая согласно перекрыла тело оползня и окружающие его породы. Затем накапливались песчано-алевролитовые породы пластов Ач(БВ<sub>8,2</sub>). Когда их масса достигла критической величины, снова произошел отрыв толщи пород и ее скольжение по глинам пачки «В». Оползневый процесс повторился. Аналогично, как и в первом случае,

произошло разрушение глинистой пачки «В», и в процессе движения были вовлечены нижележащие породы, в том числе и породы предыдущего оползневого тела. Так образовался второй ярус оползневого тела. На профиле V-V (рис.6) нашли отражение оба его яруса. В краевых зонах этого профиля, между георгиевской свитой и пачкой «В», находится лишь первый ярус. Между скв.2 Урьевской площади и скв.77 Северо-Поточной произошло обрушение глинистой пачки «В» и смешение первого и второго ярусов оползневого тела.

Оползневые явления, возможно, не происходили на изучаемой территории в завершающей стадии следующего цикла осадконакопления, когда формировались пласты Ач(БВ<sub>8,1</sub>). Вероятно, в преддверии длительного трансгрессивного цикла, во время которого образовалась региональная самотлорская пачка глин, ослабло поступление обломочного материала. Кроме того, поступивший материал отлагался у под-

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

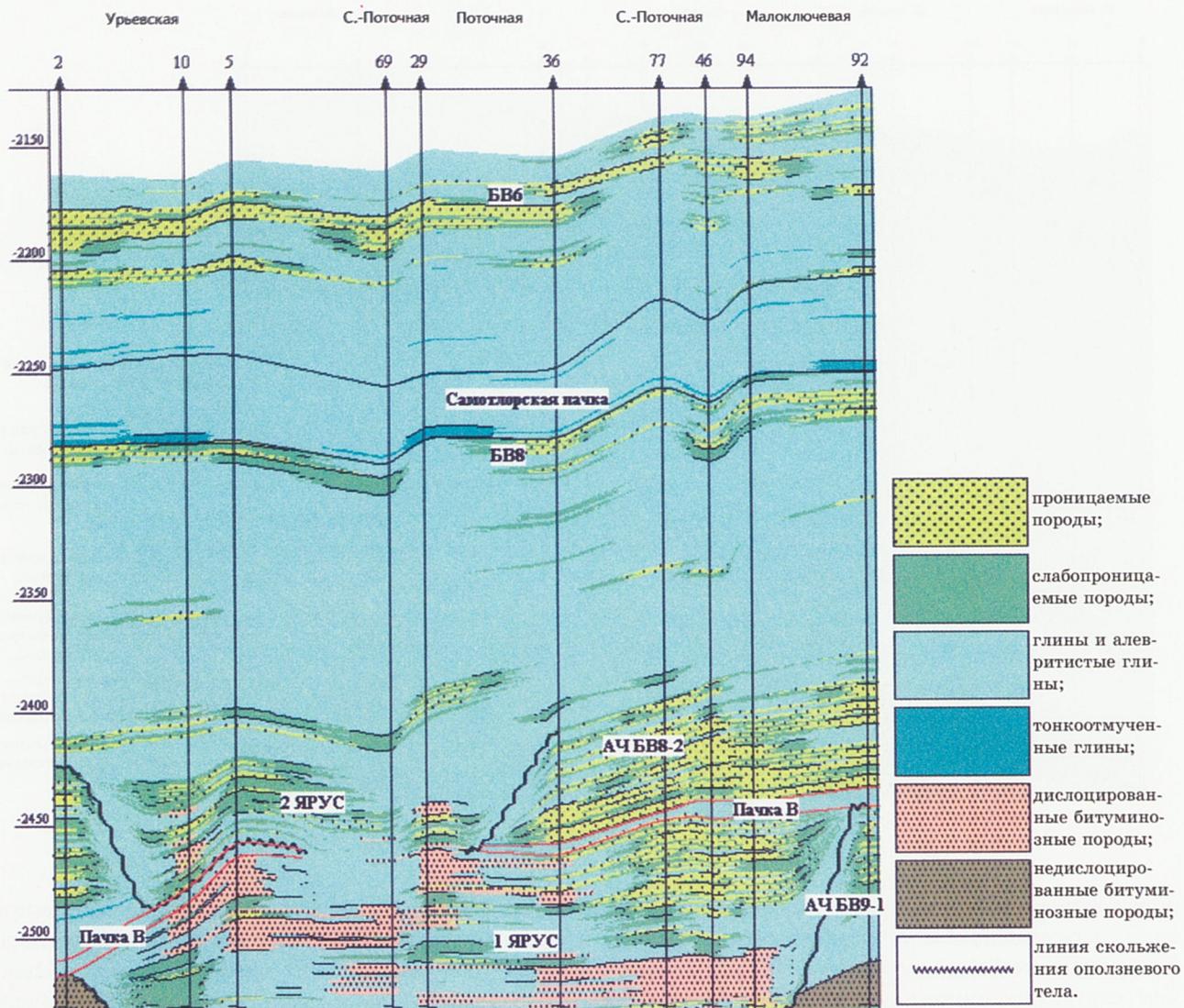


Рис.6. Профиль выравнивания по линии V-V

ножия склона, где углы наклона меньше, чем на склоне (рис.5). В результате накопившейся массы пород оказалось недостаточно, чтобы при данных углах наклона она была вовлечена в скольжение по тонкоотмученным глинам пачки «А».

Таким образом, в результате описанных событий в районе Поточно-Урьевской площади было сформировано двухъярусное оползневое тело.

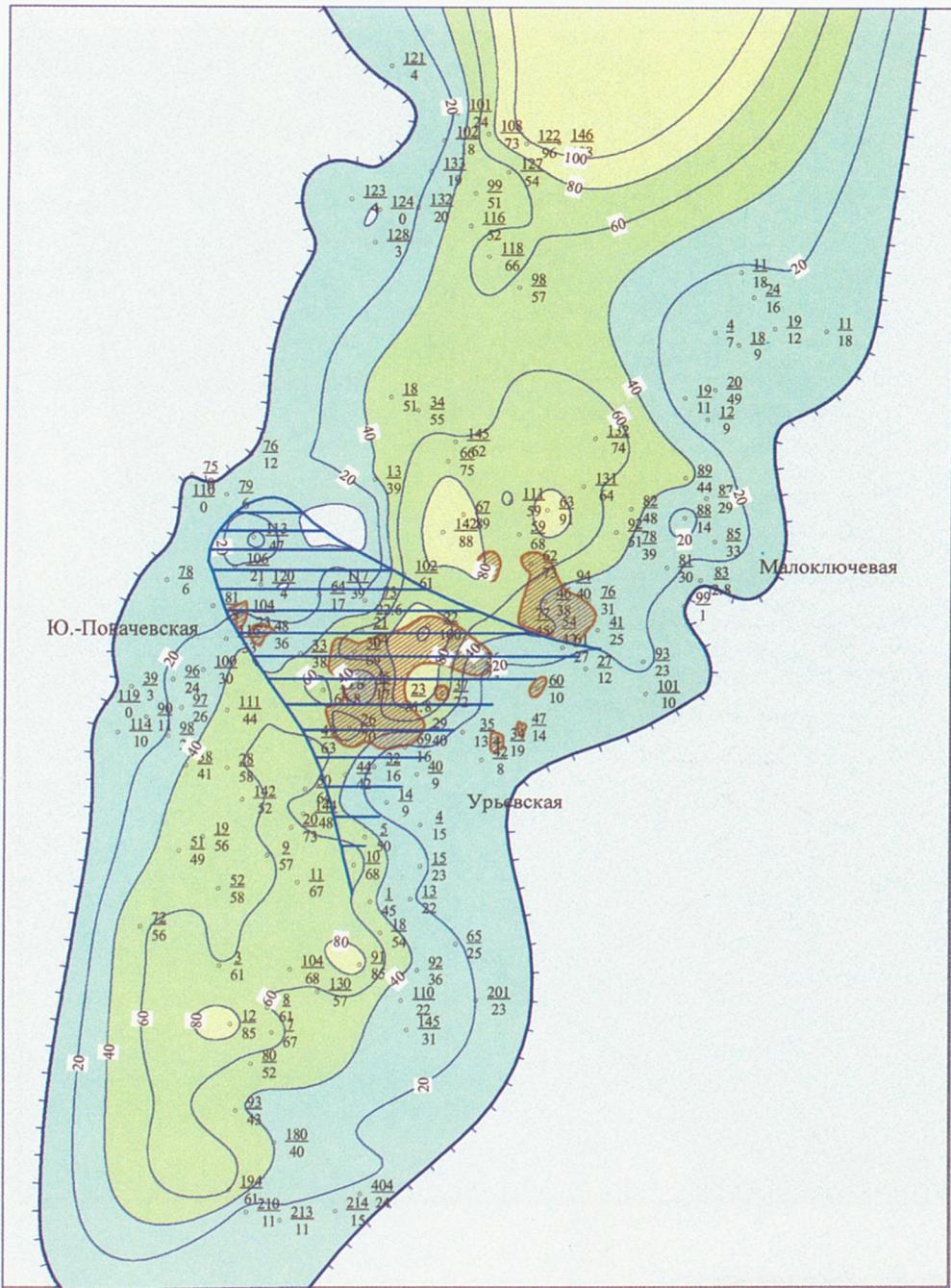
Нефтеносность

Основные геологические объекты, контролирующие распределение залежей в ачимовской толще, в оползневом теле и на прилегающей территории, - это

нефтеносные резервуары Ач(БВ<sub>8,2</sub>), Ач(БВ<sub>9,1</sub>) и Ач(БВ<sub>9,2</sub>). Коллекторами в этих резервуарах служат песчано-алевролитовые породы циклитов БВ<sub>8,2</sub>, БВ<sub>9,1</sub> и БВ<sub>9,2</sub>, покрышками над ними являются глинистые пачки «А», «В» и «С». По резервуарам Ач БВ<sub>8,2</sub> и Ач БВ<sub>9,1</sub> выполнены карты строения, на которые вынесены мощности проницаемых пород резервуара, его литологические границы, выявленные в нем залежи нефти, контуры оползневого тела и граница разрушенной оползнем покрышки «В» (рис.7,8). Нефтеносные резервуары представляют собой проницаемые тела субмеридионального простирания, с восточным и

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



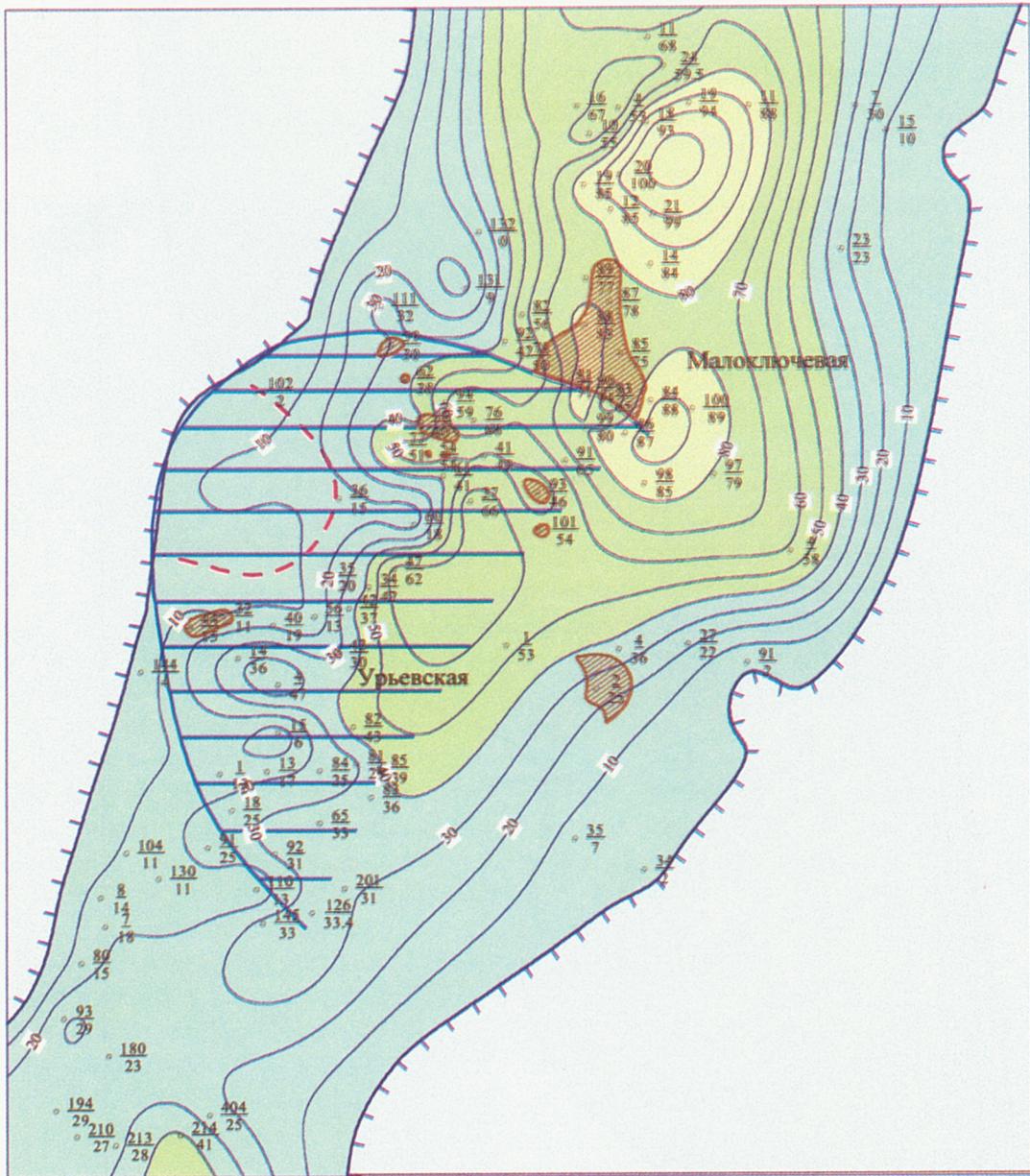
### Условные обозначения:

- 80 - номер скважины;
  - 52 - мощность проникаемых пород;
  - 20 — изолинии разных мощностей;
  -  - нефтяная залежь;
  -  - зона распространения 2 яруса.

Рис. 7. Карта строения резервуара АЧ(БВ<sub>8-2</sub>)

## **АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ**

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



### **Условные обозначения:**

-  - номер скважины;
  - мощность проницаемых пород;
  - 20- - изолинии равных мощностей;
  -  - нефтяная залежь;
  -  - зона распространения 1 яруса;
  -  - граница разрушения покрышки.

Рис.8. Карта строения резервуара АЧ(БВ<sub>9,1</sub>)

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

западным литологическими барьерами. Обращает на себя внимание влияние оползня на характер распределения проницаемых пород в резервуаре. На рис. 7 видно, что оползнем проницаемые породы смешены на запад относительно их расположения на севере и юге за пределами оползневого тела.

В названных резервуарах на данной территории обнаружено 39 залежей. В основном они содержатся в структурно-литологических ловушках, в оползневом теле встречаются залежи в ловушках литологического типа.

В участках резервуаров Ач(БВ<sub>8,2</sub>) и Ач(БВ<sub>9,1</sub>), не затронутых оползнем, а также в резервуаре Ач(БВ<sub>9,2</sub>), в котором данный оползень вообще не проявился, извлекаемые запасы в среднем в 2 раза выше, чем на участках, расположенных в оползневом теле.

Одним из важных итогов настоящей работы мы считаем то, что в результате исследования оползневых явлений удалось объяснить особенности строения конкретных нефтяных месторождений. Речь идет, прежде всего, о залежи Ачим.1 Малоключевого месторождения. Эта залежь находится в резервуаре Ач(БВ<sub>9,1</sub>) и имеет ограничение по восстанию пласта. В отчете по подсчету запасов причину возникновения барьера установить не удалось и в качестве вероятной причины ограничения залежи выдвинуто предположение о наличии тектонического нарушения. Анализ строения оползневого тела показал, что северная боковая поверхность скольжения проходила по Малоключевой площади и в плане совпадает с линией барьера, ограничивающего залежь (рис.8). Наружение действительно есть, но блоки пород смешены не по вертикали, как предполагалось, а по горизонтали. Можно предположить, что по линии скольжения была нарушена целостность песчаного пласта, и проницаемые породы были с юга замещены непроницаемыми или плохо проницаемыми. О том, что барьер не является надежным изолятором, свидетельствуют нефтепроявления из этого горизонта в скв.83, 86 и 101, которые расположены южнее барьера. С точки зрения экранирующих свойств не столь важно, по вертикали или по горизонтали сместился блок пород, а с точки зрения возможности прогноза литологического барьера это обстоятельство имеет принципиальное значение.

В резервуаре Ач(БВ<sub>8,2</sub>) залежь БВ<sub>19</sub> Северо-Поточного месторождения также ограничена с юга литологическим барьером. Этот барьер также полностью совпадает с северной границей оползневого тела (рис.7).

Таким образом, рассматривая на данном примере влияние оползневых явлений на нефтеносность ачимовской толщи, можно говорить о двух направлениях такого влияния: положительном и отрицательном. Положительное влияние, во-первых, заключается в том, что оползень, дробя монолитные битуминозные породы, увеличивает возможности их дренирования, а соответственно, и увеличивает генерационный потенциал, который реализуется прежде всего в ачимовской толще, во-вторых, в результате смещения оползневого тела создаются дополнительные литологически ограниченные ловушки.

К отрицательному влиянию можно отнести тот факт, что в теле оползня разрушаются покрышки и нарушается целостность проницаемых пластов. Это приводит к усложнению строения ловушек и к незакономерному распространению.

#### Заключение

Выявление оползней (в неокомское время) в Западной Сибири имеет большое значение для прогноза перспектив сразу в трех нефтегазоносных горизонтах, в частности, шельфовых пластах неокома, ачимовской толще и баженовской свите. Именно на участках оползневых явлений произошли такие изменения в баженовской свите и ачимовской толще, которые значительно повлияли на условия миграции и аккумуляции в них углеводородов.

Раздробление битуминозных пород лишило отложения баженовской свиты условий, которые обеспечили аккумуляцию углеводородов в залежах, подобных Сальымской. Кроме того, этот процесс многократно увеличил возможности первичной миграции углеводородов из генерирующих битуминозных пород в проницаемые прослои.

Интенсивная дислокация пород ачимовской толщи на участках проявления оползней разрушила протяженные глинистые перемычки, в результате чего улучшились условия вторичной миграции углеводородов через оползневое тело.

В зонах наличия оползневых тел покровные пласти неокома являются первыми пластами выше ачимовской толщи, содержащими крупные, надежные ловушки. В этих зонах исключительно благоприятны условия для генерации УВ, их первичной и вторичной миграций и аккумуляции в крупных ловушках. Каждая из этих зон имеет свой источник генерации углеводородов (бажениты аномальных зон) и «проводя-

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ящий канал» (ачимовские породы) для их поступления в ловушки шельфовых пластов.

Из вышеизложенного можно сделать такие выводы:

1. В зонах распространения дислоцированных битуминозных пород перспективы отложений баженовской свиты крайне низкие, поэтому поиски залежей нефти (типа Самотлорской) следует вести за пределами этих зон.

2. В проницаемых породах оползневых тел Среднего Приобья обнаружение крупных скоплений углеводородов в ачимовской толще маловероятно. Выявленные залежи будут мелкими или сложно построеными. Заметим, что данный вывод следовало бы подтвердить на более широком материале.

3. На участках проявления оползней наиболее перспективны для обнаружения залежей нефти и газа покровные пластины неокома и проницаемые линзы, сформированные на дельтовых склонах.

4. Для выяснения влияния неокомских оползневых явлений на нефтеносность отложений верхнеюрского комплекса необходимо провести дополнительные исследования.

5. Необходимо разработать методы обнаружения и картирования оползневых тел. Особенно в тех случаях, когда оползни не создают заметных зон аномального строения битуминозных пород.

### Литература

1. Геологический словарь.- М.: Недра.- 1973.
2. Карогодин Ю.Н., Еришев С.В., Сафонов В.С. и др. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: системно-литологический аспект.- Новосибирск.- Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГМ.-1996.-252 с.
3. Микуленко К.Е., Острый Г.Б. Оползневые образования в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности//Литология и полезные ископаемые.1968.-№ 5.-С.111-118.
4. Мкртчян О.М., Трусов Л.Л., Белкин Н.М. Дегтев В.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири. -М.: Наука.-1987.-126 с.
5. Наумов А.Л., Онищук Т.М., Биншток М.М. Об особенностях формирования разреза неокомских отложений Среднего Приобья//Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири.-Тюмень.- ТИИ.-1977.-С.39-49.
6. Нежданов А.А. Зоны аномальных разрезов баженовского горизонта Западной Сибири//Строение и нефтеносность баженитов Западной Сибири/Тр. Зап-СибНИГНИ.-Тюмень.-1985.-С.27-35.
7. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири.- М.: Академия горных наук. - 2000.
8. Плавник Г.И., Олейник Е.В., Толубаева Г.Е. Строение нефтегазоносного комплекса клиноформного типа (на примере НГК БВ<sub>8,9</sub>)//Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. -Ханты-Мансийск.- 2001.- С.162-178.



## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

## Дегазация Земли и формирование месторождений нефти и газа

Г.П.Мясникова, А.В.Шпильман (ГУП ХМАО НАЦ РН им.В.И.Шпильмана)

В мае 2002 г. в Москве прошла Международная конференция «Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ», организованная Российской Академией наук при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований. Тезисы докладов опубликованы.

На конференции обсуждались глобальные аспекты дегазации Земли и воздействие её на процессы в приповерхностных слоях, геодинамические факторы, их роль в дегазации Земли, а также вопросы, связанные с генезисом нефти и газа, и новые подходы при поисках скоплений нефти и газа.

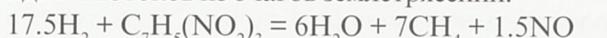
В многочисленных докладах звучало, что жизнь на Земле находится под полным контролем процессов глубинной дегазации, масштабы которой огромны и на несколько порядков выше, чем «дыхание» залежей нефти и газа, открытых в осадочном чехле. С глубинной дегазацией связаны планетарные катастрофы в биосфере. Корни глобальных геодинамических процессов сместились с уровня верхней мантии до ядра Земли. Рассматривались каналы миграции флюидов, связанные с дизъюнктивными деформациями и с инъекционными структурами (диапирами). В мантии важнейшими структурами разгрузки глубинной энергии были *пиомы*, *суперпиомы*. Наметился прогресс в термодинамическом моделировании состояния УВ в мантии и их трансформации на пути в осадочный чехол.

За время развития Земли (4.5 млрд. лет) процесс дегазации Летников Ф.Л. предлагает рассматривать как монотонно угасающий общепланетарный процесс с характерным истощением по флюидным компонентам в верхних горизонтах литосферы, с периодическими импульсами интенсивной дегазации на её фоне.

Основу флюидов составляют газы и прежде всего водород. Выделяются две принципиально разные флюидные системы: водородно-углеродная и водородно-сернистая. Они зарождаются на различных глубинах жидкого ядра. Водородно-серни-

стая флюидальная система служит основой формирования скоплений сульфидов и сернисто-сероводородных систем в малоглубинных вулканических комплексах. Выброс газового скопления за пределы жидкого ядра в мантию и его тепловое воздействие на литосферу может длиться десятки и даже сотни миллионов лет. Газовые потоки плюмов, имеющие температуру примерно 4000°С и давление  $P \approx 1$  млн.бар, прожигали мантию. Существенно водородные потоки, взаимодействуя с кислородной матрицей, выделяют тепло, что позволяет потокам достигать верхних горизонтов литосферы и влиять на состав астеносферы.

Маракушев А.А. в своем докладе отмечал разный характер трансформации восходящих флюидных потоков из очагов землетрясений:



$\text{C}_5\text{H}_7(\text{NO}_2)_3$  - соединения углеводородов с оксидами.

Количество воды, ежегодно освобождаемое из верхней мантии, по расчетам Г.Хесса  $- 0.4 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ .

**Масштабы дегазации.** Количество УВ, поступившее из мантии в течение фанерозоя (за 570 млн. лет), оценивается в  $60 \cdot 10^{18} \text{ m}^3$ , или  $n \cdot 10^{16} \text{ t}$ ; часть пошла на серпентизацию гипербазитов, часть - на иные процессы, в том числе на формирование залежей нефти и газа.

Об огромных масштабах дегазации Земли свидетельствуют запасы газогидратов - «горючего льда» на суше и в морях (доклад В.А. Краюшкина). Запасы метана в газогидратах нашей планеты оцениваются в 113 сотен квадриллионов кубометров. Для сравнения запасы геологического топлива – нефти, газа, угля (по данным геологической службы США, 1999 г.) оцениваются в 5 трлн.т. Газогидраты наблюдаются не только под вечной мерзлотой в северных широтах, но и в относительно южных районах (в России, например, в Оренбургской области, Каспийском и Черном морях; в США

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

– в Калифорнийском заливе). Толщина газогидратной толщи достигает 1000-1500 м. На 90-95% площади Мирового океана развиты гидраты «горючего льда». Это дополнительный энергетический источник в будущем.

Во многих докладах рассматривались замеры и результаты дегазации недр на территории морей – Черном и Каспийском. С дегазацией недр в Каспийском море (доклад Голубова Б. и Катулина Д.) была связана гибель двух видов кильки в 2001 г. в средней части моря. На прибрежной части моря рыба не пострадала. Исследование рыб показало, что в жабрах и мышцах содержались газообразные включения, а заболеваний и технических причин для вымирания не было. С помощью космоснимков определили подъем глубинных вод в поверхностные слои, которые подверглись интенсивному охлаждению. Тепловой режим восстановился в течение двух недель. Как показали гидрогеологические и гидрохимические исследования, произошло резкое снижение кислорода и формирование в придонных слоях  $H_2S$ , в гидротермальных источниках наблюдался мышьяк,  $H_2S$  и  $CH_4$ . С этим, вероятно, и связана гибель кильки. В настоящее время Каспийская впадина испытывает восходящие тектонические движения, интенсивность которых превышает воздымание Альп, Карпат, Балкан. Земная кора под дном Среднего Каспия раздроблена густой сеткой сейсмоактивных разломов трех направлений - меридионального, северо-западного и северо-восточного, обусловливающих обширные зоны дегазации недр. Донные отложения обогащены сульфидами и покрыты газогидратами. Диффузионно-фильтрационный поток газа из недр Среднего Каспия оценивается в  $n10^6 \div n10^7 m^3/\text{год}$ . Адиабатическое расширение при дросселировании газовых струй вызывает резкое понижение температуры морской воды, что приводит к образованию кристаллогидратов.

В районе Ракушечной структуры наблюдаются грифоны высоконапорных вод. Разгрузка подземных вод и газов сопровождается землетрясениями. Гидровулканизм – типичное явление для Каспийского моря.

Масштабы дегазации недр в Черном море рассматривались в докладе В.И.Созанского. В водах Черного моря растворено 80 млрд. $m^3$  метана и это,

несмотря на то, что воды впадающих рек не содержат метана. Полный цикл обновления воды 400-2000 лет. Всё это свидетельствует о мощном постоянном подтоке УВ из недр. Как показывают замеры у побережья Грузии, со дна Черного моря поднимается поток углеводородного газа дебитом 172 тыс. $m^3/\text{сут}$  на участке  $S=16 km^2$ . По лабораторным анализам в газе содержится 94.5 %  $CH_4$  и около 4.5 % этана. То есть со дна Черного моря в сутки поступают миллионы кубических метров метана.

В Керчинско-Таманской области широко развиты грязевые вулканы и связанные с ними «давленные синклинали». Для образования последних требуются многие триллионы кубических метров газа. В этих синклиналях образовались мощные толщи железных руд с общими запасами около 2 млрд.т. Конечно, проблема генезиса грязевых вулканов является дискуссионной, и часть специалистов (в частности, Лаврушко В.) считают, что корни вулканов не связаны с магмой, а располагаются на глубинах 5-9 км.

Ниже дна обоих морей залегают осадочные породы толщиной более 10 км, которые вмещают залежи нефти и газа. Что это? Глубинная дегазация из мантии или осадочного чехла? Возможно из разных оболочек Земли, в том числе из ядра, о чем свидетельствуют запасы железа.

**Происхождение нефти и газа.** В докладах о генезисе нефти и газа большое внимание уделялось процессам дегазации Земли и трансформации их состава на пути движения из глубинных очагов в литосферу. В нескольких докладах высказывались мысли о смешанном генезисе нефти и газа, образовании УВ в результате воздействия биогенного ОВ, рассеянного в осадочных породах, с  $H_2$  или  $CH_4$ , поступающих из мантии.

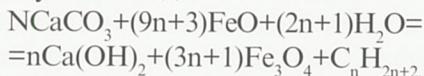
Проблеме abiогенного происхождения УВ на совещании уделялось много внимания.

Кучеров В.Г. и др. докладывали о результатах синтеза углеводородов из неорганических компонентов (закиси железа, карбоната кальция и воды) при давлении до 5 ГПа и температуре до 1500 $^{\circ}\text{K}$ , то есть условиях, характерных для верхней мантии Земли. Регистрировались масс-спектры газов, выделяемых при 423, 573, 723 и 873 $^{\circ}\text{K}$ .

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

В общем виде предполагается, что реакция имеет следующий вид:



В качестве доказательств синтеза УВ из минералов приводились открытия нефти на глубинах 6,5-7 км в докембрийских гранитах, в сверхглубокой Шведской скважине.

В докладе Гептнер А.Р., Пиковского Ю.И. и других рассматривались полициклические ароматические УВ (ПАУ), обнаруженные в асфальтитах, залегающих в платобазальтах Исландии. В асфальтите методом жидкостной хроматографии было идентифицировано 7 полициклических ароматических УВ: фенатрен, пирен, бензаантрацен, хризен, бензапирен и бензперилен, ассоциации которых имеют типично гидротермальный характер.

Проблема вклада глубинных УВ флюидов в формирование месторождений рассматривалась в докладе Родкина М.В. Отмечалось, что вклад многими оценивается как незначительный. Почему? Оценка основывается на расчете мантийного гелия в газах УВ месторождений и на использовании соотношения между концентрациями метана и гелия для типичных мантийных газов. Авторы отмечают, что ошибка заложена в технологии расчета.

В последние два десятилетия большое внимание уделялось бактериальной модели образования УВ, был открыт ряд особенностей жизнедеятельности бактерий: повышение температуры до 100°C и выше, при которой могут жить бактерии; обнаружена способность бактерий находиться в состоянии анабиоза многие миллионы лет; открыт механизм синтеза различных хемофоссилий бактериями; взаимодействие бактерий с углеродными газами и питание бактерий глубинными флюидами и газами – CO<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>S; NH<sub>3</sub>, поступающими по разломам из глубин Земли. По расчетам Ф.Кона бактерия может в течение четырех с половиной суток дать потомство 10<sup>36</sup> индивидуумов, которое способно заполнить океан; одна диатомея, как показал Эренберг, не встречая препятствий, за 8 дней может дать массу материи, равную по объему нашей планете, а мелкая обычная инфузория за 5 лет может дать массу протоплазмы по объему в 10<sup>4</sup> раза больше объема Земли. Бактериальная масса – реальный источник УВ.

На конференции глубинная дегазация рассматривалась как причина аномальной биопродуктивности Мирового океана (доклад Сывороткина В.Л.). Анализировались две аномальные зоны: северная – над разломом Мендана и южная – над хребтом Наска. В этих зонах в толще океанской воды поступает огромное количество химических соединений, в том числе элементов жизни – азота, фосфора и микроэлементы. Основной объем газа составляют – CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>; содержание в толще воды кислорода минимальное. Но поверхностный слой богат кислородом, здесь бурно развивается фитопланктон, им питаются анчоусы, которых едят птицы. Очень высокая биопродуктивность в Южных Курилах, периодически, через 2-3, 6-7 лет происходит массовая гибель биоты. Смерть настигает все сообщество от фитопланктона до позвоночных, но после гибели аэробной биоты начинается бурное развитие одноклеточных красных водорослей – динофлагеллят. Отмечалось, что массовая гибель рыбы в Аравийском море была соизмерима с годовым уловом во всех водах Земного шара.

На конференции было представлено много докладов о путях миграции газов, в том числе УВ и H<sub>2</sub> из мантии. В качестве путей миграции ювенильной нефти и газов рассматривались глубинные планетарные разломы и зоны тектонических напряжений. Наиболее благоприятными для вертикальных перетоков были узлы пересечений разнонаправленных напряжений, кольцевые структуры, выделяемые по космоснимкам, и диапиры.

Во многих докладах рассматривалось влияние геодинамических факторов на размещение залежей УВ, рекомендовалось при выделении напряженных зон анализировать линеаменты, особенно прослеживаемые на расстояния более 10 тыс.км и более, широко использовать космические снимки. Отмечалось, что в Азово-Черноморском регионе практически все месторождения УВ локализуются в таких зонах и это учитывается при поисковых работах.

На конференции подверглись *критике некоторых доказательства* сторонников *органической гипотезы* происхождения нефти и газа.

В одном из докладов критически рассматривалась оптическая активность нефти как доказа-

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

тельство органического её происхождения. Филиппи в 1977 г. показал, что определение оптических свойств нефти в целом лишено смысла. В одном образце одновременно могут присутствовать левовращающие, правовращающие и невращающие или оптически инертные компоненты. Способность нефти вращать плоскость поляризации вправо вторична и обусловлена селективной переработкой левовращающих соединений теми бактериями, которые живут в нефти и питаются ею, в то время как левовращающие компоненты нефти есть ничто иное как остатки самих бактерий. Отсюда вывод: нельзя использовать и биогенные маркеры в нефти, идентичные ей по изотопному составу углерода. Со временем оптические углеводородные соединения превращаются в инертные.

Ряд докладов был посвящен неоднозначности выводов при изучении изотопного состава углерода, его эволюции в процессах дегазации и дифференциации мантии. Так например, М.И. Кучер утверждал, что значение глубинного изотопа  $\delta^{13}\text{C}$  меняется в зависимости от окислительно-восстановительной обстановки той среды, куда он попадает. Глубинные магмы содержат более облегченный  $\delta^{13}\text{C}$  (со значениями от -28 до  $-20\text{-}17\text{\textperthousand}$ ), а в поверхностных слоях (то есть в более окислительной обстановке) изотоп может утяжеляться до  $-7\text{-}10\text{\textperthousand}$ .

На конференции также рассматривался вопрос об изменении изотопов С при abiогенном и биогенном циклах образования нефтяных УВ. Обращалось внимание на то, что значения соотношений  $\delta^{12}\text{C}$  к  $\delta^{13}\text{C}$  определяются как исходным углеродом, так и совокупностью всех процессов, участвующих в формировании, преобразовании УВ, их миграции и аккумуляции. Фотосинтез при биогенном цикле сопровождается изотопным фракционированием. Отмечалась зависимость вариаций  $\delta^{13}\text{C}$  углерода  $\text{CO}_2$  в свободно выделяющихся газах новейшей тектономагматической активности. На активных участках был замечен  $\delta^{13}\text{C}$  из  $\text{CO}_2$  как облегченный (до  $-20\text{-}21\text{\textperthousand}$ ), а на пассивных и затухающих участках отмечалось утяжеление изотопа (до  $-8\text{-}10\text{\textperthousand}$ ).

Серия докладов была посвящена **пространственным закономерностям в размещении месторождений нефти и газа и других полезных ископаемых**. В одном из докладов обосновывал-

ся общий механизм цикличности рудо- и нефтеобразования с геодинамических позиций, а также общие черты в пространственном их размещении. Рассчитывалась сеть по отношению к определенным полюсам в разное геологическое время на поверхности Земли. По сетке закартированы газонефтеносные меридианы и параллели, близкие к поясам нефтегазонакопления А. Хайна.

В докладе Смирновой М.Н. рассматривались кольцевые структуры - Уренгойская, Южно-Каспийская, Грозненская, Южнобаренцевоморская как очаги, каналы вертикальной миграции УВ флюидов. Их происхождение автор связывает с внедрением астенолитов. Высота астенолита, по её данным, на Уренгойском газоконденсатнонефтяном месторождении составляет 70-74 км. Его внедрение в мантию оказывает диффузионно-фильтрационное воздействие и в итоге способствует нефтегазонакоплению: чем выше внедряется астенолит, тем больше растяжение и погружение, тем мощнее осадочный чехол и больше аккумулируется УВ.

Кочетков О.С. рассматривал концентрацию углеводородных скоплений в «критических» центрах, возникающих на пересечениях меридианов и параллелей, где происходят максимальные деформации земной коры при роторном вращении Земли (Калифорнийский и другие центры).

Шпильман А.В. в своем докладе отмечал волновой характер в размещении месторождений нефти и газа в крупнейшей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Бембель Р.М. и другие авторы обращали внимание на связь между расположением месторождений с высокой плотностью запасов УВ и субвертикальными зонами деструкций на территории Западной Сибири.

На конференции были предложены новые технологии поисков и оценки перспектив нефтегазоносности. Рейнер Г.И. с соавторами рекомендовали проводить оценку перспектив нефтегазоносности с использованием двух независимых между собой методических подходов: изучение особенностей строения коры по комплексу геолого-геофизических данных и специализированный подход к обработке космических снимков для выявления тектонической раздробленности земной коры (на примере территории республики Дагестан).

Технология оценки перспектив следующая: изу-

**АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ****ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ**

чаются параметры глубинного строения - мощность земной коры, высоты рельефа, их контрастность, аномалии силы тяжести, тепловой поток, мощность осадочного чехла. Территория разбивается на ячейки размером 20'×30', с указанием параметров по каждой ячейке. Для обработки используется кластерный анализ, он позволяет в многопризнаковом пространстве объединить в один кластер ячейки, близкие по своим геолого-геофизическим характеристикам. На территории Дагестана выделено 147 элементарных ячеек, которые объединялись в 95 кластеров. Выбирались «учителя» – ячейки на территории Дагестана и окружающей его площади с реально открытыми месторождениями нефти и газа. Составлялся «Каталог ячеек–учителей» и проводилось сопоставление ячеек–учителей с прогнозируемыми ячейками. Соотношение составляло 1:2. Дешифрирование космических снимков сводилось к тотальному дешифрированию, выявлению всех линейных элементов земной поверхности и созданию линеаментной сети. По специальной программе рассчитывалась тектоническая раздробленность на различных глубинах. Далее линеаментная сеть накладывалась на карту, где выделялись ячейки, прогнозируемые по параметрам глубинного строения как перспективные. В качестве первоочередных для поиска нефти и газа выделялись перспективные ячейки, пересекаемые линеаментами.

На конференции была *поднята проблема о возможном восполнении запасов нефти и газа в разрабатываемых месторождениях* в связи с большими расхождениями конечной добычи от подсчитанных начальных запасов. Следует отметить, что доказательств правильности оценок начальных запасов нет. Возобновляемость ресурсов нефти рассматривалась на примере Татарского свода (доклад Муслимова Р.Х.) и других регионов России (доклад Корчагина В.И. и др.). Докладчики отмечали, что небольшие по запасам месторождения нефти и газа эксплуатируются длительное время и на поздних этапах разработки уровень добычи, снизившись до 10-20%, стабилизируется: есть скважины с накопленной добычей нефти в несколько десятков миллионов тонн и длительно сохраняющих высокие дебиты. Получение нефти из фундамента, значительно глубже его кровли, выявление многочисленных зон проницаемых пород в фун-

даменте (до 60 в скв.20009 Ромашкинского месторождения) докладчики связывают с ювелирными глубинными флюидами, дегазацией Земли.

В некоторых докладах рассматривались *следы дегазации Земли в породах*, выявленные при изучении литологии разрезов. Колокольцев В.Г., анализируя текстуры «конус в конусе» в карбонатных линзах, пришел к выводу, что их появление связано с вещественным составом тепломассопотоков и динамикой среды. Докладчик отмечает, что основания конусов всегда обращены в сторону низкой температуры. Аналогичное происхождение имеют и некарбонатные аналогии подобных текстур – циркон-лейкоксен–кварцевые и кварцевые конусы. Текстурными индикаторами в породах являются флюидные трубки, отличающиеся от биотурбитных текстур сохранившимися в них реликтами исходных осадочных пород с ненарушенными первичными структурно-текстурными признаками, и флюидные многогранники кремнеземного состава, обнаруживаемые в разнообразных осадочных породах от ордовика до девона включительно, например на Среднем Тимане, часто в парагенезе с самородным золотом и алмазами. Кропоткин П.Н. ранее отмечал в разрезах осадочного чехла «сульфидные столбы», несущие мантийную ассоциацию металлов и трассирующие газовые каналы миграции.

Заканчивая рассмотрение основных проблем и вопросов, связанных с дегазацией Земли, хочется еще раз подчеркнуть *главную идею* обсуждаемых докладов. Сегодня, учитывая огромные масштабы дегазации Земли, *нельзя изучать генезис и вести поиск залежей нефти и газа без учета возможно abiогенного синтеза углеводородов*. Анализ путей миграции глубинных флюидов, зон разгрузки глубинной энергии позволит разработать новую стратегию поиска залежей нефти и газа и нестандартно подойти к оценке запасов углеводородного сырья.

Важно, что на конференции при обсуждении докладов отмечалось *ближайшее органической и неорганической концепций генезиса нефти и газа*. Рассмотрение двух источников углеводородных систем вызвало среди участников конференции одобрение.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

# Нефтеносность баженовской свиты в связи с её литогенетическими особенностями

А.Д.Боровых, О.С.Павлова (ОАО «Тюменьнефтегеофизика»)

Верхнеуральские битуминозные породы в Западной Сибири распространены на территории более 1 млн.км<sup>2</sup>. Высокая битуминозность баженовских глин предопределила понятие стандартного облика свиты и, следовательно, практически одинаковых палеогеографических условий формирования осадков баженовской свиты и последующего литогенеза. Вместе с тем результаты опробования отложений этой свиты показывают, что её нефтеносность крайне эпизодична: даже на площадях, на которых получены притоки промышленной нефти, во многих рядом расположенных скважинах нефти нет. Такая закономерность отмечается не только для наиболее изученных месторождений Большого Салымса, более 30 лет находящихся в промышленной эксплуатации, но и для других площадей, на которых получены промышленные притоки нефти. Для пород баженовской свиты Салымского района сделан вывод о том, что «промышленная нефтеносность приурочена только к разрезам, в которых имеются плитчатые и микроплитчатые до листоватых, глинистые битуминозные породы. В породах баженовской свиты плитчатость, микроплитчатость или листоватость керна обусловлены наличием микролинзовидных скоплений органического вещества по плоскостям напластования пород» [3].

Проанализировав данные по макроописанию керна баженовской свиты по площадям западного склона Сургутского свода, мы установили четыре группы литотипов пород. Название пород и их характерные признаки соответствуют описанию керна.

*1 группа.* Аргиллиты тёмно-серые до черных, бурые, тёмно-бурые до буровато-чёрных. Плотные, крепкие, битуминозные, с включениями пирита, белемнитов, единичными отпечатками раковин аммонитов.

*2 группа.* Аргиллиты тёмно-коричневые до чёрных, слабобитуминозные, битуминозные, плотные, местами крепкие, известковистые с субвертикальными и горизонтальными трещинами, заполненными кальцитом, с линзовидными включениями песчаника коричневого, мелкозернистого и алевролита серого, карбонатизированного. Аргиллиты тёмно-серые до чёрных, плотные, крепкие, битуминозные, с прослойками песчаников и алевролитов от серых, тёмно-серых до буровато-чёрных, известковистых с включениями пирита и углистого дегрита.

*3 группа.* Аргиллиты тёмно-серые до чёрных с буроватым оттенком, битуминозные, плитчатые, тонкоплитчатые, известковистые и аргиллиты чёрные с буроватым оттенком, плитчатые с тонкими прослойками песчаников серых, тёмно-серых, тонко-мелкозернистых с включениями углистого дегрита.

*4 группа.* Аргиллиты от тёмно-серого до черного цвета с буроватым оттенком, плитчатые, хрупкие, битуминозные, участками известковистые с прослойками известняка тёмно-серого цвета с буроватым оттенком, плотного, крепкого, трещиноватого. Трещины выполнены кальцитом белого цвета, участками с буроватым оттенком.

Выделенные литотипы отличаются друг от друга текстурой пород и их вещественным составом, обусловленными особенностями осадконакопления. При сопоставлении литотипов пород, керна, поднятого из баженовской свиты, с результатами испытания этих же скважин установлены однозначные зависимости продуктивности скважин с литологическим составом и текстурными особенностями баженовской свиты. Практически все промышленные притоки нефти, замеренные повышенные пластовые давления получены в скважинах, где

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Таблица 1

Группы скважин по литотипам пород	Получен фонтанный приток	Притока не получено	Непромышленный приток	Итого
1	12	3	3	18
2	-	2	14	16
3	2	1	4	7
4	1	-	6	7
Всего	15	6	27	48

Таблица 2

Интервал значений объёмной плотности	К корреляции пористости и объёмной плотности	К корреляции пористости и минеральной плотности	Количество образцов, участвующих в выборке
Все значения	0.13	0.436	195
2.0 < δ < 2.6	0.24	0.58	180
2.2 < δ < 2.4	0.42	0.84	120
2.25 < δ < 2.35	0.43	0.9	62

породы баженовской свиты представлены первым литотипом. В скважинах, вскрывших отложения 2, 3 и 4-го литотипов, за некоторым исключением, получены непромышленные притоки нефти или «сухо» (табл.1).

Вещественный состав и физические свойства литотипов пород анализировались по данным лабораторных исследований. По семи скважинам изучено 195 образцов керна на определение пористости керосинонасыщением, объёмной и минеральной плотности пород баженовской свиты. Получены достаточно низкие значения пористости в 195 образцах, в 131 (67%) пористость менее 2%.

При сопоставлении данных по пористости и плотности пород наблюдается последовательное возрастание коэффициента корреляции между пористостью и минеральной плотностью до 0.84–0.9 при исключении крайних значений объёмной плотности, обусловленных флуктуациями случайных величин, влияющих на объемную плотность пород. Также проявляется тенденция увеличения тесноты связи пористости и объёмной плотности пород (табл.2).

Пустотное пространство в породах относится к трещинно-кавернозному типу, так как поровый коллектор предопределяет обратную зависимость, и

формирование пустотного пространства обусловлено типом пород, слагающих их матрицу, седиментационными и диакатагенетическими преобразованиями. Как показали исследования по определению профиля притока, наблюдается увеличение карбонатно-кремнистых разностей к низам баженовской свиты, что является одной из причин получения притоков нефти преимущественно из нижней и средней части разреза баженовской свиты.

Осадки баженовской свиты на западном склоне Сургутского свода отлагались в условиях обширного эпиконтинентального, мелководно–морского бассейна в волжско-раннеберрийское время, с возможным присутствием островных форм палеорельефа в отдельные периоды времени. Режим осадконакопления был достаточно стабильным, отмечается слабая тектоническая активность и низкая интенсивность денудационных процессов в районах обрамления. Глинистые илы были обогащены органическим веществом, в той или иной степени кремнистым и карбонатным, впоследствии преобразованным в битуминозную толщу преимущественно монтмориллонитовых тонкоотмученных и тонко–горизонтально-слоистых, кремнистых, нередко сильно известковистых глин сравнительно небольшой толщины 24–35 м.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

В юрско-меловое время в изучаемом районе наблюдается конседиментационный рост структурных форм и их унаследованное развитие. Отложения баженовской свиты накапливались в условиях «некомпенсированного» осадконакопления, и можно предположить, что рельеф палеоморя сохранял общие черты структурного плана, следовательно, валам и положительным структурам соответствовали возвышенные участки морского дна. На палеоподнятиях и их склонах формировались колонии бентосных организмов, организовавших органогенные постройки типа биостромов.

«Биостромы - породное тело, сложенное скелетными остатками обитающих здесь же организмов, а также осадками между ними и отложившимися на них, которые во время своего образования не возвышались над окружающими осадками» [1]. В создании породного тела биостромов могли участвовать различные организмы – каркасостроители или цементаторы: мшанки, губки, водоросли известковые, сине-зелёные, а также в некоторых случаях планктонные организмы, такие как фораминиферы, радиолярии, диатомеи. Основным морфологическим признаком биостромов является их пластовая форма, но по своему внутреннему строению они могут быть массивными или состоящими, что наиболее вероятно, из нескольких органогенных построек налегающих, прилегающих и других. Размеры биостромов варьируют от нескольких сантиметров до десятков метров по вертикали и сотен метров и километров по латерали (при длительном существовании). Процесс постройки биостромов может прерываться при изменении внешней среды и меняться на режим преимущественного хемогенно-терригенного осадконакопления с последующим возобновлением биогенного режима. Количество илового материала, представленного в баженовской свите глинами, несцементированными остатками скелетов микроорганизмов, впоследствии претерпевших диакатагенетические изменения, и другими осадками может составлять 60–70%, на долю каркасостроителей может приходиться до 30–40% от всего объёма органогенной постройки. Вид и форма раковин фораминифер показывают, что в волжско-берриасское время происходило неоднократное угнетение и/или захоронение микроорганиз-

мов под воздействием холодных арктических водных масс или высокой радиоактивности, возможно, других причин. Карбонатно-кремнистая биогенная матрица биостромов создаёт псевдомассивную или скрытослоистую текстуру пород, характерную для 1-го литотипа, в отличие от слоистых текстур пород 3-4-литотипов, сложенных преимущественно хемогенно-терригенными осадками. В разрезе одной скважины возможно переслаивание различных литотипов пород, как это имеет место в некоторых скважинах, прослои первого литотипа являются разными биостромными постройками, внутри которых накапливались хемогенно-терригенные отложения.

Процесс седиментации в биостромных постройках протекал несколько иначе, чем в прилегающих к ним районах. Во-первых, осадки сразу же имели твердый каркас в отличие от рыхлых, пластичных илов, окружающих биостромы. Во-вторых, процесс осадконакопления был не одноактным, а растянутым во времени, биогенное осаждение сменилось механическим или хемогенным. В дальнейшем диагенетические преобразования происходят внутри твердого пористого каркаса с активным влиянием живых водорослей и бактерий, создающих соответствующую геохимическую обстановку, то есть процесс осаждения кремнисто-карбонатного материала.

Отложения баженовской свиты находятся в главной фазе нефтеобразования, пластовая температура 98–103°C. По данным исследований керна содержание активной части органического вещества в баженовской свите характеризует её как породу с превосходным нефтематеринским потенциалом [2]. В процессе генерации нефти и газа, который, по нашему мнению, идет в настоящее время, и при термокаталитических преобразованиях органического вещества происходит избирательное трещинообразование с аномальными пластовыми давлениями. В органогенных постройках типа биостромов, с жёсткой матрицей, системы новообразованных трещин имеют ограниченное распространение, обусловленное энергией термокаталитического процесса и физическими свойствами пород. Тектонические подвижки, вероятно, создают благоприятные условия для трещинообразования. Так

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

как биостромы имеют конечные размеры и достаточно сложную внутреннюю структуру, по физико-механическим характеристикам слагающих их литотипов пород, образование трещинных коллекторов происходит спорадически, что проявляется в сильной изменчивости промышленной нефтеносности баженовской свиты как в плане, так и по разрезу.

За пределами массивных органогенных построек, в отложениях 2, 3 и 4-го литотипов протекают также процессы нефтеобразования, однако, поскольку породы не имеют жёсткого скелета и в пластовых условиях, вероятно, достаточно пластичны, создание пустотного пространства и барическая обстановка имеют свои особенности. Образованная нефть занимает межслоевое пространство с быстрой релаксацией повышенных давлений по глинистой толще. При испытании скважин получены непромышленные притоки при больших депрессиях на пласт. В ближней зоне пласта за счёт снижения давления в дренируемой зоне в дальнейшем происходит схлопывание, закрытие межслоевых каналов фильтрации нефти. Гидроразрыв пласта, проведённый в двух скважинах, вскрывших породы 3-го литотипа на исследуемой территории, к выходу скважин на режим фонтанизирования не привел, что характерно для всех случаев проведения ГРП.

Таким образом, на западном склоне Сургутского свода зоны развития кавернозно-трещинных коллекторов 1-го литотипа пород и связанных с ними полей промышленной нефтеносности отложений баженовской свиты обусловлены литолого-генетическими особенностями её формирования, а именно, приурочены к органогенным постройкам типа биостромов, располагающимся на возвышенных формах палеорельефа дна баженовского бассейна осадконакопления при благоприятной палеобатиметрической и палеэкологической обстановках.

*Литература*

1. Журавлёва И.Т., Космынин В.Н., Кузнецов В.Г. Современные и ископаемые рифы. Термины и определения. / Справочник. -М.: Недра.- 1990.- 180 с.
2. Зубков М.Ю., Меленовский В.Н., Кос И.М., Медведев Н.Я. Нефтегенерационные свойства различных типов пород, слагающих верхнеюрские отложения Маслиховского месторождения. //Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. - Ханты-Мансийск.- 2000.- С.152-161.
3. Несторов И.И., Ушатинский И.Н. и др. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири. - М.: Недра.- 1987. – 256 с.



## О модели формирования аномальных разрезов баженовской свиты на площадях Среднего Приобья

А.Р.Бембель (ОАО «Хантымансийскгеофизика»),  
Н.Н.Минченков (ТО «СургутНИПИнефть»)

На целом ряде площадей Среднего Приобья в последние 20-30 лет вскрыты бурением так называемые «аномальные», т.е. нетипичные для интервала баженовской свиты геологические разрезы [1,2,3,4,7,9,10], которые находят свое специфическое «аномальное» проявление и на сейморазведочных разрезах.

Дискуссия о природе и нефтеперспективности геологических объектов, проявляющих эту аномальность, идет уже длительное время. Традиционно, начиная с середины 1970-х годов, когда стала популярной сеймостратиграфическая интерпретация материалов метода отраженных волн [8], аномальные разрезы связывались с отложениями турбидитовых потоков на палеосклонах, палеоврезах и в палеоканьонах мелководных морских бассейнов [1,8].

Одними из первых по тематике «аномальных разрезов» баженовской свиты были работы Г.С. Ясовича и Г.П. Мясниковой [9], Г.С. Ясовича [10], Ф.Г. Гурари [1,5]. По мнению Ф.Г. Гурари [1] лишь на отдельных наиболее высокоамплитудных положительных структурах и участках развития «аномальных разрезов» они представлены осадками глубоководных турбидитов и придонных течений. В этих случаях битуминозные аргиллиты баженовской свиты опесчаниваются или замещаются песчано-алевролитовыми породами, происходит беспорядочное переслаивание песчано-алевролитовых пород с комочками аргиллитов с «крутыми» краями, отмечаются следы оползневых структур и текстуры течения осадков, иногда врезание в подстилающие отложения. По данным Г.С. Ясовича [10], мощность баженовской свиты в таких разрезах достигает 150 м, что примерно в пять раз превышает

стандартную мощность баженовской свиты в обычных ее разрезах.

О перспективах нефтегазоносности зон развития «аномальных разрезов» баженовской свиты Среднего Приобья тоже написано много работ [1,3,7,9]. Главными факторами, поднимающими нефтеперспективность аномальных разрезов, являются сочетания и взаимное переслаивание богатых органическим веществом нефтематеринских битуминозных аргиллитов, песчано-алевритовых и турбидитовых отложений с оползневыми текстурами, представляющими высокопроницаемые коллекторы.

Основной проблемой для промышленного освоения «аномальных разрезов» баженовских отложений является чрезвычайно сложная пространственная конфигурация турбидитовых потоков. В традиционных сеймостратиграфических моделях [8] принято считать, что глубоководные турбидитовые потоки и придонные течения, способные создавать нефтеперспективные ловушки в «аномальных разрезах», являются продолжением речных долин на палеосклоне морского бассейна. В данной работе нами предлагается принципиально иная модель образования «аномальных разрезов» баженовской свиты, позволяющая целенаправленно и в конкретном признаковом пространстве не только осуществлять поиск перспективных ловушек, но и давать оценку их относительной перспективности в зависимости от целостной геологической истории их зарождения, эволюции и возможного разрушения.

Прежде всего, локальным источником энергии, порождающим каждый отдельный турбидитовый поток, мы принимаем энергетический импульс

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

геосолитона в определенной палеогеографической точке верхнеюрского морского бассейна, а не энергию далекого речного потока, удаленного на многие сотни километров от центральной части «баженовского моря». В геосолитонной концепции механизм структурообразования включается с помощью субвертикальных диапирowych процессов, порождая в наиболее геодинамически активных геосолитонных трубках соответственно наиболее высокоамплитудные структурные формы [3]. В этих же самых высокоамплитудных структурах, которые в относительно мелководном морском бассейне превращаются в локальные острова или отмели изометричной формы, зарождаются турбидитовые потоки, устремляющиеся вниз по наиболее крутым склонам, повторяя отрицательные формы палеослона. Траектории движения турбидитовых потоков четко проявляются в виде хаотической сейсмофикальной картины на субгоризонтальных срезах волнового поля, получаемого при высокоразрешающей объемной сейсморазведке.

Геосолитонный энергетический импульс в локальных палеовыступах морского дна мог проявляться в форме палеоземлетрясений, горных ударов, очагов штормовой активности, диапиризма вершин геосолитонных трубок и грязевого вулканизма. Локализованность ударного геосолитонного импульса объясняется вихревым характером самих геосолитонов как геодинамических возмущений, осуществляющих энергоперенос из глубинных геосфер Земли в ее поверхностные геосфера. Вихревая структура воздействий обусловлена нелинейным характером геодинамических процессов при горных ударах.

Косвенным доказательством вихревой формы геодинамических воздействий в геосолитонных трубках являются, во-первых, правильная, чаще изометрическая, чем овально-вытянутая форма локальных положительных структур при всех видах вулканизма, структуро- и горообразования. Этим же вихревым характером геодинамических процессов объясняется преобладание круговых и кольцевых структур над линейными при морфоструктурном анализе гравитационных, магнитных и геоморфологических полей.

Во-вторых, в пользу вихревой природы процессов свидетельствует внутренняя структура геосолитонных трубок на вертикальных и горизонтальных срезах волнового поля 3D-сейсморазведки. В частности, на вертикальных сейсмопрорезах максимальная потеря отражательной способности и поэтому минимальные амплитуды отражения фиксируются в осевой части субвертикальных зон деструкции, соответствующих следам геосолитонных процессов в геологическом разрезе. Именно в осевой части геосолитонной трубы отмечается и максимальный диапиризм, что приводит к образованию конических форм рельефа при всех видах вулканизма и горообразования. Иногда удается получить достаточно четкую картину внутренней структуры геосолитонной трубы и на горизонтальных разрезах волнового поля, которая имеет форму системы концентрических кругов.

Субвертикальный волновод, которым является геосолитонная трубка в геологическом разрезе, осуществляет сконцентрированный энергомассоперенос в импульсном вихревом режиме, вероятно, в течение достаточно длительных отрезков геологического времени. Тем самым обеспечивается устойчивое местоположение очага зарождения турбидитовых потоков на дне палеоморя (а также и селевых потоков в горной местности, являющихся аналогами турбидитовых потоков в горах).

Траектории схода каждого индивидуального турбидитового потока при этом тоже будут мало отличаться друг от друга, что, в свою очередь, тоже приводит к пространственной концентрации перспективных нефтегазоносных шнурковых залежей в ограниченном объеме геологического разреза. Во временных интервалах затишья геосолитонной активности верхнеюрские турбидитовые отложения перекрывались обычными битуминозными аргиллитами, гидродинамически изолирующими отложения каждого индивидуального потока. Тем самым была создана целая система изолированных шнурковых залежей в разрезе. В более позднее нижнемеловое время тот же самый механизм турбидитовых потоков, энергетически порождаемых на тех же локальных вершинах, привел к формированию шнурковых и лопастных залежей в отложениях ачимовской пачки.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Следовательно, природа, механизм образования и главные энергетические источники для сложных залежей ачимовской пачки и «аномальных разрезов» в баженовском горизонте можно считать практически одинаковыми. Такое единое понимание геологических механизмов образования этих высокоперспективных и пока неосвоенных типов залежей в Западной Сибири позволяет более уверенно наметить пути к разрешению проблемы промышленного освоения месторождений углеводородов в достаточно широком геологическом диапазоне, включающем в себя и «аномальные разрезы» баженовской свиты и ачимовскую толщу нижнего мела.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтегенерация)/ Брадучан Ю.В., Гураи Ф.Г., Захаров В.А. и др. – Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с.
2. Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения. /Нефтяное хозяйство. 1983.- №10.-с.27-31.
3. Бембель Р.М., Бембель С.Р., Мегеря В.М. Геосолитонная природа субвертикальных зон деструкции.//Геофизика, 2001, спец. выпуск,-с.36-50.
4. Гураи Ф.Г., Гураи И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты За-

падной Сибири/Геология нефти и газа.-1974.- №5.- с.36-40.

5. Гураи Ф.Г. Доманикиты и их нефтегазоносность. // Сов. геология, 1981, №11, с.3-12.

6. Гураи Ф.Г. Региональный прогноз промышленных скоплений углеводородов в доманикитах / Геология нефти и газа -1984.- №2. – с.1-5.

7. Зубков М.Ю., Скрылев С.А., Бондаренко П.М., Бачин С.И., Кос И.М., Медведев Н.Я., Чуйко А.И. Методы оценки перспектив нефтегазоносности баженовской и абалацкой свит Западной Сибири. /Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск, 1999. – с.206-222.

8. Сейсмическая стратиграфия: Использование при поисках и разведке нефти и газа. – М.:Мир. 1982. – 846 с.

9. Ясович Г.С., Мясникова Г.П. Новые данные по строению баженовской свиты Среднего Приобья в связи с ее нефтегазоносностью. – В кн.: Геология и минерально-сырьевые ресурсы Западно-Сибирской плиты и ее складчатого обрамления. Тюмень, 1979, с.132-135.

10. Ясович Г.С. Перспективы нефтегазоносности зон развития аномальных разрезов баженовской свиты Среднего Приобья. // Геолого-геохимические условия формирования зон нефте- и газонакопления в мезозойских отложениях Западной Сибири. Тюмень: изд. ЗапСибНИГНИ. 1981. с.51-59.



## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

# **Механизм формирования техногенных образований нефти пласта БВ<sub>7</sub> Самотлорского месторождения и результаты их опытно-промышленной эксплуатации**

А.Ю.Мосунов (ОАО «СиБИНКор»)

Пласт БВ<sub>7</sub> распространен повсеместно на территории деятельности ОАО «Самотлорнефть». По возрасту отложения относятся к ванденской свите (К<sub>1</sub> v-br) нижнего отдела меловой системы. Практически весь разрез (группа пластов БВ<sub>1</sub>-БВ<sub>7</sub>) сложен прибрежно-морскими и мелководными сероцветными образованиями, которые представлены мощной (более 200 м) толщёй переслаивания песчаников, алевролитов и глин. В основании ванденской свиты залегает пачка глин серых, плотных, слоистых с прослойками карбонатных алевролитов, содержащая фауну фораминифер гортеривского возраста. Мощность глинистого прослоя 20-30 м. Он отделяет пласт БВ<sub>7</sub> от продуктивного горизонта БВ<sub>8</sub>, который выделяется в верхней части мегионской свиты [1].

По пласту БВ<sub>7</sub> накоплен незначительный объем геолого-промышленной информации. Испытания на нефтегазоносность не проводились. Пласт считался реликтово-водоносным, а результаты электрометрии в отдельных скважинах игнорировались со ссылкой на отсутствие проектной документации на разработку.

## **Основные геолого-геофизические характеристики пласта БВ<sub>7</sub> в зоне деятельности ОАО «Самотлорнефть» (по ГИС)**

Таблица 1

№ п/п	Параметры	Ед. изм.	Пласт БВ <sub>7</sub>
1	Глубина залегания	м	1957
2	Общая толщина	м	29.3
3	Эффективная толщина	м	11.2
4	Коэффициент песчанистости	Доли ед.	0.39
5	a <sub>nc</sub>	Доли ед.	0.782
6	Коэффициент пористости	%	23.4
7	Коэффициент проницаемости	10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	330.4

Анализ данных электрометрии более чем по 1400 скважинам в лицензионных границах ОАО «Самотлорнефть» выявил перспективный для поиска нефти участок

в границах нефтепромысла НП-4 (рис.1). В пределах этого участка скв.30199, 39017, 39018 и 35047 имели все признаки нефтенасыщенности в кровельной части пласта БВ<sub>7</sub>.

После корреляции границ была построена структурная карта по кровле пласта БВ<sub>7</sub> по всей территории лицензионного участка ОАО «Самотлорнефть», которая конформно повторяла поверхность по кровле отражающего горизонта Б в результате сейсмопрофилирования.

Несмотря на явное наличие литологических ловушек для скопления нефти, имеющих более высокое структурное расположение (анализировалась структурная карта по кровле пласта БВ<sub>7</sub>, геологические профили и геолого-стратиграфические разрезы) на других участках ОАО «Самотлорнефть», признаков нефтенасыщенности не обнаружено. Анализ этих элементов модели пласта БВ<sub>7</sub> показал, что условия осадконакопления для предполагаемой первичной миграции и скопления нефти идентичны на всем протяжении разреза пласта. Логично было предположить наибольшие нефтенасыщенные толщины в юго-восточной части лицензионного участка ОАО «Самотлорнефть», где абсолютные отметки пласта БВ<sub>7</sub> превышают абсолютные отметки того же пласта в скв.30199, 39017, 39018 и 35047 на 50 метров и более. Однако результаты электрометрии это не подтвердили. Все скважины, пробуренные в период с 1970 по 2000 гг. и вскрывшие объект БВ<sub>7</sub>, подтверждают бесспорное насыщение пласта минерализованной водой. Исключение составляет выявленный участок.

На рис.2 показана динамика бурения скважин, вскрывших пласт БВ<sub>7</sub> по годам в районе выявленного участка с информацией о насыщении пласта на дату бурения. Видно, что первое упоминание о предполагаемой нефтенасыщенности кровли пласта относится к сентябрю 1989 г. с бурением скв.35047. В дальнейшем бурятся скважины, вскрывшие как водоносную, так и явно нефтенасыщенную части разреза пласта БВ<sub>7</sub>. Анализ показывает, что выше абсолютной отметки 1980 м в скважинах отмечается нефть, ниже вода.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

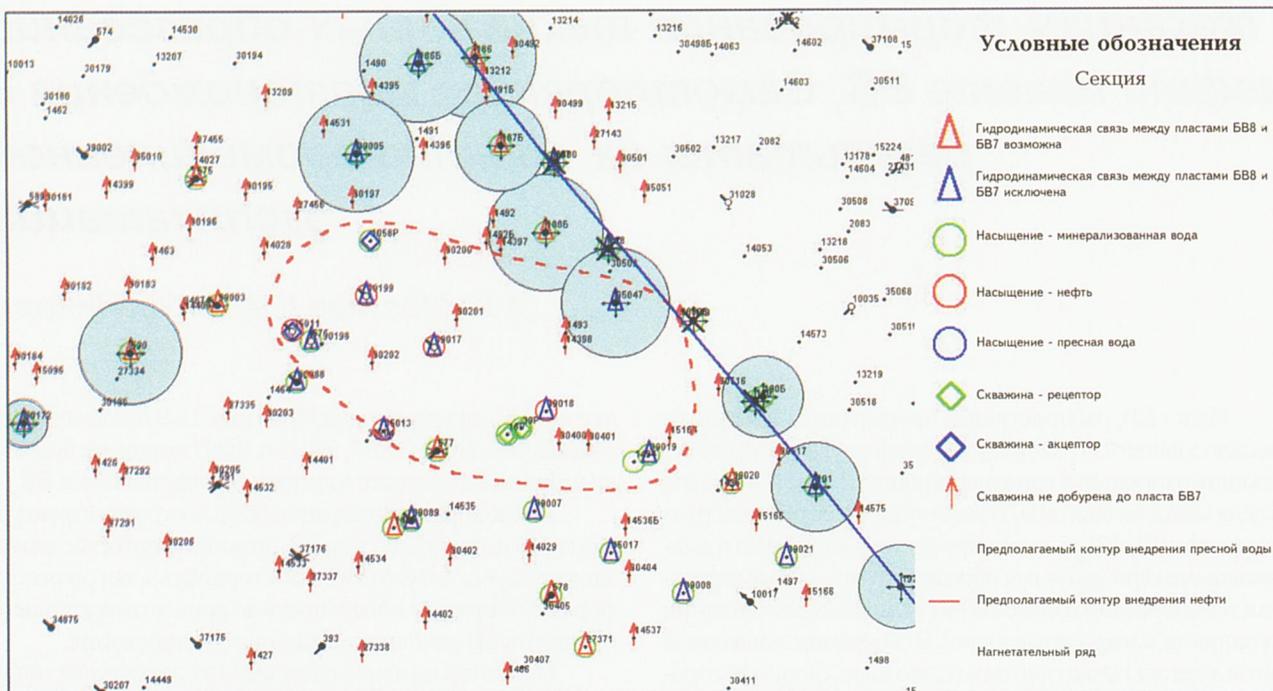


Рис.1. Карта текущего состояния разработки пласта  $BV_8^{(1-2)}$  с транзитами. Самотлорское месторождение. НП-4. Район исследований.

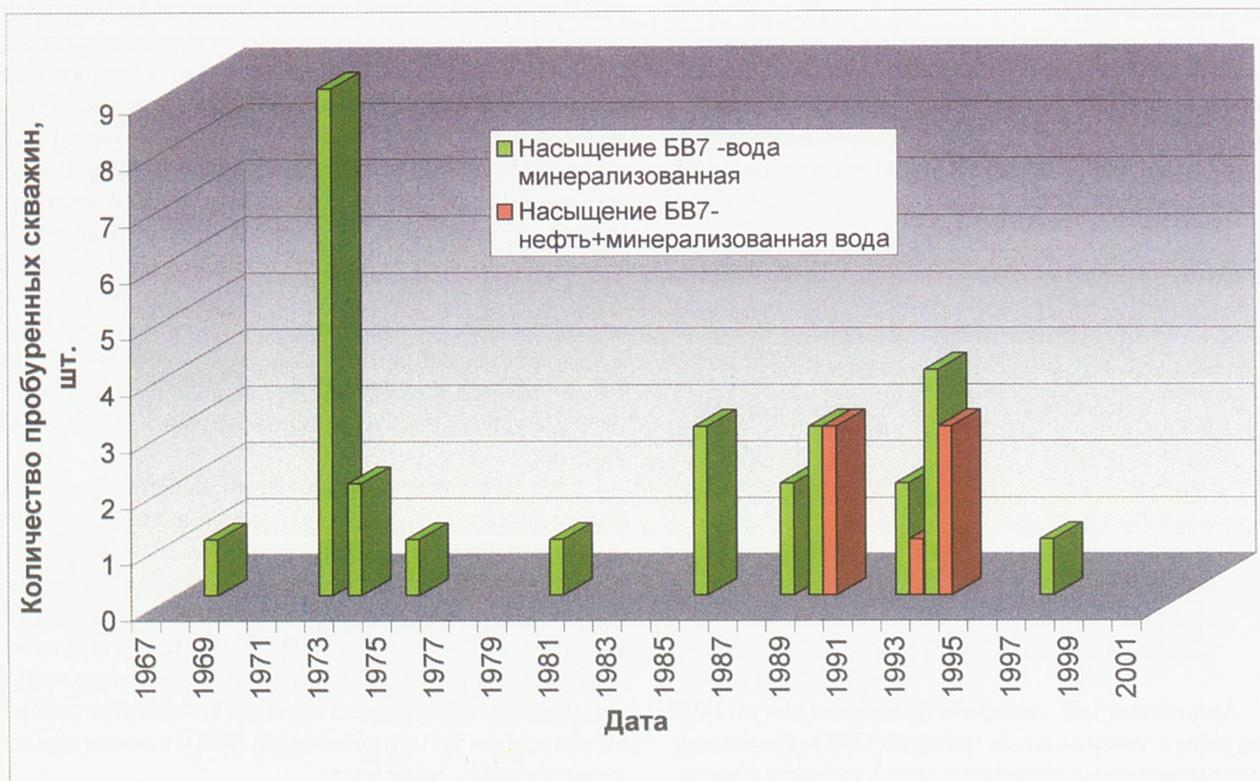


Рис.2. Динамика бурения скважин на исследуемом участке и характер насыщения пласта  $BV_7$  на момент бурения

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

В 1994 г. по рекомендации автора совместно со специалистами ОАО «Самотлорнефть» с целью изучения добывных возможностей пластов БВ<sub>7</sub> и БВ<sub>8</sub>, был вскрыт скв. 30199. В результате получен фонтан нефти дебитом около 250 м<sup>3</sup>/сут с обводненностью продукции 10-25%. Скважина фонтанировала 2 недели, после чего была переведена на механизированный способ добычи. Впоследствии на выявленном участке были также переведены и освоены на пластах БВ<sub>7</sub> скв. 39017 и 39018. Все три скважины на сегодня эксплуатируются как добывающие. Показатели их эксплуатации приведены в табл. 2.

Так как до 1989 г. в исследуемом районе бурились скважины, в том числе и с абсолютными отметками кровли пласта выше 1980 м, показавшие по данным электрометрии насыщение пласта минерализованной водой, автором дополнительно был проанализирован весь доступный промыслово-геофизический материал добывающих и нагнетательных скважин, включающий данные профилей приемистости и притока, термометрию, акустический контроль качества цементирования. Кроме того, были отобраны пробы нефти пластов БВ<sub>7</sub> и БВ<sub>8</sub>. Физико-химический анализ показал полную идентичность нефтей по комплексу показателей [2].

В результате этого возникло предположение о техногенном характере нефти пласта БВ<sub>7</sub> на исследуемом участке. На рис. 3. представлен график изменения компенсации (отбор-закачка) по элементам разработки пласта БВ<sub>8</sub><sup>(1-2)</sup>.

Исследуемому участку соответствует элемент разработки №4 (разбивка СибНИИНГ). График наглядно представляет, что в период с 1976 по 1985 гг. в 4-м элементе разработки пласта БВ<sub>8</sub><sup>(1-2)</sup> возникла ситуация очень боль-

шой перекомпенсации отбора жидкости закачкой. Пиковые уровни превышали 1000%, при средней проектной величине 115%. Данний факт означает, что давление пласта БВ<sub>8</sub><sup>(1-2)</sup> в этот период складывалось из суммы первоначального давления (средняя проектная величина 211 атм.) и давления перекомпенсации, созданного в результате работы системы ППД в течение почти 9 лет.

Таким образом, создались реальные предпосылки для вторичной миграции нефти из пласта БВ<sub>8</sub><sup>(1-2)</sup> в ближайший к нему, аналогичный по коллекторским свойствам пласт БВ<sub>7</sub>. Такая миграция могла произойти, например, через систему заколонных перетоков в результате некачественного цементажа эксплуатационных колонн, либо из-за физического старения скважины. Прорыв нефти через глинистую перемычку между БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>7</sub> толщиной 20-30 м представлялся маловероятным.

Таким образом, оставалось решить задачу материального баланса, т.е. определить скважины-акцепторы, через заколонное пространство которых могла происходить миграция нефти из БВ<sub>8</sub> в БВ<sub>7</sub>, и скважины-рецепторы, отдающие пластовую воду БВ<sub>7</sub> в выше- или нижележащие горизонты.

Тщательный анализ геолого-геофизических и промыслово-технологических данных и построенные автором карты фильтрационно-емкостных свойств пластов БВ<sub>7</sub> и БВ<sub>8</sub> в исследуемом районе позволили установить такой механизм образования техногенных скоплений нефти:

1. Причиной вторичной межпластовой миграции нефти предположительно является некачественный цементаж разведочных скв. 16Р, 39Р и 1494, пробуренных, соответственно, в 1968, 1975 и 1972 гг., и длительное (около 8 лет) значительное превышение пластового давления

Показатели эксплуатации пласта БВ<sub>7</sub> с начала разработки

Таблица 2

№	Дата	Обводнённость, %	Добыча нефти, т	Сред. сут. добыча нефти, т	Накопленная добыча нефти, т	Добыча жидкости, т	Сред. сут. добыча жидкости, т	Накопленная добыча жидкости, т	Действ. доб. фонд скв., шт.
1	1994	23.3	8001	21.9	8001	10434	28.6	10434	1
2	1995	54.2	20337	55.7	28338	44380	121.6	54814	4
3	1996	52.6	15055	41.1	43393	31789	86.9	86603	3
4	1997	61.6	16973	46.5	60366	44149	121	130752	3
5	1998	78.1	14149	38.8	74515	64462	176.6	195214	3
6	1999	84.5	11401	31.2	85916	73330	200.9	268544	3
7	2000	87.1	11591	31.7	97507	89616	244.9	358160	3
8	2001	86.7	17254	47.3	114761	129818	355.7	487978	3

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

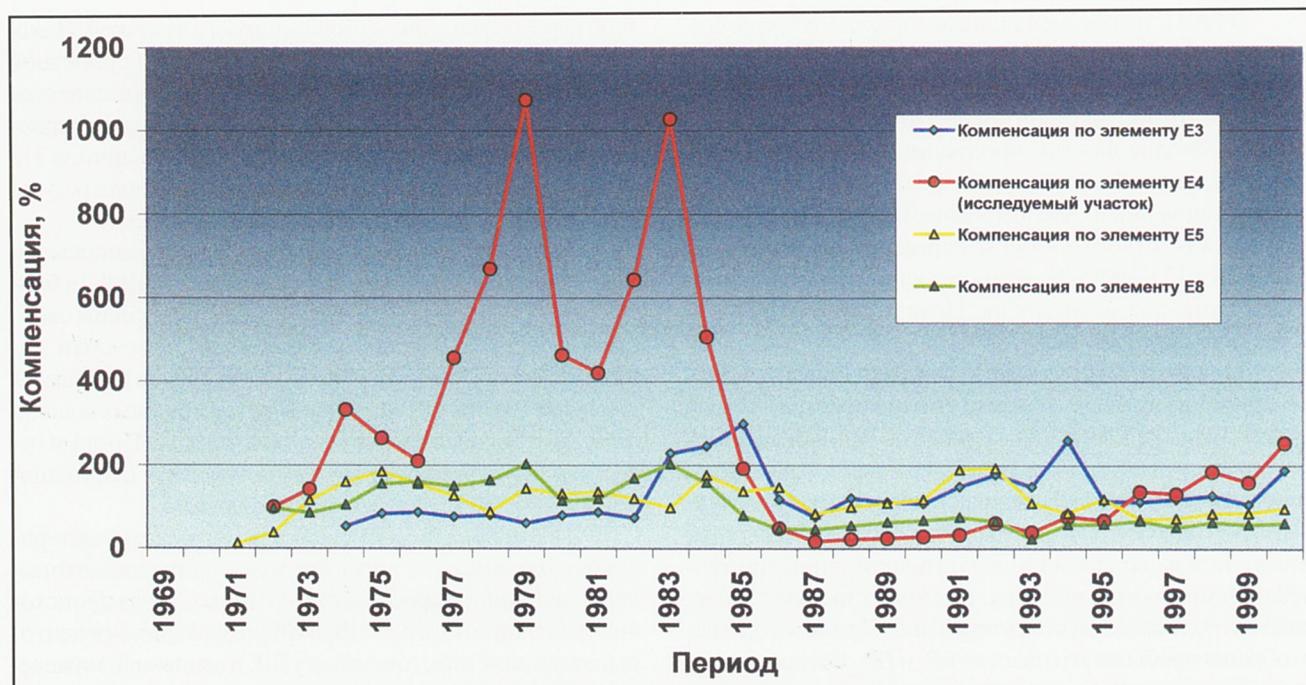


Рис.3. График изменения компенсации отбора жидкости закачкой на исследуемом участке и прилегающих к нему (элементы разработки).

пласта  $\text{БВ}_8$  над пластом  $\text{БВ}_7$  со стороны линии скважин поддержания пластового давления пласта  $\text{БВ}_8$ , начиная с 1977г.

2. Начало замещения пластовой воды пласта  $\text{БВ}_7$  по наиболее проницаемой в этом районе кровельной части пласта  $\text{БВ}_8$  на нефть следует отнести к 1985г. с бурением разведочной скважины 1058Р при отсутствии и частичном цементировании вплоть до устья.

3. В 1992 г. бурится еще одна скважина-рецептор 35011 при полном отсутствии сцепления цемента с колонной.

В качестве источников поглощения вытесняемого флюида  $\text{БВ}_7$  через заколонное пространство скв.1058Р и 35011 могут быть газовые пластины группы  $\text{AB}_1$ , а также разрабатываемые объекты  $\text{AB}_{2-5}$ . Кроме того, принимать воду могли и люлинворские глины, и сеноманский водоносный комплекс (материалы ГИС по скв.577).

Экспертная оценка балансовых извлекаемых запасов нефти исследуемого участка, проведенная специалистами отдела подсчета запасов ОАО "СибНИИНП" совместно с автором статьи, позволила предположить их величину порядка 300 тыс.т. Таким образом, если в течение 8 лет происходила миграция, то среднесуточный "миграционный" дебит из пласта в пласт мог составить порядка 100 м<sup>3</sup>/сут.

Возникшая гидродинамическая связь между двумя

пластами, безусловно, существует сегодня и оказывает влияние на систему разработки пласта  $\text{БВ}_8^{(1-2)}$  в целом.

Наблюдение за участком осуществляется с 1994 г. Необходимо отметить, что в продукции скв.39018 (рис.1), эксплуатирующей пласт  $\text{БВ}_7$  и расположенной наиболее близко к нагнетательному ряду, начиная с ноября 1998 г., появляется пресная вода. Пластовые давления, измеряемые во всех трех скважинах более 7 лет, практически не снижаются и остаются на уровне около 200 атм.

Приведенные факты убедительно свидетельствуют о том, что техногенные залежи могут образовываться не только в газовых, но и в нефтяных месторождениях.

Необходимо отметить, что на сегодня отобрано из пласта  $\text{БВ}_7$  около 120 тыс.т нефти, и актуальность проблемы перетекающих запасов, особенно на ранних и поздних стадиях разработки месторождения, когда система разработки еще не сформирована либо уже деформирована, очевидна.

#### Литература

- Проект разработки Самотлорского месторождения. //Отчет о научно-исследовательской работе – Т. 1,4.- Тюмень.-1991.
- Сравнительная физико-химическая характеристика нефти пластов  $\text{БВ}_8$  и  $\text{БВ}_7$  Самотлорского месторождения.// Вестник недропользователя ХМАО. -2001. -№9. - С.76-80.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

**Связи фильтрационно-емкостных и структурно-вещественных параметров пород пласта Ю<sub>1</sub>, Восточно-Придорожного месторождения**

С.И.Харченко (ООО «КогалымНИПИнефть»)

При разработке нефтяных месторождений значительное количество нефти (до 60-80%) остается неизвлеченным. Распределение в поровом пространстве углеводородных флюидов и воды и характер их фильтрации во многом зависят от петрофизических свойств пород. Коллекторские свойства имеют сложные взаимосвязи с литологическими особенностями пород. Одни параметры способствуют улучшению коллекторских свойств, другие – их ухудшению.

Для изучения зависимостей фильтрационно-емкостных свойств от структурно-вещественных параметров пород пласта Ю<sub>1</sub>, Восточно-Придорожного месторождения было исследовано 142 образца комплексом методов (петрографические шлифы, гранулометрический, рентгеноструктурный анализ и др.).

Восточно-Придорожное месторождение тектонически приурочено к южной части Ярсомовского прогиба Сургутского НГР. Пласт Ю<sub>1</sub> на этом месторождении представлен коллекторами преимущественно порового типа, песчаниками мелкозернистыми, реже средне-мелкозернистыми, пологоволнисто-слоистыми за счет редких присыпок углисто-слюдистого материала и растительного детрита. Они характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Их пористость изменяется в диапазоне 12-18.6%, проницаемость 1.02-67.7•10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, объемная плотность 2.14-2.34 г/см<sup>3</sup>, остаточная водонасыщенность 25.41-70.95%. По вещественному составу коллекторы пласта преимущественно гравакково-аркозовые (по классификации Шутова). Некоторые, особенно слюдистые разности, относятся к кварцево-полевошпатовым граваккам. Содержание кварца в породах изменяется в пределах 29-45%, полевых шпатов 33-47%, обломков горных пород 15-26%, слюд 1-12%. Хорошо развиты процессы регенерации кварца (от 1 до 18%, в среднем 6-10%). Пелитизация полевых шпатов слабая и незначительная (до 12%). Цемент преимущественно поровый, реже пленочно-поровый, кварцево-реген-

ерационный. Пленки сплошные и прерывистые, толщиной до 0.01 мм, по составу лейкоксеново-хлоритовые. Поровый цемент глинистый, преимущественно каолинитовый, в меньшей степени карбонатно-глинистый.

Основной фактор, определяющий пористость и проницаемость терригенных коллекторов, – это размерность зерен породообразующих минералов.

По определению пористость породы отвечает пространству породы, свободному от твердой минеральной фазы, т.е. теоретически размер зерен не должен влиять на пористость. Для пористости пород принципиальное значение имеет степень сортировки обломочных частиц. Следовательно, между распределением зерен по размеру и пористостью не существует прямой связи. Различные по гранулометрическому составу породы могут обладать одинаковой пористостью [1]. Коэффициент пористости связан с удельной поверхностью породы. Чем меньше удельная поверхность, тем больше коэффициент пористости. Крупнозерни-

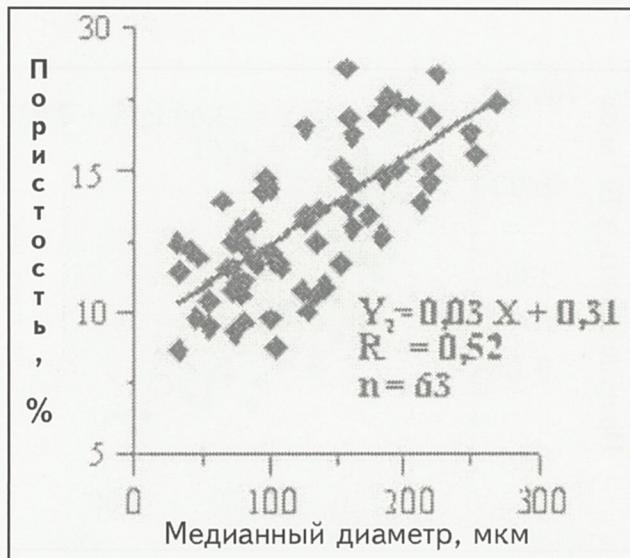


Рис. 1. Связь открытой пористости и медианного диаметра зерен

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

тые породы имеют относительно небольшую удельную поверхность и, следовательно, больший коэффициент пористости (рис.1). Уравнение регрессии имеет линейный вид с коэффициентом корреляции 0.52.

На коэффициент проницаемости обломочных пород влияют: гранулометрический состав пород, сортировка, форма зерен и упаковка.

В песчаниках устанавливается сравнительно тес-

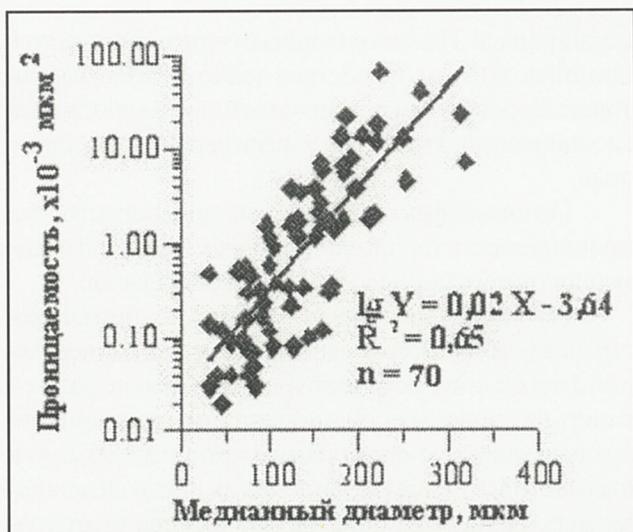


Рис.2. Связь проницаемости с медианным диаметром зерен

ная прямая связь между проницаемостью и гранулометрическим составом (рис.2). Коэффициент корреляции  $R^2$  равен 0.65.

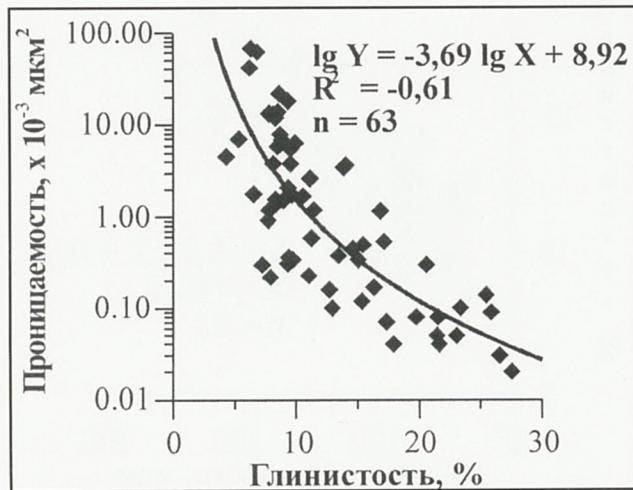


Рис.3. Зависимость проницаемости от содержания пелитовой фракции

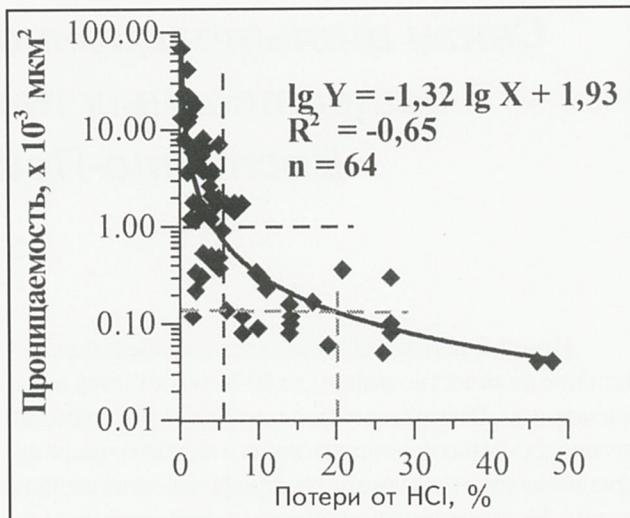


Рис.4. Зависимость проницаемости от карбонатности

На коллекторских свойствах отражается также состав и содержание цементирующего материала. Количество глинистого цемента зависит от размеров обломочных зерен, их отсортированности и постседиментационных преобразований и изменяется в изученных породах от 2.2 до 17.4%. На рис.3 приведен график зависимости проницаемости от содержания глинистого цемента в породе. Связь выражается уравнением логарифмического вида с коэффициентом корреляции, равным –0.61.

Более тесная зависимость прослеживается при изучении связи проницаемости с карбонатным цементом (рис.4). Она также имеет логарифмический вид. Коэффициент корреляции равен 0.65. Из графика хорошо видно, что наиболее высокие значения проницаемости ( $\geq 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ) коллекторы имеют при содержании карбонатного материала от 5-7 до 10%. При увеличении количества карбонатов в породах выше 20-25% порода перестает быть коллектором, и дальнейшее увеличение карбонатности уже практически не оказывается на ухудшении фильтрационных свойств.

Большое влияние на проницаемость оказывает состав глинистых минералов. В изученных коллекторах количество каолинита в цементе колеблется от 72 до 99%, хлорита от 1 до 11%, гидрослюды от 1 до 16%. Основная закономерность высокопроницаемых коллекторов - преобладание в составе глинистого цемента эпигенетического порового каолинита. С понижением проницаемости коллекторов количество каолинита падает, а других минералов (гидрослюды,

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

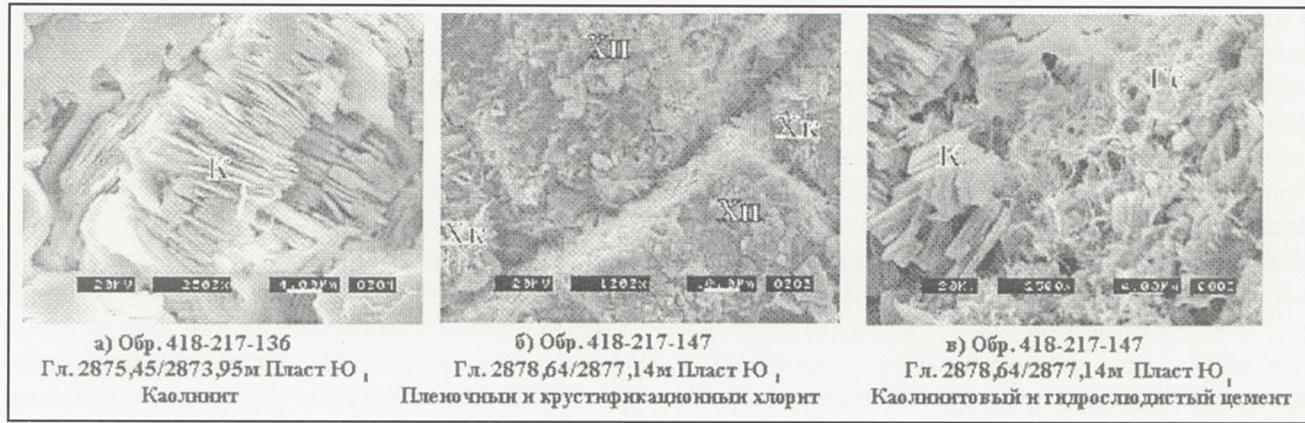


Рис.5. Глинистый цемент

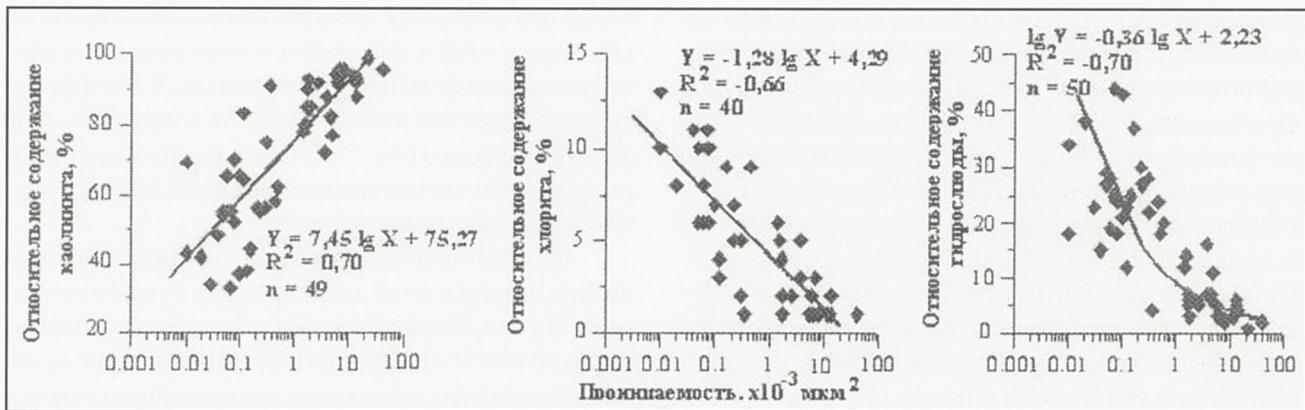


Рис.6. Связь между проницаемостью и составом глинистых минералов (по данным рентгеноструктурного анализа)

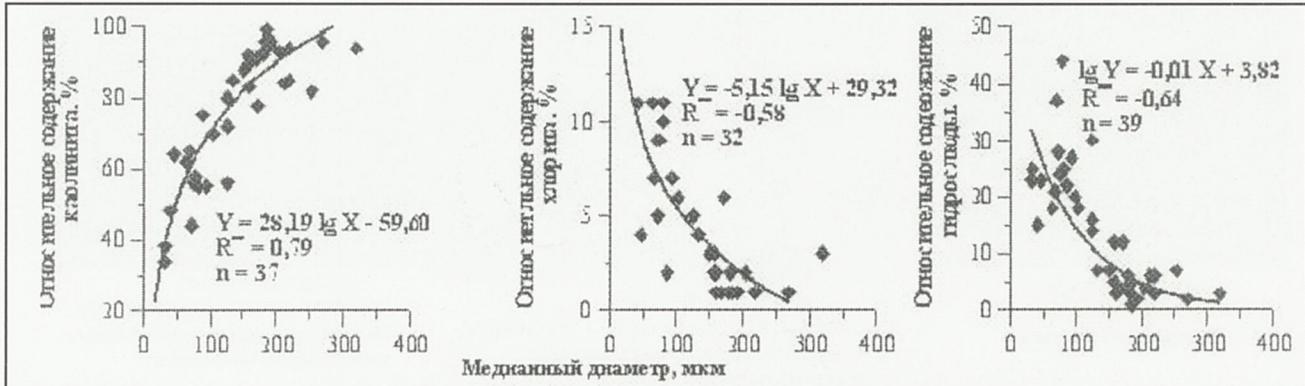


Рис.7. Связь медианного диаметра зерен и состава глинистых минералов (по данным рентгеноструктурного анализа)

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

хлорита) увеличивается. Эпигенетический каолинит имеет низкие сорбционные свойства по отношению к воде (3-5 мг-экв на 100 г вещества), крупные (до 10 мк и более) размеры, четкие, гладкие, кристаллизационные грани частиц, беспорядочно расположенных в поровом пространстве коллекторов (рис.5). Частицы каолинита и их агрегаты по существу играют роль мелкоалевритовых зерен. Каолинит оказывает наименьшее влияние на снижение проницаемости (рис.6).

Процесс хлоритизации приводит к формированию крупных (до 5мк), хорошо окристаллизованных частиц аутигенного хлорита (сорбционная емкость 10-40 мг-экв на 100 г вещества) в поровом пространстве за счет трансформации сорбционно-емкостных и набухающих монтмориллонитовых и смешанослойных образований, что способствует увеличению объема и сообъемности порового пространства [3]. В исследованных образцах содержание такого хлорита составляет около 1%. С другой стороны, образуясь в виде пленок и крустикационных оторочек на песчано-алевритовых зернах (рис.5,9), он суживает сечение поровых каналов и резко снижает их проницаемость для флюидов. В образцах хлорит преобладает в виде крустикационной разности, он обволакивает каждое зерно тонкой, прерывистой или сплошной каймой толщиной до 0.01 мм. На рис.6 представлена зависимость проницаемости от относительного количества хлорита в глинистом цементе. Коэффициент корреляции – 0.66, в пласте Ю<sub>1</sub> содержание хлорита выше в низкопроницаемых коллекторах.

Отрицательно влияет на проницаемость высокое содержание гидрослюды в глинистом цементе (рис.6).

Мелкие размеры (0.2-0.4 мк) и пластинчатая форма частиц способствуют формированию упорядоченного по строению, низкопроницаемого типа цемента, что отражается на тесной связи с проницаемостью ( $R^2=0.70$ ). Наблюдается четкая связь медианного диаметра с составом глинистого цемента (рис.7).

С увеличением медианного диаметра зерен увеличивается и поровое пространство коллектора, а значит повышается и вероятность вторичных изменений в порах. Эпигенетический каолинит образуется двумя путями: синтетическим из растворов и преобразованием глинистых минералов; связь содержания зерен прямая, тесная. Коэффициент корреляции равен 0.79. В то же время с уменьшением медианного диаметра количество хлорита и гидрослюды в цементе коллекторов увеличивается. Это связано с понижением порового пространства, а следовательно, и проницаемости. Отсюда степень химического воздействия пластовых вод снижается, аутигенные преобразования замедляются, а исходные глинистые минералы в цементе отличаются большей сохранностью [3]. Коэффициенты корреляции равны – 0.58 для хлорита и – 0.64 для гидрослюды (рис.7). Кроме того, на медианном размере зерен значительно сказываются эпигенетические процессы в породе (рис.8).

На рис.9 показана степень влияния регенерации кварца на медианный диаметр зерен. Уравнение регрессии имеет линейный вид. Коэффициент корреляции высокий ( $R^2=0.90$ ). При растворении в песчано-алевритовых породах минеральных обломков на стыках и при их разложении освобождается кремнезем, который, претерпев те или иные процессы

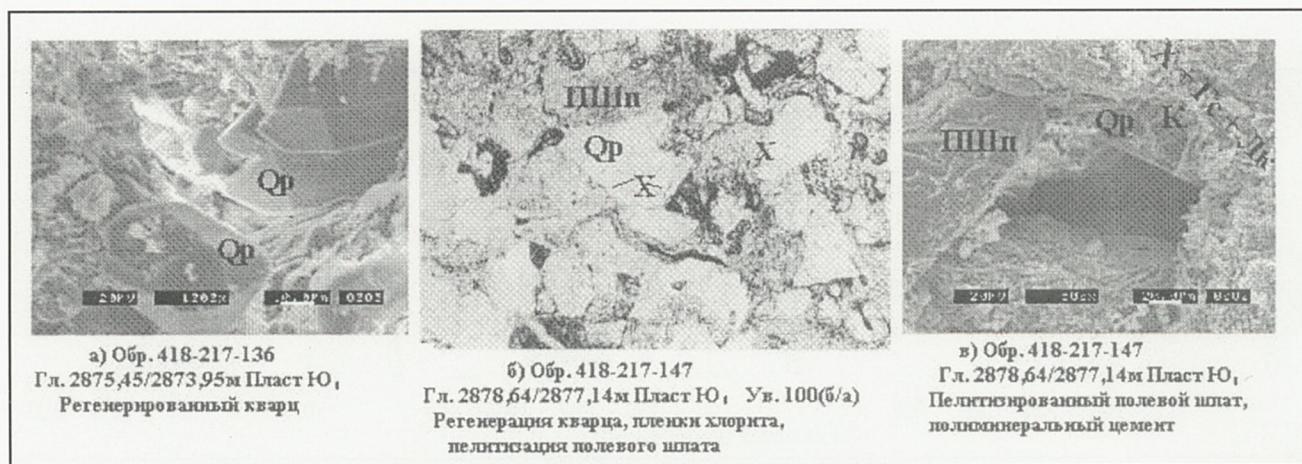


Рис.8. Эпигенетические изменения в породах

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

## РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ



Рис.9. Влияние эпигенетических процессов на медианный диаметр зерен

перераспределения, частично отлагается на обломочных зернах в виде новообразованных регенерационных каемок, что способствует увеличению диаметра.

Обломки ПШ одновременно с растворением на межзерновых контактах подвергаются в зоне эпигенеза дальнейшей пелитизации и каолинитизации. При более интенсивной пелитизации полевые шпаты легко

деформируются и, выжимаясь в поровое пространство, переходят в цемент. Такая перестройка первоначального строения обломочного скелета может сопровождаться значительными осложнениями структуры межзернового пустотного пространства и уменьшением объема пор, что в конечном итоге влияет на проницаемость [1] (рис.8).

Все это при прочих равных условиях (гранулометрический спектр, минеральный состав скелетной части, количество глинистого цемента и т.д.) предполагает наличие связи между содержанием сильно измененных шпатов в породах и объемной плотностью. Увеличение сильно пелитизированных ПШ должно вести к уменьшению объемной плотности коллектора. Такие исследования возможны лишь на объектах с широким диапазоном величины сильно измененных ПШ при незначительном содержании глинистого цемента. В исследуемых нами образцах содержание сильно пелитизированных ПШ невелико и не превышает 5%, а количество глинистого цемента достигает 2.2-17.4%. Поэтому корреляционная зависимость практически отсутствует (коэффициент корреляции равен -0.18) (рис.9).

Сильно глинизированные составные части скелета пород коллекторов, главным образом полевые шпаты, так же как и глинистый цемент, повышают их влагоемкость. Это связано с резким увеличением толщины слоя связанный воды вокруг глинизованных

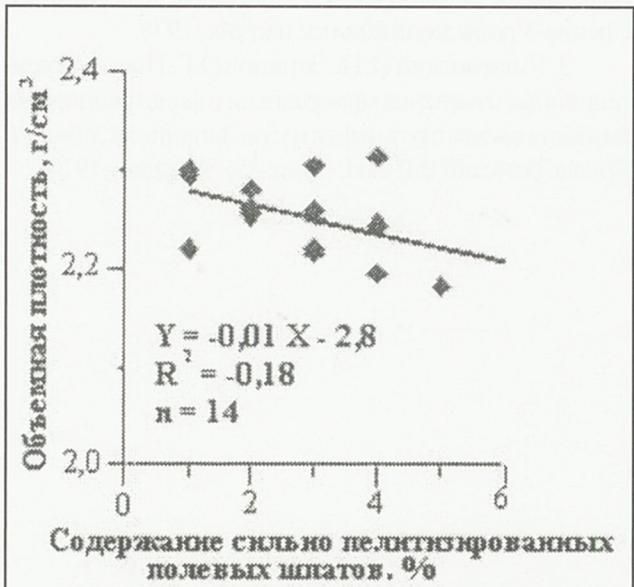


Рис.10. Связь пелитизации полевых шпатов с объемной плотностью

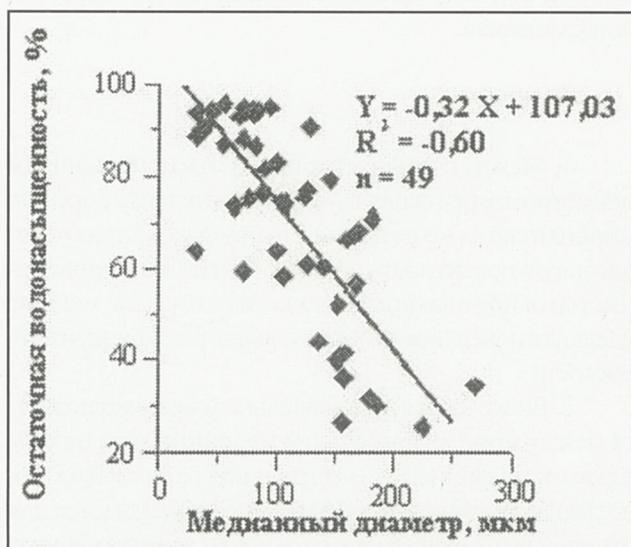


Рис.11. Связь медианного диаметра с остаточной водонасыщенностью

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

зерен. Заслуживает внимания изучение влияния на остаточную воду самих сильно измененных полевых шпатов. Кроме того, в изучаемом пласте хорошо развит пленочный хлоритовый цемент. Пленочный хлорит образует на обломочных зернах каемки прерывистые или сплошные, толщиной 0.01 мм и менее. Чешуйки хлорита располагаются базальной плоскостью перпендикулярно поверхности обломочных зерен, тем самым резко увеличивая их удельную поверхность. В свою очередь, такое его распределение обуславливает большую чувствительность удельной поверхности пород-коллекторов к изменению размера зерен. Именно поэтому уменьшение их диаметра влечет за собой увеличение содержания остаточной воды (рис.10) [2]. В изученных нами коллекторах содержание остаточной воды варьирует от 29.9 до 70.95%.

Степень нефтенасыщенности определяется гидрофильтностью или гидрофобностью породы. В минералогическом отношении гидрофильтность породы обусловлена степенью развитости процессов пелитизации полевых шпатов (1-12%), гидратации биотита (1-4%), наличия на зернах лейкоксеновых и хлоритовых пленок, преобладания в глинистом цементе гидрослюдистых (1-44%) и хлоритовых (1-53%) минералов. Гидрофобность породы определяется наличием регенерированных зерен кварца (1-18%), хорошо раскристаллизованного каолинита (24-99%) и растительного дегрита (до 3%). Чем более гидрофобна порода, тем она должна быть более нефтенасыщенной. И наоборот, чем гидрофильтнее порода, тем она более водонасыщенная.

#### Выходы

1. Между открытой пористостью и медианным диаметром зерен существует положительная корреляционная связь, но не прямая, а опосредованная через удельную поверхность породы. Чем более крупнозернистыми породами сложен коллектор, тем меньше удельная поверхность пород и выше коэффициент пористости.

2. Более тесная положительная связь наблюдается между проницаемостью и медианным размером зерен с коэффициентом корреляции, равным 0.65. Более близкая связь (с  $R^2 \approx 0.8$  и выше) наблюдается для интервала проницаемости  $0.8-12 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , ухудшается для проницаемости больше  $12 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  и практи-

чески отсутствует для проницаемости ниже  $0.8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Коллекторы пласта Ю<sub>1</sub> представлены преимущественно песчаниками мелкозернистыми более или менее однородными по гранулометрическому составу. Низкие фильтрационные свойства их обусловлены повышенным содержанием карбонатно-глинистого или глинистого цемента.

3. Каолинит меньше влияет на снижение проницаемости по сравнению с другими глинистыми минералами. Состав глинистых минералов необходимо учитывать и при подборе минерализации закачиваемой в пласт воды.

4. Содержание остаточной воды в коллекторах пласта Ю<sub>1</sub> определяется постседиментационными изменениями пород; регенерация кварца способствует уменьшению, в то время как пелитизация и гидратация зерен - увеличению остаточной водонасыщенности.

#### Литература

1. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей.- Л.: Недра.- Ленинградское отделение.- 1989.
2. Ушатинский И.Н., Зарипов О.Г. Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты// Труды ЗапСибНИГНИ.- Вып. 96. - Свердловск: Средне-Уральское книжное изд-во.- 1978.
3. Ушатинский И.Н., Зарипов О.Г. Постседиментационные изменения минералогии и фильтрационных свойств коллекторов нефти и газа Западной Сибири// Труды Зап-СибНИГНИ.- Вып. 35.- Тюмень.- 1970.