

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ОПОЙСКОВАННОСТИ 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 нефти извлечение принимается обычно 30-35%. Предполагается, что при освоении новых технологиях 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 опойскованности недр востока Татарстана, возникла необходимость оптимизации работ по приросту запасов. Состояние разведанных и неопойскованных 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.

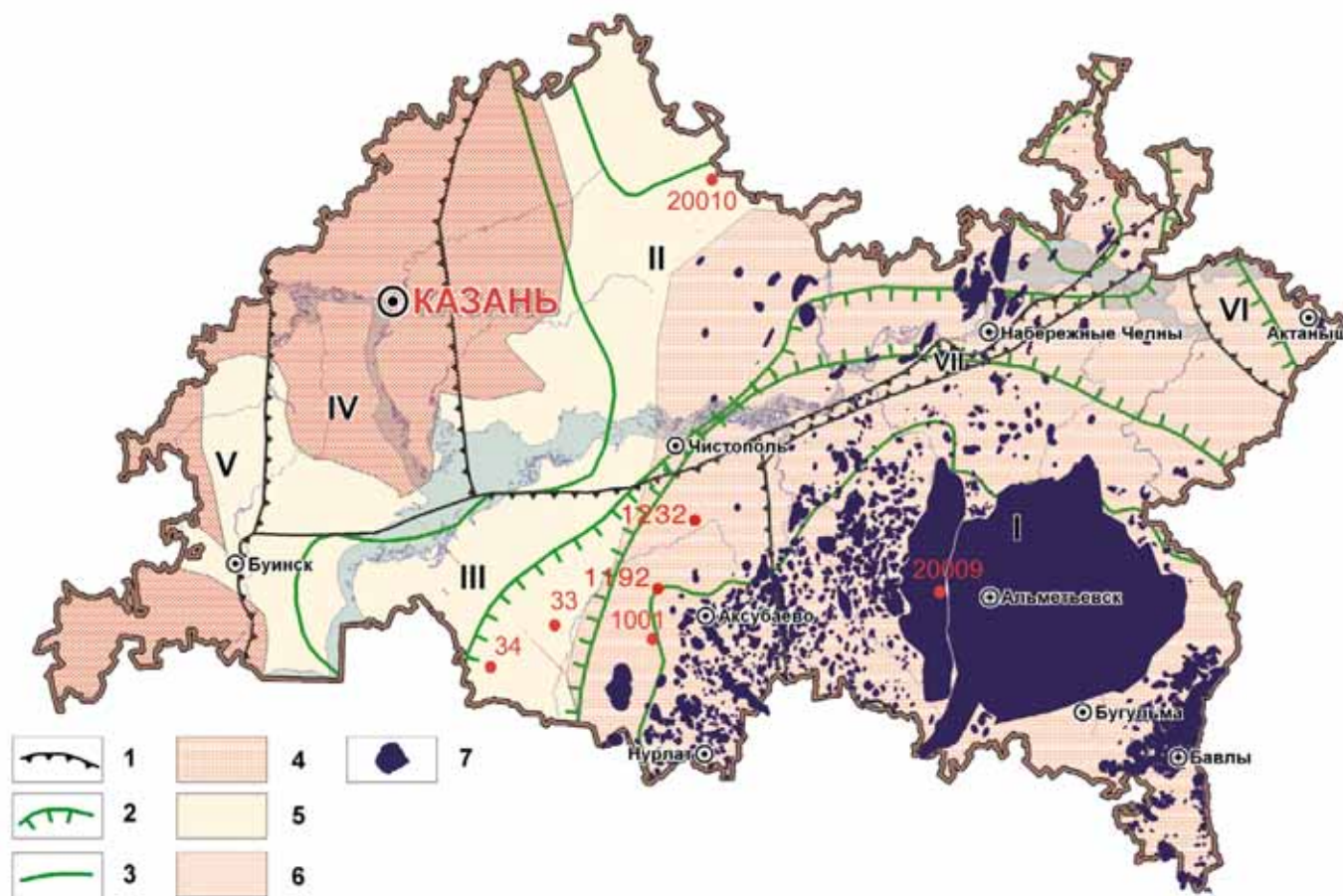


Рис.1. Карта нефтегазоносности Республики Татарстан. Красным показаны параметрические скважины, пробуренные на кристаллический фундамент. 1 – границы тектонических структур первого порядка: I – Южно-Татарский свод, II – Северо-Татарский свод, III – Мелекесская впадина, IV – Казанская седловина, V – Токмовский 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 коротажным 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.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

В 2003 г. Республика Татарстан отметила 60-летие с начала разработки нефтяных месторождений. На 01.01.2004 из недр республики извлечено 2895 млн. т нефти, в т.ч. из Ромашкинского месторождения – 2130 млн. т. Как показывает динамика темпа отбора нефти от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) по трем крупнейшим месторождениям республики – Ромашкинскому, Бавлинскому и Ново-Елховскому (Рис. 1), все они вступили в позднюю стадию разработки, обеспечивая стабилизацию отборов нефти на уровне 0,5 – 0,7 % от НИЗ в течение последних 10 лет.

Сопоставление динамики обводненности от степени выработки извлекаемых запасов нефти двух супергигантских месторождений России – Ромашкинского, Самотлорского, а также крупного Туймазинского (Рис. 2), подтверждает эффективность существующей системы разработки Ромашкинского месторождения и реальную достижимость обеспечения полного извлечения утвержденных извлекаемых запасов нефти.

На современном этапе развития нефтяной отрасли одной из основных задач является стабилизация добычи нефти из «старых» месторождений. Довыработку остаточных запасов нефти можно обеспечить лишь при широко-масштабном применении третичных методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и повышения эффективности бурения новых скважин. Однако при этом капитальные вложения на выработку текущих запасов нефти и эксплуатационные затраты на добычу 1 т нефти на месторождениях с большей степенью выработанности резко возрастают. Например, на Ромашкинском месторождении (Рис. 3) по сравнению со средним дебитом, который имел место при степени выработанности запасов 30 %, дебит нефти снизился более чем в 11 раз и составляет 3,7 т/сут, обводненность выросла на 58,2 % и составляет 85,2 т/сут. Это вызвало рост эксплуатационных затрат на Ромашкинском месторождении на 1 т нефти в сопоставимых условиях в 8,6 раза.

С целью улучшения состояния российской нефтяной отрасли рядом нефтяных компаний, институтов и ученых в Правительство Российской Федерации внесены предложения по дифференцированию налогообложения нефтяных месторождений с учетом состояния выработанности запасов нефти и текущих дебитов нефти по компаниям. Отсутствие механизма дифференциации, несовершенная и необоснованная формула расчета НДПИ, привязанная только к экспорту и курсу доллара, не позволяют сегодня рационально разрабатывать месторождения и залежи с трудно-извлекаемыми запасами (с низкими дебитами нефти) и месторождения, находящиеся на поздней стадии освоения ресурсов. Эти проблемы особенно актуальны для крупных месторождений, которые находятся на завершающей стадии разработки и обеспечивают работой целые регионы.

В текущих экономических и налоговых условиях направление средств из бюджета компаний на разработку нерентабельных или убыточных залежей (в т.ч. содержащих тяжелые или битумные нефти) приводит к снижению эффек-

тивности компаний и, соответственно, снижению поступлений в бюджет государства, в первую очередь, субъектов федерации. В настоящее время ОАО «Татнефть» изучает возможность привлечения оборудования и технологий, а также систему налогообложения при разработке тяжелых или битумных нефтей в Канаде, Венесуэле, Китае и готовит проект ТЭО по вовлечению этих залежей в процесс нефтедобычи с привлечением западных компаний.

Сегодня ОАО «Татнефть» имеет совмещенные лицензии на геологическое изучение и разработку по Республике Татарстан на 68 месторождений с остаточными запасами нефти в объеме около 77 % от запасов по РТ, 5 лицензий на разведочных зонах между залицензированными месторождениями, а также 7 лицензий на геологическое изучение.

Планируемые объемы ГРП в соответствии с лицензионными соглашениями по ОАО «Татнефть» за 2003 г. выполнены и обеспечен прирост запасов нефти в объеме 30 млн. т по категориям А+В+С₁ (при годовой добыче 24,669 млн. т), в т.ч. за счет ГРП – 3 млн. т; за счет доразведки, работ по увеличению коэффициента нефтеизвлечения – 27 млн. т, по категории С₂ прирост запасов составляет 1,950 млн. т.

Ежегодное и последовательное увеличение затрат на геологоразведочные работы по ОАО «Татнефть» позволило только за последние 5 лет обеспечить прирост извлекаемых запасов нефти в объеме 183,36 млн. т при общей добыче 121,96 млн. т, т.е. прирост запасов нефти превышает в полтора раза объем добычи (Рис. 4).

За 2003 год на геологоразведочные работы, проводимые на лицензионных территориях ОАО «Татнефть» в РТ, использовано около 1 млрд. руб., в т.ч. на выполнение сейсморазведочных работ 2D – 3293 пог. км, 3D – 239 км², по-исково-разведочное бурение – 50 тыс. м и на прочие ГРП.

Для поиска залежей нефти в Татарстане применяются новейшие методы. К числу малозатратных технологий, совершенствующих методику поисков, относятся: 1) нейрокомпьютерная технология «Нейросейсм» (ТГРУ ОАО «Татнефть»), которая позволяет повысить достоверность прогнозирования нефтеперспективных объектов, отбраковывая закартированные сейсморазведкой объекты; 2) оценка перспективности объектов биогеохимическим тестированием (БГХТ), позволяющая путем бурения мелких тестировочных скважин оценивать наличие углеводородов на подготовленных к глубокому бурению структурах, исключая тем самым бурение «сухих» скважин; 3) сейсмолокация бокового обзора (СЛБО) - технология, способствующая повышению эффективности разведки и разработки месторождений нефти; 4) комплексная аэрогеофизико-геохимическая съемка слабоизученных площадей для выделения локальных нефтегазоносных объектов с оригинальной программой обработки данных, локализации сейсморазведки и глубокого бурения; 5) комплексная методика доразведки залежей с применением ядерных и акустических методов исследований; 6) поиски пресных подземных вод с повер-хности методом ЯМР-томографии («Гидроскоп»).