

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ОПОИСКОВАННОСТИ НЕДР РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Республика Татарстан в текущем году досрочно выходит на 30-миллионный годовой уровень добычи нефти, определенный утвержденной Кабинетом Министров «Концепцией развития нефтегазового комплекса РТ». Этот уровень достигнут при существенно меньшем объеме эксплуатационного бурения за счет широкого применения новых инновационных технологий бурения, добычи, разработки нефтяных месторождений и новейших методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Основная роль в росте добычи нефти на поздней стадии разработки основных месторождений и существенном росте (до 80%) доли трудноизвлекаемых запасов отводилась работе по подготовке новых запасов. В результате большого внимания к вопросам воспроизводства минерально-сырьевой базы рост добычи нефти происходил при одновременном повышении обеспеченности текущей добычи извлекаемыми запасами. Вместе с этим возрастали и начальные потенциальные ресурсы, которые за последнее десятилетие увеличились на 21%. Картина совершенно противоположная тому, что мы имеем в целом по России.

В России за годы рыночных реформ невосполненная добыча по жидким углеводородам составила более 1,3 млрд т, по газу – около 2,8 трлн. м³. В РТ обеспеченность добычей нефти в 1,7 раза больше, чем по России в целом. Если по стране в целом восполнение запасов нефти составляет 50-75%, то в РТ мы имеем расширенное воспроизводство. Хотя условия в РТ существенно хуже. Здесь поздняя стадия геологоразведочных работ (ГРП), характеризующаяся сравнительно высокой изученностью традиционных регионально-нефтеносных горизонтов, объективной ориентацией на поиски небольших месторождений в локально нефтеносных горизонтах, сложнопостроенных труднооткрываемых залежей с трудноизвлекаемыми запасами, выходом в менее перспективные районы, повышением роли доразведки и переоценки запасов ранее открытых месторождений. Все эти факторы, безусловно, осложняют задачу подготовки новых запасов для оптимальной добычи нефти. Но вместе с тем имеются положительные факторы, позволяющие оптимистично оценивать перспективы подготовки новых запасов в старых нефтедобывающих районах.

Во-первых, практика показывает, что прогнозные ресурсы и оценки по мере изучения непрерывно возрастают и Республика Татарстан классическое подтверждение этого.

Во-вторых, при оценке ресурсов нефтеизвлечение принимается обычно 30-35%. Предполагается, что при освоении технологий в недрах, после выработки извлекаемых запасов, останется в 2 раза больше нефти, чем будет извлечено ее к концу разработки месторождений. Опыт применения МУН в РТ показывает, что нефтеотдачу в среднем можно поднять с проектной 42% до 50%, и по залежам терригенного девона Ромашкинского месторождения сегодня реально поставлена задача увеличить КИН с 0,53 до 0,6.

В Татарстане основной прирост запасов до настоящего времени обеспечивался за счет доразведки и переоценки запасов действующих месторождений (30-80% от общего прироста). Существенная доля прироста запасов обеспечивалась за счет применения современных методов увеличения нефтеотдачи. Доля традиционных геологоразведочных работ составляла 10-15% от общего прироста.

Однако, в настоящее время ситуация меняется. Это связано с уменьшением возможностей переоценки запасов эксплуатируемых месторождений, так как 30-летний этап работ по доразведке и переоценке запасов Ромашкинского и других крупнейших месторождений в основном завершается к 2006 г. Но определенная доля прироста запасов и по этим месторождениям сохраняется. В связи с этим, а также увеличением степени опоскованности недр востока Татарстана, возникла необходимость оптимизации работ по приросту запасов. Состояние разведанных и неопоскованных ресурсов обуславливает необходимость увеличения доли традиционных ГРП в общем приросте до 50% и роста доли МУН до 30%. Принятая средняя нефтеотдача по разрабатываемым месторождениям составляет 42%, по неразведанным ресурсам всего около 20%. Таким образом, подготовку новых запасов нужно вести как за счет применения МУН, так и за счет традиционных ГРП.

По сложившейся традиции земли республики по степени перспективности были поделены на две области – перспективную восточную и малоперспективную западную.

До настоящего времени сравнительно высокая эффективность ГРП обеспечивалась за счет сосредоточения основных объемов ГРП в восточном Татарстане. Но постепенно здесь эффективность снижалась, и геологи понимали, что со временем надо будет выдвигаться с ГРП в западные районы.

Заманчивая идея паритетности перспективных земель востока и запада Татарстана или возможности расширения западных границ перспективности была и остается причиной постоянного внимания геологов и производственников. Геологическое строение территории, примыкающей с запада к перспективным землям, изучали неоднократно в несколько этапов. Обобщение и переосмысление геолого-геофизических материалов с позиций современных взглядов и концепций, изучение особенностей геологического строения не только регионального, но и локального позволили обосновать деление территории РТ на три обширные области: восточную – высокоперспективную и перспективную, центральную – перспективную и западную – менее перспективную. Западная включает северную часть Казанско-Кировского прогиба, восточный склон Токмовского свода и Ковалинский блок Северо-Татарского свода; центральная – южную часть Казанско-Кировского прогиба и Кукморский блок Северо-Татарского свода, остальная территория относится к восточной части.

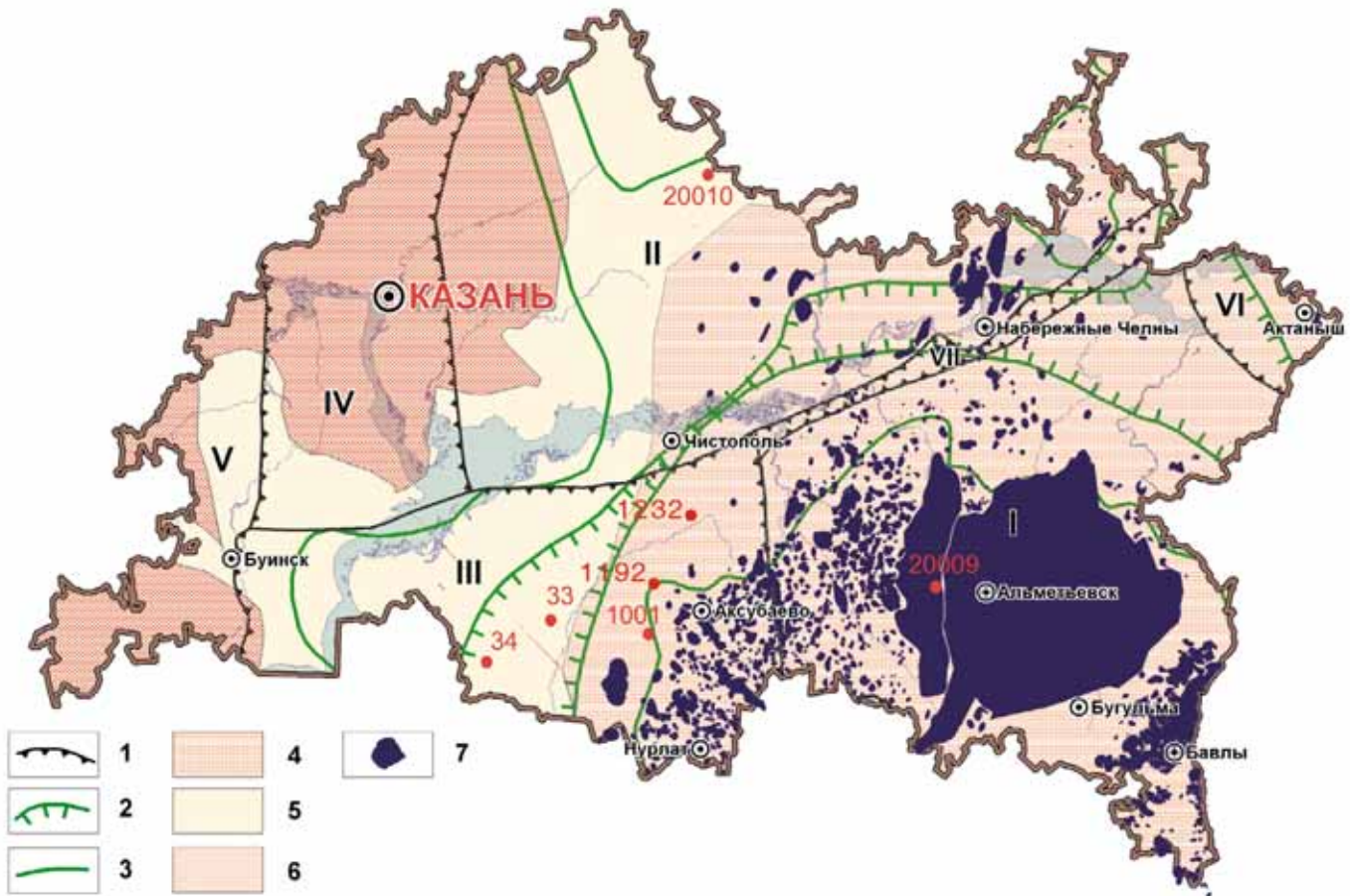


Рис.1. Карта нефтегазоносности Республики Татарстан. Красным показаны параметрические скважины, пробуренные на кристаллический фундамент. 1 – границы тектонических структур первого порядка: I - Южно-Татарский свод, II - Северо-Татарский свод, III - Мелекесская впадина, IV - Казанская седловина, V - Токмовский свод, VI - Бирская седловина, VII - Сарайлинская седловина; границы Камско-Кинельской системы прогибов: 2 – осевой, 3 – внутренней прибортовой; земли: 4 – опоскованные, высокоперспективные, 5 – недостаточно опоскованные, высокоперспективные, 6 – слабоизученные; 7 – месторождения нефти.

Бурение в 2002-2003гг. параметрических скважин 33П, 34П, 20010, 1001 (рис. 1) позволило уточнить геологическое строение и установить скоростные параметры разреза, что дает возможность более качественной интерпретации результатов проведенных существенных объемов сейсморазведочных работ в центральной и западной частях Республики Татарстан. Все это повышает привлекательность этих земель для проведения ГРП, уточняет перспективность нефтеносности и приоритетные направления работ. В первую очередь, это связано с Мелекесской впадиной, где имеются классические условия образования и аккумуляции углеводородов. В последнее время уже получены первые реальные результаты: притоки нефти из отложений среднего карбона в скважине 1192 на Алексеевском участке и из отложений башкирского яруса в ранее пробуренной скважине 901, нефтеносность по каротажным данным башкирского яруса в скважине 1232 Каргалинского участка подтверждают высокие перспективы отложений среднего карбона в центральной части РТ. Результаты первых поисковых скважин имеют большое значение для оценки перспектив нефтеносности западных районов республики и на фоне объективного снижения перспектив восточных районов по мере роста их изученности позволяют прогнозировать объемы прироста запасов нефти и развития нефтедобычи.

Таким образом, подтверждается стратегия геологоразведочных работ, принятая ОАО «Татнефть» еще в 70-х годах прошлого столетия. Она заключалась в постепенном

выходе с нефтепоисковыми работами из восточных в центральные и западные районы республики. Но эта стратегия в настоящее время наполнилась новым содержанием в результате выполнения значительного объема сейсморазведочных работ, параметрического бурения и бурения первых поисковых скважин.

Интересные результаты получены по исследованию кристаллического фундамента. В скважине 20010 обнаружены разуплотненные интервалы. Однако ни в одном из них не получена вода пластовой минерализации. Это объясняется неправильным шаблонным подходом МПР России к финансированию работ по опробованию пород фундамента, что не дает возможность применять новые методы опробования трещинных коллекторов и удлинять до необходимости сроки производства работ. Результаты опробования могли быть существенно более значимыми.

В настоящее время выданы лицензии на геологическое изучение с целью выявления залежей нефти в отложениях девона и карбона на 11 участках в центральной и намечены для лицензирования еще 15 участков в центральной и западной частях РТ. Здесь необходимо проведение площадной сейсморазведки, полного комплекса современных геохимических исследований, новейших методов исследований (ГХМ, «Нейросейсм», БГХТ, СЛБО и др.), отработанных в Татарстане. Привлечение инвесторов для опоскования земель центрального и западного Татарстана позволяет увеличить объемы ГРП, а использование современных технологий повысить их эффективность.