

Вестник недропользователя

Содержание

Администрация Ханты-
Мансийского автономного округа

Служба управления ресурсами
ХМАО (СУР)

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

ГЛАВНЫЕ РЕДАКТОРЫ:

Карасев В.И.

Шпильман В.И.

Сергеева Н.А.

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Шпильман А.В.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ РЕДАКТОР:

Кольмаберг Н.В.

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА:

Зубарева Т.В.

ИЗДАТЕЛЬ:

Копунов С.Э.

"GeoDataConsulting"

Адрес составителя сборника
(для направления статей, замечаний,
предложений):

625026 Тюмень, ул.Котовского,
54а, а/я 286.

Телефон: (3452) 39-03-14

Факс (3452) 22-95-59

Адрес издателя

(GeoDataConsulting)

(для рассылки, оказания спонсорской
поддержки):

Москва, ул.Варварка, д.14, оф.114

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

Цветоделение, вывод пленок

ООО "ИПФ Панкратиум"

Отпечатано ООО "ИПФ Панкратиум"

Заказ № 50

Тираж: 500 экземпляров

Система управления ресурсами

- 6-13 Шпильман В.И. "...Этот храм я построил сам. Дай бог, не в последний раз".
- 14-15 Итоговые документы Всероссийского съезда геологов.
- 16 Южакова В.М. Итоги реализации Территориальной программы геологоразведочных работ за первое полугодие 2000 года.
- 17-18 Сергеева Н.А., Шутько С.Ю., Панов В.Ф., Борщев В.В., Тренин Ю.А. Итоги работы Территориальной комиссии по запасам за 9 месяцев 2000 года.
- 19-20 Зайцев Г.С., Толстолыткин И.П. Работа Территориальной комиссии ХМАО по разработке нефтяных месторождений в первом полугодии 2000 года.
- 21-25 Елисеев В.Г., Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Тепляков Е.А., Тугарева А.В. Результаты рабочего совещания по корреляции мезозойских отложений и индексации пластов центральных районов Западной Сибири (ХМАО и сопредельные территории).
- 26-29 Носкина О.Г., Новичков М.В., Коровина Д.В. Обзор нормативно-правовой базы ХМАО в области недро- и природопользования за 1999 год.

Конкурсы

- 30-31 Сулейманова Л.О. Итоги IX раунда лицензирования недр в Ханты-Мансийском автономном округе.
- 32-35 Сулейманова Л.О. Конкурсы и торги в России.

Содержание

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

Геологоразведочные работы

- 36-45 Голубева Е.А., Криночкин В.Г. Сейсмогеологическое строение доюрского основания Рогожниковской площади.
- 46-53 Клопов А.Л. Экспресс-оценка (по космическим снимкам) нефтегазоносности Западной и Приобско-Айпимской региональных зон.
- 54-59 Соколовский А.П., Соколовская О.А. Нефтегазоносный потенциал юрских и меловых отложений на территории нераспределенного фонда южных районов Тюменской области.
- 60-66 Игошкин В.П. Индексация нижнемеловых сейсмогоризонтов и сеймостратиграфических комплексов на территории ХМАО.
- 66-68 Мясникова Г.П., Шпильман А.В. Изменения в нефтегеологическом районировании территории ХМАО.

Разработка и добыча

- 70-74 Коршунова Г.Г., Соболева М.Ю., Галкина Н.Ю., Галкин В.Ю., Марьина Н.Д. Анализ работы добывающих скважин Ханты-Мансийского автономного округа за январь 1999 - август 2000 гг.
- 75-77 Гришкевич А.Б. Оценка эффективности заводнения в НГДУ "Мамонтовнефть".

Информационные технологии

- 78-81 Гришкевич В.Ф. Концепция гибкого объектно-иерархического доступа к геологическим данным в реляционных СУБД.



11 января 2001 года на 60-м году жизни после тяжелой и продолжительной болезни скончался основатель и первый директор Научно-аналитического центра рационального недропользования, выдающийся ученый, доктор геолого-минералогических наук, профессор, лауреат Государственной премии, академик Российской академии естественных наук Шпильман Владимир Ильич.

Начал свою трудовую деятельность в 1958 г. рабочим тематической партии в Оренбургской комплексной лаборатории ВНИГНИ. В 1965 г. окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. академика Губкина по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений». С 1965 по 1993 гг. работал в г. Тюмени в ЗапСибНИГНИ, пройдя путь от инженера до заместителя директора института по координации научно-исследовательских работ; в 1969 г. защитил кандидатскую диссертацию, в 1980 г. – докторскую.

Владимир Ильич Шпильман стал крупным ученым в области нефтегазовой геологии. Он был основателем научного подхода к количественному прогнозу нефтегазоносности и разработчиком методики количественной оценки потенциальных ресурсов углеводородов, получившей заслуженное признание и применение. В.И.Шпильман создал свою научную школу, впервые ввел в геологию многие научные понятия; им внедрена в практику прогноза теория геологоразведочного фильтра, он установил влияние волновых процессов на закономерности распространения структур, формирование бассейнов, развитие органического мира; он вывел закон распределения залежей углеводородов по запасам.

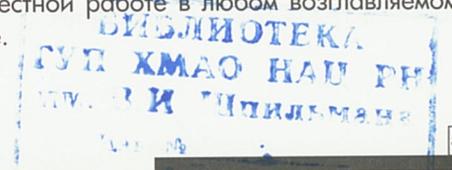
Под руководством Владимира Ильича неоднократно осуществлялась оценка потенциальных ресурсов углеводородного сырья Западной Сибири. Как признанный профессионал в области прогноза, он неоднократно был членом экспертных групп по переоценке ресурсов других регионов. Под его руководством и при его непосредственном участии составлялись карты перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской провинции, обзорные карты и карты направлений работ, используемые для планирования геологоразведки. В.И.Шпильман неоднократно удостоивался правительственных наград за огромный вклад в освоение недр Тюменской области. Он был лауреатом Государственной премии. За работы по прогнозу и направлениям поисковых работ на нефть и газ, он был награжден золотой и серебряной медалями ВДНХ.

Последняя его разработка - новая тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты, которая стала результатом глубокого научного анализа всех материалов и представлений о ее строении и содержит принципиально важные новые подходы и решения.

В.И.Шпильман – ученый с мировым именем. Его научные работы широко известны за рубежом. По приглашению геологических служб он читал лекции в США, Китае, Канаде, Швейцарии, Венгрии по количественному прогнозу нефтегазоносности и волновым процессам в геологии. Участник международных конгрессов и симпозиумов, В.И. Шпильман является академиком Российской академии естественных наук, почетным профессором Пекинского университета, автором 165 статей, 11 монографий. Владимир Ильич руководил аспирантами, успешно защитившими кандидатские диссертации. При его активном участии была создана кафедра недропользования в Тюменском нефтегазовом университете. Многие годы он был активным членом общества «Знание».

Проницательный ученый и талантливый организатор, он в числе немногих видел выход из кризиса нефтяной геологии в Западной Сибири. В 1993 году, организовав и возглавив Научно-аналитический центр рационального недропользования, он все свои силы и энергию отдавал созданию системы недропользования в Ханты-Мансийском автономном округе. При его непосредственном активном участии была создана Система Управления Ресурсами ХМАО и внедрена Концепция территориальной программы геологоразведочных работ в округе; разработаны основные положения и условия лицензирования недр (конкурсы, аукционы). Он внес значительный вклад в разработку проекта «Соглашение о разделе продукции по Самотлорскому месторождению». Владимир Ильич являлся одним из редакторов созданного по его инициативе журнала «Вестник недропользователя», главным редактором многочисленных карт по недропользованию в ХМАО, ежегодного сборника докладов «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», пользующихся спросом у нефтяников.

Вся трудовая биография Владимира Ильича, его научная деятельность были связаны с Западной Сибирью, освоение которой стало делом его жизни. Всегда доброжелательный, чуткий руководитель, он умел создавать атмосферу сотрудничества и участия в общей совместной работе в любом возглавляемом им коллективе.



В.И. Шпильман

“... ЭТОТ ХРАМ Я ПОСТРОИЛ САМ. ДАЙ БОГ, НЕ В ПОСЛЕДНИЙ РАЗ”

Шпильман Владимир Ильич. Родился в 1941 году в семье студентов - и отец, и мать в это время заканчивали Московский нефтяной институт. Через несколько месяцев началась война, отца призвали в армию, семья кочевала по разным “точкам” Союза: Иркутск, Шугуры, Альметьевск, Бугульма.

Школу окончил в Бугульме. До сих пор вспоминаю своих учителей. После школы работал, потом уехал учиться в тот же институт, который окончили родители - к тому времени его переименовали в нефтехимический, а сейчас это - Академия им. Губкина.

На практику ездил работать в Сибирь, поэтому Обь, Сургут, нефтяные месторождения знакомы мне с тех пор. Диплом писал по сибирским материалам.

В институте же встретил свою будущую жену, Галину. Оба сына окончили тот же Московский нефтяной институт. Сейчас живут и работают в Тюмени. Их жены тоже связаны с геологией.

Долгое время работал в ЗапСибНИГНИ, последняя должность - заместитель директора. В 1969 году защитил кандидатскую, в 1979 - докторскую. Сейчас работаю директором Центра рационального недропользования Ханты-Мансийского автономного округа. Центр очень сильный, таким инициаторы и стремились его сделать. В нем трудятся высококвалифицированные специалисты. Коллектив подобрался хороший, работать с этими людьми нравится. Центр решает очень сложный комплекс вопросов - от землепользования и экологии до разработки и разведки, поиска новых залежей. Такая комплексность очень привлекает.

На вопрос “Как дела?” отвечаю или по-английски: “Соу-Соу” или по-русски: “Так себе, более-менее, понемножку”.

ЕСТЬ ЛИ У МЕНЯ внутренняя потребность отнести себя к среднему классу? Нет, впрочем, не только к среднему, но и к остальным классам тоже. Мне даже по национальности трудно себя идентифицировать, потому что я наполовину еврей, наполовину - русский. Хотя вопрос о национальности более сложный: я согласен с академиком Д.С. Лихачевым в том, что это - проблема культуры. А если бы сам человек сказал про себя, например: “Я отношусь к классу творческой интеллигенции”, - меня бы это покорило, считаю это неестественным.

Да, есть люди очень богатые, есть - очень бедные, есть и промежуточные слои. Но мне не очень-то важно определить себя в этом разнообразии. Я аналитик, и поэтому точно знаю, сколько у нас в семье “на нос” приходится. В этот доход мы и укладываемся, и из этого строим бюджет. И никакие слова мне здесь не нужны, чтобы определить, принадлежу ли я, например, к среднему классу, к бедным и т.п.

Никогда себя ни к каким классам не относил - например, в советские времена - к интеллигенции, считал это обычной жандармской системой учета граждан. Я всегда относил себя к людям, которые, как в песне Андрея Макаревича, держат в своих руках топор и строят свой дом. Мой “дом” - прогнозирование. Мне важно “выточить” эталоны, методики расчета, систему прогноза - в этом моя идентификация. Много людей, как в песне Макаревича, “затаились и только ждут, когда же брошу я свой топор”. Но “этот храм я построил сам, дай Бог, не в последний раз”.

Если уж необходимо ответить на вопрос о самоидентификации, то сказал бы так: "Я россиянин, я патриот". При нынешнем засилии России людьми, которых нельзя назвать патриотами, ибо они желают скорее растащить, угробить страну, моя самоидентификация прежде всего - патриот, стремящийся созидать. Всю свою жизнь, особенно в последние годы, когда наступила критическая, пиковая ситуация в стране, я пытался сделать все, чтобы создавать нечто позитивное. Поэтому я так горжусь Центром - он помогает грамотно осуществлять политику недропользования. И это красивый механизм.

ДЕЛО, которым я занимаюсь, можно определить как конструирование. Дело, в котором человек не просто по чьему-то заданию обтесывает бревно, а сам придумал новый дом.

Если от образа перейти к реалиям, то я строю графики, карты, думаю, соединяю усилия многих групп специалистов - это одна из очень интересных работ, потому что заранее надо спрогнозировать, до каких результатов через год дорастет одна группа, до каких - другая и как состыковать их продукцию, чтобы общий продукт получился еще более интересным, еще более значимым. Общий продукт - это и результат, и процесс. Процесс - рациональное использование недр Ханты-Мансийского автономного округа. Результат называется по-разному: новые тонны добытой нефти, новые месторождения, успешно проведенные конкурсы нефтяных компаний. По этим результатам и можно судить о том, не зря ли мы "работали топором".

Я - геолог, но к моей профессии есть дополнение - профессиональный прогнозист. Я должен выстроить систему аналитических исследований так, чтобы предсказать, что произойдет. И не только по поводу того, где можно открыть новые залежи, новые месторождения - с созданием нашего Центра эти вопросы тоже остаются, но теперь важно еще предсказать, где может сложиться неблагоприятная ситуация, где, наоборот, очень благоприятная; что может принести убыток округу или России, а что - прибыль.

Не объявляя цели, прогнозом занимается любой человек, да и любое животное. Волк, который гонится за зайцем, имеет достаточно сложную прогнозную схему, он прогнозирует, куда

побежит зайчик, и именно в точке, где он настигает жертву, реализует свой прогноз. Животные и люди одинаково нацелены на прогноз, но я занимаюсь прогнозом профессионально.

ПРОФЕССИОНАЛА отличить от непрофессионала достаточно просто. При встрече я уже через пять минут знаю, кто передо мной. Обычно непрофессионал говорит очень красиво, но обязательно два-три раза ошибется: назовет скважину дыркой, керн - камешками. Наш профессиональный сленг служит защитой: как только этот сленг нарушен, сразу чувствуешь, что имеешь дело с непрофессионалом. Сленг - своеобразная корпоративная защита.

Авторы проекта предлагают мне оценить тезис, согласно которому профессионализм советских времен был ущербен и именно потому, что советские профессионалы были неполноценны, большинство из них не адаптировались к новой жизни. Я бы так не считал. Разумеется, есть и слабые специалисты. Но как аналитик, я аргументирую свое несогласие с предложенным на экспертизу тезисом рационально - отзывами зарубежных компаний о наших специалистах в советские времена и сейчас. Зарубежные специалисты очень высоко оценивают наших инженеров, промысловиков, разведчиков. Я сам наблюдал, что когда между отечественными и зарубежными петрографами, сейсморазведчиками, добытчиками нефти завязывается разговор, то это очень профессиональный разговор, те и другие получают профессиональное удовольствие.

Лет 25 тому назад, на семинаре в Тюменском индустриальном институте, был поставлен вопрос: "Чем профессиональный советский инженер должен отличаться от профессионала зарубежного?". Дебаты были достаточно бурные. Моя точка зрения тех лет, согласно которой профессионал - он и в Африке профессионал, за 25 лет не изменилась. Никакого особого нового профессионализма не возникло.

Предвижу вопрос: не изменился ли образ сегодняшнего профессионала от того, что он вовлечен в рыночные отношения? Разве должен был В.И. Шпильман брежневских времен иметь такую своеобразную культуру дела, бизнеса, которую он сейчас не может не иметь?

Во-первых, Шпильман и сейчас не занимается

бизнесом в смысле каких-то перепродаж и прочего. А знать основы экономики того производства, развитие которого ты прогнозируешь, и тогда надо было, и сейчас. Просто тогда было очевидно, что на экономику бесполезно влиять, но и это не уменьшало ответственности за надежную оценку ресурсной базы. И в России мною с коллективом была создана одна из лучших методик подсчета запасов.

Во-вторых, профессионалы - люди, которые хорошо знают именно свое дело. Последние годы им стали доказывать, что человек должен работать в пяти местах, например, профессиональный педагог должен еще и кофточки продавать, а профессионал-геолог - сторожить детский сад. Это, несомненно, нанесло большой вред профессионализму.

В-третьих, я считаю, что если человек отлично владеет какой-то профессией, то попытки заставить его осваивать еще и бизнес никак не могут улучшить уровень профессионализма. Это только у нас принято, что каждый геолог или астроном должен одновременно думать, как продать свои результаты, как достать деньги на лабораторию и так далее. Предел деловой активности человека из цивилизованного научного мира - подать заявку на грант и получить этот грант, если дадут. Только у нас чуть ли не каждый геолог, геофизик, астроном должен вникать в проблемы налогов, прибыли, расходов. И в Америке, и в Европе для этого есть профессионалы бухгалтерского учета. Как раньше "каждая кухарка должна уметь управлять страной", так и сейчас "каждый должен быть бизнесменом"? Нет, мир в основном состоит из работников наемного труда, а не из бизнесменов.

Модель профессионала очень консервативна, держится столетиями. Профессионал 60-70-х годов ничем существенным не отличается и от сегодняшнего профессионала, и от того, который будет завтра. Разве что инструменты были другие, программы. У нас была страна очень высокого уровня профессионализма, по сравнению с другими странами. Кстати, на этот уровень совсем неплохо работала высшая школа, технические училища.

Другое дело, что у нас в стране все время были, к сожалению, непрофессиональные

политики и экономисты, которые изобретали первую модель хозрасчета, вторую модель, приватизацию и т.п. А сегодня делается попытка перенести на нас всех провалы непрофессионалов-политиков и экономистов за последние 20 лет, чтобы опять говорить: "Мы все - едины". Нет, мы не едины, мы-то работаем профессионально, а профессиональные политики работают безобразно.

Что касается новых аспектов профессионализма, то они связаны с новыми задачами. При прежней системе выдавался план: подготовить столько-то миллионов тонн запасов нефти, и эта цель достигалась профессионалами одним способом. Сегодня же ставится задача открыть новое месторождение с большими или меньшими запасами нефти, но такое, чтобы на него пришли компании, конкурировали между собой, обещая за добычу платить хорошие деньги. Поэтому и профессионалы действуют иначе. Где-то с одними темпами идет разведка, где-то с другими, где-то что-то остается на потом - сами компании изучат, где-то, наоборот, за счет государственных средств что-то надо делать.

Конечно, внедрение рыночных подходов изменило оттенок решаемых задач. Нельзя сказать, что новый профессионализм хуже или лучше, просто изменились задачи, последовательность некоторых действий. Что-то стало целесообразно делать раньше, что-то - потом. Изменились критерии отчетности: если раньше все делалось за деньги государства, а государство планировало очень глобально - подготовить, например, сто миллионов запасов, то теперь главная задача в том, чтобы нефтяная компания взяла найденное месторождение, начала его разрабатывать с выгодой для себя и для государства.

Рациональная система недропользования и природопользования - крупнейшее достижение современных цивилизованных стран. А те страны, которые встают на путь цивилизованного развития, начинают, как правило, с усовершенствования этой системы. Так начала и Россия. Закон о недрах заложил основу цивилизованного развития территории. Но чтобы он действовал, нужно было разработать сложнейшую систему. Необходимо было развить нормативно-правовую базу, которая определяла бы множество правовых ситуаций при

выдаче и изъятии участков недр у недропользователей; создать систему взимания роялти, препятствующую хищнической эксплуатации недр; организовать информационные потоки и формирование баз данных, позволяющих знать реальную ситуацию и контролировать ее, увязать систему использования недр и поверхности - список задач огромен. За эту труднейшую работу взялись власти Ханты-Мансийского автономного округа. Ради этого и был создан наш Центр.

Строил ли я свою биографию? Чего больше было: случая или выбора? Это как понимать. Да, конечно, я ставил себе цели и настойчиво стремился к их достижению. Но всегда оказывалось, что я двигаюсь в обратную сторону. Когда мы с женой в 1964 году приехали в Тюмень, точно знали, что через пять лет уедем отсюда. На самом деле -ничего подобного. Когда я начал заниматься исследованиями, точно знал, что буду решать проблемы тектоники. Но более тридцати лет прозанимался задачами прогноза. И не жалею. И только сейчас, через 35 лет, наконец стал делать то, что планировал еще будучи студентом, тогда меня очень интересовали движения Земли. Сегодня, можно сказать, на старости лет, все-таки подготовил новую тектоническую карту. Так что я всегда стремился выполнять поставленные цели.

Однако, как и в моих размышлениях по поводу вопроса авторов проекта о личной самоидентификации со средним классом, я не могу ответить на вопрос о том, состоялся ли я или не состоялся. И не из-за того, что неприлично оценивать свои успехи. Я достаточно свободный человек, могу совершать довольно неприглядные поступки. Дело в том, что самооценка необъективна: человек сам себя плохо анализирует. Я же привык анализировать реальные данные. Можно ли поверить субъективному выводу? Какой-то человек скажет, что он не состоялся, а я не поверю, посчитав его нытиком. Если же он скажет, что состоялся, то я могу подумать, что он не трезв. Я не поверю в такие слова-самооценки. Можно оценить достиг ли я, например, каких-то спортивных успехов. Могу сказать, что не достиг: не заработал второй разряд по шахматам, первый разряд по самбо. Достиг ли я чего-нибудь в системе профессиональной

подготовки? Да, я доктор наук, защитил профессиональную работу в ученом совете, имею диплом. Вот здесь могу сказать определенно: "Да, я этого достиг".

Я кое-что создал в своем профессиональном деле: стремился и достиг. Современная система прогноза нефтегазоносности - ее общая архитектура - процентов на тридцать придумана мною. Этот "дом" строили много людей, но его построили так, как я хотел, по моей конструкции. Есть еще три-четыре направления; некоторые вещи стоят в лесах, и я не уверен, получится ли. Но очень радуюсь, когда добавляется еще один венец в этом срубе. Вот, например, волновая геология - мое детище, которое я вынашиваю лет двенадцать-пятнадцать, почти уверен, что все - таки доведу его.

А в более абстрактных вопросах - состоялся ли? - судить не готов. Тем более, что я немножко мистик. Никто не может сказать, что мне на роду было написано. Может быть, мне на роду было написано стихи писать, а я как поэт не состоялся: всего два стихика написал - жене на день рождения. Я не состоялся как поэт и, может быть, прав Чехов: "Папа у меня, сукин сын, порол бы чаще, сколько бы языков я знал".

ПРЕДШЕСТВУЮЩИЕ вопросы концентрируются в проблеме жизненного и делового успеха. Мы часто употребляем эту оценочную категорию "успех" и всегда, когда не лукавим сами с собой, хотя бы интуитивно знаем, когда это слово действительно соответствует реальному явлению, а когда - пустой комплимент. Поэтому, прежде чем говорить об успехе или неуспехе тех или иных моих дел, попытаюсь определить: что же такое успех?

Успех наступает в результате взаимодействия человека со сложными, не познанными до конца системами, такими как общество, природа, мир художественных образов и т.п. Человек затрачивает значительное количество энергии, таланта, но этих прямых усилий всегда недостаточно, если не включается макросистема, когда же она включается, результат превосходит затраченные усилия. По форме результат может быть неожиданным (вследствие действия макросистемы) и для самого претендента на успех. Успех достигается в некотором вероятностном

пространстве, однако такое достижение лишь отчасти дело случая, а в основном - итог целенаправленных человеческих усилий.

Этот подход - результат анализа ситуаций, которые все мы одинаково оцениваем как достижение успеха. Приведу пару примеров. Первый: *"Она пользовалась на балу большим успехом"*. Конечно, она целенаправленно трудилась: платье, косметика, умение танцевать, достаточный уровень воспитания, чтобы поддерживать беседу. Очевидно, что и вероятностные события реализовались благоприятным образом: пришли те, кто нужен, и не пришел тот, кто не нужен и кто-то вовремя улыбнулся, и в паркетe не оказалось трещинки и т.д. Ясно также, что именно на этом балу включилась и заработала система, именуемая общественным мнением. Представьте: всех присутствующих на балу можно было подкупить, каждому определить роль, когда восклицать и выражать восхищение, когда приглашать претендентку на танец ... Но разве это был бы успех? Определенного результата можно добиться подкупая "избирателей", подправляя статотчетность, "заказывая" рецензии, но собственно успеха так не достичь. Ведь никто не называет изнасилование - любовью. В том - то и дело, чтобы система отреагировала, стала действовать сама.

Вторая ситуация: *"Рузвельт добился больших успехов выводя страну из кризиса"*. Огромный объем целенаправленной работы, таланта здесь очевиден. Но этот объем лишь малая толика того, что дала хозяйственно-политическая система в целом, когда она пришла в движение. Также ясен и вероятностный характер этого успеха: не случилось каких-то катастроф, временной период деятельности человека и зрелости системы совпали и т.п.

Пушкин, завершив *"Бориса Годунова"*, выскочил во двор, хлопал себя по ляжкам и восклицал: *"Ай, да Пушкин, ай, да сукин сын!"*. Это успех. Но чему он радовался? Выполненному "объему работ", количеству исписанных гусиных перьев? Радость от того, что все сложилось, что тысячи слов, встав на свои места, вдруг зажгли необычайно живую картину, адекватную внутреннему, пушкинскому (а теперь и нашему)

чувству правды, реальности картины.

Мы часто встречаем у писателей откровения о том, как сюжет или образ героя ведут их за собой, становятся "неподвластными" воле их создателя, и это - успех, это - вершина творчества. Все основные элементы теории успеха и здесь налицо. А если кто-то сомневается в вероятностном его характере, то напомним, что и у гениев бывают неудачи: когда что-то не сложилось, хотя и труд затрачен, и талант тоже. Участие сверхсложных, непознанных до конца систем, приводит часто к результату неожиданному для генератора успеха. Даниэль Дефо, сочиняя *"Робинзона Крузо"*, имел сверхзадачу - осмеять своих политических противников. В произведении с большим юмором составлены параллели в сроках различных событий, происходивших на необитаемом острове и в тогдашней Англии. Но система отреагировала иначе, книга эта - огромный успех, но, вероятно, автор был бы огорчен, узнав, что читатель не замечает "самого главного".

Итак, мы знаем, какие ситуации принято относить к "успеху", знаем, что путь к успеху состоит минимум из трех элементов. Первый из них - определенные и часто не малые затраты труда, напряжения, усилий, талантов. Второй - вероятностная связь между трудом и результатом труда. Третий - включение в работу некоторой системы в целом, что и приводит к результату, превышающему затраты, приводит к успеху.

Все это были, скорее, теоретические рассуждения. А есть ли у меня практическая формула успеха, которую можно было бы передать своим детям, внукам, желая, чтобы они успешно прошли по жизни? Да, и ее суть можно представить так: пока ты свой дом (напомню, что под "домом" я понимаю некое "Дело", например, построение научной теории или карты) не пропустишь через свое сердце, через свою душу, через свой ум - бесполезно и за топор браться, и людей созывать. Как и в строительстве храма, сначала кто-то должен этот храм создать в своем сердце, его образ со всеми маковками, фундаментом, дверями; только после этого надо собирать землекопов, строителей, тех, кто фрески распишет. И вполне может быть, что это будут люди более великие, чем тот, кто придумал этот храм, но кто-то все равно должен первым создать его в своей душе.

Вот это - главное, что мне хочется передать и своим помощникам, и своим детям: сначала ты должен сотворить образ того, что ты хочешь создать, пожить в этом образе, попробовать - уютно ли тебе в нем, а уж потом ты воссоздашь этот образ в реальном деле. При этом тебе должно хватить силы воли, чтобы сконцентрировать свои усилия, силы других людей, чтобы этот образ храма воплотить в дерево, в кирпич.

АВТОРОВ ПРОЕКТА интересует: есть ли у меня кодекс правил игры - для профессиональной деятельности, для жизни в целом? Очень сложно ответить кратко, да еще и о целом своде правил. Выберу лишь некоторые. Для первого правила опять воспользуюсь цитатой из песни Андрея Макаревича: "Я давно уже не вру, врать вообще не хочется, самому себе не врать во сто крат трудней". Очень трудно, проводя какие-то исследования, занимаясь какой-то аналитикой, не соврать. Ты потратил очень много сил, но одна точка на графике ложится "не туда". Может быть, и бог с ней? Трудно не соврать - своей профессии, самому себе? Но ты должен иметь мужество сказать соблазну упрощения "нет". Как часто эта, случайно не ложась "туда", точка потом оказывается самой важной. Думаю, что это правило и для профессии, и для жизни в целом.

Важное правило достижения успеха в моей профессиональной сфере - инициативность, умение найти задачу и способ ее решения, который был бы чуть выше возможностей этого человека. Другое правило: умей вписаться в команду - это специфика моей профессии, где работа выполняется коллективно. Пойми, что ты должен максимально хорошо сделать свой блок темы, потому что он стыкуется с блоком твоего партнера, а ценность на рынке имеет только сборка в целом.

Разумеется, достижению успеха препятствует не только отсутствие правил игры или их нарушение. Необходимо, чтобы обстановка в обществе изменилась. Люди должны жить спокойно, читать книги, слушать музыку, ходить в театр, уделять время беседе. Все это является питательной средой профессионала. Если он расстроен, у него дрожат руки - думает лишь о том, как бы за эту работу получить лишний кусок хлеба - он не профессионал. В момент работы он должен полностью быть погружен в свою задачу, а по

результатам вложенного труда получить достаточно средств, чтобы отдохнуть, восстановить силы. Должна быть нормальная среда для работы его рук, мозга, тогда есть предпосылки для реализации его как профессионала.

"Правила игры" - не просто алгоритм действий человека-робота. Профессионал всегда получает радость от своей работы, в ней он удовлетворяет свои творческие инстинкты. Профессионал даже в достаточно скучной работе находит какие-то зернышки интереса. Интерес к работе, пожалуй, и отличает тех людей, которые меня окружают, которых я бы назвал профессионалами. Тот же Салманов не просто закладывал скважины, решал как бурить, он переживал, он злился, он любил скважину, которая дала результат, он ненавидел ту скважину, которая не подтвердила гипотезу.

Эмоциональная связь твоего дела и его результата характеризует профессионала. Другое дело - по-разному это проявляется. Одни профессионалы очень сдержанны, другие - очень эмоциональны. Когда студенты Галины Петровны уж очень хорошо защищаются, она вся сияет, сама радуется больше, чем они. У меня тоже подобное бывает. Когда коллектив, человек 20-30, делает карту, то неизвестно, что получится. Думаешь, мучаешься, так и так приспособливаешь разные блоки - каждый должен отработать свой фрагмент. И вот, наконец, все соединилось, все получилось. Радуешься. А иногда расстраиваешься - карта не читается, кривая получилась.

Эмоциональное отношение не менее значимо, чем прямой бухгалтерский учет того, кто сколько напаял, наварил, начертил. Работу непрофессионала сразу можно определить - все неряшливо, запутанно. У профессионала же работа выполнена всегда аккуратно, изящно. Может быть, результат появится не сразу, но если работа выполняется с удовольствием, он обязательно будет.

Иногда я у своих сотрудников не могу отнять программу: "Она еще не готова, она может работать на 12 секунд быстрее, я должен сменить ... я должен сделать ... я узнал, что ...". Зачем мне эти 12 секунд, если ее пользоваться раз в неделю в течение часа? Но программист не хочет выпускать ее из рук, хочет сделать красиво, лучше. Это - профессионал. А у непрофессионала всегда все

готово, на все вопросы он знает ответ, продукцию готов выпустить через 5 минут или через 5 лет - ему все равно.

НЕ СТЫДНО ЛИ сегодня быть успешным на фоне других людей, которые в этой жизни потерялись? Здесь совмещено сразу несколько вопросов.

Во-первых, почему должно быть стыдно защитить диссертацию? Горжусь своей книгой. Мне нравится несколько моих статей. Нравятся работы моих подчиненных, моих коллег. Мне не стыдно быть директором успешного Центра. Опять цитата из Макаревича: "этот храм я построил сам, дай Бог, не в последний раз".

Во-вторых, предваряя вопрос о том, хорошо ли "высовываться" и не достойней ли "не высовываться"? Если человек, чувствуя себя профессионалом в определенном виде деятельности, хочет занять следующую ступеньку иерархической лестницы - это нелогично. Если человек считает себя профессионалом-подсчетчиком запасов нефти, это совсем не значит, что он должен занять ступеньку начальника над всеми подсчетчиками - для этого надо быть профессионалом в управленческой сфере. А если он - начальник подсчетчиков - и в этом деле профессионал, то это не значит, что он может занять место лидера политической партии. Увы, у нас принято, если человек хорошо и долго работает, его обязательно надо поставить на управленческую ступеньку. Но ведь это - абсурдно! Его управленческие возможности могут быть очень низки.

У меня в этом плане заблуждений не было, и я пытался ставить себе цели в рамках своей профессии. Допустим, мне хотелось создать новую методику, если получалось - считал, что могу браться уже за больший комплекс. Если выходило и здесь, то решал, что могу это сделать уже для других территорий и так далее. Вот такая последовательность, когда каждый предыдущий шаг убеждает, что следующий этап работы можно сделать более глубоко, более интересно. Конечно, порой возникают задачи, для решения которых уже не хватает возможностей твоего служебного положения. Тогда приходится искать административного покровителя, а в безвыходном положении - сам пытаешься стать менеджером.

В-третьих, важно предусмотреть, чтобы культивирование ценности успеха не дало нашему обществу отрицательного морального результата. Когда мы говорим о значимости ориентации профессионалов на успех, надо иметь в виду значимость достаточно цивилизованных общественных условий. Если сконструировать общество идиотов, о каком профессиональном успехе можно говорить? В этом моя боль, мое неприятие того, что навязывается сегодня пропагандой: шаманы и заряженная вода, побирушничество западных кредитов, утверждения, что народ достоин того, чтобы им правили жулики и т.п., что невозможно развивать высокие технологии и т.п.

Я знаю, что те сотни людей, с которыми знаком лично, - это образованные люди, знающие законы природы и общества, по крайней мере изучавшие их, люди, желающие дать своим детям хорошее образование. Но процесс идиотизации общества идет активно. Если заинтересованным в этом силам повезет, роль успешных профессионалов упадет, а их успех будет вряд ли кому нужен.

ПРАВОМЕРНО ЛИ полагать, что профессионала можно вырастить, что он является продуктом особого воспитания? Или же профессионал должен расти сам по себе, как травка?

Во-первых, еще со средних веков город - это концентрация профессионалов, в этом вообще смысл появления города в человеческой истории. Он для этого и создавался, чтобы здесь жили профессиональные воины, профессиональные инженеры и т.п. Но как вырастить хорошего профессионала? Здесь мне важна аналогия со стадионом. Спортсмены учатся и соревнуются на стадионе. Но кто-то должен построить сам стадион, причем хороший - на плохом стадионе мировых рекордов не поставишь.

Большая заслуга руководства Ханты-Мансийского автономного округа, которое создало наш Центр, в том, что оно вкладывало деньги в его компьютерное оснащение. Конечно, не каждый из тех, кто садится за компьютер, обречен на хорошие результаты, но по крайней мере им открыт путь к успеху. И мои коллеги достигают хороших результатов именно благодаря тому, что для них был подготовлен "стадион".

Поэтому и наш город должен заботиться - подготовить "стадионы", чтобы для выращивания профессионалов различных направлений и уровней была подготовлена почва. Американцы очень гордятся библиотекой Конгресса, в нее приезжают с разных концов США. В Москве "Ленинка" - один из тех "стадионов", который и нужен для выращивания профессионалов.

Без библиотек, без возможности анализировать материал в нашем деле, в геологии, невозможно. Профессионалу нужна информация. В Канаде мы ходили по кернохранилищам и объектам хранилища, где хранились отчеты. Нам показывали: вот этот керн отобран 100 лет назад, этот - 80 лет назад, и когда мы спрашивали канадцев, а зачем им керн 100-летней давности, они удивлялись: "А как же? Очень важно знать все, что уже изучено, без этого невозможно". Мы в этом отстаем. Для выращивания профессионалов у нас недостаточно возможностей. А в США в Музей космонавтики родители возят детей со всех концов Америки - это "стадион", где вырастут профессионалы, и не обязательно в деле освоения космоса.

Второй аспект. Особое место в формировании городских профессионалов будущего играет современное образование. Новые условия привели и к положительным, и к негативным изменениям в этой сфере. Плохо, что преподаватели оказались обремененными совершенно несвойственными им задачами: например, добывать деньги с родителей студентов - это же не входит в профессионализм педагога. Например, от меня, профессора геологии, но непрофессионала в мире экономики и финансов, требуют: "Сделай-ка ты, братец, так, чтобы у нас студенты деньги платили". Нет, это в ректорате должны сидеть рыночные профессионалы, это они должны знать, откуда брать деньги - от родителей, от дедушек, от бабушек, от государства.

Но есть и положительные изменения в профессионализме образовательной деятельности. Появляются новые специальности, которые раньше, в нерыночных условиях были бы неинтересны. Например, за обучение по нашей специальности - недропользование - многие студенты готовы платить деньги.

Мы с женой, доктором геолого-

минералогических наук, профессором ТюмГНГУ, занимаем очень заинтересованную позицию в отношении к нефтегазовому университету Тюмени. Галина Петровна непосредственно участвует в "изготовлении продукции" - превращает школьников в профессионально грамотных геологов. Центр, в котором я работаю, выступает в роли потребителей "товара", то есть профессионала, который призван обеспечить уже не учебной, а реальной деятельностью развитие новых научных направлений системы недропользования.

Университет - это свободная территория для свободных людей. И там не должно быть того, что у нас часто встречается: приходит чинуша, несет какую-то ересь, а все сидят и согласно кивают головой. Когда-то мне довелось присутствовать на нефтяном конгрессе в Америке, где были самые крупные фигуры нефтяных компаний. Меня поразило поведение главного геолога одной из компаний: он сидел, внимательно слушал всех, иногда задавал каверзные вопросы, иногда и ему тоже каверзно отвечали. Но он не был там обречен на успех. У нас же, если ты генеральный директор - будешь выслушивать только комплименты.

Третий аспект. Чем проект "Городские профессионалы" может быть полезен "городу и миру"? Многие задачи оцениваются не с точки зрения того, что даст их решение, а с точки зрения того, что будет, если их не поставить. На мой взгляд, без такого рода проектов городское сообщество будет очень медленно набирать критическую массу определенной культуры. Размышления о профессионализме, разговор о моделях профессионального успеха влияют не как некая инструкция, не как методическое пособие, но постепенно создают критическую массу культуры в области геологии, менеджмента, права, педагогики, медицины и других профессий. Такого рода масса достигается не только воспитанием, образованием, общением и т.п., но и проектами типа "городские профессионалы".

Статья из книги «Городские профессионалы: Ценности и правила игры среднего класса». Ред.: В.И.Бакштановский, С.М.Киричук. -Тюмень.- 1999.-С.233-248 любезно предоставлена авторами.

ИТОГОВЫЕ ДОКУМЕНТЫ ВСЕРОССИЙСКОГО СЪЕЗДА ГЕОЛОГОВ

3- 4 октября 2000 года в г. Санкт-Петербурге состоялся Всероссийский съезд геологов, посвященный 300-летию основания горно-геологической службы России. Съезд сопровождался международной выставкой «Геологоразведка-2000», международными геологической и геофизической конференциями.

4 октября 2000 года на пленарном заседании Съезд единогласно принял резолюцию и решение о созыве всероссийских съездов геологов.

Резолюция Всероссийского съезда геологов

Начало государственной горно-геологической службы России было положено именным Указом Петра I от 24 августа 1700 года (6 сентября по новому стилю) «Об учреждении Приказа рудокопных дел». Рудосыскное и рудокопное дело было возведено тем самым в ранг важнейших государственных приоритетов.

Геологические исследования и геологоразведочные работы на протяжении 300-летней истории создавали условия и предпосылки для решения крупнейших геополитических и экономических задач России и останутся таковыми в обозримом будущем.

Результатом 300-летней деятельности горно-геологической службы России стала уникальная Российская геологическая школа и крупнейшая в мире минерально-сырьевая база. Усилиями рудознатцев и рудокопов, геологов и горняков создавались возможности для освоения бескрайних российских просторов.

Подвижнический, самоотверженный труд геологов и горняков обеспечил условия для ускоренной индустриализации страны, потребности оборонной промышленности в годы второй мировой войны, создание минерально-сырьевой базы, полностью обеспечивающей текущие и перспективные внутренние и экспортные потребности государства, его сырьевую независимость.

Созданная минерально-сырьевая база во многом определяет современный геополитический и экономический облик России и стран СНГ. Значителен вклад российской горно-геологической службы в мировую сокровищницу фундаментальных знаний о Земле.

Проходящие в России общественно-политические и экономические реформы, глобализация сырьевых и экологических проблем в мире требуют определения точных

векторов дальнейшего развития геологической школы России, государственной геологической службы, условий ее эффективного функционирования и взаимодействия с развивающимися геологическими службами горных, нефте- и газодобывающих компаний.

Цель проходившего Съезда геологов, международных геологической и геофизической конференций, международной выставки «Геологоразведка-2000», собравших представителей 44 зарубежных государств (большинства стран СНГ, Балтии, США, Канады, Германии, Великобритании, Франции, Финляндии, Норвегии, Австралии, Японии, Швеции), 76 субъектов Российской Федерации, более 700 горных, нефте- и газодобывающих компаний, академической, отраслевой и вузовской науки, геологов-практиков, - найти ответы на вызовы, выдвинутые временем.

В работе Съезда приняли участие более 3000 человек. В период работы было представлено и обсуждено 1500 докладов.

Всероссийский съезд геологов констатирует:

- геологическая изученность России на рубеже XXI века соответствует уровню изученности развитых стран, обладающих большой территорией и крупным минерально-сырьевым потенциалом (США, Канада, Австралия);

- созданная минерально-сырьевая база и ресурсный потенциал государственного фонда недр России способны обеспечить текущие и перспективные внутренние и экспортные потребности страны, условия для экономической стабилизации и последующего роста и развития национальной экономики;

- геологическая служба России способна ответить вызовам современного мира в сфере глобализации сырьевых ресурсов планеты, обеспечить соответствующее обоснование геополитических приоритетов государства.

Наряду с этим:

- нарастает разрыв между качественными показателями разведанных запасов различных видов полезных ископаемых и технико-технологическими

Система управления ресурсами

возможностями их эффективного освоения; нуждается в восстановлении и качественном улучшении минерально-сырьевая база ряда стратегических и дефицитных видов полезных ископаемых;

- добыча ряда важнейших полезных ископаемых и в том числе нефти и газа не компенсируется приростом запасов, чем создаются предпосылки для возникновения кризисных ситуаций в энергообеспечении экономики страны;

- темпы старения государственных карт геологического содержания опережают темпы их обновления;

- имеет место недооценка роли горно-геологической службы в обеспечении социально-экономического развития страны, возможностях обоснования и закрепления геополитических интересов и экономической безопасности России;

- вызывают беспокойство частые реорганизации геологической службы России, происходящие в последнее десятилетие;

- остается тревожной ситуация со сменой поколений в государственной геологической службе, продолжается падение престижа профессии геолога.

Всероссийский съезд геологов в качестве приоритетных проблем, развитие которых обеспечивает укрепление национальной минерально-сырьевой безопасности и суверенитета страны, определил следующие:

- обеспечение геополитических приоритетов России на основе выявления и использования минерально-сырьевых ресурсов, в том числе и на континентальном шельфе;

- создание научно обоснованной модели использования и развития минерально-сырьевой базы страны на основе оптимизированного потребления минерального сырья с учетом общемировых тенденций и процессов глобализации минерально-сырьевых баз;

- оценка потенциала выявленных и открытие новых рудоносных и нефтегазоносных районов, концентрация в этих направлениях основных финансовых и интеллектуальных ресурсов;

- коренное улучшение технико-технологической оснащенности геологоразведочных и научно-исследовательских работ;

- создание благоприятных социально-экономических условий и общественного мнения для

повышения престижа специалистов горно-геологической службы, обеспечение планомерной смены кадрового состава на геологоразведочном производстве и в научной сфере;

- создание условий для активизации и координации деятельности общественных организаций горно-геологического профиля, усиления их роли при решении научно-практических и организационных задач, осуществления связи с общественностью и СМИ.

Всероссийский съезд геологов обращает внимание Правительства Российской Федерации, Федерального Собрания Российской Федерации на необходимость сохранения в полном объеме федерального налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы как единственного реального источника финансового обеспечения вышеперечисленных проблем.

г.Санкт-Петербург

4 октября 2000 г.

Решение

о созыве очередных всероссийских съездов геологов

Отмечая высокую эффективность комплекса мероприятий, реализованных в период проведения Всероссийского съезда геологов, участники Съезда считают необходимым:

- всероссийские съезды геологов созывать регулярно через каждые 4-5 лет;

- определение конкретных сроков и места проведения очередного Всероссийского съезда геологов, формирование оргкомитета и решение организационных вопросов по созыву Съезда поручить Российскому геологическому обществу.

г.Санкт-Петербург

4 октября 2000 г.

ИТОГИ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ЗА ПЕРВОЕ ПОЛУГОДИЕ 2000 ГОДА

В.М.Южакова (НАЦ РН ХМАО)

Основными направлениями геолого-разведочных работ в 2000 году, выполняемых по Территориальной программе, являются:

1. Изучение и уточнение геологического строения месторождений и перспективных площадей распределенного фонда недр за счет ставок ВМСБ, оставляемых в распоряжении компаний.

2. В пределах нераспределенного фонда недр - опоискование наиболее перспективных в нефтегазоносном отношении зон, открытие с помощью поискового бурения новых месторождений нефти, проведение сейсморазведочных и научно-исследовательских, тематических работ за счет ставок ВМСБ, которые аккумулируются в субъекте РФ.

В целом по ХМАО в результате реализации Территориальной программы за 1-е полугодие 2000 г. объем поисково-разведочного бурения составил 375.1 тыс. м, в том числе по нераспределенному фонду недр 85.7 тыс. м, отработано 21.2 тыс. км сейсмопрофилей методом 2D, в том числе по нераспределенному фонду 6.1 тыс. км, 3D выполнено на площади 1.4 тыс. км².

По результатам ГРП прирост запасов нефти по категории C_1 составил 31.5 млн. т, по категории C_2 - 18.5 млн. т

В распределенном фонде недр приросты запасов нефти получены в основном за счет до-

разведки уже открытых ранее залежей при уточнении их моделей и подсчетных параметров.

В нераспределенном фонде недр введено в опоискование 25 новых объектов с ресурсами C_3 - 72 млн.т, открыто три новых месторождения нефти: Западно-Ватлорское (пласт AC_{12}) в Приобско-Айпимской, Силамарское (пласт $Ю_{2-3}$) в Юганской и Восточно-Грибное (пласт $Ю_1$) в Центральной зонах.

По результатам бурения скважин уточнены модели и запасы по залежам BK_1 - Северо-Рогожниковского и $Ю_1^2$ - Западно-Чистинного месторождений.

Прирост запасов по НФН по категории C_1 составил 9.8 млн.т, по категории C_2 - 11.7 млн.т. Интересные результаты в процессе бурения скважин получены по параметрической скв.845-Гальнадской, где вынесен нефтенасыщенный керн из пласта $Ю_{10-11}$ с глубины 3800 м.

На крайнем востоке из скв.7-Боровой поднят нефтенасыщенный керн из отложений верхней юры - пласт $Ю_1$. Нефтенасыщенный пласт толщиной 15 м испытан в процессе бурения, получена нефть дебитом 10.8 м³/сут при средней депрессии 102.6 кгс/см², что дает нам основание ожидать открытия нового нефтегазоносного района.

ИТОГИ РАБОТЫ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ КОМИССИИ ПО ЗАПАСАМ ЗА 9 МЕСЯЦЕВ 2000 ГОДА

Н.А.Сергеева, С.Ю.Шутько (КПР ХМАО), В.Ф.Панов (КНГ и МР),
В.В.Борщев, Ю.А.Тренин (ГУП НАЦ РН ХМАО)

24-26 октября в г. Ханты-Мансийске состоялось заседание ТКЗ ХМАО, на котором были рассмотрены изменения в запасах нефти и газа за 9 месяцев 2000 года по распределенному и нераспределенному фондам недр.

На заседание были представлены извлекаемые запасы нефти по категории C_1 в объеме 59.7 млн.т, по категории C_2 - 4.5 млн.т, в том числе по НФН - 11.8 и 16.0 млн.т, а после проведенной экспертизы утверждено 56.6 (C_1) и 9.9 млн.т, в том числе по НФН - 11.4 и 19.4 млн.т.

Ниже даны краткие сведения о причинах изменений в запасах углеводородного сырья по компаниям-недропользователям РНФ, а также по НФН за 9 месяцев 2000 года.

Распределенный фонд недр

ОАО "Сургутнефтегаз"

Открыто и поставлено на баланс шесть новых залежей нефти: в пласте ЮС₀ Западно-Маслиховского, в пластах Ач₁, ЮС₃ Верхненадымского, в пласте ЮС₀ Западно-Чигоринского, в пласте АС₁₁² Западно-Камынского, в пласте Ач₁ Сахалинского месторождений.

Из представленных на ТКЗ запасов нефти категории C_1 - 17.2 млн.т было принято 15.3 млн.т, по категории C_2 предлагалось списать 9.2 млн.т, а утверждено 8.0 млн.т. Замечания и уточнения по запасам в основном связаны с обоснованием геологических моделей залежей (геометрия, нефтенасыщенные толщины и коэффициенты извлечения нефти (КИН)).

ОАО "Нягань-ТНК"

По пласту ВК₁ (викуловская свита) Красноленинского месторождения (Ем-Еговская площадь) представленные изменения (прирост запасов нефти категории C_1 составил +1587 тыс.т за счет перевода из C_2 (-1587 тыс.т) приняты в авторском варианте.

ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"

С начала года открыто шесть новых залежей нефти: в пластах БВ₁, Ач₂ Ахтамарской площади Покачевского, в пласте ЮВ₁¹ Локосовского, в пласте БВ₆ Поточного, в пласте БС₁₀¹ Кустового и в пласте Т₃ Лазаревского месторождений.

Всего были представлены: прирост по категории C_1 +16.1 млн.т и списание -12.3 млн.т; принято 15.7 млн.т (C_1) и списано (C_2) -12.4 млн.т.

Основные причины изменения величин запасов связаны с уточнением в геологических моделях залежей - корреляция разрезов, геометрия границ залежей и категорий запасов, нефтенасыщенные толщины и др.

Необходим пересчет КИН по месторождениям (Локосовское - пласт ЮВ₁¹; Покачевское - пласт БВ₁, ВНЗ; Поточное - пласт БВ₆, Ключевое - пласт БВ₆).

СП "Ватойл"

По пласту АВ₈²⁶ Ватьеганского месторождения решено принять прирост запасов по категории C_1 - 3848 тыс.т, по C_2 +952 тыс.т в авторском варианте.

АНК "Башнефть"

Открыта новая залежь в пласте ЮВ₁² Котынского месторождения с запасами по С₁ - 1020 тыс.т и С₂ - 498 тыс.т.

Всего принято в авторском варианте по категории С₁ - 1381 тыс.т, по С₂ - 671 тыс.т .

ОАО "Славнефть"

По четырем месторождениям (шесть залежей) представлен прирост запасов по категории С₁ в количестве 3845 тыс.т и списание по С₂ - 862 тыс.т. Комиссией принят прирост запасов по С₁ - 3899 тыс.т, а списано по категории С₂ - 6 тыс.т. Рекомендовано по итогам года уточнить геологические модели (особенно по категории С₂) и КИН.

По остальным компаниям на 01.10.2000 г. запасы не претерпели изменений по сравнению с 1.07.2000 г., поэтому в табл.1 приведены общие данные за 1 полугодие.

Нераспределенный фонд недр

Открыто 8 месторождений нефти: Силамарское, Западно-Ватлорское, Восточно-Грибное, Восточно-Толумское, Боровое, Июльское, Марталлеровское, Кумское.

Всего представлено запасов по категории С₁- 11810 тыс.т, по С₂ - 16026 тыс.т, а принято 11389 тыс.т (С₁) и 19373 тыс.т (С₂).

Были внесены уточнения в категоричность запасов, площади залежей и КИН.

Подводя итоги работ за 9 месяцев 2000 года, ТКЗ ХМАО предложила:

1. Недропользователям уделить большее внимание обоснованию геологических моделей залежей.
2. Усилить работы по обоснованию КИН по вновь открытым объектам подсчета запасов.

Таблица 1

Общие данные изменения прироста запасов

№ п/п	Компания-недропользователь	Изменение запасов, тыс.т			
		Представлено		Принято	
		С ₁	С ₂	С ₁	С ₂
1	Самотлорнефтегаз	-	7194	-	7109
2	ОАО "Нижневартовск НП"	1521	1185	1089	1449
3	ОАО "НК ЮКОС"	125	348	125	348
4	ОАО Юганскнефтегаз"	2134	2096	2134	2096
5	"Шаимгеонефть"	219	-7	219	-7

РАБОТА ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ КОМИССИИ ХМАО ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПЕРВОМ ПОЛУГОДИИ 2000 ГОДА

Г.С.Зайцев (КНГиМР)

И.П.Толстолыткин (НАЦ РН ХМАО)

В первом полугодии 2000 года было проведено 10 заседаний территориальной комиссии по разработке и 1 заседание бюро. На заседаниях комиссии были рассмотрены уровни добычи нефти на 2000 год по 56 лицензионным участкам 33 нефтедобывающих компаний округа.

После заслушивания представителей компаний, экспертов, детального обсуждения работы недропользователей в 1999 г. и программ работ в 2000 г. были согласованы уровни добычи нефти на 2000 г. по 51 лицензионному участку. По 5 лицензионным участкам комиссия от согласования уровней добычи нефти в 2000 г. воздержалась.

По Омбинскому лицензионному участку ОАО "Юганскнефтегаз" разработка ведется без проектного технологического документа, так как срок действия "Проекта пробной эксплуатации", принятого в 1985 г., давно истек, что является грубым нарушением ст. 35 "Закона о разработке месторождений углеводородов на территории Ханты-Мансийского автономного округа". Пункты лицензионного соглашения о пересчете запасов нефти в 1999 году и представлению нового проектного документа в декабре 1999 г. не выполнены. На лицензионном участке бездействует 45% (19 скважин) добывающего фонда скважин. Запасы участка полностью не разбурены и бурение недропользователем на 2000 г. не планируется. Данные по замерам текущего пластового

давления отсутствуют, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды составляет всего 15%. На участке не применяется никаких современных технологий по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации притока.

На Западно-Угутском участке ОАО "Юганскнефтегаз" работа ведется без проектного документа, в связи с чем комиссия обратила внимание органов, выдавших лицензию, на необходимость решения вопроса о дальнейшей судьбе участка.

По Фаинскому и Восточно-Правдинскому участкам ОАО "Юганскнефтегаз" уровни добычи нефти на 2000 г. согласованы при условии представления "Технологической схемы разработки".

По Северо-Варьеганскому лицензионному участку ОАО "Варьеганнефтегаз" состояние разработки неудовлетворительно, проектный технологический документ, принятый в 1989 г., давно устарел. Потенциал лицензионного участка позволяет обеспечить больший уровень добычи нефти в 2000 г., чем планирует недропользователь. Научное сопровождение разработки не ведется. Программа геолого-технологических мероприятий не обеспечивает планируемых объемов добычи нефти и требует пересмотра.

По Вахскому лицензионному участку ОАО "Томскнефть" устарел проектный технологический документ, не планируется

дальнейшее разбуривание запасов, состояние разработки неудовлетворительно, недостаточен объем геолого-технологических мероприятий. Комиссия рекомендовала принять меры по регулированию пластового давления, не допуская превышения текущего давления над начальным, увеличить объем геолого-технологических мероприятий, в том числе предусмотреть бурение дублеров, зарезку вторых стволов и усилить научное сопровождение разработки.

По Егурьяхскому лицензионному участку ЗАО "Голойл" освоение ведется с большим отклонением от лицензионных соглашений. Из 5 разведочных скважин по обязательствам, принятым недропользователем, пробурена одна, а из 6 эксплуатационных скважин не пробурено ни одной, в результате чего проектные показатели по добыче нефти не выполняются, так как проводится периодическая эксплуатация только трех разведочных скважин. Проект пробной эксплуатации Егурьяхского месторождения не реализован ни по уровням добычи нефти, ни по бурению скважин, ни по проведению исследовательских работ с целью получения исходных данных для составления технологической схемы разработки. Не составлены проекты пробной эксплуатации Южно-Егурьяхского и Голевого месторождений. Комиссия обратила внимание органов, выдавших лицензию, на неудовлетворительное использование ЗАО "Голойл" запасов нефти, обладающих высокорентабельным потенциалом.

За полугодие комиссия, к сожалению, рассмотрела всего 2 авторских надзора за разработкой и 2 анализа разработки. Считаем, что эти виды работ недооцениваются недропользователями и должны в большем объеме использоваться на месторождениях округа.

Комиссией были рассмотрены и согласованы для реализации проекты пробной эксплуатации по Северо-Демьянскому и Северо-Юрьевскому лицензионным участкам.

Представленная НАК "АКИ - ОТЫР" "Технологическая схема разработки Рямного месторождения" не была согласована комиссией к реализации и было рекомендовано ее доработать, так как по месторождению не утверждены запасы нефти, хотя получены новые данные об изменении физических параметров пластовой нефти и из работы не ясны запасы, полученные в результате геолого-технологического моделирования. В работе нет детального анализа состояния разработки месторождения, не обоснованы исходные параметры для гидродинамических расчетов, для экономических расчетов принята заниженная цена реализации нефти на внутреннем рынке (799 руб./т).

В июне 2000 г. на комиссии был рассмотрен и согласован к реализации "Проект разработки Ай-Еганского месторождения" СП "Ваньеганнефть".

Комиссия отмечает, что проект выполнен на высоком научно-техническом уровне с использованием трехмерного моделирования разработки. Рекомендуемый вариант обеспечивает выполнение запроектированных уровней добычи нефти, рентабельность разработки и достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти.

Недропользователю рекомендовано регулярно изучать объект Ю₁ с последующим проведением изоляционных работ и продолжить вывод из бездействия добывающих скважин этого объекта, в районе которых имеется подвижная нефть, а также предусмотреть опытные работы по бурению вторых стволов в зонах максимальной плотности остаточных запасов.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОЧЕГО СОВЕЩАНИЯ ПО КОРРЕЛЯЦИИ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ИНДЕКСАЦИИ ПЛАСТОВ ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (ХМАО И СОПРЕДЕЛЬНЫЕ ТЕРРИТОРИИ)

В.Г.Елисеев, А.Г.Мухер, Г.П.Мясникова, Е.А.Тепляков, А.В.Тугарева (НАЦ РН ХМАО)

Совещание проходило 28-30 июня 2000 г. в г. Тюмени. В совещании приняли участие сотрудники ГУП ХМАО НАЦ РН: С.Л.Белоусов, В.А.Волков, В.Ф.Гришкевич, В.Г.Елисеев, А.Г.Мухер, Г.П.Мясникова, В.М.Никитин, Т.В.Рубина, Е.А.Тепляков, Г.Е.Толубаева, А.В.Тугарева и др., а также специалисты других геологических организаций: А.В.Рыльков, Ю.В.Брадучан, Н.Х.Кулахметов, В.К.Комиссаренко (ЗапСибНИГНИ), В.С.Бочкарёв (СибНАЦ), В.П.Девятков (СНИИГГиМС), С.Ф.Клименко (ЗапСибГеоНАЦ), В.А.Ревнивых, В.Ф.Никонов (ТО «СургутНИПИнефть»), В.Ф.Колчев, Ф.П.Колчев (СТ ЗАО «Голойл») и др. Председателем совещания был Е.А.Тепляков, сопредседателями – В.П.Девятков, Н.Х.Кулахметов.

На совещании Ю.В.Брадучаном были доложены результаты палеонтологических коллоквиумов, проведённых в г. Тюмени с 29 мая по 2 июня 2000 г.; корректировались и уточнялись стратиграфические схемы нижне-среднеюрских, верхнеюрских и меловых отложений.

По уточнению **стратиграфической схемы нижней и средней юры** был сделан доклад Г.П.Мясниковой, А.Г.Мухер и А.В.Тугаревой. После обсуждения были приняты следующие решения.

1. Сохранить название стратона "тюменская свита", но в объёме только средней юры (без келловей).

Тюменская свита в разрезе – сегодня один из основных объектов разработки в Западной Сибири. Этим стратоном, предложенным Н.Н.Ростовцевым, геологи пользовались 36 лет и нет достаточно веских доказательств менять название свиты. В составе свиты выделить три подсвиты, как было принято МСК в 1991 г., но стратиграфический объём этих подсвит из-за недостаточности палеонтологического обоснования изменить. В верхнюю подсвиту включить батские (пласты Ю_{2,4}), в среднюю – байосские (пласты Ю_{5,6}), в нижнюю – ааленские отложения (пласты Ю_{7,9}), т.е. границы подсвит совместить с границами ярусов. Отметить, что ааленские отложения представлены преимущественно континентальной угленосной толщей.

2. В разрезе *нижней юры* предлагается выделить новые стратоны. Рекомендуются к рассмотрению два варианта корреляционной стратиграфической схемы нижнеюрских отложений. *1 вариант.* Перевести тогурскую пачку в ранг свиты и выделить две новые свиты: над тогурской и под тогурской пачкой. Учитывая, что литологический состав пород в западных и восточных частях ХМАО отличается, предлагается выделить талинскую свиту на западе, а варьёганскую - на востоке округа в объёме тоара (пласт Ю₁₀ + радомская пачка глин). Плинсбахские и нижележащие отложения, залегающие под тогурской пачкой, объединить в одну

свиту. В качестве стратотипа талинской свиты рекомендуется разрез скв.102 Талинской площади, варьёганской свиты - разрез скв.952 Варьёганской площади, а стратотип тогурской свиты принять по разрезам скважин Томской области (скв.4 Урманская, скв.2 Колпашевская). *II вариант.* Всю нижнюю юру предлагается выделить в объёме шеркалинской свиты, т.е. распространить её практически на всю территорию ХМАО, разделить на две подсвиты, в кровле которых выделить глинистые пачки: в кровле J_1 – радомскую, а в нижней части тоара – тогурскую. В качестве стратотипа шеркалинской свиты предлагается оставить разрез скв.139 Шеркалинской площади, предложенный в 1964 году Х.А.Иштиряковой, Г.К.Боярских и Л.В.Ровниной, в стратиграфическом объёме от тоарского до геттанг-синемюрского ярусов. Совещание отмечает, что требуется доработка (номенклатурная) при выделении новых свит в нижней юре и в вопросе, касающемся распространения старого стратона “шеркалинской свиты” на всю территорию ХМАО.

3. Принять в качестве стратотипов пластов нижней и средней юры с учётом нового нефтегеологического районирования разрезы следующих скважин: скв.139 Шеркалинская (Сергинский НГР, Фроловская НГО), скв.6 Ханты-Мансийская (Ляминский НГР, Фроловская НГО), скв.46 Западно-Ватлорская (Приобский НГР, Фроловская НГО), скв.12 Северо-Ендырская (Уватский НГР, Фроловская НГО), скв.270 Новопокурская (южная часть Вартовского НГР, Среднеобская НГО, территория Юганской впадины, Каймысовская НГО), скв.800 Саем-Тахская (Бахилковский и север Александровского НГР, Васюганская НГО).

4. Принять к сведению, что в разрезе нижней и средней юры имеется несколько стратиграфических несогласий. Перерыв между тюменской и васюганской

свитами предлагается показать региональным на всей территории ХМАО.

5. По **верхнеюрской стратиграфической схеме** был сделан доклад В.Г.Елисеевым. Предложено стратиграфический объём васюганской, георгиевской и баженовской свит оставить прежним, каким он показан на схеме 1990 г. С этим совещание согласилось, но рекомендовало на схемах показать развитие аномальных разрезов баженовской свиты.

6. В разрезе васюганской свиты предлагается выделять три пласта ($Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$), а пропластки в них индексировать буквами алфавита ($Ю_1^{1a}$, $Ю_1^{16}$ и т.д.). В абалакской свите рекомендуется выделять пласты $ЮК_1^1$, $ЮК_1^2$. В качестве стратотипа проницаемых пластов в абалакской свите принять разрез скв.1 Няргиюганской (предложение С.Л.Белоусова). В аномальных разрезах баженовской свиты проницаемые пласты рекомендуется индексировать как $Ю_0$, а пропластки - как $Ю_0^1$, $Ю_0^2$.

7. На северо-востоке ХМАО рекомендуется выделять новую свиту в объёме верхов оксфорда – низов берриаса – “ширтовскую” со стратотипом в скв.309 Ширтовской площади. Стратотип предложен Н.Х.Кулахметовым, В.Н.Кислухиным и П.Я.Зининберг в 1994 г., в интервале глубин 2564-2100 м, оксфорд-кимериджский возраст подтверждён аммонитами.

По **стратиграфии нижнего мела** было наибольшее количество докладов и выступлений (В.Г.Елисеев, Г.П.Мясникова, Г.Е.Толубаева, Н.Х.Кулахметов, В.Ф.Никонов, А.М.Никашкин, В.М.Никитин).

8. По нижнемеловым отложениям совещанием было рекомендовано сохранить в основном стратиграфическую схему 1990 года, в которой для Среднего Приобья было принято 5 новых свит. Так, в Сургутском НГР вместо мегионской и вартовской – 3 новые: сортымская, усть-

Система управления ресурсами

балыкская, сангопайская. И это в районах, где половина открытых месторождений находится уже на третьей стадии разработки. Создаётся впечатление, что идёт соревнование, кто больше свит придумает и внесёт в схему... А по мере изученности должны уточняться границы международных стратиграфических стратонов – ярусов, что позволит уточнить геологические представления об истории седиментации и тектонике.

9. Предлагается *неокомские отложения разделить на две толщи: нижнюю – клиноформную и верхнюю – покровную. Клиноформную часть выделять как ачимовскую толщу. Считать возраст ачимовской толщи скользящим от берриаса на востоке до готерива на западе.*

10. *Индексировать пласты ачимовской толщи двойным индексом; в скобках показывать привязку к шельфовым пластам - Ач₁(БВ₁₀), Ач₂(БВ₁₀), Ач₃(БВ₁₁).*

11. *В восточной части территории в разрезе тарской свиты неокомские песчаные клиноформные пласты индексировать как БВ₁₃-БВ₁₇ (предложение В.Г.Елисеева, В.М.Никитина), а в качестве стратотипов пластов тарской свиты Александровского, Бахиловского НГР (пласты БВ₈-БВ₁₅) принять разрез скв.35 Пермьяковской площади, а для пластов БВ₈-БВ₁₇ – на территории Пайдугинской НГО - разрез скв.1 Пылькарминской площади.*

12. *Изменить стратиграфический объём черкашинской и ахской свит, раздел между свитами показать скользящим внутри готеривского яруса.*

13. *По неокомским отложениям обсуждались вопросы, касающиеся перерывов в разрезе нижнего мела на границах готерив-барремского, баррем-аптского, готерив-валажинского ярусов. На стратиграфической схеме 1990 г. указан перерыв между барремским и аптским ярусами в Нижневартовском и Ларьякском районах; рекомендуется показать его шире – в пределах Сургутского свода и части Фроловской НГО. Представить дополнительные доказательства наличия*

стратиграфического перерыва между готеривом и барремом, готеривом и валанжином.

14. По **верхнемеловым отложениям** (докладчики Ю.В.Брадучан, Н.Х.Кулахметов) рекомендовано *вместо ипатовского и славгородского горизонтов выделить единый берёзовский горизонт с двумя подгоризонтами: нижним и верхним. Рекомендуется пересмотреть палеонтологическое обоснование ипатовской свиты и газсалинской толщи, поскольку они представляют по корреляции единое геологическое тело, но резко отличаются биостратиграфически.*

15. По **палеоген-неогеновым отложениям** рекомендуется *учесть стратиграфическую схему, составленную в 1999 году П.П.Генераловым и др.*

16. Рекомендуется приложить к региональным стратиграфическим схемам макет привязки сейсмических отражающих горизонтов к типовым разрезам. Поручить В.П.Игошкину представить обоснование привязки горизонтов.

17. Рекомендовать *новую геохронологическую шкалу* (авторы Г.П.Мясникова, В.И.Шпильман) как *приложение к региональным стратиграфическим схемам* (табл.1). Эта шкала учитывает выявленные закономерности в датировке геологических рубежей и изменениях длительности веков, она получена расчётным путём на основе анализа периодичности развития органического мира.

18. По **триасовой системе** (выступление В.С.Бочкарёва) было принято предложение о создании рабочей группы в составе В.С.Бочкарёва, В.Г.Криночкина, Е.А.Яцканич, Ю.Н.Фёдорова, В.Н.Воронова для уточнения стратиграфии триаса.

19. Совещание отметило необходимость *усиления фаунистических и палинологических исследований по разрезу неокома и юры, являющихся основными продуктивными отложениями ХМАО.*

Таблица 1

**Теоретическая геохронологическая шкала
(Г.П.Мясникова, В.И.Шпильман, 1990 г.)**

Название века	Индекс	Волновая шкала Г.П. Мясникова, В.И. Шпильмана, 1990 г.	Шкала С.Л. Афанасьева, 1987 г.	Шкала геологов США, 1983 г.	Шкала Кембр. ун- та Бритиш Петролеум, 1989 г.
Плейстоцен	Q	1.65	1.78	1.6	1.64
Плиоцен	N ₂	5.1	5.16	5.3	5.2
Мессинский	N1m	6.5	6.87	6.5	6.7
Тортонский	N1t	11	11.15	11.2	10.4
Сарравалей	N1s	14	12.5	15.1	14.2
Лангий	N1l	18	16.68	16.6	16.3
Бурдигальский	N1b	22.5	19.60	21.8	21.5
Аквитанский	N1a	25	24.32	23.7	23.3
Хатский	P3h	31	32.34	30.0	29.3
Рупельский	P3R	35	35.93	36.6	35.4
Приабонский	P3P	39	40.91	40.0	38.6
Бортонский	P2b	44	43.99	43.6	42.1
Лютетский	P2l	51	50.26	52.0	50.0
Ипрский	P2i	56	54.90	57.8	56.5
Танетский	P1t	60.5	59.83	60.6	60.5
Монтский	P1m	62.8	61.90	63.6	
Датский	P1d	66.6	65.88	66.4	65.0
Маастрихтский	K2m	72.5	70.90	74.5	74
Кампанский	K2cp	82	82.61	84.0	83
Сантонский	K2s		86.26	87.5	86.6
Коньякский	K2cp	87	88.26	88.5	88.5
Туронский	K2t	91	91.63	91.0	90.4
Сеноманский	K2c	98	95.56	97.5	97.0
Альбский	K1al	110.5	106.0	113.0	112
Аптский	K1a	118	112.9	119	124.5
Барремский	K1br	123	119.1	124	131.8
Готеривский	K1g	130	125.6	131	135.0
Валанжинский	K1v	139.5	134.0	138	140.7
Берриасский	K1b	146	138.2	144	145.6
Титонский	J3t	150.6	148.6	152	152.1
Кимериджский	J3km	155.5	155.2	156	154.7
Оксфордский	J3o	162.5	160.8	163	157.1
Келловейский	J2c	170	165.7	169	161.3
Батский	J2bt	176	171.5	176	166.1
Байосский	J2b	181.5	177.6	183	173.5
Ааленский	J2a	185.0	183.6	187	178.0
Тоарский	J1t	192	189.5	193	187.0
Плинсбахский	J1p	198.5	195.6	198	194.5
Синемюрский	J1s	203.5	202.7	204	203.5
Гетгангский	J1h	209	208.7	208	208.0
Рэтский	T3r	215.5	218.2		209.5
Норийский	T3n	223	222.1	225	223.4
Корнийский	T3k	230.5	230.6	230	235.0

Система управления ресурсами

Название века	Индекс	Волновая шкала Г.П. Мясниковой, В.И. Шпильмана, 1990 г.	Шкала С.Л. Афанасьева, 1987 г.	Шкала геологов США, 1983 г.	Шкала Кембр. ун- та Бритиш Петролеум, 1989 г.
Ладинский	T2l	235.5	235.4	235	239.5
Анизийский	T2a	239	240.6	240	241.1
Оленекский	T1o		243.2		
Индский	T1i	244	245.8	245	245.0
Татарский	P2t	250	251.4	253	
Казанский	P2kz		254.8		255.0
Уфимский	P2u	257.5	257	258	256.1
Кунгурский	P1k	263	266.8	263	259.7
Аргинский	P1ar	267.5	271.1	268	268.8
Сакмарский	P1	274.5	280		281.5
Ассельский	P1as	285	286.8	286	290.0
Гжельский	C3g	293.5	295.2		295.1
Касимовский	C3k	299	300.8	296	303
Московский	C2m	307	307	307	311.3
Башкирский	C2b	321.5	317	320	322.8
Серпуховский	C1s	332.5	328.4	333	332.9
Визейский	C1v	350	346.2	352	349.5
Турнейский	C1t	358.5	353.5	360	362.5
Фаменский	D3fm	369	362.6	367	367.0
Франский	D3f	378	371.3	374	377.4
Живетский	D2g	383	376.4	380	380.8
Эйфельский	D2ef	389.5	381	387	386.0
Эмский	D1e	397	390.1	394	390.4
Зигенский	D1s	404	401.1	401	
Жединский	D1g	410	409.6	408	408.5
Даунтонский	S2d	414	414		
Лудловский	S2ld	416.5	419	421	424.0
Венлокский	S1w	426	425.4	428	430.4
Лландоверийск	S1l	437	437.8	438	439.0
Ашгиляльский	O3as	445	444.3	448	443.1
Карадокский	O3k	455	455	458	463.9
Лландейльский	O2ll	467	462.7	468	468.6
Лланвирнский	O2l	477	474.3	478	476.1
Аренигский	O1a	492.5	493.1	488	493.0
Тремадокский	O1t	504.5	504.4	505	510.0
Тремпионск	Є3t	507.1			
Франконский	Є3f	512.2			
Дресбачский	Є3d	520.5	517.6	523	
Майский	Є3m	533	528.6		534.3
Амгинский	Є2am	549.5	541.9	540	536
Ленский	Є1l	562	558.6		554
Алданский	Є1a	573	571.3	570	570

ОБЗОР НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ БАЗЫ ХМАО В ОБЛАСТИ НЕДРО- И ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ ЗА 1999 ГОД

О.Г.Носкина, М.В.Новичков, Д.В.Коровина (НАЦ РН ХМАО)

Нормативно – правовая база Ханты-Мансийского автономного округа в области использования природных ресурсов постоянно совершенствуется. Только в 1999 году Думой автономного округа приняты 14 законов, которые касаются взаимодействия недропользователей и структур государственной власти региона.

Законом № 82-оз от 23.12.1999 «О внесении изменений и дополнений в Закон ХМАО «О порядке зачисления и использования отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, поступающих в окружной бюджет» были утверждены основные показатели программы геологоразведочных работ на территории нераспределенного фонда недр округа на 1999 год.

За счет поступающих в окружной бюджет отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы в 1999 году осуществлены следующие затраты: строительство поисково-оценочных скважин в зонах мини-проектов (191900 м) – 1423670 тыс.руб.; сейсморазведка (8145 км) – 298214 тыс.руб.; гравиразведка (320 км²) - 1500 тыс.руб.; твердые полезные ископаемые – 40430 тыс.руб.; гидрогеология - 7000 тыс. руб.; научно-исследовательские работы на нефть и газ - 34000 тыс. руб.; ликвидация аварийных скважин, содержание ВПФЧ - 17000 тыс.руб.; законотворческая деятельность и организация правовых экспертиз в области недропользования - 10000 тыс. руб. Такое распределение ставок ВМСБ позволило более эффективно использовать полученные средства.

1 января 2000 года вступил в силу Закон №80-оз от 23.12.1999 «О порядке использования платы за пользование водными объектами, поступающей в бюджетный

территориальный фонд восстановления и охраны водных объектов ХМАО». Положениями данного Закона определен порядок расходования средств на целевое финансирование мероприятий по территориальной программе восстановления и охраны водных объектов в размере 12045 тыс.рублей. В соответствии с Законом каждому предприятию, в том числе предприятию-недропользователю, устанавливается годовой объем водопотребления или водоотведения в кубических метрах и утверждается ставка платы за пользование водными объектами. Сумма отчислений на восстановление и охрану водных объектов распределяется между бюджетом Российской Федерации, бюджетом Ханты-Мансийского автономного округа и местными бюджетами. Законом также предусмотрено финансирование основных направлений водохозяйственных и научно-исследовательских работ в ХМАО на 2000 год: проектно-изыскательских работ по берегоукреплению и противопаводковой защите в рамках КЦП «Обь», реализации территориальной программы «Обеспечение населения чистой питьевой водой» в части восстановления и охраны водных объектов, организации работ по мониторингу водных объектов и ведению государственного водного кадастра.

Распределение платы за пользование водными объектами предусмотрено окружным Законом № 18 от 09.04.1999 «О плате за пользование водными объектами». Доля, подлежащая зачислению в бюджет ХМАО, распределяется следующим образом, %:

- бюджет автономного округа – 70;
- бюджет муниципального образования – 30.

Система управления ресурсами

Для предприятий нефтегазового комплекса, использующих воду в целях поддержания пластового давления, устанавливается минимальная ставка платы за пользование поверхностными водными объектами, утвержденная Правительством Российской Федерации.

1 января 2000 года с введением в действие Закона ХМАО «О нормативах отчислений в бюджеты муниципальных образований от платежей за право добычи углеводородного сырья» № 72 от 09.11.1999 г. утратило силу Решение Малого Совета от 18.06.1992 г. - № 37. Положения нового Закона предусматривают нормативы и порядок распределения налоговых поступлений в бюджеты муниципальных образований от платежей за право добычи углеводородов. В частности, если недропользователь находится на территории муниципального образования (города), расположенного в границах другого муниципального образования (района), где осуществляется добыча углеводородов, платежи за право на добычу углеводородного сырья зачисляются в бюджет города и района в размере 70 и 30 % соответственно.

Внесение изменений и дополнений в Закон ХМАО № 69-оз от 09.11.1999 «Об участии ХМАО в соглашениях о разделе продукции при поиске, разведке и добыче минерального сырья на территории автономного округа» позволит изменить подход к заключению таких соглашений с инвесторами. По инициативе Правительства автономного округа в Думу ХМАО вносятся предложения о формировании перечней участков недр, право пользования которыми на условиях соглашений о разделе продукции может быть предоставлено на основе совместного решения Правительства РФ и Правительства ХМАО, если указанные участки недр включают в себя месторождения нефти с извлекаемыми запасами до 25 млн. т; месторождения газа с запасами до 250 млн. м³; месторождения коренного золота с запасами до 50 т, россыпного золота - до 1 т; месторождения полезных ископаемых, не относящихся к стратегическим видам полезных

ископаемых и не являющихся валютными ценностями.

Закон № 53-оз от 30.09.1999 г. «О внесении изменений и дополнений в пункт 10 ст.58 Закона «Об охране окружающей природной среды и экологической защите населения» предусматривает ведение кадастра болот автономного округа с 1 января 2003 года.

Законом № 23-оз от 09.04.1999 г. «О стимулировании ускоренного ввода в разработку месторождений в пределах лицензионных участков недр на территории ХМАО» закреплен правовой режим льготного налогообложения для недропользователей. «Стимулирующее налогообложение» распространяется на все вводимые и введенные в разработку месторождения в пределах лицензионного участка недр, по которым период добычи первой тонны нефти не превысил шестидесяти месяцев. Дополнительные инвестиционные средства у предприятия-недропользователя образуются за счет части налогов, причитающихся к уплате в бюджет автономного округа, объектом обложения которых является выручка от реализации «новой нефти»; стоимость недвижимого имущества, находящегося в пределах вводимого в разработку лицензионного участка; стоимость «новой нефти» в отчетном периоде.

Сумма остающихся в распоряжении недропользователя средств складывается из долей начисленных налогов в бюджет округа и территориальный дорожный фонд, %:

- налог на добавленную стоимость – 100;
- налог на пользователей автомобильных дорог – 50;
- налог на прибыль – 100;
- налог на имущество – 100;
- плата за добычу нефти и газа – 100.

В 1999 году были приняты следующие Постановления Губернатора Ханты-Мансийского автономного округа:

- № 121 от 23.03. «Об установлении размеров платы за пользование объектами животного мира, отнесенными к объектам охоты, с изменением их среды обитания»;
- № 186 от 30.04. «Об обеспечении

Система управления ресурсами

целевого использования средств, поступающих в территориальный фонд воспроизводства минерально-сырьевой базы ХМАО»;

- № 231 от 15.06. «О регламенте на приемку земель, временно использованных при разведке, обустройстве и эксплуатации месторождений нефти и газа в ХМАО»;

- № 262 от 01.07. «Об инвентаризации земель»;

- № 350 от 08.09. «О временном регламенте на проведение лесной рекультивации шламовых амбаров и приемку земель, временно использованных под площадки разведочного и эксплуатационного бурения скважин на месторождениях открытого акционерного общества «Сургутнефтегаз»;

- № 439 от 28.10. «Об учреждении Красной книги Ханты-Мансийского автономного округа».

Постановление «О проведении восьмого раунда предоставления прав на пользование участками недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа» издано совместно Министерством природных ресурсов Российской Федерации (№ 65 от 12.11.1999 г.) и Губернатором Ханты-Мансийского автономного округа (№ 463 от 16.11.1999 г.).

В 1999 году выпущено также совместное Постановление Администрации Ханты-Мансийского автономного округа (№ 561 от 30.12.1999 г.) и Комитета природных ресурсов по ХМАО (№ 622 от 28.12.1999 г.) «О создании постоянно действующей комиссии по водохозяйственным и гидрогеологическим работам».

Особое внимание следует уделить совместному Постановлению Губернатора ХМАО (№ 94 от 25.02.1999 г.) и Комитета природных ресурсов ХМАО (№ 5 от 25.02.1999 г.) «О введении в действие Положения о временном операторе нефтяных операций при досрочном прекращении права пользования недрами». Понятие «временный оператор» является новым не только для законодательства Ханты-Мансийского автономного округа, но и для Российской Федерации в целом. Необходимость

введения временного оператора нефтяных операций обусловлена тем, что от досрочного прекращения права пользования недрами до выставления на конкурс (аукцион) данного лицензионного участка проходит немало времени, в течение которого часто нарушается закрепленный в нормативных актах разного уровня принцип рационального использования недр и запасов полезных ископаемых. Именно на период подготовки и проведения конкурса (аукциона) на право пользования недрами и торгов по реализации имущества недропользователя совместным решением Правительства автономного округа и территориальным органом управления государственным фондом недр назначается временный оператор нефтяных операций.

Таким оператором могут быть предприятия (компании), имеющие государственные лицензии на связанные с недропользованием виды деятельности, а также необходимые для осуществления нефтяных операций финансовые, производственные и трудовые ресурсы. Деятельность временного оператора осуществляется на основе договора подряда и лицензии на право пользования недрами, срок действия которых ограничен датой утверждения результатов аукциона (конкурса) на право пользования недрами.

Это новшество позволит осуществлять комплекс мероприятий по недопущению потерь углеводородов. Весь добытый временным оператором объем минерального сырья является собственностью государства. Доходы от реализации этого минерального сырья за вычетом затрат временного оператора нефтяных операций и уплаты налогов и обязательных платежей распределяются в равных долях между федеральным бюджетом и бюджетом автономного округа.

В соответствии с принципами и положениями Конституции РФ и федерального земельного законодательства, окружной Думой 28 мая 1998 года принят Закон ХМАО «О земле», регулирующий земельные отношения на территории Ханты-Мансийского автономного

Система управления ресурсами

округа. В 1999 году Дума автономного округа приняла два Закона о внесении изменений и дополнений в Закон ХМАО «О земле» за №30-оз от 24.05.1999 г. и 36-оз от 02.08.1999 г.

Окружной Закон № 30-оз от 24.05.1999 г. предусматривает следующие изменения:

- в перечень полномочий Думы автономного округа в области регулирования земельных отношений внесено установление порядка предоставления и изъятия земельных участков, находящихся в муниципальной собственности, а также в частной собственности граждан и юридических лиц, из земель любых категорий, кроме земель, находящихся в федеральной собственности (п. 11 ст. 14);

- полномочия Правительства автономного округа в области регулирования земельных отношений, в частности, по предоставлению и изъятию земельных участков, дополнены пунктом следующего содержания: «для иных целей, в том числе для государственных нужд, и принятия решения об изъятии земельных участков для муниципальных нужд на основании обращения органов местного самоуправления» (п.5 ст.15);

- из главы IV «Право собственности на землю» исключена ст.28, регулирующая изъятие земельных участков, принадлежащих на праве частной собственности. Вместо неё глава VIII «Ограничение и прекращение земельных прав на территории автономного округа» дополнена статьей 54-1 «Изъятие земельных участков, принадлежащих на праве частной собственности». Данная статья практически полностью повторяет исключенную статью 28, но с учетом изменений, внесенных окружным Законом № 30-оз, изложенных выше.

Изменения, внесенные окружным Законом №36-оз от 02.08.1999, придали части 3 ст.66 Закона ХМАО «О земле» отсылочный характер. Новая редакция указанной статьи предусматривает, что государственный контроль за соблюдением земельного законодательства, использованием земельных участков и охраной земель на территории автономного округа будет осуществляться специально уполномоченными государственными органами в соответствии с законодательством Российской Федерации, а не окружным Комитетом по земельным ресурсам и землеустройству и его подразделениями на местах.

На основании Постановления Думы Ханты-Мансийского автономного округа от 23.01.1998 г. № 9 «Об исполнении полномочий Председателя Правительства Ханты-Мансийского автономного округа Губернатором Ханты-Мансийского автономного округа» в 1999 году выпущено более 80 Постановлений Губернатора, касающихся вопросов изъятия и предоставления земельных участков в аренду, продления срока пользования земельными участками на правах аренды.

Согласно этим Постановлениям за 1999 год на территории ХМАО недропользователям предоставлены земельные участки (см. табл.1).

В Ханты-Мансийском автономном округе продолжается интенсивное развитие законодательной базы, обеспечивающей рациональное использование природных ресурсов. Принятые в 1999 году нормативно-правовые акты дополняют и уточняют уже действующие документы в области недропользования, а также вводят значительное количество принципиально новых положений, отражающих интересы и специфику условий региона.

Таблица 1

Площадь отвода недропользователям, (га)				
Всего	в том числе			
	в долгосрочную аренду	в краткосрочную аренду	во временное пользование	в постоянное пользование
9338	1162	7242	934	-

(Информация предоставлена Комитетом по земельным ресурсам и землеустройству ХМАО)

ИТОГИ IX РАУНДА ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ НЕДР В ХАНТЫ-МАНСИЙСКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ

17 января 2001 года подведены итоги торгов по IX раунду лицензирования недр в Ханты-Мансийском автономном округе.

На 15 участков недр претендовали 20 компаний. Несколько компаний, в том числе, и Тюменская НК, купившие информационный пакет, в торгах не участвовали. В итоге торгов были распроданы все участки. Предложения компаний превысили стартовый бонус почти в 9 раз (см.табл).

Подводя итоги прошедших торгов, можно отметить следующее:

- Первый. Практически на каждый участок (за исключением Карабашского) претендовало не менее трех компаний, участки приобретались в конкурентной борьбе. Особенно напряженно борьба велась за Валюнинский, Водораздельный, Рогожниковский и Южно-Киняминский участки.
- Второй. Появилось много новых компаний, принимавших участие в торгах и решивших приобрести участки в Ханты-Мансийском регионе. Их можно разделить на две группы: нефтегазодобывающие, такие как Оренбурггеология, РАО Газпром (его подразделение Сургутгазпром приобрело Южно-Киняминский участок), и инвестиционные (такие, как Квантум Петролеум, купившая Западно-Пылинский участок и др.).
- Третий. В борьбе за участки крупные нефтедобывающие компании, традиционно работающие на территории Ханты-Мансийского округа, придерживались двух основных направлений своей стратегии: сохранять свою традиционную территорию деятельности, не давая внедряться в нее другим компаниям, и расширять ее. Так, Сургутнефтегаз вынужден был бороться за Ларкинский участок, который находится в самом центре лицензионной территории компании, Лукойл-Западная Сибирь постаралась забрать в конкурентной борьбе такие же внутренние для себя участки Кетлохский, Дорожный и Северо-Покамасовский; компания ЮКОС, последний раз участвовавшая в V раунде лицензирования, купила участок Встречный, непосредственно примыкающий к ее территории.

В то же время Сургутнефтегаз, начавший с VIII раунда лицензирования интенсивно расширять территорию своей деятельности, продолжил эту политику и на IX аукционе, приобретя Рогожниковский блок и участвуя в торгах за Водораздельный и Хантымансийско-Фроловский участки недр. Ту же линию проводили и компания РИТЭК, претендуя на Кетлохский, Дорожный и Рогожниковский участки, и компания Славнефть, которая приобрела Ачимовский блок и участвовала в борьбе за Южно-Киняминский участок, не сумев его выиграть у Сургутгазпрома.

КОНКУРСЫ

КОНКУРСЫ

№ п/п	Наименование и номер участка	Претенденты	Стартовый бонус, тыс.долл. США	Бонус победителя, тыс.долл. США
1	Ачимовский, 253	Славнефть	850	5064
2	Валюнинский, 126	Варьеганнефть	1300	15405
3	Водораздельный, 257	Хантымансийская НК	160	10102
4	Восточно-Когалымский, 256	Лукойл-АИК	150	702
5	Встречный, 53	ЮКОС	450	4061
6	Дорожный, 266	Лукойл-Западная Сибирь	220	627
7	Западно-Пылинский, 134	Квантум-Петролеум	100	760
8	Карабашский, 215	Хантымансийская НК	180	207
9	Кетлохский, 265	Лукойл-Западная Сибирь	150	206
10	Ларкинский, 135	Сургутнефтегаз	1000	9350
11	Рогожниковский, 24	Сургутнефтегаз	4000	30000
12	Северо-Асомкинский, 251	Обънефтегеология	100	415
13	Северо-Покамасовский, 258	Лукойл-Западная Сибирь	250	2512
14	Хантымансийско-Фроловский, 255	Назымская НГРЭ	650	2465
15	Южно-Киняминский, 264	Сургутгазпром	1600	15200
ИТОГО			11160	97076

Четвертый. Появилась новая компания, довольно уверенно определившая свою территорию деятельности в Приобской высокоперспективной зоне и на востоке Краснотенского свода, -Хантымансийская НК. Получив несколько довольно крупных поисковых блоков сроком на 5 лет для проведения работ за собственные средства, компания на прошедших торгах приобрела дополнительно участок Водораздельный. Назымской НГРЭ, входящей в состав Ханты-Мансийской НК, был куплен Хантымансийско-Фроловский поисковый блок. Еще одно подразделение компании - Назымгеодобыча имеет на этой же территории несколько лицензий сроком на 25 лет.

КОНКУРСЫ И ТОРГИ В РОССИИ

Подготовила Л.О.Судейманова

Комиссия Министерства природных ресурсов РФ передала Тюменской нефтяной компании две лицензии на право ведения поисковых работ в Восточной Сибири.

Блоки Ханда и Южно-Усть-Кутский расположены в Иркутской области недалеко от Китайской границы. Они находятся поблизости от крупного месторождения Ковыкта, которое разрабатывается Российской нефтяной компанией совместно с Амоко.

OGI, Июнь, 2000, стр.34.

Пермская область

МПР РФ и Администрация Пермской области выставляют на конкурс для получения права пользования недрами с целью геологического изучения и добычи нефти и газа (сроком на 25 лет) участки недр: Ножовский, Косвинско-Чусовской, Шершневыский и Забродовский, а также с целью добычи нефти и газа Лемзерское месторождение, расположенные на территории Пермской области.

Основные критерии определения победителя для Лемзерского участка: срок начала добычи нефти (но не позднее 2001 года), предложения по коэффициенту извлечения нефти (но не менее 0.2), предложения по утилизации попутного газа, ставки регулярных платежей за добычу (но не менее 6%).

Основные условия определения победителя конкурса для остальных участков: необходимые объемы геологоразведочных (геофизических и буровых) работ на первые 5 лет в физическом и денежном выражении, сроки представления материалов с подсчетом запасов УВ на ГКЗ, сроки ввода месторождения в разработку, экономическая эффективность разработки месторождения и др.

Размеры стартового бонуса меняются от 2328 до 95066 долл.США, стоимость информационных пакетов по участкам – от 5000 до 15000 долл. США.

Подведение итогов конкурса состоится 1 ноября 2000 г.

Экономические и правовые вопросы недропользования в России, 10 августа, 2000 г., стр.5-7.

МПР РФ и Администрация Пермской области выставляют на конкурс для получения права пользования недрами с целью геологического изучения и последующей добычи нефти и газа (сроком на 25 лет) участки недр: Соликамский, Колвинский и Волимский, расположенные на территории Пермской области. Участкам недр предоставляется статус геологических отводов. В случае коммерческого открытия отчет по подсчету запасов углеводородного сырья представляется на государственную экспертизу в срок не более двух лет со дня открытия месторождения. Недропользователь будет обязан в срок не более двух лет после принятия на баланс открытых месторождений согласовать в установленном порядке ТЭО их разработки и ввести в разработку.

Участники конкурса должны представить в срок до 8 ноября 2000 г. технико-экономические предложения по освоению участков, которые включают в себя обязательные условия недропользования в виде минимальных обязательств по геологоразведочным работам. Минимальные обязательства на первые 5 лет освоения участка содержат: объем сейсморазведочных работ 2D (по Восточно-Соликамскому участку – 850 пог.км, по Колвинскому – 1200 пог.км, по Волимскому – 2200 пог.км); объем структурного и структурно-параметрического бурения (по Восточно-Соликамскому участку – 9 тыс.м, по Колвинскому – 15 тыс.м, по Волимскому – 20 тыс.м); объем поисково-оценочного бурения (по Восточно-Соликамскому участку – 30.8 тыс.м, по Колвинскому – 19.3 тыс.м, по Волимскому – 22 тыс.м).

Из площади выставляемых конкурсных блоков исключается территория памятников природы и всех открытых месторождений.

Стоимость информационных пакетов от 9500 до 12000 у.е., стартовые значения разовых платежей составляют: для Восточно-Соликамского участка – 75.2 тыс.у.е., для Колвинского участка – 37.5 тыс.у.е., для Волимского участка – 83.5 тыс.у.е.

Итоги конкурса будут объявлены 28 ноября 2000 г.

Экономические и правовые вопросы недропользования в России, 6 сентября, 2000 г., стр.6-13.

Томская область

Администрация Томской области и МПР РФ объявляют аукцион на право пользования недрами с целью геологического изучения и добычи углеводородного сырья на Южно-Пудинском, Северо-Пудинском, Сомовском, Соболином и Куль-Еганском участках недр, расположенных в пределах Томской области (см.табл.Описание участков недр).

Недропользователь будет обязан производить регулярные платежи за право пользования недрами: за право ведения поисковых работ – 2% от сметной стоимости работ, за право ведения разведочных работ – 4% от сметной стоимости работ; за право добычи УВ-сырья – 6% от добытой нефти в период опытно-промышленной эксплуатации; после утверждения проектной документации на промышленную добычу ставка налога будет пересмотрена.

В случае объявления об открытии месторождения на лицензионном участке и принятии решения о его промышленной разработке недропользователь осуществляет разовый платеж в размере 10% от регулярных платежей за право на добычу в расчете на среднегодовую проектную мощность промысла. Стоимость информационного пакета по каждому участку составляет 7000 долл. США.

Лицензионный сбор для индивидуальных участников торгов в зависимости от количества заявленных лотов меняется от 5000 до 7000 долл. США; для участников простых товариществ – в зависимости от количества заявленных лотов и участников товарищества – в пределах 5500-9100 долл. США.

Торги состоятся 28 ноября 2000 г.

Описание участков недр

Месторождения	Площадь участка, тыс.км ²	Извлекаемые запасы ABC ₁ C ₂		Стартовый бонус подпис., тыс.долл. США	Минимальные рабочие обязательства в течение первых 5 лет
		нефти, млн.т	св.газа, млрд.м ³		
Куль-Еганский участок (№56)					
Куль-Еганское	3.5	2.1	-	600	4 поисково-оценочных скв., 1200 пог.км 2D; 2003 г – запасы на ГКЗ; ввести уч-к в пром.разработку
Полуденное		1.15	-		
Северо-Пудинский участок (№48)					
Калиновое	1.3	5.1	15.8	5000	не позднее 2003 г.-запасы на ГКЗ; ввести уч-к в пром. разработку
Нижнетабаганское		8.7	17.9		
Северо-Калиновое		2.8	4.9		
Соболиный участок (№76)					
Гураринское	2.4	4.9	-	1200	5 поисково-оценочных скв., 500 пог.км 2D; 2003 г – запасы на ГКЗ; ввести уч-к в пром. разработку
Ясное		1.2	-		
Сомовский участок (№90)					
Болтное	2.4	6.2	-	800	8 поисково-оценочных скв., 1500 пог.км 2D; 2003 г – запасы на ГКЗ; ввести уч-к в пром. разработку
Южно-Пудинский участок (№105)					
Кулгинское	0.95	2.0	-	1200	7 поисково-оценочных скв., 700 пог.км 2D; 2003 г – запасы на ГКЗ; ввести уч-к в пром разработку
Смоляное		1.7	-		
Солоновское		0.3	-		
Южно-Табаганское		1.1	-		

Экономические и правовые вопросы недропользования в России, 25 августа, 2000 г., стр.2-10.

Республика Саха (Якутия)

МПР РФ и Правительство Республики Саха (Якутия) объявляют конкурс на получение права пользования недрами Центрального блока Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения.

Центральный блок является частью крупной нефтегазоносной зоны. К востоку, северо-западу и юго-западу от Центрального блока находятся Восточно-Талаканское, Тымпучиканское и Аленское нефтегазовые месторождения.

На одном из участков нефтяной залежи выставяемого на конкурс месторождения ведется опытно-промышленная разработка. Накопленная добыча нефти на 1.01.1999 г. составила 226.7 тыс.т. Запасы нефти месторождения составляют 114.4 млн.т, св.газа – 22.8 млрд.м³.

Условия пользования недрами предполагают завершение этапа опытно-промышленной эксплуатации к концу 2002 года и ввод месторождения в промышленную разработку с доведением уровня ежегодной добычи до 1 млн.т нефти.

Размер разового платежа составляет 1.7 млн. долл. США.

Подведение итогов конкурса 21 декабря 2000 г.

*Экономические и правовые вопросы
недропользования в России, 25 сентября, 2000 г., стр.2-5.*

Результаты 10 раунда лицензирования в Ямало-Ненецком АО

Участок недр	Победитель
Пальниковый	ОАО «Технефтьинвест»
Пайсятский	ООО «ЛанРусинвест»
Аркатойский	Арч Лимитед
Пякутинский	ОАО «Сибнефть»
Западно-Ярояхинский	ООО «НК «Севернефть»
Центрально-Таркосалинский	ОАО «Технефтьинвест»
Северо-Ноябрьский	ОАО «Сибнефть»
Западно-Медвежий	ОАО «Надымнефтегаз» + ЗАО «Энергогаз-инвест»
Вальнтойский	ОАО «Сибнефть»
Южно-Ярайнерский	ООО «НК «Севернефть»
Стахановский	ООО «Лукойл-Западная Сибирь»
Лензитский	АО «РИТЭК»

*Экономические и правовые вопросы
недропользования в России, 25 сентября, 2000 г., стр.5.*

Красноярский край

В целях воспроизводства минерально-сырьевой базы Красноярского края в соответствии с п.5 ст.10-1 Закона «О недрах» МПР РФ решило предоставить право пользования недрами для геологического изучения с целью поисков и оценки месторождений углеводородного сырья ОАО Нефтяная компания «ЮКОС» участки недр: Ибольчинский и Сользаводский.

*Экономические и правовые вопросы
недропользования в России, 25 сентября, 2000 г., стр.6.*

Республика Татарстан

Объявленный конкурс на получение прав пользования недрами участков Агрызский, Мензелинский и Агбязовский, находящихся на территории Республики Татарстан, признан несостоявшимся. Поскольку конкурсные предложения в срок поступили только от одного участника – акционерного общества «Российская инновационная топливно-энергетическая компания» на Агрызский и Мензелинский участки, то лицензии на право пользования этими участками на условиях объявленного конкурса будут выданы АО «РИТЭК».

*Экономические и правовые вопросы
недропользования в России, 10 октября, 2000 г., стр.4.*

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ДОЮРСКОГО ОСНОВАНИЯ РОГОЖНИКОВСКОЙ ПЛОЩАДИ

Е.А. Голубева, В.Г.Криночкин (ЦАГГИ)

Волновая картина (поле) доюрских отложений на временных разрезах МОГТ как в пределах Рогожниковской площади, так и во всем Среднеобском районе может быть подразделена на два типа. Первый характеризуется наличием довольно протяженных отражений с высокой динамической выраженностью, с субпараллельным рисунком, наклонных или субгоризонтальных по пространственной форме заполнения впадин, второй - хаотичной записью отражений или динамически невыдержанными, разнонаклонными, интерференционными, непротяженными осями синфазности. Волновое поле первого типа сопоставляется с отложениями триаса, наблюдается в пределах Мутомско-Сотниковского прогиба, Тундринской впадины, Сургутского свода и других участков (Круглая, Половинкинская площади), хорошо изученных бурением. Во всех указанных структурах ниже горизонта А бурением на значительную мощность вскрыты осадочно-вулканогенные отложения триаса туринской серии: в Мутомской котловине, скв.816 Красноленинской площади, - на видимую мощность 1000 м, в скв.851 - 1400 м, в Сургутском районе, скв.131 Федоровской, - 1263 м, скв.2-П Омбинской - 1034 м. В Тундринской впадине в скв.100-Р изучены отложения триаса мощностью 440 м, а по данным сейсморазведки МОГТ его общая мощность составляет на менее 1500 м [4]. Второй тип волнового поля наблюдается на временных разрезах профилей, пересекающих как древнейшие докембрийские комплексы (например, Красноленинский свод), так и терригенно-карбонатные отложения девона-карбона [1].

На основании указанных закономерностей

волнового поля нами создана сейсмогеологическая модель строения доюрских образований по результатам поисковых работ МОГТ м-ба 1:50 000, проведенных ВСП 18/92-93, 18/93-94, 18/97-98 на Восточно-Рогожниковской, Сосновской и Северо-Рогожниковской разведочных площадях.

Общее геологическое строение представлено на рис.1, а принципиальная схема строения доюрских образований - на рис.2-6.

Сейсморазведкой МОГТ в районе откартирована впадина, которая в западном и юго-западном направлениях открывается в сторону Галяновской площади. На южном борту впадины наклон отражающих горизонтов на север составляет 15-20°, на северном - наклон на юг не превышает 10-15°. К центральной части депрессии ОГ выполаживаются. В пределах Мутомско-Сотниковского прогиба и Галяновской площади многочисленными буровыми скважинами под юрскими отложениями вскрыты образования, которые практически всеми исследователями отнесены к туринской серии триаса. Возраст отложений подтвержден фаунистическими и палинологическими находками в Мутомской котловине. Образования, выполняющие впадину в пределах Рогожниковской площади, названы рогожниковским сейсмокомплексом. Последний стратиграфически отождествляется с одноименной свитой, хотя не исключено, что может быть самостоятельной серией пород. По данным бурения выделенный сейсмокомплекс отличается от стратотипических разрезов туринской серии триаса по набору слагающих пород (сейсмокомплекс в пределах изученной площади

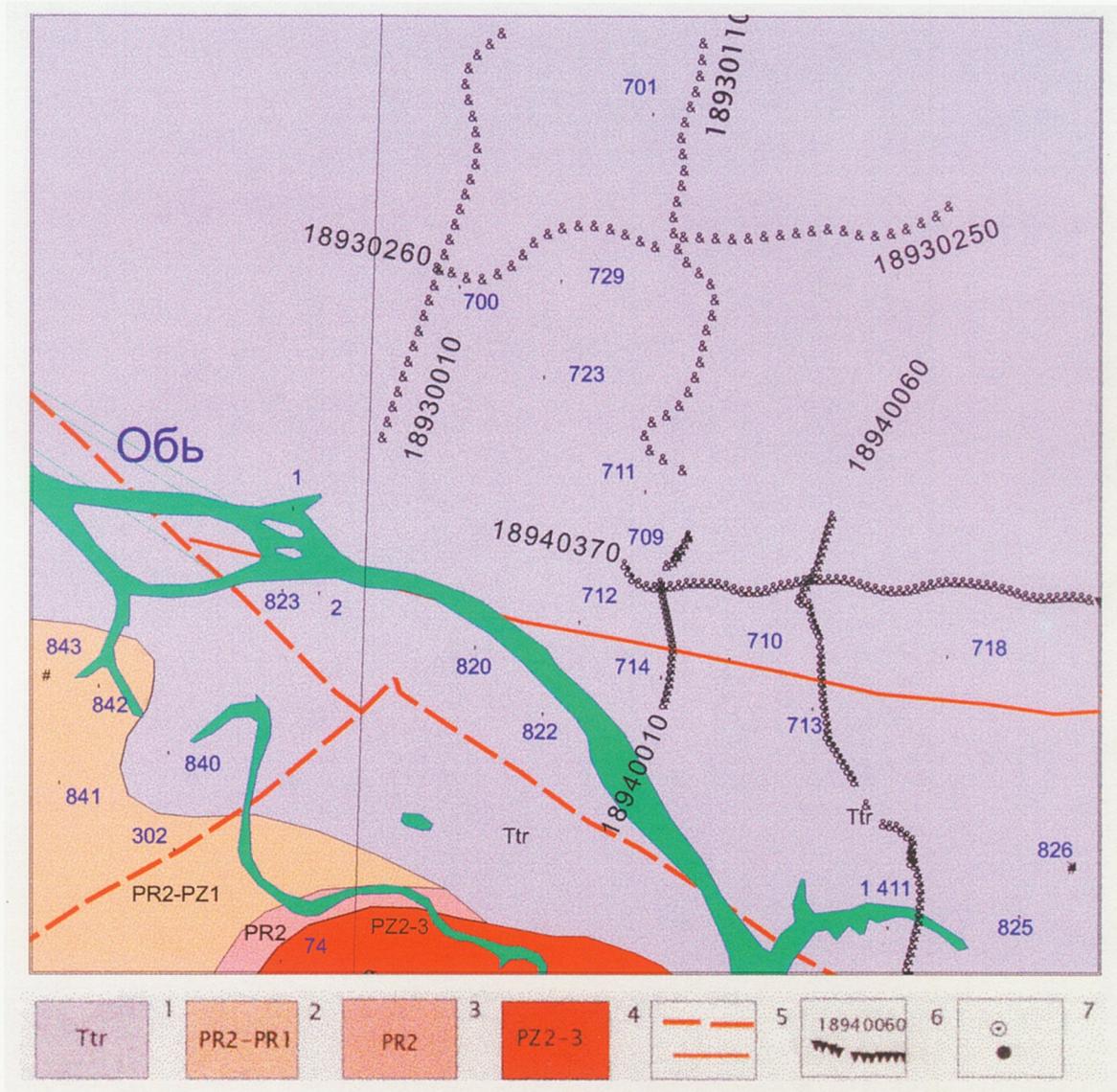
Геологоразведочные работы

Рис.1. Схема геологического строения доюрского основания района Рогожниковской площади

1 - триасовая система; 2 - верхний протерозой - нижний палеозой, нерасчлененные отложения; 3 - верхний протерозой; метаморфические сланцы, гнейсы, гранитогнейсы; 4 - средний - поздний палеозой; граниты преимущественно лейкократовые, гнейсограниты; 5 - зоны разломов различной иерархии; 6 - линии профилей МОГТ, характеризуемые в настоящей статье; 7 - буровые скважины, вскрывшие доюрские отложения.

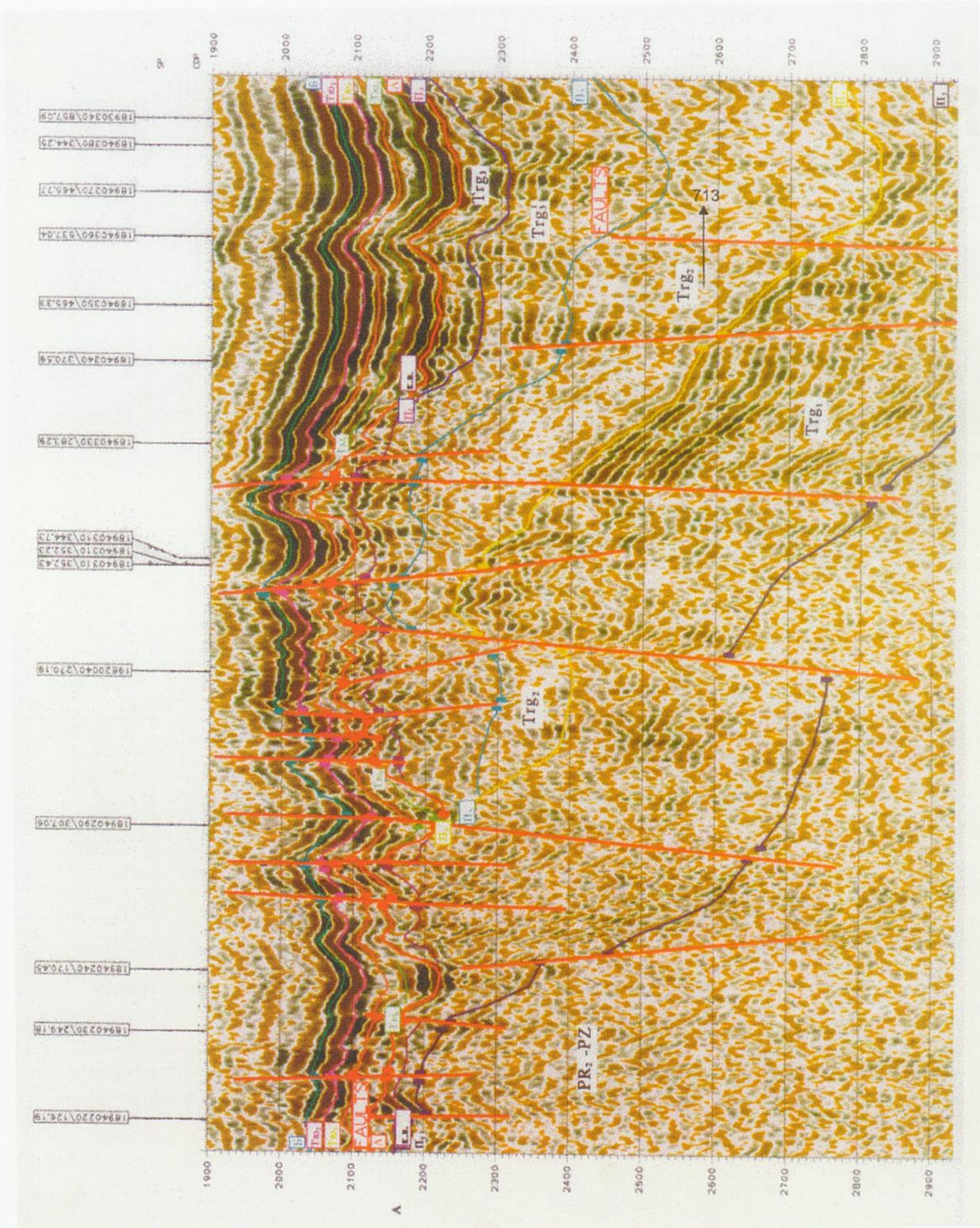


Рис.2. Временной сейсмический разрез по профилю 18940060, Сосновская площадь

Геологоразведочные работы

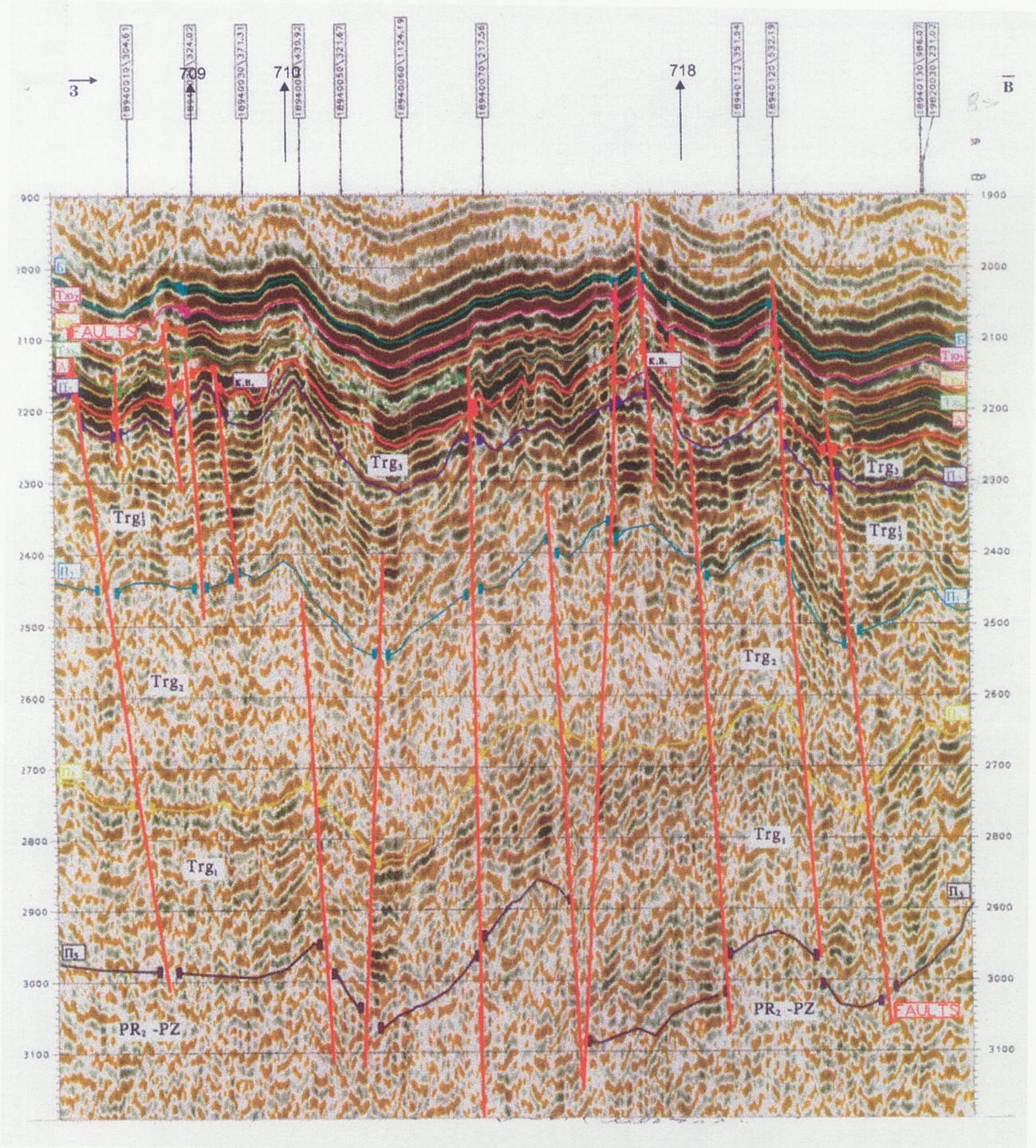


Рис.3. Временной сейсмический разрез по профилю 18940370, Сосновская площадь

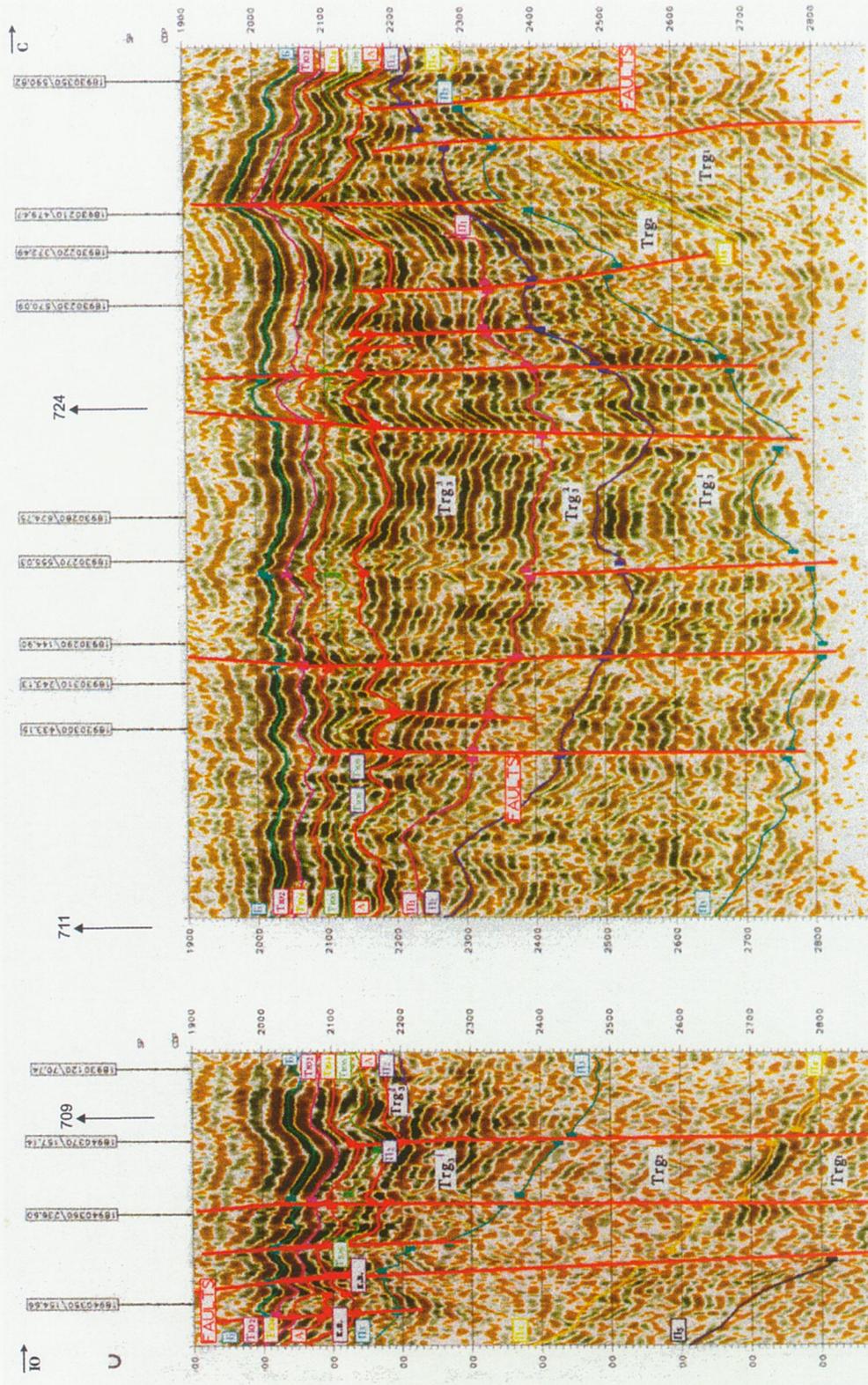


Рис.4. Временной сейсмический разрез по профилям 18940010, 18930110, Сосновская площадь

Геологоразведочные работы

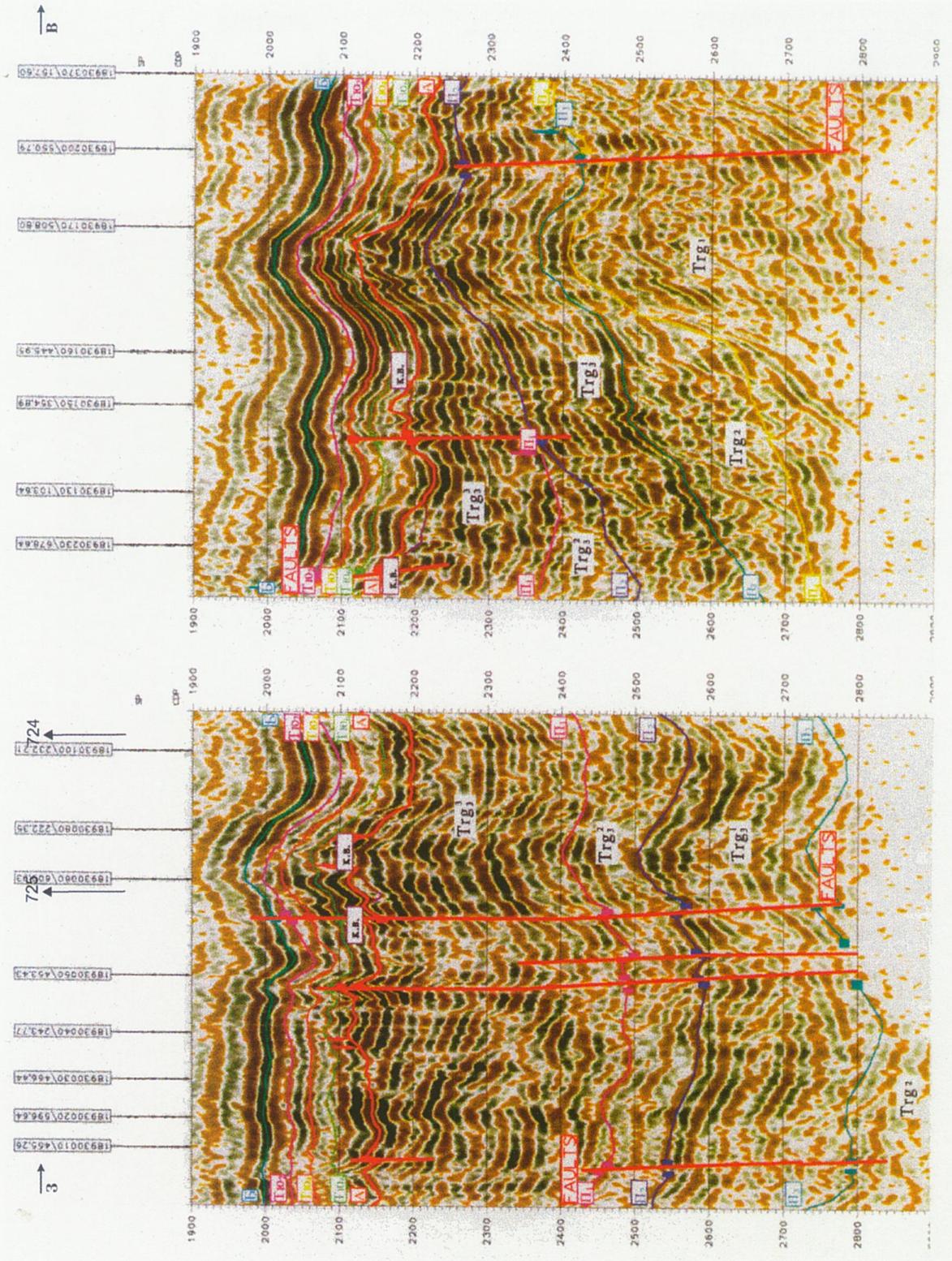


Рис.5. Временной сейсмический разрез по профилям 18930260, 18930250, Восточно-Рогожниковская площадь

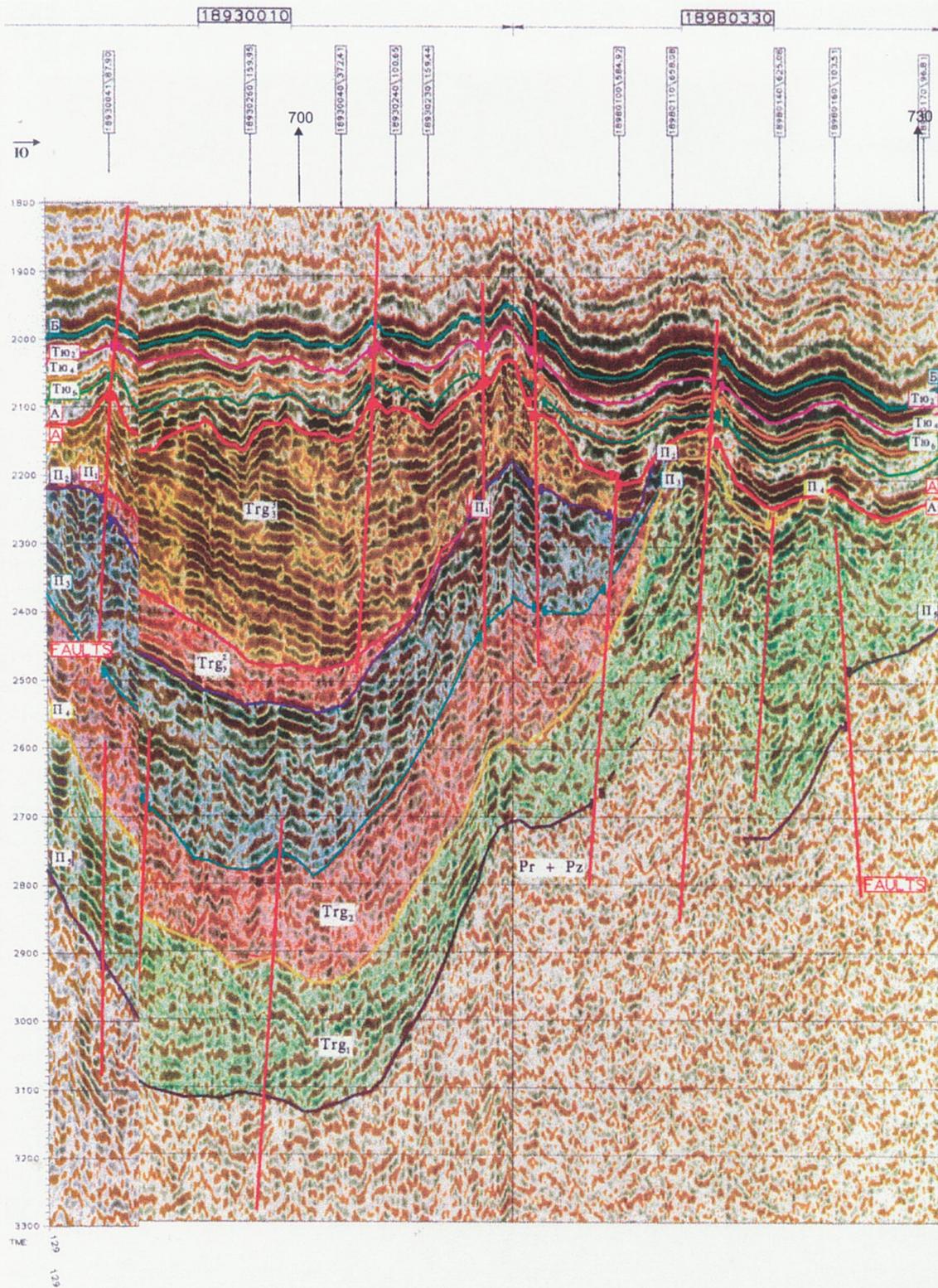


Рис.6. Временной сейсмический разрез по профилям 1893001, 18980330, Северо-Рогожниковская площадь

Геологоразведочные работы

вскрыт в 20 скважинах). Согласно корреляционной схеме [5], в туринской серии, кроме осадочных, распространены вулканические породы преимущественно основного состава (базальты) и лишь в Сургутском районе отмечаются туфы риолитов. На Рогожниковской площади широко развиты кислые эффузивы.

По типу сейсмических отражений и данным бурения рогожниковский сейсмокомплекс (свита, серия) подразделяется на три толщи: нижнюю (rg1), среднюю (rg2) и верхнюю (rg3). Верхняя толща также разделена на три пачки: нижнюю (rg_3^1), среднюю (rg_3^2) и верхнюю (rg_3^3). Границы между пачками проведены по отражающим горизонтам (ОГ), проиндексированным P_1-P_5 ; P_5 отождествляется с подошвой триаса, А - с поверхностью доюрского основания. Хуже всех прослеживается отражающий горизонт P_5 .

Нижняя толща (Trg1) характеризуется наличием субпараллельных отражений и, вероятно, представляет пакет сложных по вещественному составу образований. Последние на незначительную глубину изучены скв.1411 Пальяновской площади. Здесь в интервале 2680-2682м поднят керн с полимиктовыми песчаниками зеленовато-серого цвета, с прослоями темно-серых с зеленоватым оттенком аргиллитов с углами слоистости около 20° . Согласно данным керна состав нижней толщи оценивается как преимущественно терригенный.

Мощность толщи и всей рогожниковской свиты определялась при скоростях распространения продольных волн от 4000 до 5000 м/с. Время прохождения волны снималось с временного разреза. При средней скорости 4.5 км/с и максимальном времени $Dt=400$ мс мощность нижней толщи составляет 900 м.

Средняя толща (Trg2) отчетливо выделяется среди ниже- и вышележающих отложений отсутствием отражающих площадок. Породы толщи вскрыты скв.714, 718 и представлены риолитами. Поэтому всю толщу по составу слагающих ее пород можно отнести к существенно риолитовой (не исключено, что в парагенезе с

риолитами могут быть встречены и другие породы). Скв. 714 прошла по риолитам 169 м (интервал 2576-2745 м), а скв.718 - почти 500 м (интервал 2655-3150 м) и остановлена в них. Породы изучены в ЗапСибНИГНИ: выполнены петрографические описания шлифов, химические анализы, определения радиологического возраста К-Аг-методом (Бочкарев В.С. и др.). По петрохимическому составу кислые эффузивы средней толщи относятся к нормальному ряду натрий-калиевой петрохимической серии. По риолитам скв.718 выполнено 8 определений абсолютного возраста пород. Получены данные от 206 ± 5 до 91 ± 6 млн. лет, в том числе по четырем анализам (50% определений) - 120-122 млн.лет, которые не противоречат триасовому возрасту пород, но указывают не на время их образования, а на время вторичных изменений минералов (полевых шпатов), вероятно, связанных с потерей аргона. Таким образом, можно предполагать, что вспышка тектонических движений на территории произошла в апте (120-122 млн.лет), а следующий импульс был в сеномане (92-94 млн.лет), что подтверждается палеотектоническим анализом и широким проявлением элементов дизъюнктивной тектоники в сейсмостратиграфическом диапазоне апт-сеноманских отложений. Мощность средней существенно риолитовой толщи достигает 800 м (при $V=4.5$ км/с, $Dt=350$ мс).

Верхняя толща (Trg3) по характеру сейсмических отражений и данным бурения - это переслаивание терригенных и вулканогенных пород (риолитов и базальтов), или терригенно-вулканогенная толща. Она подразделена на три пачки: нижнюю (rg_3^1) - терригенно-базальтовую с маломощными пластовыми телами риолитов; среднюю (rg_3^2), представляющую "слепое", практически не выходящее на доюрскую поверхность пластообразное тело риолитов, и верхнюю (rg_3^3) - терригенно-базальтовую, которая аналогична по составу нижней пачке, вскрытой Рогожниковскими скв. 710, 712, 713 и Сосновской скв.825. В скв.710 (интервал

2731-2777 м) встречены базальты, в остальных - кислые эффузивы. Мощность пачки 900 м (при $V=4.5$ км/с, $Dt=300$ мс).

Средняя пачка скважинами не изучена, ее мощность предположительно 450 м (при $V=4.5$ км/с, $Dt=200$ мс).

Верхняя пачка вскрыта Рогожниковскими скв. 700, 701, 709, 711 (во всех - базальты), 723 и 729 (в обеих - кислые эффузивы). Мощность пачки около 700 м (при $V=4.5$ км/с, $Dt=300$ мс). Мощность всей верхней толщи достигает 2000 м.

Таким образом, суммарная максимальная мощность рогожниковского сейсмокомплекса (свиты) составляет 3800 м и, вероятно, колеблется в диапазоне 3500-4000 м, что не должно вызывать удивления. Например, мощность средне-позднетриасовых осадочно-вулканогенных образований во впадинах Забайкалья, приуроченных к области байкалид и ранних каледонид Монголо-Охотского пояса, достигает 6-7 км [6].

Время формирования рогожниковского сейсмокомплекса – свиты (?) в соответствии с [5] принимается триасовым в объеме туринской серии от индского (без нижней части) яруса нижнего триаса до карнийского яруса верхнего триаса. Результаты МОГТ Рогожниковской площади однозначно свидетельствуют о принадлежности риолитов и базальтов к одному стратиграфическому уровню, наиболее вероятно, к триасу.

Несколько необычны для триасового разреза изученного района, по сравнению с другими разрезами туринской серии (особенно стратотипическим) в Западной Сибири, широко развитые кислые эффузивы. Этим разрез рогожниковского сейсмокомплекса во многом аналогичен по строению и составу триасовой толще Убоганской впадины (Казахстан). Предыдущие исследователи [2] относили риолиты к палеозою на основании разреза скв.1 Малоатлымской площади. В последней, в

верхней части (2781-2811 м), вскрыты базальты и терригенные породы, а ниже – кислые эффузивы с корой выветривания по ним. Осадочно-вулканогенная толща была отнесена к триасу, а кислые эффузивы с корой выветривания по ним – к палеозою. Известно, что в Убоганской впадине кислые эффузивы чередуются в разрезе с базальтами, а кора выветривания развита не только в кровле всей триасовой толщи, но и в кровле отдельных тел риолитов, перекрытых базальтами и терригенными породами [3].

Таким образом, наличие коры выветривания в средних частях разреза туринской серии, особенно в кровле отдельных тел риолитов, не противоречит их общему триасовому возрасту. Кроме того, нужно отметить, что степень изученности коры выветривания в районе достаточно низкая. Во-первых, неизвестно, один ли стратиграфический уровень коры выветривания (?). В Приуральской части Западно-Сибирской плиты кора выветривания наблюдается в кровле палеозойских образований и перекрывается триасовыми отложениями; между триасовыми и юрскими толщами она не обнаружена. В Среднем Приобье коры выветривания развиты в кровле триасовых вулканических пород. Как отмечено выше, в Убоганской впадине коры выветривания отмечаются как в кровле, так и внутри триасовых отложений. Во-вторых, неизвестно, всегда ли глинистые породы (гидрослюдисто-монтмориллонитовые, каолинитовые), принимаемые за кору выветривания, гипергенные. Общеизвестно, что гидрослюды, монтмориллонит, кварц, кальцит, оксиды марганца, железа и многие другие минералы образуются как в результате гипергенных, так и низко- и даже среднетемпературных гидротермальных процессов. Критерии разделения их не разработаны. Поэтому не исключено, что в некоторых случаях рассматриваемые глинистые образования, так называемые коры выветривания, - продукт преобразования первичных пород в результате

Геологоразведочные работы

деятельности горячих подземных вод, то есть в эндогенных условиях.

Кора выветривания на временных разрезах МОГТ не имеет собственного выражения, определить ее наличие практически невозможно. Тем не менее, из верхней трещиноватой части доюрского основания в скв. 713, 714, 729 и 825 получены промышленные притоки нефти. Поэтому было проведено детальное исследование сейсмической записи кровельной части доюрского основания вместе с данными испытаний скважин и выделены предполагаемые зоны развития коллекторов. Они отличаются на временных разрезах потерей интенсивности как волны А, так и волн ниже ее, то есть образуются участки потери интенсивности, почти отсутствия отражений. На рис.2-6 показан различный динамический характер записи в верхах доюрского основания в пределах Рогожниковских скв. 714, 710. При испытании в скв.714 был получен приток нефти, а в скв.710 признаков нефти нет. Предполагаемые зоны развития трещиновато-выветрелых пород доюрского основания приурочены преимущественно к сводовым частям локальных поднятий. В их пределах прогнозируется концентрация коллекторов трещинного и трещинно-порового типов. Все продуктивные скважины попадают в пределы этих зон.

Литература

1.Бочкарев В.С. и др. Особенности сейсмической записи МОВ ОГТ при изучении доюрских образований Западной Сибири. / Глубинное строение и структурно-формационные зоны Западной Сибири. / Тр. ЗапСибНИГНИ.- Тюмень. - 1986. - С. 64 - 70.

2.Геология нефти и газа Западной Сибири.//Авт.: Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук

А.А. и др. - М.: Наука. - 1975. - 680 с.

3.Иванов К.П. Триасовая трапповая формация Урала. - М.: Наука. - 1974.

4.Криночкин В.Г., Федоров Ю.Н. Тундринская свита верхнего триаса Западной Сибири.// Геология и минерально-сырьевые ресурсы Западно-Сибирской плиты и ее складчатого обрамления. -Тюмень. - 1983. - С. 120-122.

5.Региональные стратиграфические схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины. - Тюмень. - 1991.

6.Хренов П.М. Неогеосинклинальные вулканоплутонические пояса континентального массива в Восточной Сибири. - М.: Наука. - 1981.

ЭКСПРЕСС–ОЦЕНКА (ПО КОСМИЧЕСКИМ СНИМКАМ) НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАПАДНОЙ И ПРИОБСКО–АЙПИМСКОЙ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЗОН

А.А.Клопов (НАЦ РН ХМАО)

В Научно–аналитическом центре рационального недропользования проводится нефтепрогнозное изучение территории ХМАО по материалам дистанционного зондирования Земли – космическим снимкам (КС). Космодешифрирование выполняется в основном на двух масштабных уровнях: *рекогносцировочном* (1:500000, с использованием мелкомасштабных КС, аналогичных представленному на рис.1) и *региональном* (1:200 000). Первый уровень – экспрессная оценка зон и районов, второй – отдельных площадей и участков.

В 1999 г. была сделана нефтепрогнозная оценка более 240 тыс.км² ХМАО (для сравнения, территория Татарстана 68 тыс.км²) рекогносцировочным космодешифрированием. Графически она представлена двумя картами масштаба 1:500 000 с охватом западной части округа: от Приполярного Урала до меридиана 72°00'.

Карта прогнозируемого (по космофотоинформации) распространения нефтегазоносных земель в Приуральской части ХМАО (Ляпинская зона) включает территорию Березовского, Сергинского, Красноленинского (его западную часть) и Шаимского нефтегазоносных районов очень крупной Западной региональной зоны (более двух площадей Татарстана) Здесь расположены 11 участков реализации Программы ГРП 2000 года: Восточно-Толумский, Западно-Терпеевский, Ляпинский, Назаровский, Овальный, Половинкинский, Пультынский, Северо-Каремпостский, Сергинский, Супринский, Унторский. Большую часть зоны составляют земли слабоизученные, ранее считавшиеся малоперспективными.

Карта Приобско-Айпимской зоны нефтегазоносности охватывает изученную территорию западной части ХМАО с высокой плотностью промышленных скоплений нефти. По 13 мини-проектам ГРП здесь изучается нераспределенный фонд недр округа. Это Западно-Эргинский, Кондинский, Куимпорский, Логачевский, Мытаяхинский, Нумтойский, Нялинский, Панлорский, Помутский, Северо-Камынский, Северо-Рогожниковский, Шугурский и Южно-Лунгорский участки.

На картах отдельным знаком показаны контуры космофотоаномалий (КФА), интерпретируемые как

ограничения интегрального отображения предположительно нефтеносных залежей. Контуры заполнены (цветовой закраской) двумя подгруппами прогнозируемой по КС перспективности (нефтенасыщенности): нефтеперспективные и малоперспективные земли.

Отдельную группу (с закраской на картах) составляют земли отказа от дистанционной оценки из-за: неуверенной интерпретации их космофотоизображения и природных помех дешифрированию – озера, обводненные поймы. Третья группа – бесперспективные, не рекомендуемые для нефтепоиска земли. Фрагмент рекогносцировочной карты Западной (Ляпинской) зоны приведен на рис.2.

Закартированная территория ХМАО по экспрессной космофотографической оценке весьма перспективна для обнаружения новых нефтегазоносных не только площадей, но и районов.

В **Западной региональной зоне** значительный интерес для поиска нефти представляет ее северная приуральская часть – бассейн рек Вогулка, Кемпаж, Сев.Сосьва от меридиана 62°30' до долготы Березово. Этот практически неизученный район (Вогулкинский) занимает внушительный “массив” КФА, отождествляемых с нефтегазоносными землями, что позволяет отнести его в число первоочередных для геолого-геофизической детализации.

Центральная часть Вогулкинского района еще в 1991 г. рекомендовалась автором для опоскования; предлагалась ЦРН для изучения на конкурсной основе (VI-162). К сожалению, Северо-Сартыньинский участок площадью около 4 тыс.км² с высокой плотностью космографических следов УВ остается до сих пор невостребованным.

Кроме того, и Кырсимский участок (VII-172) не востребован. Расположен на правом берегу Сев.Сосьвы южнее устья Ляпина (см. рис.1). На его площади (около 1.2 тыс.км²) дистанционно фиксируется очень высокая плотность нефтеперспективных КФА.

Новым нефтегазоносным районом в Западной зоне космографически прогнозируется ее средняя часть – бассейн верхнего течения р. Сев.Сосьва с притоками Тапсуй, Ворья, Висим, Лепля (Ляпинский район в

Геологоразведочные работы

Рис.1. Космический снимок Приуральской части Западной (Ляпинской) зоны

Программе ГРП 2000 г.). На его территории есть немало участков с ярким проявлением дистанционных признаков УВ-сырья – первая группа рекогносцировочно отдешифрированных земель.

Один из них площадью 1.4 тыс.км² расположен на крутом развороте Сев.Сосьвы у пос. Няксимволь (рис.2). Восточно-Няксимвольский участок рекомендовался автором с 1995 г. и предлагался Центром для детального изучения (VII-173). При подготовке Ляпинского мини-проекта ГРП северо-западная часть участка была детализирована на региональном уровне космодешифрирования. В м-бе 1:200000

закартировано 728 км², или половина участка VII-173. Вся эта площадь заполнена четырьмя группами космографических земель: перспективные (с подгруппами прогнозируемой нефтенасыщенности А-В), малоперспективные (Г-Д), бесперспективные с ожидаемым риском нефтепоиска высоким (Е) и максимальным (Ж) и две подгруппы отказа от дистанционной оценки (см. рис.2).

И на этом уровне дешифрирования КС Восточно-Няксимвольский участок остается нефтеперспективным и по-прежнему рекомендуется для первоочередного изучения.

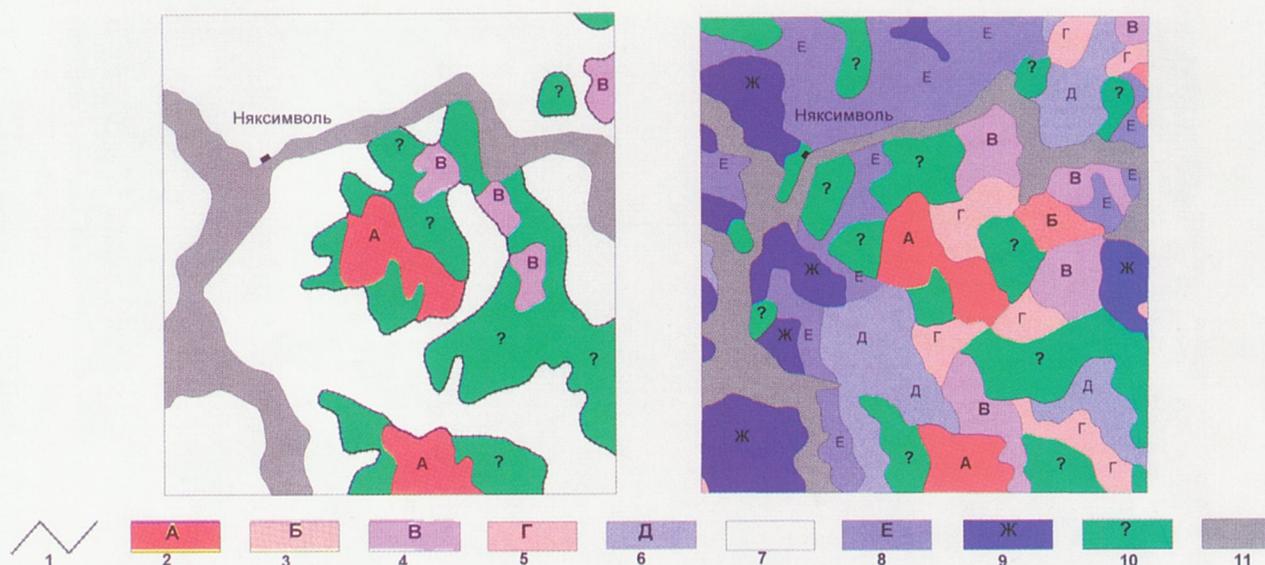


Рис.2. Участок "Восточно-Няксимвольский". Карты космофотонепфтепрогнозной оценки: рекогносцировочной (левая), региональной (правая).

1 - граница прогнозируемого распространения нефтеперспективных земель; 2-4 - земли, перспективные с прогнозируемой нефтенасыщенностью: богатой (2), высокой (3), средней (4); 5-6 - земли малоперспективные с прогнозируемой нефтенасыщенностью: малой (5), бедной (6); 7-9 - земли бесперспективные (7) с прогнозируемым риском нефтепоиска высоким (8), максимальным (9); 10-11 - отказ от прогнозной оценки из-за: неуверенной интерпретации (10), природных помех - обводненная пойма водотоков (11).

По экспрессной оценке перспективен и юг Западной региональной зоны, особенно припограничная (со Свердловской областью) юго-западная часть ХМАО, южнее широты $60^{\circ}00'$ между меридианами $64^{\circ}00'$ и $66^{\circ}00'$. Здесь отдешифрован еще один крупный (более 8 тыс. км²) "массив" нефтеперспективных КФА.

Это Южно-Шаимский (Леушинский) район. Занимает северный склон водораздела рр.Тавда, Конда, Кума. На севере его ограничивает оз. Леушинский Туман, на юге – административная граница округа. Район практически не изучен, его нефтегазоносность не установлена. Здесь закартированы точно такие же КФА, как и в соседнем Шаимском нефтедобывающем районе. Высокая плотность следов продуктивных земель – основная причина отнесения рассматриваемого района к числу первоочередных для геолого-геофизического изучения.

Им не заканчивается перечень районов космографически перспективных для нефтепоиска в Западной (Ляпинской) зоне. В этой зоне из четырех рекомендованных автором в Программе «Поиск» районов два (Сысконсынинский и Ванзетурский) остаются до сих пор неостребованными; Радомский будет изучен при

реализации одноименного и Унторского мини-проектов ГРП (табл.1); четвертый рассматривается как пример проверки надежности рекогносцировочного космодешифрирования (рис. 3).

На левобережье Оби в 1991 г. высоко оценивались перспективы нефтеносности обширной (более 4 тыс. км²), но слабоизученной территории Шеркалинского мегапрогиба. Здесь, в бассейне рек Мал.Сосьва и Нягыньюган, с охватом Сергинской, Яганокуртской, Восточно-Юганской и Южно-Хуготской сейсмоструктур выделен для первоочередной детализации Няганьско-Малососьвинский район. Автор предлагал начать его изучение с площади (около 600 км²) около населенного пункта Нягань: от скв. 307 на востоке до Сотэюганской группы локальных поднятий на западе. Ожидалось, что общая площадь выявленных при детализации этого района нефтеперспективных земель составит не менее 2.5 тыс. км².

Дистанционный нефтепрогноз подтвержден открытием нового, названного Сергинским, нефтегазоносного района. Так, при реализации в 1996-1999 гг. Сергинского и Овального мини-проектов ГРП в космографически нефтеперспективных землях района

Геологоразведочные работы



Рис.3. Проверка временем рекогносцировочной космофотонепфтепрогнозной оценки Няганьско-Малососьвинского района.

1-3 - земли, оцененные А.Л.Клоповым в 1991 г. как: 1- нефтеперспективные, 2 - малоперспективные, 3 - бесперспективные, 4-5 - отказ от оценки из-за: 4 - неуверенной интерпретации, 5 - природных помех дешифрированию (обводненные поймы), 6 - месторождения (I - Хопынгюганское, II - Няргюганское, III - Сергинское+Сев.Сергинское, IV - Западно-Вандмторское, V - Аржановское, VI - Овальное), 7 - скважины, пробуренные до космодешифрирования ("пустые"), 8 - скважины, пробуренные после космодешифрирования: продуктивные (а), "пустые" (б).

открыто шесть месторождений: Западно-Вандмторское (IV на рис.3), Хопынгыюганское (I), Сергинское, Северо-Сергинское (III), Аржановское (V) и Овальное. Только одна скважина-первооткрывательница (Няргиюганская 1) оказалась вне нефтеперспективных КФА – в землях, малоперспективных по космофотографической оценке.

Западная часть Няганьско-Малососьвинского района еще не опоскована и остается невостребованной рекомендацией автора.

Таким образом, результатом дистанционной экспресс-оценки (рекогносцировочным космодешифрированием) Западной региональной зоны стало, помимо отмеченной выше карты, выявление восьми перспективных для нефтепоиска районов и участков, которые рекомендовались для геолого-геофизической детализации. Только небольшая их часть будет опоскована в 2000 - 2001 гг. Основная же (более 22 тыс.км² на 7 рекомендованных объектах) остается резервом для мини-проектов ГРП на ближнюю перспективу (см.табл.1).

Первоочередными объектами в этом резерве автор считает Северо-Сартынский, Кырсимский и Восточно-Няксимвольский. В случае подтверждения хотя бы на одном участке данных космодешифрирования это станет не просто открытием еще одного месторождения; но и будет перевод в разряд перспективных нового огромного района, традиционно многие годы исключавшегося из состава перспективных.

Приобско-Айпимская зона по рекогносцировочному космодешифрированию перспективна для обнаружения новых залежей УВ-сырья, причем большей частью в непосредственной близости с выявленными промышленными скоплениями нефти. Последние все попали в контуры КФА, интерпретируемых как интегральное отображение продуктивных земель. Площади (районы, участки), закартированные с такими КФА на территориях нераспределенного фонда недр, перспективны для нефтепоиска.

Среди них особое внимание обращается на северную (от широты 63°00' до административной границы ЯНАО-ХМАО на долготе 66°-69°00') наименее изученную часть зоны. Здесь космографически выявлен новый, значительный по площади (более 8 тыс.км²) перспективный район-Казымский. Он

охватывает бассейн среднего течения Казыма с притоками Лыхма, Амня, Помут. Имеет высокую плотность нефтеперспективных КФА. Рекомендован для первоочередного изучения. Только одна (западная) треть его площади вошла в границы Амнинского мини-проекта ГРП 2001-2002 гг.

Средняя часть региональной зоны изучена лучше и там практически не осталось значительных, соразмерных, к примеру, с Нялинским участком ГРП, площадей для новых мини-проектов. Однако в нераспределенном фонде есть немало мест, закартированных нефтеперспективными КФА. С переходом на следующий, более детальный (1:200 000) уровень изучения они могут расширить границы реализуемых в 2000 г. Помутского, Северо-Рогожниковского и других мини-проектов.

На юге Приобско-Айпимской зоны новым, перспективным для поисковых работ, рассматривается Куминский (Андреевский) район. Он крупнее Казымского

Таблица 1

Рекомендации автора нефтепрогнозного космодешифрирования Западной (Ляпинской) региональной зоны

NN	Название района (участка), год выявления	Местоположение, площадь	Востребованность рекомендации (оставшаяся площадь)
1.	Радомский, 1991	Правобережье Оби, 4,6 тыс. км ²	Унторский (на юге-западе района) и Радомский (в центре) мини-проекты ГРП. <u>Не востребована большая часть</u> (3 тыс.км ²)
2.	Няганьско-Малососьвинский, 1991	Бассейн Мал. Сосьвы и Нягынюгана, 4 тыс. км ²	Сергинский, Овальный участки ГРП. <u>Подтверждение шестью открытиями, неподтверждение – одним. Не востребована западная часть</u> района (1,6 тыс.км ²)
3.	Сысконсыньинский, 1991	Группа одноименных газовых месторождений, 2 тыс. км ²	Прогноз на нефтеносность. <u>Не востребован</u> (2 тыс.км ²)
4.	Ванзетурский, 1991	Севернее Игримской группы месторождений, 3 тыс. км ²	Северо – западная часть района перекрывается Северо – Сартыньинской рекомендацией автора 1995 г. и 1999 г. <u>Не востребован</u> (2,3 тыс.км ²)
5.	Северо-Сартыньинский участок 1995, 1999	Бассейн рек Вогулка, Кемпаж, Сев.Сосьва, 4 тыс. км ²	Рекомендован ЦРН на VI конкурс (162 – VI). <u>Не востребован</u> (4 тыс.км ²)
6.	Кырсимский участок, 1995, 1999	Правобережье Сев.Сосьвы южнее устья Ляпина, 1,2 тыс. км ²	Рекомендован ЦРН (172 – VII). <u>Не востребован</u> (1,2 тыс.км ²)
7.	Восточно – Няксимвольский участок, 1995, 1999	Бассейн Сев.Сосьвы в районе одноименного поселка, 1,4 тыс. км ²	Рекомендован ЦРН (173 – VIII). В юго – западной части Ляпинского участка ГРП
8.	Южно – Шаймский (Леушинский), 1999	Северный склон водораздела рек Тавда, Конда, Кума, 8 тыс. км ²	<u>Новый район</u> (8 тыс.км ²)

Геологоразведочные работы

Таблица 2
Рекомендации автора нефтепрогнозного
космодешифрирования Приобско-Айпимской
региональной зоны

NN	Название района, год выявления	Местоположение, площадь	Востребованность рекомендации (оставшаяся площадь)
1.	Кельсинский, 1991	Бассейн рек Амня, Помут, Назым, Лямин, 7,4 тыс.км ²	Часть района в границах Мытаяхинского, Панлорского, Южно-Лунгорского и Восточно-Ольховского мини-проектов ГРР. <u>Основная часть не востребована</u> . (4,2 тыс.км)
2.	Евьюганский, 1991	Между Рогожниковским, Назымским и Средне-Назымским месторождениями, 2,3 тыс.км ²	Небольшая часть занята лицензионными участками 23,24. Подтверждение одним открытием. <u>Основная часть не востребована</u> (1,5 тыс.км ²)
3.	Бобровский, 1991	Левобережье Казыма, между Большим и Среднехминским, Кислорским и Большим, Ольховским месторождениями, 5,6 тыс.км ²	Занят предлагаемым ЦРН Амнинским участком ГРР. "Перекрывается" юго-западной частью Казымской рекомендации автора 1999 г.
4.	Ватлорско-Айпимский, 1991	Северо-восток зоны. Между Верхнеказымским и Айпимским месторождениями, 8 тыс.км ²	Южно-Лунгорский, Нумтойский, Мытаяхинский, Логачевский мини-проекты ГРР и лицензионный участок 46-VII. Подтверждение тремя открытиями. <u>Не востребована центральная часть</u> района (1,9 тыс.км ²)
5.	Эргинско-Кондинский, 1991	Между Красноленинским и Эргинским месторождениями, 7 тыс.км ²	Западно-Эргинский, Кондинский мини-проекты ГРР, предлагаемый ЦРН Ташинский участок. Подтверждение шестью открытиями
6.	Яглинско-Камский, 1991	Восточнее Шугурского участка ГРР, 2,2 тыс.км ²	Небольшая юго-восточная часть занята Заозерным участком ГРР. Подтверждение одним открытием. <u>Не востребована большая часть</u> района (1,8 тыс.км ²)
7.	Усть-Назымский, 1991	Восточнее Галяновского месторождения, 1,5 тыс.км ²	Небольшая часть занята Нялинским и Ташинским участками ГРР. Подтверждение двумя скважинами. <u>Не востребована половина</u> района (0,8 тыс.км ²)
8.	Кондинский, 1992	Бассейн Конды, южная припограничная часть ХМАО, 8,6 тыс.км ²	Небольшая часть занята Андреевским, Заозерным и Зимним участками ГРР. Южная половина "перекрывается" восточной частью Куминской рекомендации автора 1999 г. Подтверждение южным расширением Заозерного месторождения. <u>Не востребована центральная часть</u> района (3,6 тыс.км ²)
9.	Кальчинский, 1992	Бассейн Иртыша, южная граница ХМАО, около 1 тыс.км ² (в границах округа)	Зимний участок ГРР, лицензионный участок 175 – VI. Подтверждение открытием Ендырского и Зимнего месторождений
10.	Казымский, 1999	Бассейн среднего течения Казыма с притоками Лыхма, Амня, Помут 8 тыс.км ²	Треть района занята Амнинским участком ГРР. <u>Не востребована большая часть</u> района (около 5 тыс.км ²)
11.	Куминский, 1999	Юг региональной зоны, севернее оз.Андреевского; Курухталское, Куминское, Новопанкинское локальные поднятия; 11 тыс.км ²	Небольшая восточная часть занята Андреевским участком ГРР. <u>Не востребована основная часть</u> района (9,5 тыс.км ²)

– 11 тыс.км², расположен к северу от оз.Андреевского: от южной границы ХМАО до широты 60°, от меридиана 66° до Зимней нефтеносной площади. Район включает известные структуры: Курухталскую, Куминскую, Новопанкинскую; нефтегазоносность их не установлена. Проверку правильности интерпретации выявленных здесь

КФА предлагается начать с Курухталской ловушки. Только небольшая (восточная) часть его территории (1,5 тыс.км²) вошла в Андреевский (Вайский) мини-проект.

В 1991-1992 гг. автором были выявлены и в Программе «Поиск» рекомендованы для геолого-геофизической детализации девять районов. Из них на

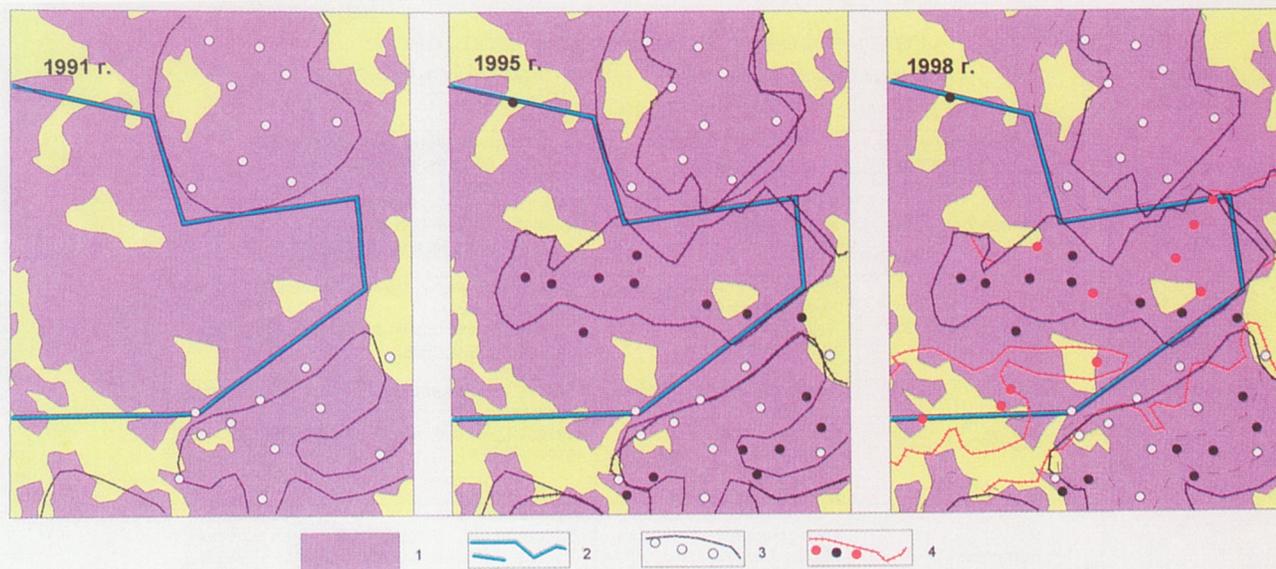


Рис.4. Проверка временем регионального космофотонепфтепрогнозирования в центральной части Шаймского нефтедобывающего района.

1 - прогнозируемое по космофотоаномалиям (А.А.Клопов, 1991 г.) распространение нефтеносных земель; 2 - рекомендованный автором прогноза участок детальных нефтепоисковых работ; 3-4 - контуры нефтеносности и разведочные скважины, известные до космодешифрирования (3) и после дистанционного прогноза (4).

сегодня только Кельсинский и Бобровский не опоискованы, на остальных выполнено глубокое бурение, оценившее космофотонепфтепрогноз (табл.2). В числе примеров проверки временем авторского прогнозирования рассматриваются:

Ватлорско-Айпимский район (8 тыс.км²) выделен к востоку от Кельсинского. Здесь по КФА прогнозировалось не менее пяти промышленных скоплений УВ с размерами Лосевого месторождения. Детальные геолого-геофизические работы предлагалось начинать с Верхнеказымской структуры. Прогноз подтвержден тремя открытиями: крупного Верхнеказымского, Логачевского и Чанатойского месторождений. Сейчас только центральная часть района осталась невостребованной (п.4 табл.2).

Эргинско-Кондинский район рекомендовался для детального изучения территории (7 тыс.км²) между Краснотенинским и Эргинским месторождениями. На юге района оценить надежность интерпретации выявленных КФА предлагалось по материалам сейсмопрофиля 34 и в районе Кондинского локального поднятия. Прогноз подтвержден при реализации Западно-Эргинского и Кондинского мини-проектов ГРП открытиями: Кондинского, Малокондинского, Северо-Кондинского, Чапровского, Восточно-Эргинского и Западно-

Эргинского нефтяных месторождений. Северная часть района, оставшаяся неопоискованной, будет изучена ГРП по Ташинскому мини-проекту.

Кальчинский район в пределах ХМАО занимает не более 1 тыс.км² территории; рассматривался как первоочередной для геолого-геофизической проверки нефтеперспективных КФА. Ендырская, Кальчинская, Зимняя и 10 структур, где ранее выполненное бурение дало отрицательные результаты (Иртышская, Северо-Кальчинская и Южно-Демьянская), дистанционным способом оценивались положительно. Прогноз подтвержден открытием Ендырского, Зимнего и Кальчинско-Демьянской группы месторождений.

Таким образом, ранее выполненный автором рекогносцировочный нефтепрогноз рассматриваемой региональной зоны оказался надежным.

Выявленные в 1999 г. Казымский и Куминский районы предлагаются как новые участки мини-проектов ГРП в ближайшие годы (см. табл.2). Общая площадь таких объектов (8шт.) составляет 28.3 тыс.км². Для первоочередного изучения среди них рекомендуется Куминский район (п.11 табл.2).

Но не только на поисковом этапе изучения новых площадей оказывается эффективным рассматриваемый дистанционный метод. Положительные результаты

Геологоразведочные работы

проверки временем космофотографического нефтепрогнозирования получены **в старом нефтедобывающем районе** Западной (Ляпинской) зоны.

В 1991 году была составлена и передана в Программу "ПОИСК" региональная (1:200000) карта прогнозируемого распространения нефтеносных земель части Шаимского района: от Ловинского месторождения (на севере) до Мулымьинского и Трехозерного (на юге). Результаты дистанционной оценки позволили тогда утверждать: "Здесь ожидается открытие не одного промышленного скопления УВ с размерами не менее Узбекского месторождения, причем на площадях, в большинстве случаев примыкающих к зонам нефтедобычи. Промышленные залежи УВ можно обнаружить, по меньшей мере, в семи местах". Такие, перспективные по космофотопрогнозу, площади и участки предлагались для детального геолого-геофизического изучения. Один из них, расположенный между Филипповским и Убинским месторождениями, на рис.4 показан знаком 2.

Через несколько лет выяснилось, что на трех из семи рекомендованных автором объектов пробурено 40 новых скважин, большая часть которых (27 шт.) оказалась на иллюстрируемом участке (см. знак 4 на средней и правой

картах рис.4). Открыто пять месторождений: Мансингяхское, Южно-Мансингяхское (см. красный контур на правой карте), Восточно-и Северо-Потанайские и Южно-Сыморьяхское; а также значительно расширены известные до космодешифрирования контуры "старых" месторождений. Кроме того, на этих участках не оказалось ни одной продуктивной скважины (оценивающей прогноз), которая была бы пробурена в контурах космографически бесперспективных земель (см. "фон" для знака 1 на рис.4). В итоге по качественной оценке успешность дистанционного прогнозирования новых продуктивных земель в старом нефтедобывающем районе оказалась высокой.

Надежность экспресс-оценки нефтегазоносности оценена и на количественном уровне. В 1999 г. в НАЦ была выполнена проверка нефтепрогнозного космодешифрирования, начиная с 1996 года. Ее итоги приводятся ниже.

Таким образом, и эти результаты подтверждают, что выполненная экспресс-оценка (по космодешифрированию) Западной и Приобско-Айпимской региональных зон достаточно надежна для выбора площадей нефтепоиска.

Таблица 3

Результаты проверки бурением космофотографического нефтепрогнозирования по мини-проектам ГРП (1996 – 01.06.1999 гг.)

Показатель	Региональные зоны ХМАО	
	Западная++Приобско-Айпимская	Центральная++Восточная
1. Число мини-проектов ГРП	24	11
2. Количество оценивающих скважин	84	35
3. Оценка "черного" прогноза (земель, "не разрешенных" космодешифрированием для нефтепоиска):		
- количество оценок	10	9
- число подтверждений	8	8
- успешность прогноза		0.89
	0.80	
4. Оценка прогноза нефтепродуктивности:		
- количество оценок	74	26
- число подтверждений	50	13
- успешность		0.50
	0.68	
5. Общая оценка дистанционного прогнозирования:		
- количество подтверждений	58	21
- число неподтверждений	26	14
- надежность прогноза		0.60
	0.69	

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ЮРСКИХ И МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ НЕРАСПРЕДЕЛЕННОГО ФОНДА ЮЖНЫХ РАЙОНОВ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

А.П.Соколовский, О.А.Соколовская (ЗапСибГеоНАЦ)

Исследуемая территория охватывает самые южные районы Тюменской области от Уватского на севере до Исетского и Сорокинского на юге. В Уватском районе в настоящее время почти повсеместно проведены сейсмические работы МОВ ОПТ в м-бе 1:100000, пробурены глубокие скважины, вскрывшие доюрский фундамент, выявлены нефтяные залежи, некоторые из которых уже разрабатываются. Остальные площади, к югу от Уватского района, изучены недостаточно и неравномерно.

Многими исследователями в истории изучения этой территории выделяются несколько временных этапов, которые привязаны не столько к рубежам осознанной необходимости ее исследования, сколько к созданию или преобразованию различных геолого-геофизических организаций, проводивших здесь работы.

Геологоразведочные работы здесь начали проводиться еще в 40-х годах. Сейсмические съемки (МОВ) ставились на отдельных площадях, часто удаленных друг от друга, в связи с чем по этой территории до сих пор отсутствуют единые структурные карты по основным отражающим горизонтам. Отдельные площади разбурены двумя-тремя, иногда и больше, скважинами, по которым было установлено, что верхнеюрские отложения здесь или отсутствуют, или сложены небитуминозными глинами, что значительно затрудняет не только выделение и привязку отражающего горизонта «Б», но и не позволяет однозначно определять стратиграфическую границу между юрой и берриасом.

Первое научное обобщение накопленных материалов по юрским и меловым отложениям в пределах южных районов Тюменской области было проведено по заданию Главтюменьгеологии в ЗапСибНИГНИ (Г.К.Боярских и др., 1981).

Диктовалось это, прежде всего, потребностями промышленных объектов юга и областного центра в энергетических ресурсах. В результате были составлены схематические карты в м-бе 1:1000000 по подошве платформенного чехла, кровлям тюменской, алымской и покурской свит. На этих картах показаны перспективные объекты только в пределах территории Уватского района, где к этому времени уже были выявлены залежи нефти на Урненской, Нижнекеумской и др. площадях (исследованием были охвачены территории Ханты-Мансийского округа, Омской и Томской областей, непосредственно примыкающие к Уватскому району). На территориях же к югу от Уватского района из-за отсутствия здесь признаков нефтеносности перспективы не оценивались.

С конца 70-х годов на юге Тюменской области были возобновлены геологоразведочные работы в связи с проблемой поисков палеозойской нефти в Западной Сибири. Поисковое бурение проводилось на Ишимской, Борковской, Западно-Ишимской, Тараскульской и Ракитинской площадях. Кроме ограниченных данных по вещественному составу доюрских образований, эти работы не дали новой информации о перспективах нефтегазоносности исследуемой территории.

В 80-х годах на территории Уватского района поиски несколько активизировались в связи с тем, что здесь стало работать ГПП «Новосибирскнефтегазгеология». Стали проводиться региональные работы и площадная съемка с использованием новых методов и усовершенствованных модификаций сейсмических исследований. В результате были открыты Северо-Демьянское (1989 г.), Кальчинское (1991 г.), Северо-Кальчинское (1991 г.), Пихтовое (1992 г.), Усть-Тегусское (1992 г.) месторождения.

В 90-х годах, в результате образования на территории Тюменской области трех субъектов

Геологоразведочные работы

Федерации, вопрос об обеспечении энергетическими ресурсами промышленных объектов южных районов стал более актуальным. Здесь началось лицензирование наиболее перспективных участков. Был проведен ряд конкурсов, на которых 29 лицензионных участков были сданы в концессию недропользователям ОАО «Тюменнефтегаз», НК «Юкос», ОАО «Уватнефть», ОАО «Уватнефтедобыча» и др.

На начало 2001 г. назначен VII конкурс на право пользования недрами юга Тюменской области, на который выставлены девять участков, шесть из них находятся в пределах Тобольского, Вагайского, Аромашевского, Викуловского, Сорокинского и др. районов. В этой связи возникла необходимость более тщательного изучения юрских и меловых отложений с целью выяснения закономерностей распространения в них пород-коллекторов и оценки перспектив нефтегазоносности. Такие исследования проводятся в ЗапСибГеоНАЦ.

В результате были получены данные, подтверждающие, что на юге Тюменской области широко распространены отложения, в которых на других территориях уже выявлены скопления нефти и газа.

Так, в северной части Тобольского района развиты отложения шеркалинской свиты (Тюмская, скв.50; Зимняя, скв.6; Уватская, скв.1,2,4 и др. площади), в которых на Талинском месторождении уже выявлена крупная нефтяная залежь.

Песчаники пласта Ю₂ (кровля тюменской свиты), продуктивные на многих площадях Среднего Приобья (месторождение Большой Сургут), в пределах Тайлаковской группы поднятий, на Северо-Демьянском и Прирахтовском месторождениях, здесь развиты почти повсеместно.

Песчаники пласта Ю₁ (васюганская свита), нефтенасыщенные на Урьевском, Усановском месторождениях, будут распространены только на восточном склоне Старосолдатского мегавала.

Отложения ачимовской толщи, продуктивные на Кальчинском, Северо-Кальчинском и Тевризском месторождениях, предполагаются на северо-востоке исследуемой территории.

Песчаные пласты неокома (БС₆, БС₄, БС₂, АС₁₀), продуктивные на Зимнем, Нижнекеумском, Полуньяхском месторождениях, будут распространены в Тобольском и Вагайском районах. В этих отложениях (пласты АС₈, БС₂) признаки

нефтеносности (пленка) отмечены на Тобольской площади (скв.2,4).

Песчаные отложения (пласты ВК₁₋₃) викуловской свиты, в которых на Каменном, Емьеговском, Ольховском, Пальяновском месторождениях выявлены залежи нефти, будут распространяться в северо-восточной части исследуемой территории вдоль границы с Омской областью. Эти пласты на Абалакской площади в скв.2 (инт.1382-1410 м), в скв.3 (инт.1431-1454 м), в скв.4 (инт.1393-1419 м) и в скв.5 (инт. 1446-1464 м) по ГИС Л.Г.Ефимовой и В.А.Лебедевой интерпретируются как продуктивные.

В нижней части ханты-мансийской свиты развит пласт ПК₁₇, из которого в скв.6 Челноковской из интервала 1163-1165 м получен приток воды дебитом 23 м³/сут с пленкой нефти. В этой же скважине из интервала 1320-1325 м (подошва викуловской свиты) получен приток воды дебитом 69 м³/сут с пленкой нефти. Развитие рассматриваемых отложений предполагается также на востоке территории.

Южные районы Тюменской области расположены в юго-западной периклинальной части Западно-Сибирской геосинеклизы, где поверхность доюрского фундамента наклонена с юго-запада на северо-восток, а платформенные отложения, начиная с нижних слоев, постепенно выклиниваются в сторону обрамления (см.рис.1).

При изучении условий накопления и закономерностей распространения отложений, залегающих на доюрском основании, важное значение имеет тектоника фундамента и, прежде всего, возраст его консолидации.

Строение доюрского основания рассматриваемой территории отражено на тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты (редактор В.С.Сурков, 1974) [1]. На этой карте почти вся территория южных районов Тюменской области, от широты г.Тобольск до ее южных границ, расположена в области Центрально-Казахстанских каледонид и только ее западная часть (к западу от меридиана г.Тюмень) находится в Уральской области поздних герцинид. На этой карте видно, что основные тектонические элементы каледонид (антиклинории и синклинории) имеют северо-западное или близкое к широтному простирание и прорваны синорогенными интрузивными телами кислого состава. Наиболее выражены Согринский, Менделеевский, Южно-Тобольский, Тобольский, Челноковский,

Геологоразведочные работы

Михайловский, Покровский гранитные массивы, вскрытые глубокими скважинами. Абсолютный возраст гранитов по калий-аргоновому методу на Согринской (скв. 2), Абалакской (скв.1,4), Тобольской (скв.1), Южно-Тобольской (скв.1) площадях колеблется от 360 до 416 млн.лет, что соответствует девон-силурийскому возрасту, подтверждающему каледонский орогенез [1].

В пределах области распространения каледонид к началу юрского периода был сформирован достаточно выровненный палеорельеф, который представлял собой «стиральную доску», наклоненную в северо-восточном направлении. Отдельные гребни этого палеорельефа, прорванные интрузиями, образовывали изолированные или полуизолированные прогибы, в которые постепенно проникала юрская трансгрессия (см. рис.1).

Самый глубокий палеопрогиб существовал в пределах Северо-Кальчинской площади, где на палеозойском фундаменте залегают образования нижней юры (шеркалинская свита). По мере расширения трансгрессии вышерасположенные по склону палеопробибы заполнялись среднеюрскими (тюменская свита), затем верхнеюрскими (даниловская свита) и другими отложениями. Выступы (гребни палеовалов) фундамента, разделяющие палеопробибы, перекрыты более молодыми по возрасту, чем в прогибах, образованиями (см. рис.1).

Таким образом постепенно формировался платформенный чехол юрских отложений, а в районы Заводоуковской и Ишимской площадей проникло уже неокомское море, где в палеопробибах накапливались осадки черкашинской свиты (готерив).

Неокомские пласты (ачимовская толща и БС_{1,8}), широко развитые в пределах Уватского района, также постепенно выклиниваются в юго-западном направлении. Выклинивание каждого из них подчинено конкретным фазам тектонической активности.

Накопление песчаных тел ВК_{1,3} (кровля викуловской свиты) и ПК₁₇ (подошва хантымансийской свиты) также зависит от характера тектонического развития рассматриваемой территории. Распространены эти пласты только на востоке и северо-востоке исследуемой территории вдоль границы с Омской областью. В тектоническом отношении это зона сочленения разновозрастных блоков фундамента Центрально-Казахстанских

каледонид и Салымско-Чингизских ранних герцинид [1].

После определения обстановки накопления платформенных отложений важной задачей становится картирование границ распространения наиболее перспективных горизонтов и пластов. Поскольку юрские и меловые отложения на исследуемой территории, как отмечалось выше, залегают трансгрессивно на размытой поверхности фундамента, а их толщины, как и толщины отдельных пластов, постепенно уменьшаются в сторону обрамления, то, используя схемы корреляции этих образований и графики зависимости общих толщин, например, юры от мощности нижней юры, можно достаточно точно определить предельные толщины (суммарные) средней и верхней юры, ниже которых в разрезе начнут появляться нижнеюрские отложения.

Для определения конкретных значений толщины средне-верхнеюрских отложений, при которых будут наблюдаться нижнеюрские образования, привлекается статистический аппарат поиска программ "Microsoft Office" и в частности, метод наименьших квадратов, позволяющий рассчитать прямую линию, которая наилучшим образом аппроксимирует имеющиеся данные. В результате строится график зависимости мощности нижней юры от общей толщины всей юры. Из такого графика видно, что на исследуемой территории нижнеюрские отложения встречаются там, где общие толщины юры составляют 334 м и более. Нанося полученные значения на карту изопахит юры, достаточно точно были откартированы границы распространения нижнеюрских отложений. Используя вышеописанную методику, можно картировать границы распространения отложений пласта Ю₁ ачимовской толщи, пластов группы «Б» и других тел.

Анализ обстановок седиментации юрских и нижнеокомских отложений на территории западных и южных районов Тюменской области показал, что во время накопления осадков, залегающих на доюрском основании, здесь существовало прибрежное мелководье с многочисленными палеоостровами, которые были основным источником обломочного материала. Этими палеоостровами отшнуровывались от основного морского бассейна многочисленные изолированные или полуизолированные водоемы, приуроченные к палеопробибам, в которых происходило накопление осадков. На склонах же таких палеоостровов

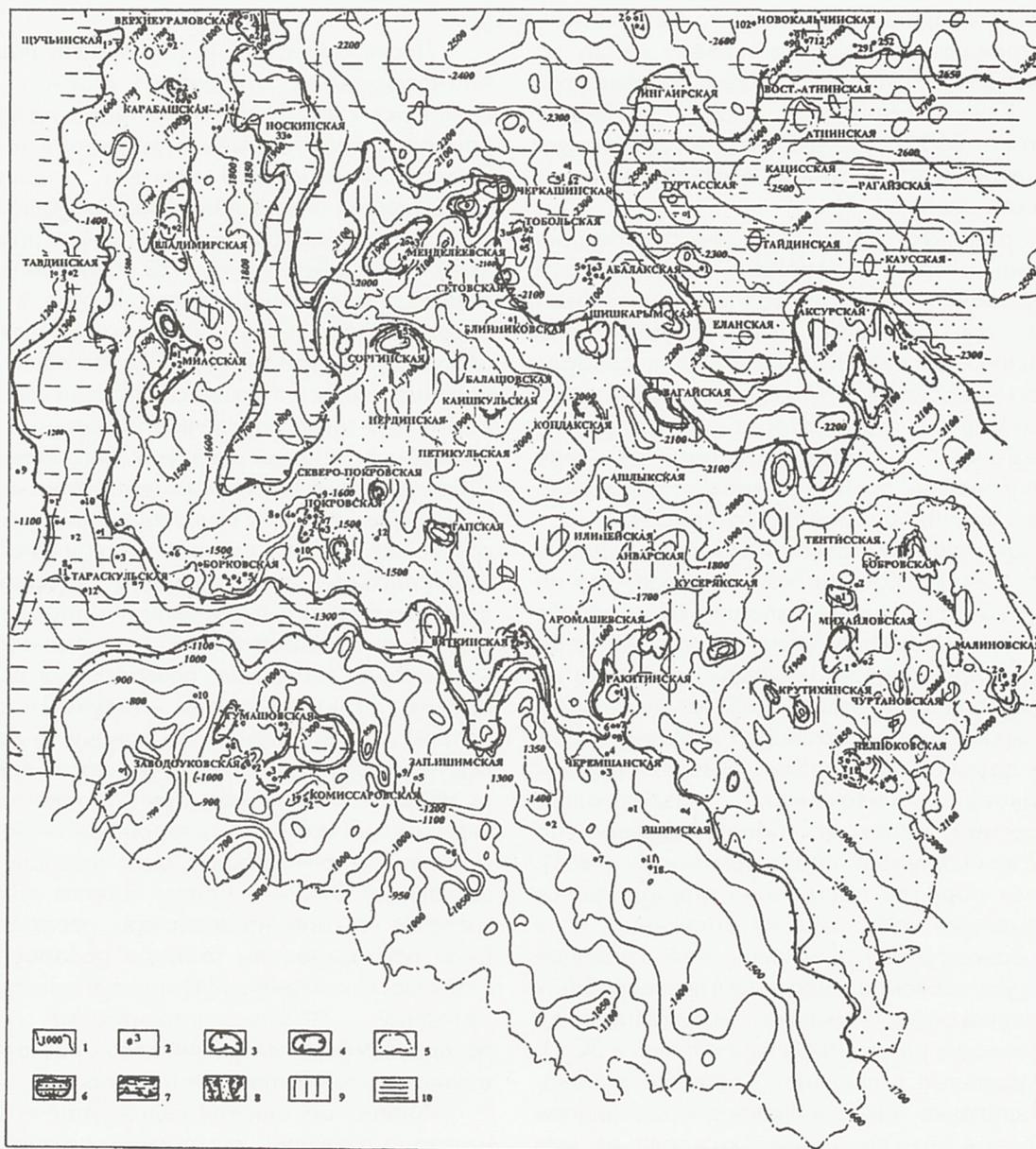


Рис.2. Карта перспектив нефтегазоносности верхнеюрских отложений (вогулкинская толща) южных районов Тюменской области.

1 - изогипсы отражающего горизонта "Б" (верхняя юра); 2 - скважины, вскрывшие верхнеюрские отложения; 3 - границы полного выклинивания верхнеюрских отложений; 4 - границы выклинивания или полного глинизирования песчаных отложений вогулкинской толщи; 5 - административные границы южных районов Тюменской области; 6 - зона, в которой верхняя юра представлена баженовской, георгиевской, васюганской свитами; 7 - зона распространения тутлеймской и абалакской свит; 8 - зона распространения даниловской свиты с широким развитием в ней песчаных отложений вогулкинской толщи; 9 - ловушки в отложениях вогулкинской толщи, перспективные в нефтегазоносном отношении; 10 - ловушки в пласте U_1 , перспективные в нефтегазоносном отношении.

Геологоразведочные работы

формировались в основном песчано-ракушняковые отложения.

При детальном изучении верхнеюрских отложений было установлено, что вогулкинская толща распространена вдоль обрамления Западной Сибири, от Березовского района, включая Шаимский, южные районы Тюменской и Омской областей, до Межовского свода в Новосибирской области.

Характерным примером такой седиментации является пласт «П» (вогулкинская толща) на Пунгинском месторождении в Березовском районе, где залежь газа приурочена к отложениям тюменской свиты, вогулкинской толще, коре выветривания и трещиноватым породам фундамента, которые образуют единый гидродинамически связанный резервуар. Основной объем этого резервуара занимают отложения вогулкинской толщи, представленные песчаниками, гравелитами, органогенно-обломочными известняками с прослоями спонголитов. К своду Пунгинского поднятия эти отложения выклиниваются, а на погруженных его склонах замещаются глинами [2].

Аналогичный состав, условия накопления и закономерности распространения вогулкинская толща имеет в южных районах тюменской свиты на Покровской, Быструхинской, Викуловской, Челноковской, Ракитинской и др. площадях, в пределах которых в настоящее время уже пробурены скважины (см. рис.2).

При испытании отложений вогулкинской толщи на Челноковской, Викуловской и Покровской площадях получены прямые признаки (пленка) нефтеносности этих отложений. Все это вместе взятое дает основание предполагать, что в южных районах области, от Покровской на западе до Челноковской и Викуловской на востоке имеют место ловушки, аналогичные Пунгинской, перспективные на нефть или газ. Такие ловушки приурочены к склонам отдельных выступов фундамента. Например, в скв.7 Челноковской (свод поднятия) гранитный массив на глубине 1769 м перекрыт глинами верхов ахской свиты, а в скв.4 (восточное крыло), расположенной всего в 1,5 км к востоку от скв.7, фундамент вскрыт на глубине 2054 м. На этом крутом склоне в скв.4 вогулкинская толща (песчаники, ракушняки) имеет толщину 127 м.

При испытании этой скважины из интервала 1898-1906 м получен приток воды дебитом 400,8 м³/сут и газа 236,8 м³/сут. Дебит газа измерялся

через шайбу диаметром 12,7 мм. Залежь газа в этой ловушке находится на более высоких отметках на северо-западном крыле поднятия.

В пределах южных районов Тюменской области в настоящее время в отложениях вогулкинской толщи уже закартировано 26 перспективных ловушек (см. рис.2).

Отложения нижней юры (горелая свита) на исследуемой территории распространены только в северо-восточной части Тобольского района. Здесь закартированы пока только две перспективные ловушки – Среднетюмская и Восточно-Тюмская (последняя находится на территории Ханты-Мансийского автономного округа).

В отложениях викуловской свиты пласты ВК₁₋₃ распространены, как отмечалось выше, в Абалакско-Викуловской фациальной зоне. Перспективные ловушки пластово-сводового типов установлены на Абалакской, Супринской, Каштакской, Ефимовской, Шишкарымской, Инжуринской, Туртасской и других площадях.

В остальных потенциально продуктивных пластах (Ю₂, ачимовская толща, БС₁, БС₂, БС₆, АС₁₀, ПК₁₇ и др.) перспективные ловушки можно откартировать только после постановки здесь площадных сейсмических работ.

Литература

1. Контарович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М.: Недра. - 1975. - 680с.
2. Боярских Г.К., Нестеров И.И. и др. Березовский газоносный район. / Тр.ЗапСибНИГНИ. - Вып. 40. - Тюмень. - 1971. - 523с.

ИНДЕКСАЦИЯ НИЖНЕМЕЛОВЫХ СЕЙСМОГОРИЗОНТОВ И СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НА ТЕРРИТОРИИ ХМАО

В.П.Игошкин (Научно-производственное предприятие геологического моделирования «ГЕОСЕЙС»)

Основные перспективы нефтегазоносности в Широтном Приобье связаны со структурными и структурно-литологическими ловушками в меловых отложениях. Наибольший практический интерес в этом интервале разреза представляет терригенный нижнемеловой мегакомплекс, который ограничен в подошве баженовским горизонтом верхней юры и включает в свой состав отложения берриаса, валанжина, готерива, баррема и низы апта в кровле. В региональных стратиграфических схемах в качестве основных стратиграфических подразделений нижнего мела в центральных районах Западно-Сибирской провинции выделены свиты /1/. При этом подразумевалось, что все указанные подразделения имеют относительно изохронные стратиграфические границы, образующие регионально распространенные параллельно-слоистые геологические тела.

Очевидно, что прогресс по многим направлениям геолого-геофизических исследований может быть достигнут, если удастся разработать надежную непротиворечивую региональную геологическую модель неоконских отложений. Для решения этой задачи имеются объективные предпосылки. Многие исследователи при анализе комплекса геолого-геофизических данных обратили внимание на определенную цикличную закономерность в переслаивании песчано-алевролитовых и глинистых пород, слагающих морскую осадочную толщу неокома. В стратиграфических схемах (1986, 1991 гг.) особое место было отведено реперным глинистым пачкам, маркирующим этапы трансгрессии. Некоторые из этих пачек получили общее признание и были зафиксированы в геологических разрезах под

собственными названиями (черкашинская, быстринская, пимская, сармановская, чеускинская, покачевская-савуйская, урьевская, самотлорская и др). Именно эти глинистые пачки пластов, в силу контрастных физических свойств относительно вмещающих пород, на многих перспективных площадях являются естественными границами резервуаров, наиболее легко поддаются идентификации на промыслово-геофизических и сейсмических материалах. В региональных сейсмостратиграфических исследованиях они широко используются для прогнозирования разреза, палеореконов и восстановления условий осадконакопления. В частности, на рис.1,2 представлен вариант сейсмостратиграфической интерпретации регионального профиля R1, секущего в широтном направлении центральные районы бассейна: Фроловский, Сургутский, Вартовский. Соотношения возрастных границ геологических и сейсмических горизонтов, сейсмокомплексов и состав вмещающих их отражений, названия горизонтов в рабочих словарях региональных сейсмостратиграфических исследований, выполненных автором при работе над Фроловским и Юганским проектами обобщены в табл.1. Принятие унифицированной схемы индексации геологических и сейсмических горизонтов значительно облегчило бы взаимопонимание геологов и геофизиков, информационный обмен между ними, способствовало организации баз данных геологических разбивок и сейсмических поверхностей.

Индекс сейсмического горизонта в региональной схеме, как и в ранее предложенных, состоит из двух составляющих: индекс N указывает на принадлежность к неокому, а второй индекс - на

Геологоразведочные работы

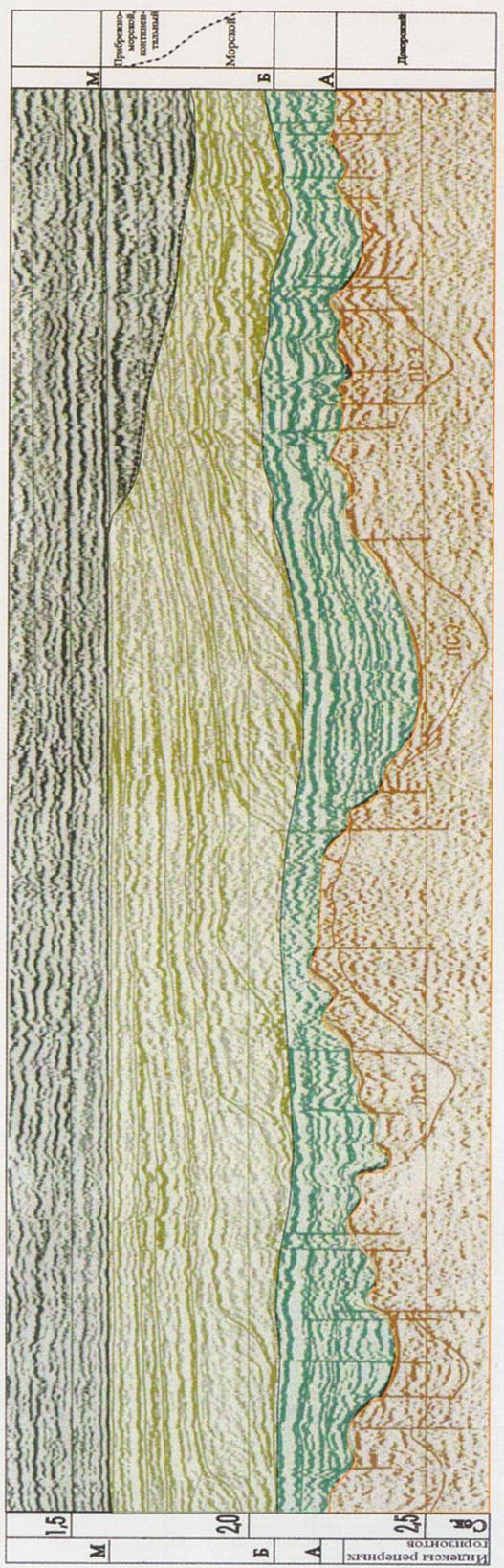


Рис.1. Фрагмент регионального профиля R-1 с элементами сеймостратиграфической интерпретации.

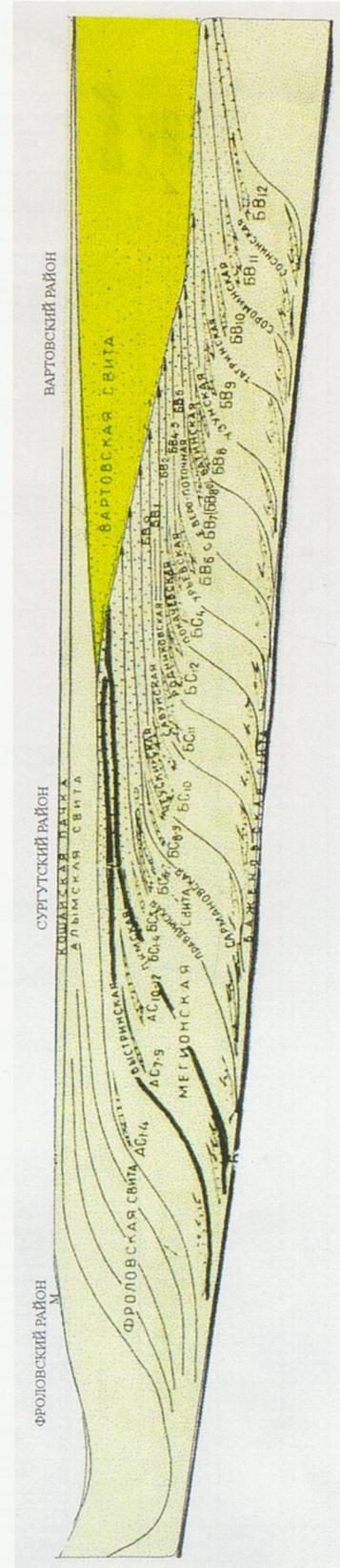


Рис.2. Принципиальная схема строения мелового мегакомплекса (широтное сечение). Составил В.П.Игошкин

Таблица 1
 Схема сейсмостратиграфического расчленения нижнемеловых отложений в Широтном Приобье

Возраст			Геологический горизонт	Имя пачки в геологических БД	Латинский аналог в БД	Индексы песчаных пластов		Словарь для сейсмогоризонтов (реперов)		Сейсмокомплекс		Сейсмостратиграфический мегакомплекс					
Система	Отдел	Ярус				Сургутский р-н	Вартовский р-н	русской	латинский	зональный уровень	региональный уровень						
мел	нижний мел	верхний	турон-коныак	КУЗНЕЦОВСКИЙ	Кузнецовская			Г	G			верхне-меловой					
			сеноман	УВАТСКИЙ			ПК1	ПК 1	ПК 1	PK 1			кузнецовский				
		апт	альб	Х-МАНС.	Нисокеханта-манс.					M 1	M 1						
			ВИКУЛОВСКИЙ	Чернореченская				ВК 1	ПК 14	ВК 1	VK			викуловский			
				Кошайская							АЛ-М		AL-M	ас 1	алымский		
				АЛЫМСК.					АС 1	АВ 1-1	НАС 1		AS 1				
									АС 2	АВ 1-2	НАС 2		AS 2	ас 2			
									АС 3	АВ 1-3	НАС 3		AS 3	ас 3			
			баррем	ЧЕРКАШИНСКИЙ							НЧер		CHN	ас 4	черкашинский		
											НАС 4		AS 4				
											НАС 5		AS 05			ас 5	
											АС 5		АВ 2	НАС 5		AS 5	ас 6
											НАС 6		AS 06				
											АС 6			НАС 6		AS 6	
		готерив	ЧЕРКАШИНСКИЙ	Быстринская	by					Нбы	BS			подбыстринский ас 7-8	быстринский		
										АС 7			НАС 7	AS 7			
													НАС 8	AS 08			
										АС 8	АВ 3		НАС 8	AS 8			
													НАС 9 0	AS 09 0			
										АС 9			НАС 9 0	AS 9 0			
													НАС 9 1	AS 09 1			
													НАС 9 1	AS 9 1			
													НАС 9 2	AS 09 2			
													НАС 9 2	AS 9 2			
													НАС 10	AS 10	ас 10		
													НАС 10	AS 10			
										НАС 11	AS 11						
										НАС 12	AS 12		ас 11-12				
										НАС 12	AS 12						
		мел	нижний мел	готерив	УСТЬ-БАЛЬСКИЙ	Пимская	rim				Нпим		PM		верхнееро-неокомский		
										НС 1	BS 1						
												НС 2	BS 02				
										НС 2	BS 2		бс 1-3				
												НС 3	BS 03				
										НС 3	BS 3						
										НС 4	BS 04						
										НС 4	BS 4		бс 4-5				
										НС 5	BS 05						
										НС 5	BS 5						
												Нправ	PRD	бс 6			
										НС 6	BS 6						
								НС 7	BS 07		бс 7						
								НС 7	BS 7								
										Нсар	SR	бс 8					
								НС 8	BS 8								
								НС 9	BS 09		бс 9						
								НС 9	BS 9								
велижани	АГАНСКИЙ			Чусовская	cheu					Нчу	CH		верхнееро-неокомский				
										НС 10 0	BS 10 0						
										НС 10 1	BS 10 1						
										НС 10 2	BS 10 2			бс 10			
										НС 10 2	BS 10 2						
										НС 10 3	BS 10 3						
								НС 10 3	BS 10 3								
										Нсав	SV	бс 11					
								НС 11	BS 11								
										Нрода	RD	бс12-бс 2					
								НС12-НБВ	BS12-BV2								
										Нмох	MOH	бс13-бс 3					
						НС13-НБВ	BS13-BV3										
						НС14-НБВ	BS014-BV04		бс14-бс4								
						НС14-НБВ	BS14-BV4										
								Нур	UR	бс 6							
						БВ 6	БВ 6	НБВ 6	BV 6								
								Нсам	SM	бс 8							
						БВ 8	БВ 8	НБВ 8	BV 8								
								Нуз	UZ	бс 9							
						БВ 9	БВ 9	НБВ 9	BV 9								
								Нтгр	TG	бс 10							
						БВ 10	БВ 10	НБВ 10	BV 10								
								Нсор	SOR	бс 11							
						БВ 11	БВ 11	НБВ 11	BV 11								
								Нсуа	KL								
						БВ 12	БВ 12										
						БВ 14-БВ 16	БВ 14-БВ 16										
юра	верхняя юра	титонский	БАЖЕНОВСКИЙ	Баженовская				Б	B		баженовский						

Геологоразведочные работы

принадлежность к соответствующему интервалу геологического разреза. Например, индекс савуйского горизонта - $H_{сав}$. В том случае, когда собственное имя реперного горизонта на период исследований не обозначено, предлагается к индексу H добавить имя установленного песчаного пласта нижележащего интервала разреза с прописной буквы. Например: $H_{бв4}$. Для индексации отражающих горизонтов, прослеживающихся в клиноформно-фондоформной подзоне, можно оставить старую схему, по которой к индексу соответствующего неокомского сейсмогоризонта добавляются буквы ач, например, $Нач (BC_{10})$.

Регулярные отражающие горизонты позволяют расчленить неокомский мегакомплекс на сеймостратиграфические комплексы (ССК) регионального уровня. По мере уплотнения каркасной сети профилей и данных бурения появляется необходимость выделения сеймостратиграфических комплексов зонального и локального уровней.

При региональном обобщении и описании характеристик сейсмокомплекса важным становится принятие варианта его индексации. По какому из его элементов давать название: по имени подошвенного горизонта, по имени горизонта, контролирующего кровлю комплекса или по внутреннему содержанию, то есть по именам пластов?

В региональной схеме неокомских отложений Западной Сибири О.М. Мкртчян, учитывая определяющее влияние рельефа поверхности на начало нового регрессивно-трансгрессивного цикла на седиментационные процессы в морском бассейне, предложил именовать осадочный комплекс по глинистой пачке, лежащей в основании комплекса

(савуйский комплекс состоит из осадков савуйской глинистой пачки в основании и песчано-алевритовой толщи группы BC_{10}) /2/.

А.А.Нежданов предложил обозначить положение комплекса относительно основания приставкой "над" (надсавуйский) /3/.

В отчетах по результатам сейморазведочных работ, учитывая сложившуюся практику выделения нефтегазоносных комплексов по имени покровного горизонта, практикуется наименование сейсмокомплекса (сейсмофациальной единицы) по имени покровного горизонта: сармановский сейсмокомплекс включает отражения, связанные с сармановской глинистой пачкой в кровле комплекса, и группу отражающих горизонтов, связанных с пластами BC_{8-9} , и глин, разделяющих эти пласты. При описании характеристик комплекса может возникнуть необходимость подчеркнуть его содержание. Например, сармановско-чеускинский сеймостратиграфический комплекс, включающий в кровле сармановскую глинистую пачку, отражения от пластов группы BC_{8-9} , в подошве ограничены чеускиным горизонтом.

Корреляция реперных сейсмических горизонтов, имеющих конкретные привязки к скважинным данным - к реальным геологическим границам, позволила анализировать объемные характеристики сейсмокомплексов. По характерным особенностям поведения изолиний dt - по границам градиентных зон - на картах выделяются несколько линий (на самом деле относительно широких зон). Первая из них обозначает бровку шельфа по первичной поверхности седиментации, выделяется по характерным элементам рельефа подошвы сейсмокомплекса, вторая - бровку шельфа по

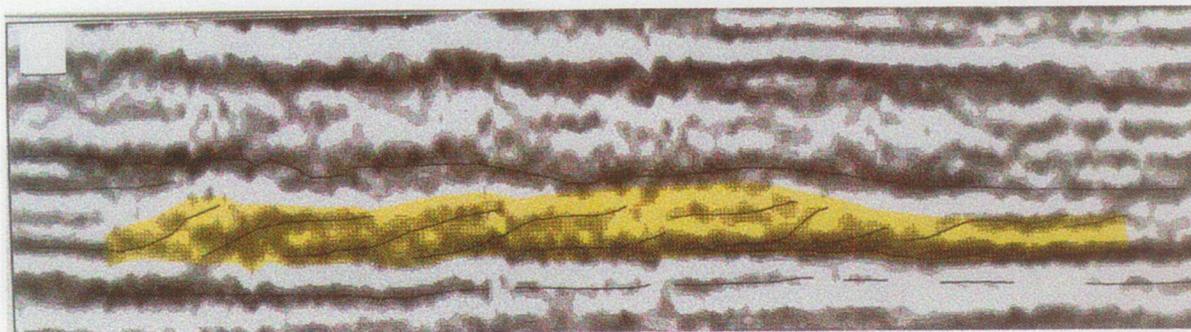


Рис.3. Сейсмофации авандельт на шельфе

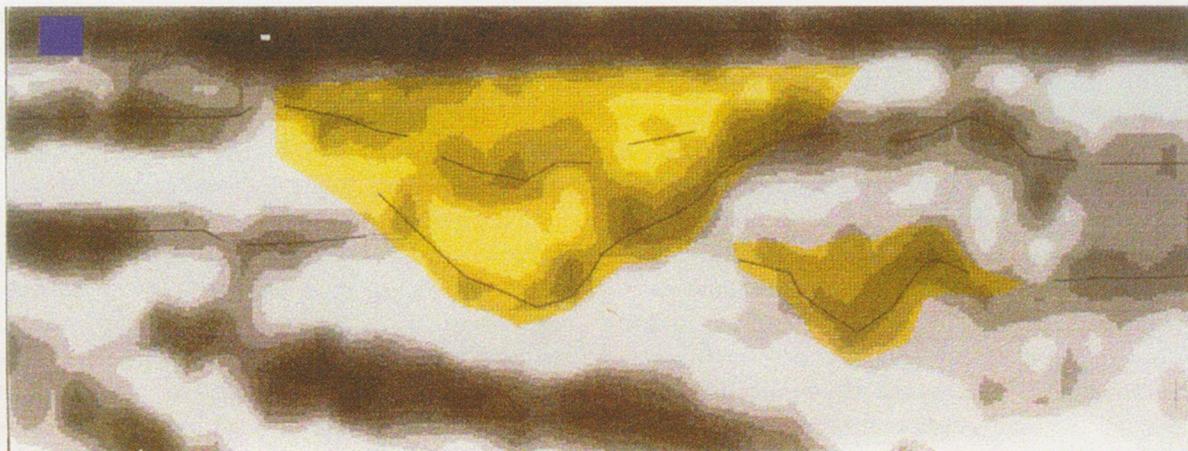


Рис.4. Сейсмofации "транзитных" зон-каналов на шельфе.

горизонту, фиксирующему кровлю ССК. Третья линия интерпретируется как зона перехода к уменьшенной толщине сейсмокомплекса. Восточнее этой зоны границы в подошве и кровле ССК сходятся друг с другом по экспоненте. Соответственно, в трехмерном изображении выделяются относительно выдержанная по толщине плащеобразно покрывающая шельф платформенная часть и резко нарастающая к центру бассейна клиноформная часть ССК. Далее толщина комплекса уменьшается и переходит в конденсированные слои, покрывающие и нарастающие ниже лежащую толщу.

Шельфовая часть сейсмостратиграфических

комплексов представлена серией субпараллельных отражающих горизонтов с чередованием интенсивных горизонтов со слабыми и интерференционными отражениями. В трехмерном измерении они образуют обширные покровы, выклинивающиеся на отдельных участках. На собственно шельфовой платформе ряда ССК выделяются зоны с относительно повышенными значениями толщины. На разрезах в этих интервалах фиксируются обширные (размерами до десяти и более километров) аномалии волновой картины с выпуклой границей в кровле и относительно плоской границей в подошве (рис.3). Черепицеобразные и косослоистые отражения

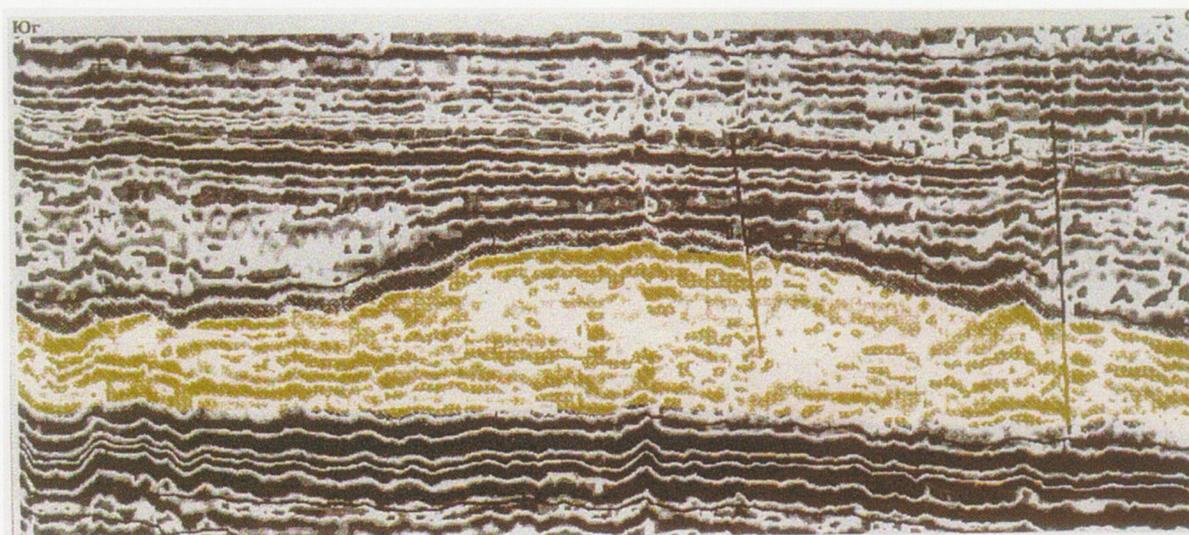


Рис.5. Субмеридиональное сечение фронтальной части сейсмокомплекса.

Геологоразведочные работы

формируют внутренний рисунок записи, характерный для сложнопостроенных погребенных авандельтовых систем.

Там же на шельфовой платформе наблюдаются сейсмофации с относительно плоской границей в кровле и вогнутой границей в подошве, врезающейся в нижние слои (рис.4). Предполагается, что этот тип сейсмофаций образован мощными транзитными системами, по которым осуществлялась транспортировка грубообломочного осадочного материала на шельфовой платформе, в отдельных «карманах» должны сохраниться остатки грубозернистого материала и, следовательно, существует вероятность обнаружения литологических ловушек УВ.

Клиноформная часть ССК имеет в пространстве форму двояковыпуклой асимметричной линзы, точнее, системы линз - депоцентров, выстроившихся вдоль региональной линии свала или бровки шельфа. Форма линзы легко просматривается на картах изохор между горизонтами, фиксирующими кровлю и подошву комплекса. В субмеридиональном сечении фронтальной части депоцентра образуется обширный холм. Типичную волновую картину с холмообразными сейсмофациями демонстрирует рис.5. Этот признак позволяет уже на первых рекогносцировочных стадиях определить приоритетные объекты картирования и прогнозирования.

Особое внимание при интерпретации сейсморазведочных материалов необходимо уделять прогнозированию участков преимущественного привноса осадочного материала за бровку шельфа. Именно на этих участках высока вероятность обнаружения вершин конусов выноса, а также «устьевых» каналов, с которых начинается транспортировка и сортировка грубозернистого материала, поступающего на окраину шельфа. На картах толщин в этих местах резко меняется градиент параметра dt , бровка шельфа как бы размывается и на картах остаются разрывы линий.

Интенсивность процессов осадконакопления на окраине шельфа в депоцентре, т.е. в области наиболее интенсивного роста объема осадков, предопределила сложное кулисообразное строение осей синфазности в ундаформной подзоне. На

сейсмогеологических материалах разбуренных площадей Широного Приобья было установлено, что в депоцентрах латерального наращивания окраины шельфа в пределах зоны, ограниченной бровками смежных шельфов, имеются хорошие предпосылки для формирования структурно-литологических ловушек /4/.

Достоверность сейсмостратиграфической интерпретации и прогнозирования перспективных объектов значительно возрастает при использовании всего комплекса геолого-геофизических данных по стратифицированным интервалам разреза: сейсмофациальный и электрофациальный анализы, описание кернового материала и т.д.

Литература

1. Региональные стратиграфические схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины. -Тюмень.- 1991.
2. Мкртчян О.М., Белкин Н.М., Дегтев В.А. Сейсмогеологическое обоснование единой схемы корреляции продуктивных пластов неокома Среднего Приобья. /Сов. геология. -1985. - №11. - С.115-122.
3. Нежданов А.А. и др. Сейсмогеологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек нефти и газа в Западной Сибири. /Разведочная геофизика: обзор МГП "Геоинформатик". -М.-1992.
4. Игошкин В.П. Сейсмостратиграфический анализ неокомских отложений западных и северо-западных районов Широного Приобья в связи с поисками и разведкой сложнопостроенных залежей нефти. Автореф. диссертации канд. г-м.наук. -Ханты-Мансийск. -1992.

ИЗМЕНЕНИЯ В НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОМ РАЙОНИРОВАНИИ ТЕРРИТОРИИ ХМАО

Г.П.Мясникова, А.В.Шпильман (НАЦ РН ХМАО)

В 2001-2002 гг. будет проводиться переоценка потенциальных, прогнозных и перспективных ресурсов нефти и газа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В 2000 г. коллективом специалистов НАЦ РН ХМАО (Елисеев В.Г., Мамыкина Л.И., Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Пермитина Л.А., Плавник Г.И., Пятков В.И., Судат Л.Г., Судат Н.В., Сулейманова Л.О., Шпильман В.И., Шпильман А.В.) составлено новое нефтегеологическое районирование, результаты которого были доложены в мае 2000 г. на рабочем совещании по переоценке ресурсов нефти и газа и в ноябре на конференции в г. Ханты-Мансийске "Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО".

Чем же отличается новое нефтегеологическое районирование от принятого в 1991 году? Принципы районирования - выделение границ нефтегазоносных областей районов - остались прежними. Но само районирование проводилось на основе новых карт: **структурной** по горизонту "Б", составленной специалистами Научно-аналитического центра (Пятков В.И., Гончарова В.Н. и др.), обобщившими материалы 1000 сейсмопартий и 6500 пробуренных скважин; **тектонической** центральной части Западно-Сибирской плиты, последняя опубликована в 1998г. (ред.: В.И. Шпильман, Н.И. Змановский, Л.Л. Подсосова). На тектонической карте впервые было учтено строение трех структурно-тектонических этажей: архей-палеозойского, увязанного со строением горных обрамлений Западно-Сибирского бассейна, промежуточного осадочно-вулканогенного (пермо-триасового) и платформенного осадочного

мезозойско-кайнозойского. При выделении границ геоструктурных элементов: геоблоков, сводов, мегапрогибов, котловин и других учитывались планетарные напряжения, пересекающие Западно-Сибирскую плиту. При построениях впервые была применена новая технологическая процедура - восстановление и снятие регионального фона по основному опорному отражающему сейсмическому горизонту Б с использованием карты отклонений фактической структурной поверхности от регионального фона.

При районировании учитывались новые открытия нефти и газа по разрезу и площади, литофациальные особенности пород, выявленные в результате геолого-геофизических работ за последние годы.

Рассмотрим особенности нового нефтегеологического районирования.

Выделены две новые нефтегазоносные области (НГО) и пять новых нефтегазоносных районов.

Красноленинская НГО. Ранее входила в состав Фроловской НГО. Выделение ее в самостоятельную было связано с различием в геологическом строении и размещении залежей на территории западной и восточной частей бывшей Фроловской НГО, которые относятся к разным геоблокам. Красноленинская НГО расположена на территории Зауральского геоблока, в котором значительную роль играют северо-западные простирания тектонических напряжений, продолжение которых на юг контролируется преимущественно каледонскими и салаирскими складчатыми сооружениями. На территории области положительные структуры I порядка

Геологоразведочные работы

занимают большую половину (Красноленинский свод, Сергинская зона поднятий, Шугурская мегатерраса). В неокомском покровном комплексе открыты небольшие по запасам УВ залежи. В готеривское время территория области была наиболее глубокой, снос терригенного материала осуществлялся с Уральской складчатой системы, и клиноформы готерива имеют преимущественно глинистый состав и восточное падение.

Остальная часть **Фроловской НГО** сохранила старое название, но были внесены коррективы в ее границы. На юго-востоке в состав области был включен Салымский НГР, положение которого на всех предыдущих картах районирования было неустойчивым: его относили то к Фроловской, то к Среднеобской НГО. Сегодня этот район является частью Фроловского геоблока и размещение залежей УВ в разрезе близко к другим районам области. Фроловская НГО приурочена к единому опущенному геотектоническому блоку, который рассматривается как шовная зона.

Особенностью тектонического строения области является преобладание отрицательных структур на ее территории. В пределах Фроловского геоблока основные тектонические напряжения, имеющие субмеридиональное простирание, активно проявляли себя в мезозое и способствовали образованию кавернозно-трещинных коллекторов в карбонатно-глинистых породах верхней юры и низах нижнего мела. Дебиты нефти в этих коллекторах сегодня составляют до 1000 т/с и более (Приразломное месторождение).

В палеозойском разрезе значительную роль играют карбонаты D-C₁ возраста, образующие биогермы, вмещающие скопления нефти (Горелое месторождение). В мезозойском осадочном чехле в неокомском разрезе широко развиты готеривские клиноформы, имеющие падение на запад и вмещающие гигантские и крупные скопления нефти в пластах горизонта А. Высокая концентрация запасов характерна для баженовско - верхнеюрского комплекса.

По-иному оцениваются перспективы

нефтегазоносности западной окраины ХМАО. Здесь выделена новая **Восточно- Уральская НГО** с такими крупными структурами I порядка, как Ляминский мегапрогиб, Висимский мегавал. Ранее эти земли считались бесперспективными и малоперспективными. Такая отрицательная оценка была дана по комплексу гидрогеологических и геологических показателей. Эти территории имели мощность осадочного чехла не более 1–1,5 км, что считалось неблагоприятным для процессов генерации УВ, а подземные воды отличались опреснением и содержанием в растворенных водах кислорода и азота. Предполагалось распространение на этих землях по всему разрезу инфильтрационных вод.

Из всех нефтегазоносных провинций бывшего СССР только в Западно-Сибирском бассейне перспективные земли окружены мало- и бесперспективными землями. Бурение скважин на западной окраине ХМАО, переинтерпретация старых материалов позволили по-новому оценить эту территорию.

Основные перспективы Восточно-Уральской НГО связываются с терригенно-карбонатными палеозойскими, юрскими терригенными отложениями и корами выветривания. Мощности последних на гранитных массивах предполагаются до 100 м и более. Предполагается широкое развитие стратиграфических ловушек на бортах прогибов и моноклиналях, перспективных для формирования газовых и нефтяных скоплений. Скважины, пробуренные в Ляминском мегапрогибе, не подтвердили глубокое проникновение инфильтрационных вод, промытость недр, а открытое промышленное месторождение битумов – Маньинское – в C₁† в Тагильском синклинии подтвердило перспективы палеозойских отложений.

Ноябрьский нефтегазоносный район выделен в северной части Среднеобской НГО. Эта часть Среднеобского геоблока резко отличается от всей остальной территории тектоническим строением осадочного чехла, размерами залежей, хотя основной продуктивный комплекс остается неокомским. Она представляет

собой две мегатеррасы – Северо-Сургутскую и Северо-Вартовскую, осложненные валами, прогибами.

В Красноленинской НГО, из бывшего Казымского района, выделен новый **Сергинский НГР**, объединивший Сергинскую зону поднятий, Полуйский свод и Шеркалинский мегапрогиб. Здесь основной продуктивный пласт Ю₂₋₃, в котором открыты и нефтяные и газовые залежи. Единичные залежи УВ выявлены в абалакской свите, пластах Ю₁₀ (юра) и АС₃ (неоком).

Три **новых** нефтегазоносных района выделено на востоке территории: Бахилловский, Сабунский, Каралькинский.

Бахилловский НГР выделен как самостоятельный из прежнего Александровского НГР. Раньше эта территория рассматривалась как северное погружение Александровского мегавала. На новой тектонической карте выделен Бахилловский мегавал, который соединяется с Александровским мегавалом Хохряковской мегаседловиной. Территория района осложнена многочисленными планетарными разломами северо-восточного и северо-западного простирания, которые определяют как формирование ловушек, экранированных дизъюнктивами, так и вертикальную миграцию УВ и соответственно большой этаж нефтегазоносности: от кровли ипатовской свиты до плинсбахского яруса в нижней юре, в котором открыто 73 залежи – нефтяные, газонефтяные и газовые.

Западная часть района представляет собой по горизонту Б моноклиналь, погружающуюся в Толькинский мегапрогиб – крупную шовную зону. Граница ХМАО пересекает район, и на территории округа расположена только южная часть НГР (примерно 1/3 площади района).

В Пайдугинской НГО на территории ХМАО ранее выделялся один нефтегазоносный район с одноименным названием. Его границы объединяли и часть земель Томской области, где было открыто одно месторождение – Киевъеганское. Основные месторождения в НГО были открыты в другом –

Сильгинском НГР, а залежи выявлены в верхней-средней юре и единичные в неокоме.

Разделение Пайдугинского района на Сабунский и Каралькинский было связано с различной оценкой перспективных объектов – нефтегазоносных комплексов. **В Сабунском НГР**, объединяющем систему валов (Пыль-Каралькинский, Верхнекаралькинский) и прилегающих к ним прогибов и впадин, основные перспективы нефтегазоносности связаны с юрскими стратиграфическими ловушками и неокомскими клиноформами на склонах мегавалов (перепады глубин в юре составляют 300 м).

В Каралькинском НГР большую часть площади занимает Каралькинский выступ, меньшую – Касская впадина. Выступ предполагается унаследованным от палеозойского времени. Основные перспективы геологи связывают с рифовыми массивами, органогенными банками барьерного и атоллового типа, формировавшимися в раннем и позднем палеозое. Юрские отложения рассматриваются как перспективные на северном и юго-западном склонах выступа.

В новом нефтегеологическом районировании несколько изменены границы районов и областей: незначительно для Среднеобской, Приуральской, Васюганской НГО; существенно для Фроловской НГО (в связи с разделением на две самостоятельные), Салымского, Сургутского и Уватского, бывшего Тобольского, НГР.

Геологоразведочные работы**КРАТКИЕ СООБЩЕНИЯ**

Подготовила Л.О.Сулейманова

Государственная компания Узбекистана - Узбекнефтегаз привлекает инвесторов для разработки восьми нефтяных и газовых месторождений, которые потребуют вложений в размере 242 млн. долл.

Месторождения, разрабатываемые Узбекнефтегазом - Северный Шартан, Южный Кызылбайрак и Шакарбулак, добывают 646 тыс.т в год; месторождения Южный Тандырча, Гумбулак и Джаркудук дают в сумме 2.5 млрд.м³ в год газа и 90 тыс.т в год конденсата.

Узбекнефтегаз сообщил, что потребуются 25 млн. долл. инвестиций, чтобы довести добычу нефти до 100 тыс.т в год, конденсата – до 30 тыс/год, газа – до 2 млрд м³/год с месторождений Амид и Южный Кемачи. Сегодняшняя добыча с этих месторождений не известна.

Потребуется также 45 млн. долл. на строительство компрессорной станции на месторождении Газли и 20 млн. долл. – на строительство завода по утилизации попутного газа на месторождении Кокдумалак.

Президент Узбекнефтегаза сообщил, что компания продаст 49% своих акций зарубежным инвесторам. Государство также продаст свою долю акций в других нефтяных компаниях – Узнефтегаздобыча, Узнефтепереработка и Узбурнефтегаз.

OGJ, Июнь, 2000, р.34.

Пан Эйша Майнинг Корп, Ванкувер заплатила 3 млн. долл. за 51% акций лондонского отделения компании Еврогаз, базирующейся в Вене.

Это отделение владеет половиной акций СП ТАКТ, которое разрабатывает доказанные ресурсы и проводит поисковые работы на двух участках общей площадью 21.3 тыс. км² вблизи г.Ленска в автономной республике Саха.

ТАКТ имеет право распоряжаться первой полученной в будущем нефтью и правом на ведение поисков и разработки газа в республике Саха, а также на поиски и разработку всех других минералов и леса в пределах всех существующих и будущих участков ТАКТ, включая и алмазы.

Еврогаз-Австрия приобрела свои акции у австрийской компании О-Эм-Ви Эй-Джи (OMV AG) в 1977г. Большая часть второй половины СП ТАКТ принадлежит Саханефтегаз, национальной нефтяной и газовой компании Саха.

Перед продажей своих 50% акций в СП ТАКТ Еврогаз-Австрия О-Эм-Ви свернула свои работы на двух блоках. «Она поставила себе условие, что блоки должны содержать до 9-18 трлн. куб. футов (250-500 млрд.м³) газа и около 370 млн. бар.(50 млн.т) извлекаемых запасов нефти и конденсата», - заявила Пан Эйша.

OGJ, Окт., 2000, стр.40.

Поисковые работы на туркменской территории Аджияп скоро начнутся

Независимая компания Калгари Каннефть подписала в Ашхабаде соглашение с Туркменгеологией на оценку ресурсов нефти и газа территории Аджияп, блока площадью 2 тыс.км², расположенного вдоль берега Каспийского моря на границе с Ираном.

Согласно контракту, в последующие полгода Каннефть и Туркменгеология будут проводить совместную техническую оценку. Одновременно компании ведут переговоры по поисковой лицензии.

Техническая оценка будет заключаться в переобработке 2.5 тыс. пог. км сейсмических данных 2D, детальном геологическом анализе и оценке инфраструктуры. Компаниями были приняты потенциальные ресурсы на участке в размере 1-3 трлн. куб. футов газа (28-84 млрд.м³).

OGJ, Авг., 21, стр.9.

АНАЛИЗ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА ЗА ЯНВАРЬ 1999 – АВГУСТ 2000 ГГ.

Г.Г.Коршунова, М.Ю.Соболева, Н.Ю.Галкина, В.Ю.Галкин Н.Д.Марьина (НАЦ РН ХМАО)

Ежемесячная характеристика работы и состояния каждой скважины, пробуренной на территории ХМАО, – предмет внимания многих специалистов. Имеющаяся база данных по добыче позволяет ответить на многие вопросы и проанализировать состояние разработки в различных вариантах. На приведенных ниже графиках представлен выборочный анализ работы фонда нефтяных скважин округа с января 1999 по август 2000 года.

Сравнение динамики основных показателей, представленных на рис.1, позволяет увидеть, что усредненный дебит нефти скважин округа за это время не изменился, среднесуточная добыча выросла на 41 тыс.т, а фонд работающих скважин увеличился на 6 тысяч.

Данные по изменению фонда работающих скважин (рис.2) показывают, сколько скважин введено из бездействия и консервации, сколько ушло в бездействие и сколько законсервировано. Здесь же приведены данные о добыче нефти из скважин, введенных в эксплуатацию, о потерях от скважин, выведенных из действующего фонда.

Изменение качественного состава фонда работающих скважин и добычи нефти по дебитам за январь-август (рис.3) показывает, что увеличение фонда скважин и добычи нефти имеется на всех интервалах дебитов, кроме скважин с дебитами более 100 т/сут, но больше всего возрос фонд малодебитных скважин.

Показатели таблицы (рис.4) позволяют увидеть, как распределяется действующий фонд скважин и добываемая нефть в округе по интервалам дебитов нефти и обводненности. Очевидно, что наибольшее количество работающих скважин имеют дебит нефти менее 5 т/сут при обводненности более 90%, а наибольшая добыча приходится на скважины с дебитом более 20 т/сут при обводненности менее 30%.

Разработка и добыча

Название показателя	Месяца																				
	янв.99	фев.99	мар.99	апр.99	май.99	июн.99	июл.99	авг.99	сеп.99	окт.99	ноя.99	дек.99	январ.00	февр.00	мар.00	апр.00	май.00	июн.00	июл.00	авг.00	
Работающих скважин за период, шт.	45319	45424	45848	46382	47092	47513	47881	48207	48420	48654	48496	48303	47957	48232	48756	49558	50172	50676	51091	51509	
Среднесуточная добыча нефти, тыс.т./сут.	456.19	456.49	458.49	462.75	463.32	464.78	466.15	468.65	469.14	471.34	472.89	477.00	474.89	479.90	484.49	488.73	491.66	491.57	493.09	497.46	493.09
Средний дебит, т./сут.	10.75	10.81	10.72	10.66	10.54	10.47	10.39	10.34	10.30	10.30	10.34	10.39	10.39	10.30	10.48	10.59	10.48	10.33	10.27	10.28	10.28

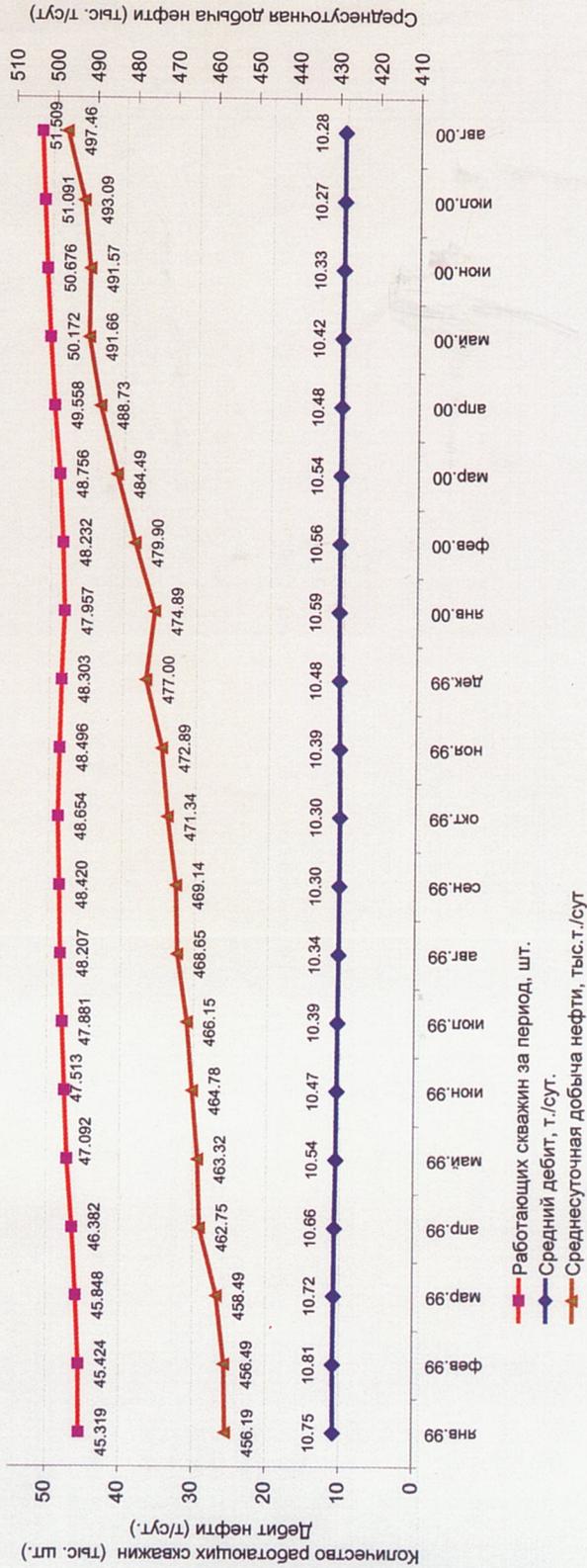


Рис.1. Динамика фонда работающих скважин, среднесуточной добычи нефти и усредненного дебита нефти округа за период с января 1999 года по август 2000 года

Изменение фонда работающих скважин и добываемой нефти округа за 1999, 2000 г.г.

Месяц	Введено в работу								Переведено в Б/Д				Всего по округу	
	Впервые на нефть				Из бездействия				Кол-во		Потери		Кол-во шт.	Добыча тыс. т.
	Кол-во		Добыча		Кол-во		Добыча		шт.	%	тыс. т.	%		
	шт.	%	тыс. т.	%	шт.	%	тыс. т.	%						
янв.99	67	0.15	20.77	0.15	666	1.47	86.24	0.61	1179	2.60	86.19	0.61	45319	14141.84
фев.99	84	0.18	18.80	0.15	1049	2.31	132.82	1.04	1038	2.29	61.62	0.48	45425	12781.80
мар.99	116	0.25	29.76	0.21	1148	2.50	133.46	0.94	860	1.88	56.55	0.40	45849	14213.31
апр.99	91	0.20	23.86	0.17	1281	2.76	125.85	0.91	852	1.84	64.82	0.47	46382	13882.40
май.99	123	0.26	32.68	0.23	1393	2.96	136.83	0.95	800	1.70	61.55	0.43	47091	14363.00
июн.99	144	0.30	32.34	0.23	1183	2.49	109.16	0.78	904	1.90	68.83	0.49	47512	13943.35
июл.99	133	0.28	44.51	0.31	1027	2.14	133.84	0.93	798	1.67	50.31	0.35	47881	14450.66
авг.99	141	0.29	42.07	0.29	983	2.04	129.30	0.89	802	1.66	51.63	0.36	48207	14528.12
сен.99	141	0.29	35.51	0.25	878	1.81	99.72	0.71	796	1.64	55.52	0.39	48426	14074.74
окт.99	136	0.28	46.95	0.32	915	1.88	110.87	0.76	812	1.67	49.80	0.34	48657	14612.02
ноя.99	105	0.22	22.52	0.16	811	1.67	89.98	0.63	1068	2.20	64.28	0.45	48501	14187.01
дек.99	137	0.28	47.43	0.32	811	1.68	102.05	0.69	1150	2.38	58.78	0.40	48302	14786.86
янв.00	98	0.20	24.57	0.17	461	0.96	44.43	0.30	1116	2.33	96.77	0.66	47957	14721.55
фев.00	137	0.28	36.83	0.26	1040	2.16	122.64	0.88	901	1.87	41.07	0.30	48232	13917.18
мар.00	142	0.29	42.76	0.28	1067	2.19	115.59	0.77	682	1.40	53.17	0.35	48752	15019.07
апр.00	160	0.32	40.76	0.28	1275	2.57	121.80	0.83	630	1.27	50.10	0.34	49554	14661.76
май.00	184	0.37	53.88	0.35	1080	2.15	114.74	0.75	631	1.26	51.59	0.34	50172	15241.40
июн.00	200	0.39	66.23	0.45	969	1.91	89.16	0.60	664	1.31	50.30	0.34	50676	14746.96
июл.00	179	0.35	60.56	0.40	929	1.82	112.87	0.74	693	1.36	53.85	0.35	51090	15285.70
авг.00	202	0.39	64.12	0.42	928	1.80	112.80	0.73	703	1.36	66.26	0.43	51509	15420.04

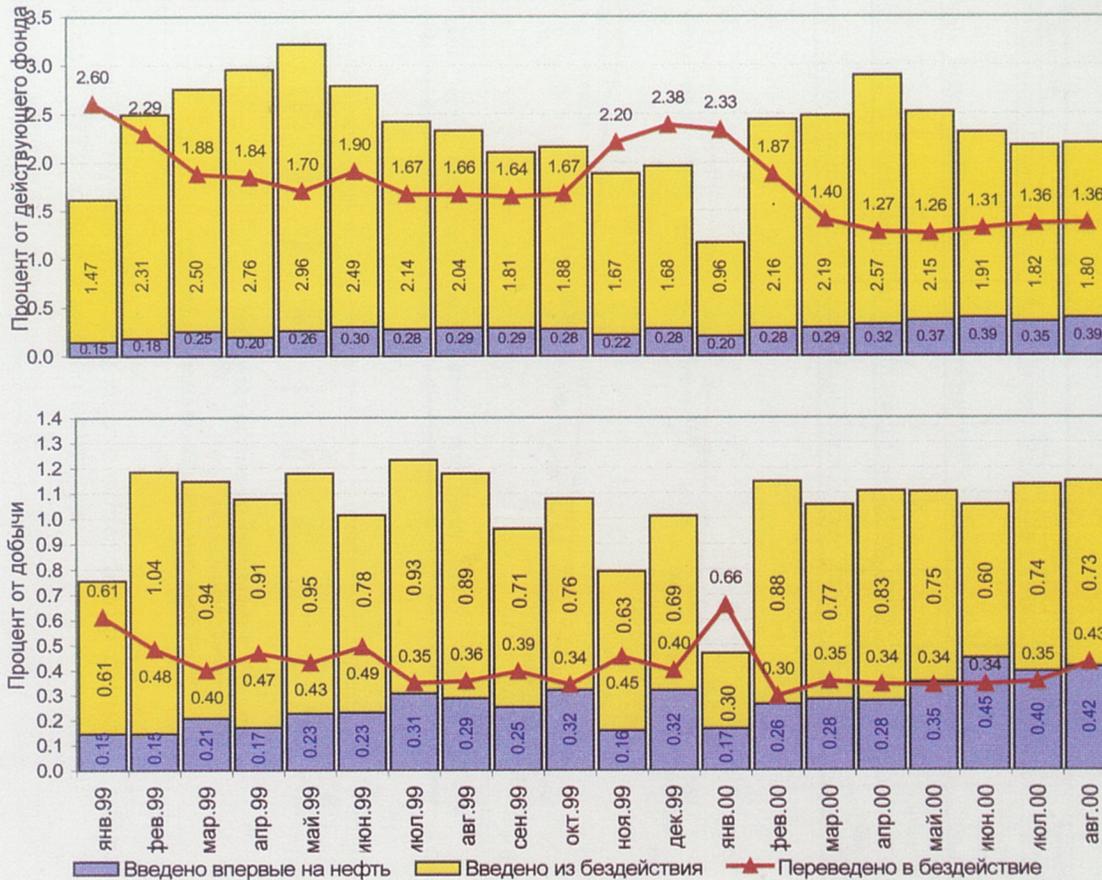


Рис.2.

Разработка и добыча

Распределение фонда работающих скважин и добычи нефти по дебитам нефти за январь и август 2000 г. по ХМАО												
Дебит нефти, т/сут	Январь				Август				Изменения за период			
	Кол-во скважин		Добыча нефти		Кол-во скважин		Добыча нефти		Кол-во скважин		Добыча нефти	
	шт.	%	тыс.т	%	шт.	%	тыс.т	%	шт.	%	тыс.т	%
0-5	22 886	47.72	1501	10.20	25 565	49.64	1 614	10.47	2 687	11.74	113	7.52
5-10	10 562	22.02	2224	15.10	10 855	21.08	2 300	14.92	298	2.82	77	3.47
10-15	4 981	10.39	1794	12.19	5 130	9.96	1 869	12.12	148	2.97	74	4.15
15-20	2 750	5.73	1403	9.53	2 878	5.58	1 478	9.58	127	4.62	73	5.24
20-30	2 958	6.17	2116	14.38	3 054	5.93	2 208	14.32	97	3.28	92	4.35
30-50	2 542	5.30	2880	19.56	2 684	5.21	3 049	19.77	144	5.66	170	5.89
50-100	1 115	2.32	2153	14.62	1 183	2.29	2 282	14.79	66	5.92	127	5.91
>100	163	0.34	651	4.42	160	0.31	623	4.04	-3	-1.84	-27	-4.17
Итого	47 957	100	14722	100	51 509	100	15 420	100	3 564	7.43	700	4.75

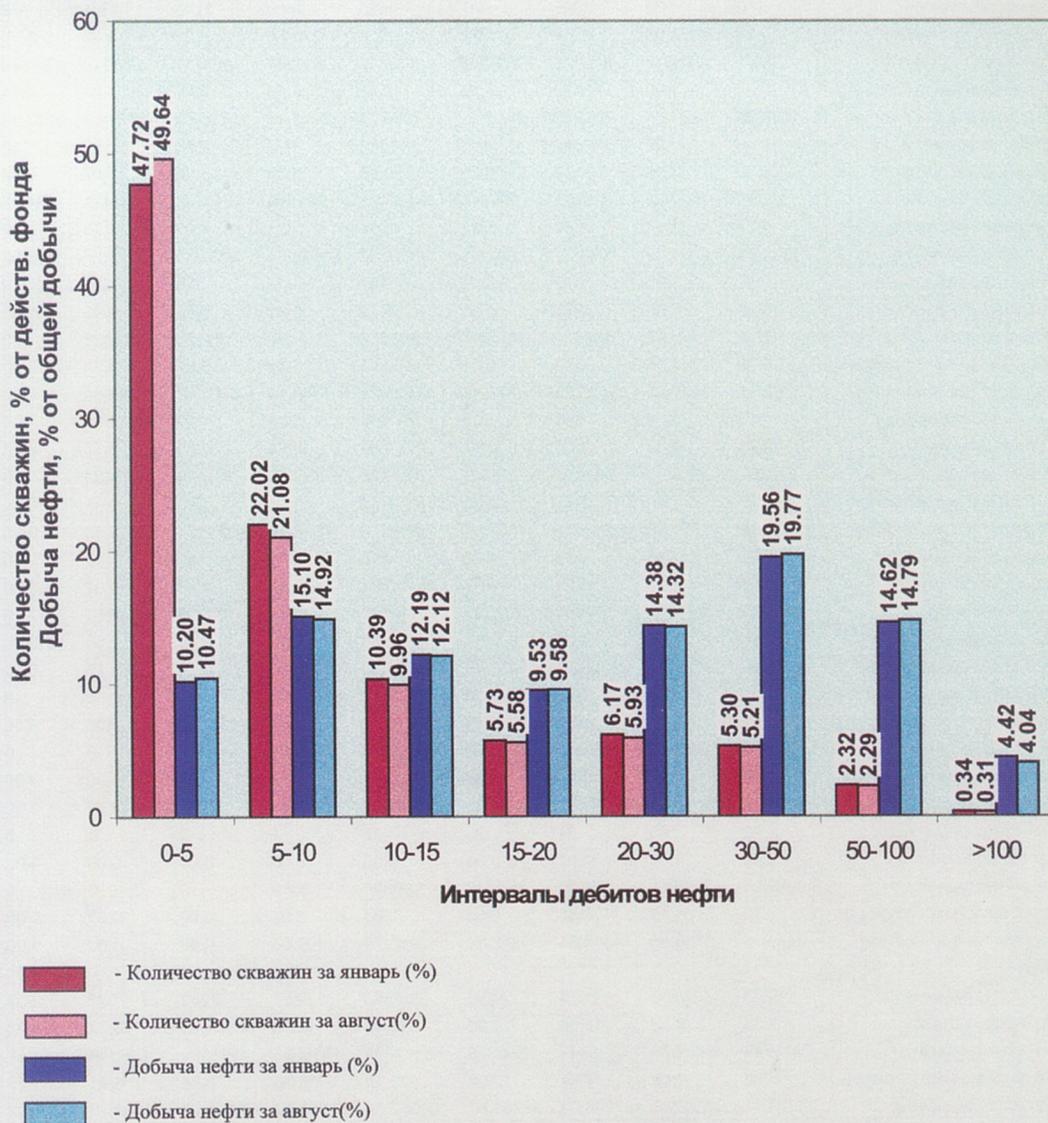


Рис.3.

**Распределение действующего фонда скважин Ханты-Мансийского округа
по интервалам дебитов нефти и обводненности за август 2000 года**

Дебит нефти, т/с	Показатель	Обводненность									
		0-2 %	2-10 %	10-30 %	30-50 %	50-80 %	80-90 %	90-95 %	95-98 %	>98	Итого
0 - 5	КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН, ШТ	288	1422	2265	1875	3954	2802	3798	4893	4268	25565
	% ОТ ФОНДА ПО ОКРУГУ	0,56	2,76	4,40	3,64	7,68	5,44	7,37	9,50	8,29	49,63
	ДОБЫЧА НЕФТИ ЗА МЕС, Т	17175	113886	173803	137624	271148	175004	282765	322801	119787	1613993
	% ОТ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ОКРУГУ	0,11	0,74	1,13	0,89	1,76	1,13	1,83	2,09	0,78	10,47
5-10	СРЕДНЕСУТ.ДОБ. НЕФТИ,Т/СУТ	554,03	3673,74	5606,55	4439,48	8746,71	5645,29	9121,45	10412,94	3864,10	52064,29
	КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН, ШТ	176	1032	1328	887	1690	1880	2208	1351	303	10855
	% ОТ ФОНДА ПО ОКРУГУ	0,34	2,00	2,58	1,72	3,28	3,65	4,29	2,62	0,59	21,07
	ДОБЫЧА НЕФТИ ЗА МЕС, Т	37891	215876	275479	185242	362414	410631	466117	283170	62843	2299663
10-15	% ОТ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ОКРУГУ	0,25	1,40	1,79	1,20	2,35	2,66	3,02	1,84	0,41	14,91
	СРЕДНЕСУТ.ДОБ. НЕФТИ,Т/СУТ	1222,29	6963,74	8886,42	5975,55	11690,77	13246,16	15036,03	9134,52	2027,19	74182,68
	КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН, ШТ	93	488	607	440	1318	926	698	530	30	5130
	% ОТ ФОНДА ПО ОКРУГУ	0,18	0,95	1,18	0,85	2,56	1,80	1,36	1,03	0,06	9,96
15 - 20	ДОБЫЧА НЕФТИ ЗА МЕС, Т	31668	176551	219070	156011	484103	341259	255276	194471	10417	1868826
	% ОТ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ОКРУГУ	0,21	1,14	1,42	1,01	3,14	2,21	1,66	1,26	0,07	12,12
	СРЕДНЕСУТ.ДОБ. НЕФТИ,Т/СУТ	1021,55	5695,19	7066,77	5032,61	15616,23	11008,35	8234,71	6273,26	336,03	60284,71
	КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН, ШТ	113	321	372	287	887	418	259	221	0	2878
20 - 30	% ОТ ФОНДА ПО ОКРУГУ	0,22	0,62	0,72	0,56	1,72	0,81	0,50	0,43	0,00	5,59
	ДОБЫЧА НЕФТИ ЗА МЕС, Т	55575	161741	188590	144941	461007	217192	133386	115532	0	1477964
	% ОТ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ОКРУГУ	0,36	1,05	1,22	0,94	2,99	1,41	0,87	0,75	0,00	9,58
	СРЕДНЕСУТ.ДОБ. НЕФТИ,Т/СУТ	1792,74	5217,45	6083,55	4675,52	14871,19	7006,19	4302,77	3726,84	0,00	47676,26
30 - 50	КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН, ШТ	110	424	523	500	868	328	212	89	0	3054
	% ОТ ФОНДА ПО ОКРУГУ	0,21	0,82	1,02	0,97	1,69	0,64	0,41	0,17	0,00	5,93
	ДОБЫЧА НЕФТИ ЗА МЕС, Т	75482	302547	381156	367613	627876	236163	153969	63492	0	2208298
	% ОТ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ОКРУГУ	0,49	1,96	2,47	2,38	4,07	1,53	1,00	0,41	0,00	14,32
50 - 100	СРЕДНЕСУТ.ДОБ. НЕФТИ,Т/СУТ	2434,90	9759,58	12295,35	11858,48	20254,06	7618,16	4966,74	2048,13	0,00	71235,42
	КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН, ШТ	256	655	633	423	480	163	66	8	0	2684
	% ОТ ФОНДА ПО ОКРУГУ	0,50	1,27	1,23	0,82	0,93	0,32	0,13	0,02	0,00	5,21
	ДОБЫЧА НЕФТИ ЗА МЕС, Т	286251	761583	717905	478335	545742	178221	69215	8880	0	3046132
> 100	% ОТ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ОКРУГУ	1,86	4,94	4,66	3,10	3,54	1,16	0,45	0,06	0,00	19,75
	СРЕДНЕСУТ.ДОБ. НЕФТИ,Т/СУТ	9233,90	24567,19	23158,23	15430,16	17604,58	5749,06	2232,74	286,45	0,00	98262,32
	КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН, ШТ	139	403	317	150	139	34	1	0	0	1183
	% ОТ ФОНДА ПО ОКРУГУ	0,27	0,78	0,62	0,29	0,27	0,07	0,00	0,00	0,00	2,30
Итого по округу	ДОБЫЧА НЕФТИ ЗА МЕС, Т	259212	785877	628814	286120	262928	56904	2341	0	0	2282196
	% ОТ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ОКРУГУ	1,68	5,10	4,08	1,86	1,71	0,37	0,02	0,00	0,00	14,80
	СРЕДНЕСУТ.ДОБ. НЕФТИ,Т/СУТ	8361,68	25350,87	20284,32	9229,68	8481,55	1835,61	75,52	0,00	0,00	73619,23
	КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН, ШТ	32	43	34	23	27	1	0	0	0	160
Итого по округу	% ОТ ФОНДА ПО ОКРУГУ	0,06	0,08	0,07	0,04	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,31
	ДОБЫЧА НЕФТИ ЗА МЕС, Т	108491	177911	135930	100512	96805	3319	0	0	0	622968
	% ОТ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ОКРУГУ	0,70	1,15	0,88	0,65	0,63	0,02	0,00	0,00	0,00	4,04
	СРЕДНЕСУТ.ДОБ. НЕФТИ,Т/СУТ	3499,71	5739,06	4384,84	3242,32	3122,74	107,06	0,00	0,00	0,00	20095,74
Итого по округу	КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН, ШТ	1207	4788	6079	4585	9363	6552	7242	7092	4601	51509
	% ОТ ФОНДА ПО ОКРУГУ	2,34	9,30	11,80	8,90	18,18	12,72	14,06	13,77	8,93	100,00
	ДОБЫЧА НЕФТИ ЗА МЕС, Т	871745	2695972	2720747	1856398	3112023	1618693	1363069	988346	193047	15420040
	% ОТ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ОКРУГУ	5,65	17,48	17,64	12,04	20,18	10,50	8,84	6,41	1,25	100,00
Итого по округу	СРЕДНЕСУТ.ДОБ. НЕФТИ,Т/СУТ	28120,81	86966,84	87766,03	59883,81	100387,84	52215,90	43969,97	31882,13	6227,32	497420,65

Разработка и добыча

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ
В НГДУ «МАМОНТОВНЕФТЬ»

А.Б.Гришкевич (НГДУ «Мамонтовнефть»)

С августа 1999 года в НГДУ «Мамонтовнефть» оперативно оценивается эффективность заводнения нефтяных месторождений, разрабатываемых НГДУ, по методике, предложенной вице-президентом НК «ЮКОС» Доном Уолкоттом (Don Wolcott).

Данная методика уравнения материального баланса является типичной оценкой производительности каждого заводняемого элемента, используемой западными специалистами. Проведенный анализ с помощью уравнения материального баланса можно считать вполне удовлетворительным при некоторых допущениях, в частности: поток флюида в пласте несжимаемый, объем элемента постоянный и т.п.

Материальный баланс (баланс объемов) в начале заводнения можно рассчитать через газонасыщенность и среднее давление в элементе.

Нефтяные месторождения, разрабатываемые НГДУ, находятся в последней стадии разработки, поэтому материальный баланс рассчитывался для вторичной разработки после заполнения. Рассмотрим этот способ подробнее. В данной упрощенной схеме добыча нефти идет при продолжающейся закачке воды. Каждый кубометр закачанной воды после ее прорыва вытесняет кубометр жидкой фазы, содержащейся в пласте. Обводненность в добывающих скважинах есть доля воды в добываемой продукции со скважин.

Для расчета материального баланса строится таблица данных, описание граф которой приводится ниже.

Год	
Добыча нефти	Del Np
Накопленная добыча нефти	Np
Коэффициент извлечения нефти(КИН)	Np/N
Добыча воды	Del Wp
Накопленная добыча воды	Wp
Закачка воды	Del Wi
Накопленная закачка воды	Wi
Промытый поровый объем	Evol
Текущий водонефтяной фактор	WOR
Компенсация	Komp
Процент воды	f(w)

Таким образом, от обычного расчета компенсации отбора закачкой методика отличается внесением КИН (коэффициент извлечения нефти), коэффициента охвата по объему и ВНФ (водонефтяного фактора).

Коэффициент охвата по объему определяется как произведение коэффициента охвата по площади на коэффициент охвата по мощности, что эквивалентно эффективному объему воды, закачанной в пласт:

$$E_{vol} = E_a E_i = \frac{(W_i - \Delta W_p) B_w}{MOPV}$$

где E_{vol} - коэффициент охвата по объему; E_a - коэффициент охвата по площади; E_i - коэффициент охвата по мощности; W_i - закачанная вода; W_p - добытая вода; B_w - объемный коэффициент воды; $MOPV$ - подвижный поровый объем.

Подвижный поровый объем ($MOPV$) принимается равным:

$$MOPV = V_p (1 - S_{wc} - S_{or}),$$

где V_p - поровый объем; S_{wc} - доля связанной воды; S_{or} - остаточная нефтенасыщенность.

На основании таблицы можно изобразить процесс заводнения в отдельно взятом элементе построив график зависимости КИН от коэффициента охвата по объему (график соответствия). Ниже приводится график соответствия элемента 1 пласта АС_{5,6} Мамонтовского месторождения (рис. 1).

Согласно определению, исходной точкой графика должны быть КИН на начало заводнения и нулевое значение коэффициента охвата по объему. По мере развития заводнения данные должны ложиться на график, идущий в точку, определяемую максимальным КИН при коэффициенте охвата по объему, равным 1. В этой точке вся подвижная нефть уже вытеснена. Таким образом, максимальное нефтеизвлечение равно коэффициенту вытеснения (E_d):

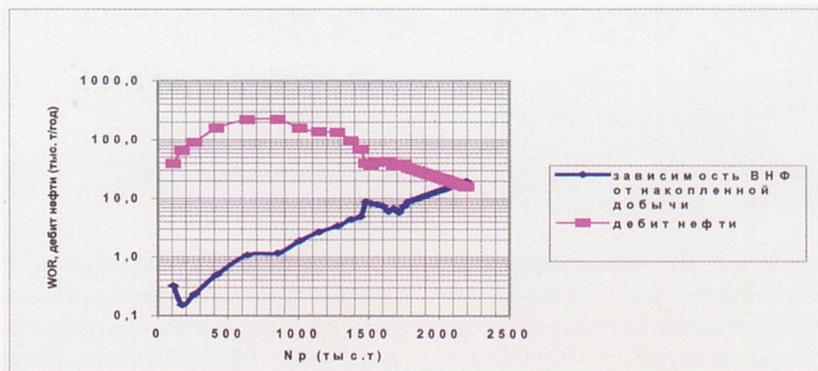


Рис.1. График соответствия

$$E_d = \frac{(1 - S_{wc} - S_{or})}{(1 - S_{wc})}$$

Эти две точки образуют вершины тупоугольного треугольника (рис.2), в границы которого должна попасть искомая кривая, характеризующая процесс заводнения. Третья вершина треугольника - есть значение конечного безразмерного объема воды, который потребуются для вытеснения свободного газа, имеющегося в пласте на начало заводнения. Точка А определяется формулой:

$$A = \frac{S_{gx}}{(1 - S_{wc} - S_{or})}$$

Во многих случаях реальный график выходит за границы треугольника, несмотря на все усилия, направленные на соответствие качества и полноты данных, используемых при расчетах. Наиболее часто встречаются ошибки в оценке порового объема, из которого может быть вытеснен флюид, и неправильном распределении добываемого или закачиваемого объемов между элементами. Однако из графика, проходящего за пределами ограничивающего треугольника, можно делать диагностические выводы.

График, отражающий зависимость логарифма водонефтяного фактора от количества воды, закачанной в поровый объем, занятый подвижной нефтью, можно использовать для:

- оценки рабочих характеристик элемента при прорыве воды;
- экстраполяции общего объема воды, требуемого для достижения в элементе предельного значения ВНФ;

- оценки коэффициента охвата по объему данного элемента, когда значение ВНФ в элементе достигает предельного.

График зависимости КИН от подвижного порового объема используется для:

- оценки рабочих характеристик элемента в процессе заводнения;
- экстраполяции конечного значения КИН при критическом значении для разработки ВНФ (вместе с графиком зависимости ВНФ от подвижного порового объема);

- прогноза заводнения - представление логарифма ВНФ как функции конечного значения накопленной добычи (рис.3). Он имеет вид линейной зависимости.

Значения логарифма ВНФ линейно пропорциональны накопленной добыче нефти

$$\log(WOR) = (b(1 - S_{wc}) / N) N_p + \log(a\mu_o / \mu_w) + bS_{wc} - 1 / \ln 10$$

где WOR - ВНФ, N - дебит нефти, N_p - накопленная добыча нефти, μ_o - вязкость нефти, μ_w - вязкость воды.



Рис.2. График соответствия

Разработка и добыча

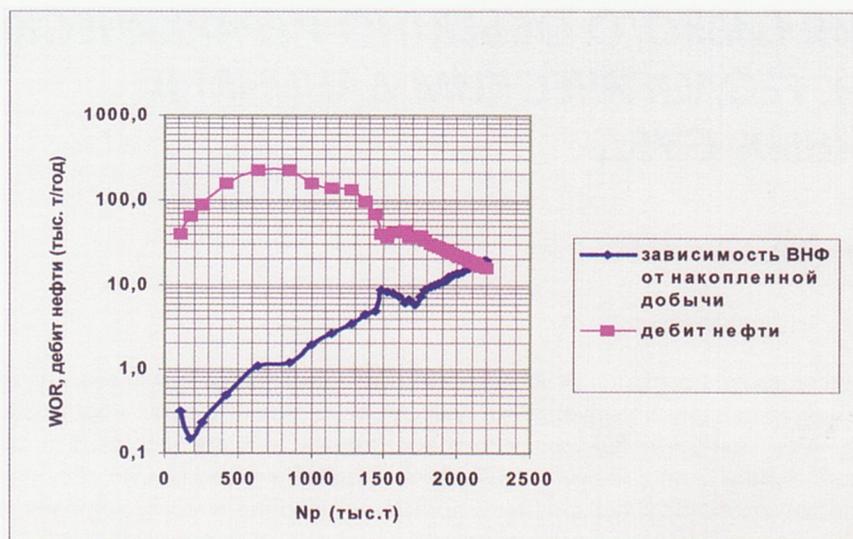


Рис.3. Элемент 5.6-2 пласт АС 56 Мамонтовского месторождения

Наклон линии графика $M = \frac{b(1-S_{wc})}{N}$, она пересекает ось ординат в точке

$$n = \log(a\mu_o / \mu_w) + bS_{wc} - 1 / \ln 10.$$

Константы а и b получены путем определения относительной проницаемости воды по нефти, выраженной через логарифмическое соотношение

$$\log(k_{rw} / k_{ro}) = \log(a) + bS_w,$$

где k_{rw} и k_{ro} - относительные проницаемости по воде и нефти соответственно.

В 1999-2000 годах нами вместе с менеджером по заводнению НГДУ «Мамонтовнефть» Михайловской О.Н. по описанной методике были рассчитаны все элементы пластов месторождений, разрабатываемых НГДУ (Мамонтовское, пласты АС_{4'}, АС_{5-6'}, БС_{8'}, БС_{10'}, БС_{10тсн'}, БС_{11'}; Ефремовское, пласты БС_{10'}, БС_{11'}; Тепловское, пласты БС_{6'}, БС_{8'}, БС_{10'}; Кудринское, пласты БС_{6'}, БС_{8'}) и получены данные по истории их разработки. Работа проводилась с помощью программ Excel и пакета программ Системы обработки месторождений Уфимского филиала ЮганскНИПИнефть. Этот пакет программ включает в себя следующие разделы: Система обработки месторождений (для расчета эффективности проведения геолого-технических мероприятий); Exploit - для отображения картографической информации; Геомодель - анализ геофизической информации по скважинам.

В октябре 2000 года программистами Уфимского филиала ЮганскНИПИнефть был добавлен модуль для

автоматического расчета по данной методике. Вручную для расчетов заносятся S_{wc} - доля связанной воды; S_{or} - остаточная нефтенасыщенность и объемные коэффициенты; возможно изменить долю скважины в элементе (часто ошибочную), коэффициент эксплуатации и дебит (приемистость) скважин (для дальнейшего прогноза).

Прогнозная часть методике по-прежнему остается наиболее спорной. Расчетный рост ВНФ, экстраполированный для максимального вытеснения, не совпадает с логарифмом исторического роста ВНФ. Наиболее оптимальный вариант - использование программ моделирования геологического и гидродинамического пласта - коллектора с использованием метода Баклея - Леверетта (Buckley - Leveret) и Велджа (Welge). Привязка к энергетическому состоянию позволит избежать ошибок, связанных с подвижным поровым объемом.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что методика материального баланса (баланса объемов) в целом подходит для оперативной оценки эффективности заводнения и при устранении замечаний и принятии изложенных выше предложений для прогноза процесса заводнения.

Литература

Дон Уолкотт. Разработка и управление месторождениями при заводнении. - М.: - НК ЮКОС. - 2000.

КОНЦЕПЦИЯ ГИБКОГО ОБЪЕКТНО-ИЕРАРХИЧЕСКОГО ДОСТУПА К ГЕОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ В РЕЛЯЦИОННЫХ СУБД

В.Ф.Гришкевич (НАЦ РН ХМАО)

Генеральное направление развития реляционных СУБД - введение в них элементов объектного описания данных. Предлагаемая концепция базируется на существующих возможностях иерархического и объектного представления структуры данных и динамического построения SQL-предложений в системах управления реляционными базами данных, например, в Oracle-8, с одной стороны, и на графических возможностях представления иерархических структур в языках программирования высокого уровня, таких как C++ или Visual basic 6, - с другой.

Предположим, что общая структура реляционной базы данных описывается по схеме объект/отношение. При этом в качестве информационных моделей объектов могут выступать базовые таблицы реляционной БД, а также конструированные над ними простые или объектные представления (простые или объектные VIEW). То есть объектным классом является не таблица БД, а сущность (объект определенного типа - суть хранимой информации.) Далее для БД определяется разумное множество логически допустимых бинарных отношений - логических связей между объектами: (объект 1, логика связи, объект 2). После того, как множество таких связей определено на БД, допустима любая динамическая классификация, составленная из отношений (связей) этого множества по принципу домино, где на ориентированных костяшках написаны имена связываемых объектов (таблиц или VIEW) : (a:-b)(b:-c)(c:-d)(d:-e) и т.д. При этом имена на одной костяшке всегда не совпадают, отношение сущности самое с собой недопустимо. Такую цепочку взаимосогласованных межобъектных отношений мы назовем формальной классификацией.

В соответствии с выбранной формальной классификацией может быть построено виртуальное объектно-иерархическое представление текущего состояния БД. Для пользователя структура базы предстает в виде иерархического дерева, вершинами которого являются экземпляры (реализации) объектных классов - хранимые в БД объекты, соединенные между собой ребрами отношений. При этом на одном уровне иерархического дерева расположены объекты только одного класса, а ребра графа отвечают истинным значениям соответствующих бинарных отношений формальной классификации.

Необходимости полного построения такого громоздкого графа объектно-иерархического представления БД в предлагаемом подходе нет. Вместо этого строится граф логической навигации пользователя в сеансе связи с БД. Граф доступа (навигации) пользователя достраивается в момент попытки пользователя осуществить навигацию "вниз" от конкретной вершины. Именно описание графов доступа (деревьев навигации) для каждого конкретного сеанса связи строится, хранится или удаляется в БД.

Гибкость предлагаемого подхода заключается в том, что во время сеанса связи с БД пользователю может быть предоставлена возможность динамического построения самого классификатора, то есть набора классифицирующих правил, гибкой навигации по базе данных.

Если во время сеанса пользователь находится в конкретном объекте БД, то закономерно его желание узнать, куда он может двинуться дальше. Запрос пользователя о логически допустимых направлениях навигации должен приводить к показу всех сущностей, связанных с текущей сущностью логическими связями, как ребер, исходящих из текущей вершины.

Выбирая следующую логическую связь, пользователь незаметно для себя динамически достраивает свой формальный классификатор. На экране же он просто видит появление всех доступных объектов (вершин) следующего уровня.

Важнейшая функция доступа к данным - выбор (пометка) объекта интереса пользователя, который при объектном доступе технически осуществляется пометкой вершин графа доступа (переключатель YES/NO/

Информационные технологии

NULL поля SELECTED). При этом если вершина является конечной в дереве навигации, то объект этой вершины включается в список отображенных объектов. Если же выбранная вершина (переключатель SELECTED=YES) является промежуточной, то в список отображенных объектов включаются все вершины, подчиненные выбранной вершине, за исключением вершин с переключателем SELECTED=NO. При этом вершины с переключателем SELECTED=NULL автоматически включаются в список, если они подчинены отображенной вершине, в противном случае они игнорируются. Таким образом, пользователю предоставляется возможность формирования списков конечных вершин (объектов) путем гибкого непосредственного выбора множества соподчиненных объектов; например, все работники отдела связи плюс группа монтажников из отдела развития за вычетом двух человек. SELECT-предложение, описывающее запрос на формирование такого списка, составляется динамически на основе анализа состояния вершин дерева навигации в соответствии с логикой отношений формальной классификации.

Ранее предполагалось, что формальные классификации линейны, то есть каждый объектный класс связывается с другими классами посредством двух бинарных отношений: входящего и исходящего (зрительный образ - линейка костяшек домино). Но в реальном мире объекты обладают множеством свойств и участвуют во множестве отношений. Отражая это многообразие мира, в структуре реляционной БД объекты соединяются между собой многими отношениями, и далеко не все эти отношения бинарные.

Чтобы сохранить иерархический, точнее, сетевой доступ, пойдём по пути последовательного усложнения.

Допустим, нам необходимо отобрать объекты, удовлетворяющие нескольким формальным линейным классификациям, построенным на бинарных отношениях. Все эти классификации содержат единственный общий для всех них объектный класс, и в каждой из классификаций такой класс - конечный. Тогда условие отбора SELECT-предложения, описывающего запрос на формирование списка экземпляров этого общего объектного класса, состоит из логического произведения условий отбора, сформированных на основе анализа состояния вершин дерева навигации по каждой из формальных линейных классификаций. Графически дерево навигации по каждой из классификаций показывается в отдельном окне. Отобранный список объектов также разворачивается как продолжение дерева доступа в окне одной (главной) классификации (либо показывается в отдельном окне). Для главной формальной классификации дерево иерархического доступа оказывается построенным вниз по несколько усложненным правилам. Привлечение дополнительных линейных классификаций зрительно приводит к простому уменьшению количества экземпляров реализаций объекта, подвергнутого дополнительному классифицированию.

Таким образом, мы перешли от формальных классификаторов с линейных графами диаграмм объект-отношение к более сложным классификаторам с графами в виде перевернутых деревьев, каждая из ветвей которого линейна, а ребра отражают бинарные отношения между объектами.

Определение. Диаграмма объект-отношение реляционной БД нормализована для объектно-иерархического внешнего представления, если все объекты в ней соединены между собой только бинарными отношениями.

Нормализация диаграммы объект-отношение предполагает такое выделение объектных классов (объектов), когда все отношения, выходящие за рамки бинарных, включаются во внутреннюю структуру объекта. Например, когда тройное отношение само объявляется объектом, имеющим три простые бинарные отношения с тройкой объектов, которые связывало исходное тройное отношение.

Предлагаемая технология нуждается в глубокой теоретической проработке и качественной программной реализации на уровне базового программного обеспечения систем управления реляционными базами данных.

Основные принципы предлагаемого подхода опробованы в совместных разработках с И.В. Сидоровой и Н.Ю. Галкиной.

В качестве иллюстрации мы приводим пример построения простейшей линейной классификации и ее дерева навигации над разделом ИБД ГУП ХМАО НАЦ РН по фонду поисково-разведочных скважин.

В специальной таблице БД CLASS_ENTITIES описаны объекты (сущности). Для каждого из них указано имя реальной или виртуальной таблицы ИБД; под заголовками Кол_1 и Кол_2 приводятся имена колонок таблицы или VIEW, из которых берутся уникальный идентификатор объекта для внешних ссылок (Кол_1) и его имя (Кол_2).

Таблица CLASS_ENTITIES

Сущность	Имя сущности	Таблица БД	Кол_1	Кол_2
NGO	Нефтегазоносная область	BEM.REGION	NO	NO
NGR	Нефтегазоносный район	BEM.REGION	NR	NR
PLG	Группа площадей	BEM.WELLG	PLG	PLG
PL	Площадь	BEM.WELLG	NP	PL
WELL	Скважина	BEM.WELLG	UN	SK

В следующей таблице CLASS_ETN_REL описываются отношения между объектами БД. Кроме кодов связываемых объектов (Сущн_1 и Сущн_2), описание отношения содержит ссылки на таблицы ИБД и ключевые колонки этих таблиц (Ключ_1, Ключ_2), по которым осуществляется логическое связывание соподчиненных объектов.

Таблица CLASS_ETN_REL

Отношение	Сущн_1	Сущн_2	Таблица_1	Таблица_2	Ключ_1	Ключ_2	Сортировка
Z_NGO	NULL	NGO	DUAL	BEM.REGION	NULL	NO	NO
NGO_NGR	NGO	NGR	BEM.REGION	BEM.REGION	NO	NO	NR
NGR_PLG	NGR	PLG	BEM.REGION	BEM.REGION	NR	NR	PLG
PLG_PL	PLG	PL	BEM.WELLG	BEM.WELLG	PLG	PLG	PL
PL_WELL	PL	WELL	BEM.WELLG	BEM.WELLG	NP	NP	SK

Формальная классификация - это упорядоченное перечисление участвующих в нем межобъектных отношений. В данной классификации на первом уровне располагаются нефтегазоносные области, на втором - нефтегазоносные районы, на третьем - группы площадей, на четвертом - площади и на пятом - скважины. Гипотетическое полное дерево данных содержит все вышепоименованные объекты от нефтегазоносной области до скважины в их естественном иерархическом соподчинении.

Таблица CLASS_US_DESCR

NU ENT_REL_CODE

- 1 W_NGO
- 2 NGO_NGR
- 3 NGR_PU
- 4 PU_PLG
- 5 PLG_PL
- 6 PL_WELL

На прилагаемом рисунке показано дерево навигации пользователя, последовательно осуществившего выбор объектов ВАСЮГАНСКАЯ (НГО), ВАСЮГАНСКИЙ (НГР), ФЕСТИВАЛЬНАЯ (группа площадей), ЮЖНО-ФЕСТИВАЛЬНАЯ (площадь). Ниже в таблице показано описание соответствующего графа доступа. Необходимо обратить внимание, что для площадей и скважин код объекта и его имя не совпадают, так как кодами этих объектов являются их уникальные номера внутри ИБД.

Информационные технологии

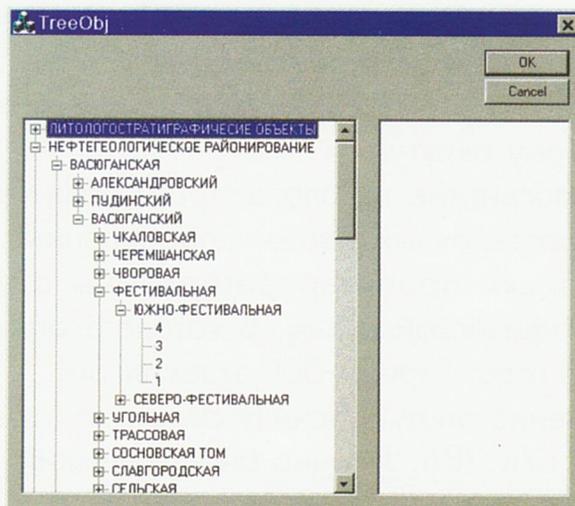


Таблица CLASS_TREE

NU	Код	Сущность	Сортировка	Родитель	Код объекта	Имя объекта
1	2		1		NULL	РАЙОНИРОВАНИЕ
2	3	NGO	2	1	ВАСЮГАНСКАЯ	ВАСЮГАНСКАЯ
2	4	NGO	3	1	ГЫДАНСКАЯ	ГЫДАНСКАЯ
2	5	NGO	4	1	КАЙМЫСОВСКАЯ	КАЙМЫСОВСКАЯ
2	6	NGO	5	1	КАРСКАЯ	КАРСКАЯ
2	7	NGO	6	1	НАДЫМ-ПУРСКАЯ	НАДЫМ-ПУРСКАЯ
2	8	NGO	7	1	НЕ ОПРЕДЕЛЕНО	НЕ ОПРЕДЕЛЕНО
2	9	NGO	8	1	ПАЙДУГИНСКАЯ	ПАЙДУГИНСКАЯ
2	10	NGO	9	1	ПРИУРАЛЬСКАЯ	ПРИУРАЛЬСКАЯ
2	11	NGO	10	1	ПУР-ТАЗОВСКАЯ	ПУР-ТАЗОВСКАЯ
2	12	NGO	11	1	СРЕДНЕОВСКАЯ	СРЕДНЕОВСКАЯ
2	13	NGO	12	1	УСТЬ-ЕНИСЕЙСКАЯ	УСТЬ-ЕНИСЕЙСКАЯ
2	14	NGO	13	1	ФРОЛОВСКАЯ	ФРОЛОВСКАЯ
2	15	NGO	14	1	ЯМАЛЬСКАЯ	ЯМАЛЬСКАЯ
3	16	NGR	1	3	АЛЕКСАНДРОВСКИЙ	АЛЕКСАНДРОВСКИЙ
3	17	NGR	2	3	ВАСЮГАНСКИЙ	ВАСЮГАНСКИЙ
3	18	NGR	3	3	ПУДИНСКИЙ	ПУДИНСКИЙ
4	19	PLG	1	17	ЧКАЛОВСКАЯ	ЧКАЛОВСКАЯ
4	20	PLG	2	17	ЧЕРЕМШАНСКАЯ	ЧЕРЕМШАНСКАЯ
4	21	PLG	3	17	ЧВОРОВАЯ	ЧВОРОВАЯ
4	22	PLG	4	17	ФЕСТИВАЛЬНАЯ	ФЕСТИВАЛЬНАЯ
4	23	PLG	5	17	УГОЛЬНАЯ	УГОЛЬНАЯ
4	24	PLG	6	17	ТРАССОВАЯ	ТРАССОВАЯ
4	25	PLG	7	17	СОСНОВСКАЯ ТОМ	СОСНОВСКАЯ ТОМ
4	26	PLG	8	17	СЛАВГОРОДСКАЯ	СЛАВГОРОДСКАЯ
4	27	PLG	9	17	СЕЛЬСКАЯ	СЕЛЬСКАЯ
5	29	PL	2	22	1205	СЕВЕРО-ФЕСТИВАЛЬНАЯ
5	30	PL	3	22	1692	ЮЖНО-ФЕСТИВАЛЬНАЯ
6	36	WELL	1	30	10901	4
6	36	WELL	2	30	9090	3
6	36	WELL	3	30	7124	2
6	36	WELL	4	30	2700	1

Литература

1. Дейт К.Дж. Введение в системы баз данных. - Киев-Москва: Диалектика. -1998.- 784 с.

В первом квартале 2001 года выходит в свет «Каталог литолого-стратиграфических разбивок разрезов поисково-разведочных скважин по Ханты-Мансийскому автономному округу».

Каталог содержит посвитные литолого-стратиграфические разбивки более восьми тысяч поисково-разведочных скважин, пробуренных на территории округа. Представленные разбивки проинтерпретированы в рамках действующей региональной стратиграфической схемы. В каталоге отражено состояние базы данных на 1 июля 2000 года. Тираж – 500 экземпляров.

Заявки на приобретение книги просим посылать по адресу: 625026, г.Тюмень, ул.Котовского, д.54-а, а/я 286, Научно-аналитический центр рационального недропользования, редакционно-издательская группа.

