

ПЕРСПЕКТИВЫ ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ НЕДР ЮЖНЫХ РАЙОНОВ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

ШПУРОВ И.В., ТИМЧУК А.С., РОЖЕНАС Я.В.

ФГУП «ЗапСибНИИГТ»

РЫЛЬКОВ В.А.

Территориальное агентство по недропользованию Тюменской области

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция на протяжении уже 40 лет является основным нефтедобывающим районом страны. Поддержание стабильных уровней добычи нефти в этом регионе является одной из важнейших задач, обеспечивающих национальную энергетическую безопасность. К сожалению, имеющаяся сырьевая база региона истощается и неспособна долгосрочно обеспечить достигнутые уровни добычи нефти.

В этом отношении южные районы Тюменской области можно назвать исключением. Здесь в последние годы за счет активных геологоразведочных работ, обеспеченных протекционистской политикой государства, стабильно увеличивалась сырьевая база. В 2010 году открытые геологические запасы практически достигли 1,5 млрд тонн. Суммарное количество месторождений в регионе за последние пять лет увеличилось в два раза и достигло 35 (рис.1, 2).

Это позволило недропользователям, основным из которых является ТНК-ВР, приступить в 2008 году к широкомасштабному освоению территории и добыче нефти. В 2008 году добыча нефти составила 1,4 млн тонн, в 2009-м — удвоилась и составила уже 3,1 млн тонн. По

Рис. 1. Динамика количества месторождений на территории юга Тюменской области



сути, за короткий промежуток времени подготовлен и запущен в промышленное освоение новый нефтедобывающий район [1].

Вместе с тем, ресурсный потенциал территории оценивается значительно выше.

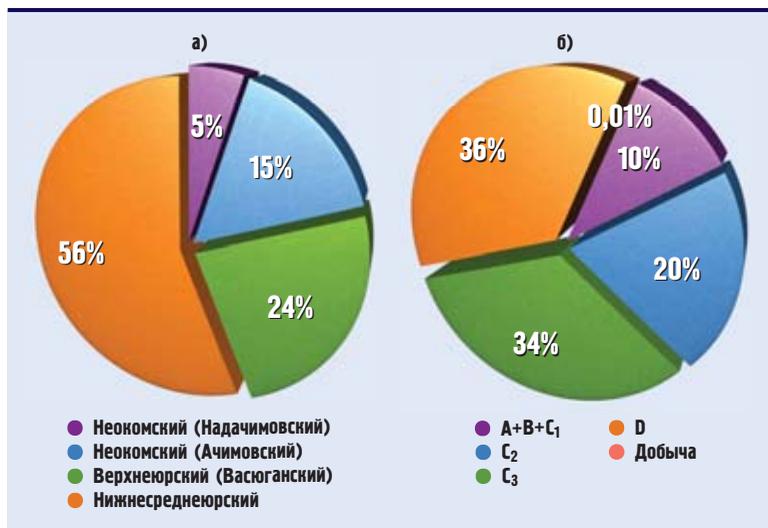
По состоянию на 01.01.10, разведанность начальных суммарных ресурсов на 01.01.09 составила 30%. Наименее разведаны Ачимовский и верхнеюрский комплексы — около 20%. Наиболее разведанной является надачимовская часть неокомского комплекса, где открытые запасы со-

ставляют около 31 млн тонн, или 51% от НСР. Кроме того, в данном комплексе локализовано около 70 млн тонн ресурсов категории C_3 . В результате открытые запасы и ресурсы C_3 превысили первоначально оцениваемые ресурсы на 40 млн тонн. Кроме того, по ряду лицензионных участков, включая Пограничный, Северо-Комаринный, Нижнелумкойский, Тамаргинско-Северо-Болотный, Южно-Пихтовый, сумма открытых запасов и подготовленных к бурению ресурсов категории C_3 превышает значения начальных сум-

Рис. 2. Динамика изменения открытых геологических запасов нефти на территории юга Тюменской области



Рис. 3. Распределение начальных суммарных ресурсов нефти по комплексам (а); распределение начальных суммарных ресурсов нефти по степени разведанности (б)



марных ресурсов, рассчитанных в работе «Переоценка перспективных, прогнозных и начальных суммарных ресурсов нефти, газа, конденсата по ЗСНГП» [2], выполненной Институтом нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. Трофимука в 2003 году.

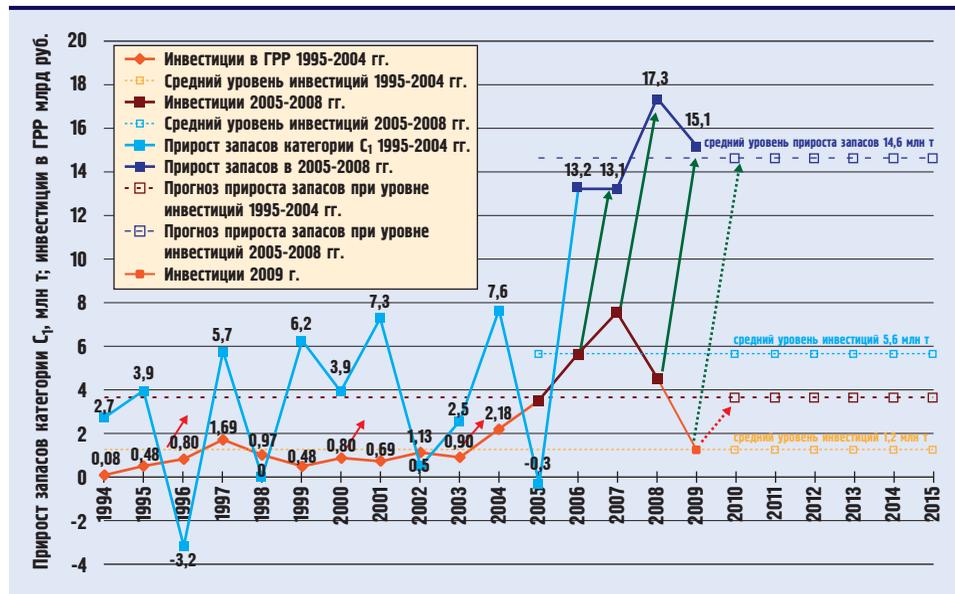
Общий объем начальных извлекаемых ресурсов территории юга Тюменской области официально оценен в 1221 млн тонн нефти в работе [2]. Согласно выполненным исследованиям, наибольшая доля начальных суммарных ресурсов нефти сконцентрирована в юрском нефтегазоносном комплексе — 975 млн тонн (80%). Значительно меньшим потенциалом ресурсов обладают ачимовский — 181 млн тонн (15%) и неокомский комплекс — 62 (5%) (рис.3а и 3б).

Таким образом, непоискованный потенциал ресурсной базы достаточно велик.

Кроме того, следует отметить, что при оценке ресурсного потенциала не учтены перспективы нефтегазоносности палеозойского комплекса. Выявленные особенности геологического строения рассматриваемой части территории ЗСП дают основание рассчитывать на значительные перспективы, связанные с доюрскими отложениями, в том числе и с зонной дезинтеграции пород фундамента на контакте с плитным комплексом. Созданная в институте региональная геологическая модель доюрского мегакомплекса исследуемой территории позволяет предполагать его существенную перспективность [3, 4].

К сожалению, несмотря на такой значительный потенциал, в последние годы произошло сниже-

Рис. 4. Динамика прироста запасов и инвестиций в ГРП на территории юга Тюменской области



ние инвестиций в геологоразведочные работы, что негативно влияет на темпы прироста запасов.

Если в 2005–2008 годах средний уровень инвестиций в геологоразведочные работы составлял около 5,6 млрд рублей, а прирост запасов в этот же период составлял порядка 14,6 млн тонн в год (категория C₁), то в 2009 году инвестиции, снизились до 1,2 млрд рублей. При таких объемах инвестиций в дальнейшем не следует ожидать прироста запасов выше 3–4 млн тонн в год (рис. 4).

Проведенный анализ показал, что главным фактором снижения объемов геологоразведочных работ стало снижение эффективности их проведения.

Так, успешность бурения поисковых скважин снизилась с 59% в 2006 году до 25% в 2009-м. В результате низкой успешности резко

Рис. 5. Успешность поискового бурения



уменьшаются и объемы поисково-разведочного бурения (рис.5).

Причина снижения эффективности геологоразведочных работ, по нашему мнению, заключается в консервативных подходах, применяемых недропользователями при планировании и обосновании

Таблица

Распределение начальных суммарных извлекаемых запасов по нефтегазоносным комплексам на 01.01.10, млн т

Нефтегазоносный комплекс	Юг Тюменской области в целом. Извлекаемые запасы и ресурсы нефти						Разведанность ресурсов, %	Выработанность ресурсов, %	Разведанность запасов, %	Выработанность запасов, %
	Добыча	A+B+C ₁	C ₂	C ₃	D	НСР				
Неокомский (надачимовский)	0	14	26	78	-56	62	65	1	36	1
Неокомский (ачимовский)	15	15	11	37	104	181	23	8	72	37
Верхнеюрский (васюганский)	0	22	39	72	165	298	20	0	36	0
Нижне-среднеюрский	0	65	156	219	239	679	33	0	29	0
Палеозойский	0	0	6	2	-6	1	569	0	1	0
Всего	15	116	238	407	445	1 221	30	1	36	4

Рис. 6. Мощность нефтенасыщенного коллектора пласта Ю, Уренского месторождения

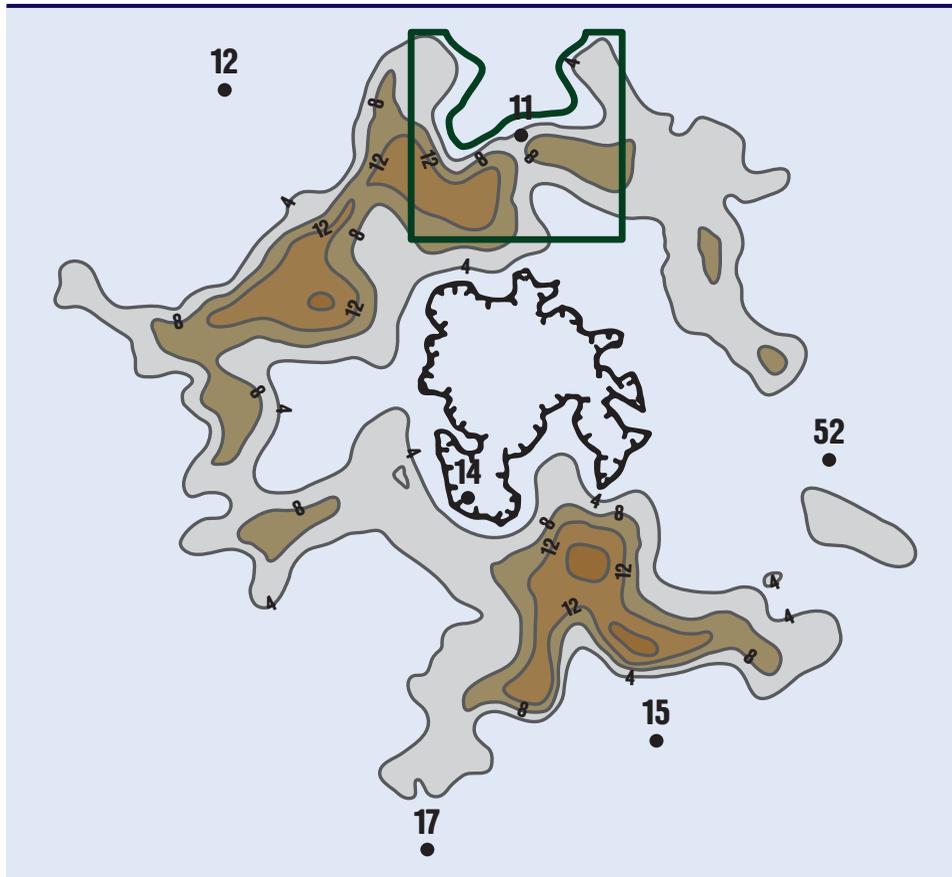
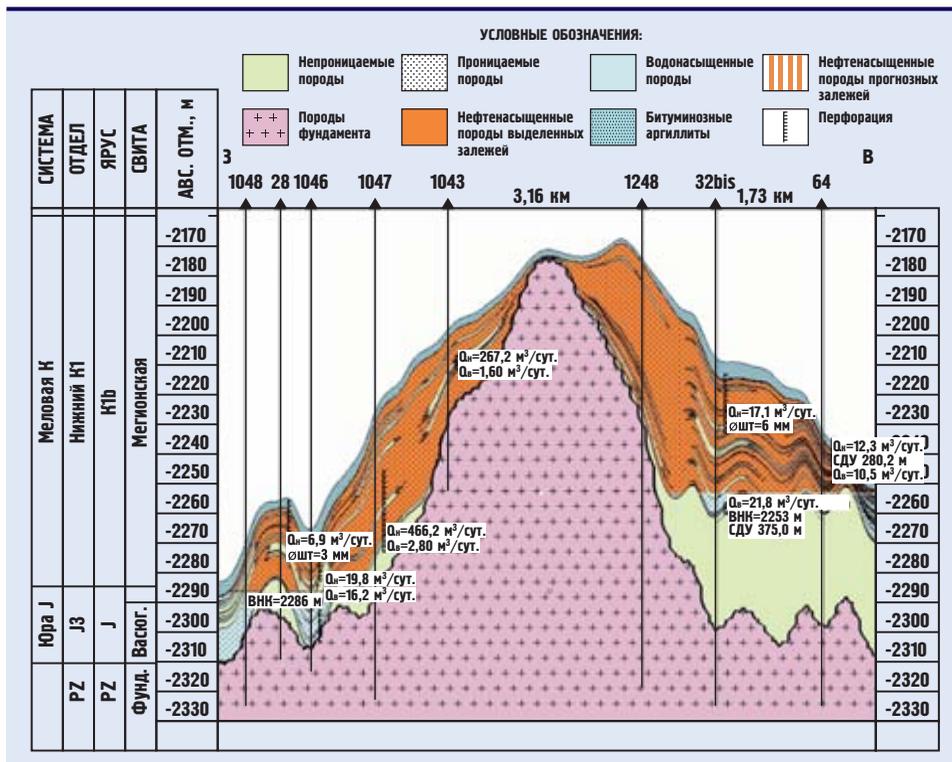


Рис. 7. Геологический разрез Уренского месторождения



геологоразведочных работ на данной территории.

Стереотипные подходы к обоснованию места заложения поисковых скважин, применяемых для районов Широкого Приобья, совершенно не подходят для данной территории.

Приближенность южных районов Тюменской области к окраинным зонам осадочного бассейна обуславливает более сложное геологическое строение разреза, с преобладанием ловушек структурно-стратиграфического и литологического типов, особенно в верхне-, средне- и нижнеюрских отложениях. Примером является Уренское месторождение, где наблюдается отсутствие коллектора в сводовой части (рис. 6, 7).

Продуктивный коллектор расположен на крыльях структуры по периметру от купольной части. Очевидно, что применение структурного фактора как основы для постановки нового поисково-разведочного бурения здесь не имеет смысла.

Только нестандартный подход к обоснованию ГРП, включающий применение инновационных технологий поиска сложнопостроенных геологических объектов, может обеспечить открытие новых месторождений [5]. Среди инновационных технологий, способных успешно решить такие задачи, можно выделить метод Мультифокусинга [6] и частотно-зависимую обработку сейсмических данных.

Применение этих методик позволяет достигнуть высокой достоверности прогноза фильтрационно-емкостных свойств и характера флюидонасыщения пластов-коллекторов. В качестве примера приведен самый южный в Тюменской области профиль 1L (рис.8). На временном разрезе выделяются протяженные нефтегазоперспективные зоны (отмечены красно-желтым цветом).

В настоящее время эта методика протестирована почти на всех месторождениях юга Тюменской области. Получены прямые подтверждения соответствия теоретических моделей результатам геофизических исследований скважин, установлена взаимосвязь низкочастотных сейсмических па-

раметров с нефтенасыщением пластов коллекторов.

В связи с этим, в настоящее время особую актуальность приобретает необходимость создания геологической модели, построенной на принципиально новой методологической основе, использующей помимо указанных технологий весь комплекс накопленно-го к настоящему времени геолого-геофизического материала.

Кроме того, с целью повышения достоверности прогноза зон нефтегазонакопления необходимо проведение геолого-геофизического моделирования с условием оптимального соотношения региональных и зонально-локальных исследований на максимально возможной площади, в том числе с привлечением информации по прилегающим территориям.

Основа для такой модели более чем достаточна: это более 50 тыс. погонных км сейсмических исследований МОГТ 2D, 5 тыс. км² — 3D, 1 млн метров поисково-разведочного бурения.

Очевидно, что создание такой модели потребует значительных финансовых и временных ресурсов. Работа может быть выполнена только совместными усилиями институтов, представляющих федеральную науку, и отраслевыми научно-исследовательскими центрами компаний-недропользователей.

Только такими усилиями можно повысить эффективность поисково-разведочного бурения и, как следствие, восстановить объемы ГРП, осуществляемых на территории.

Решение данной задачи позволит обеспечить планомерный ввод открываемых месторождений в разработку и уверенный рост добычи нефти. Так, эксплуатация уже введенных в разработку месторождений обеспечит в соответствии с утвержденными проектными документами к 2018 году добычу нефти на территории Тюменской области в 7 млн тонн (рис.9).

Реализация эффективных мероприятий по геологоразведке и освоению месторождений, основанных на инновационных технологиях и изучении геологического строения недр, позволит продолжить рост добычи нефти до 15 млн тонн к 2023 году. 

Рис. 8. Распределение низкочастотных сейсмических аномалий на временном разрезе 1L, полученном по технологии MF (Geomage MultiFocusing)

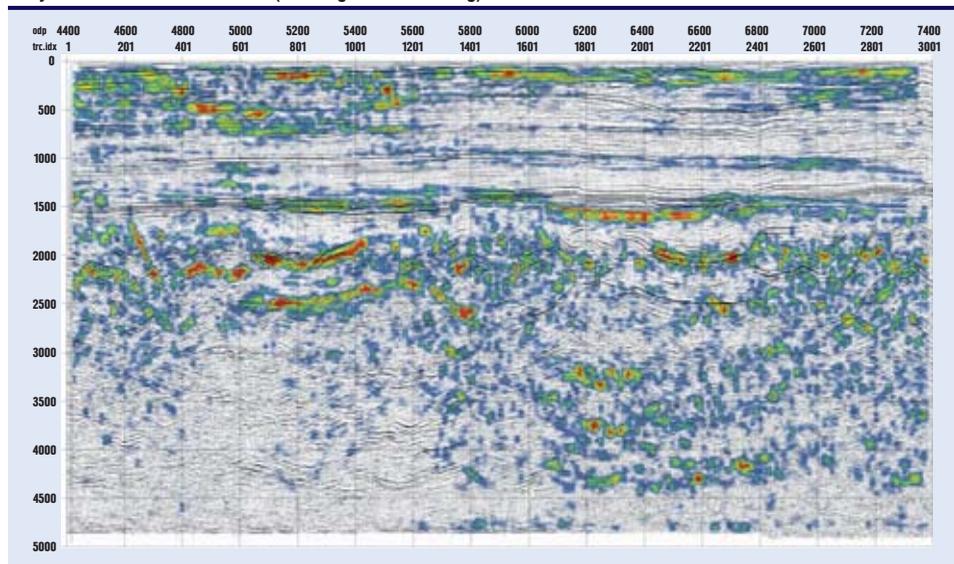


Рис. 9. Прогноз добычи нефти по Тюменской области (без АО)



Список литературы

1. Рьльков С.А., Шпуров И.В., Роженас Я.В., Леонов М.Г., Прозоров С.В., Смирнов А.А. Проблемы и перспективы недропользования юга Тюменской области. Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: Материалы международной академической конференции, проходящей в г. Тюмени 16–18 сентября 2009 г., Тюмень, 2009, с. 11–19.
2. «Переоценка перспективных, прогнозных и начальных суммарных ресурсов нефти, газа, конденсата по ЗСНГП», Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. Трофимука, г. Новосибирск, 2003.
3. Воронов В.Н. и др. Нефтегазоносность доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты и зон обрамления. Материалы Международной научно-исследовательской конференции «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». М. Изд-во Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина, 2001, с. 97–98.
4. Цимбалюк Ю.А. (отв. исполнитель) и др. Отчет по теме «Анализ эффективности решения задач расчленения палеозоя и картирования перспективных объектов методами полевой геофизики по другим регионам России с целью определения оптимальной технологии проведения региональных работ на юге Тюменской области (обобщение и анализ геолого-геофизической информации при решении задач по обоснованию методики изучения доюрских образований с целью выделения нефтегазоперспективных объектов)». Тюмень, 2006.
5. Шпуров И.В., Рьльков С.А., Прозоров С.В., Ознобихин Ю.В. Роль новых технологий в геологоразведке и нефтедобыче как основа стабилизации добычи нефти в Западной Сибири. Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: Материалы международной академической конференции, проходившей в г. Тюмени 17–19 сентября 2008 г. — Тюмень: ЗапСибНИИГТ, 2009, с. 17–27.
6. Беркович А., Бельфер И. «Мультифокусинг — новый метод обработки сейсмических данных многократных наблюдений». Тезисы доклада на IX международной научно-практической конференции «ГЕОМОДЕЛЬ-2007». Геленджик, 2007.