

УДК 553.982

РОЛЬ НОВЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИДЕЙ В РАЗВИТИИ СТАРЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ В ПЕРВОЙ ЧЕТВЕРТИ 21 СТОЛЕТИЯ

Р.Х. Муслимов

Аннотация

В статье на примере Республики Татарстан показаны огромные возможности старых нефтедобывающих районов в дальнейшем развитии ресурсной базы углеводородного сырья для стабилизации и роста их добычи. На основе обобщения опыта приведена стратегия восполнения запасов нефти, заключающаяся в применении нетрадиционных подходов исследования традиционных объектов разведки, изучения нефтегазонасыщенности нетрадиционных объектов и проведении широкомасштабных работ по повышению нефтеизвлечения и использования остаточных запасов нефти. Использование указанной стратегии позволяет обеспечить расширенное воспроизводство запасов и на основе этого стабилизировать и даже увеличить добычу нефти.

Жизненно важным документом для устойчивого повышения уровня жизни граждан России до достойного и цивилизованного уровня может стать «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года». Одним из важнейших условий ее выполнения является обеспеченность запасами нефти. Но здесь у нас дела обстоят неблагоприятно. По единодушной оценке ведущих геологов страны потенциальные возможности для обеспечения указанных объемов добычи нефти и газа имеются. У нас имеются достаточные для этого прогнозные ресурсы нефти и газа. Но подготовленных (разведанных) запасов в РФ нефти не хватает не только для роста, но и даже для стабилизации добычи на ближайшую перспективу.

Во-первых, разведанные запасы нефти в стране почти в 3 раза ниже, чем называются некоторыми работниками. Приводится опыт США, когда страна в течение двух десятков лет обеспечивала высокую добычу при обеспеченности 79 лет. Этот феномен объясняется двумя причинами: совершенно другой, чем в России, методикой учета запасов и гибкой налоговой политикой, направленной на поддержание нефтяной отрасли. А в России все наоборот. Если считать так как в США, наши запасы будут более, чем в три раза ниже, соответственно сократится и обеспеченность ими добычи нефти.

Но хуже всего, что состояние обеспеченности запасами за годы рыночных реформ существенно ухудшилось. За 8 предыдущих лет приращено 76.6% к объему добытой нефти, а за 1992–2000 гг. списано запасов на 440 млн. больше, чем весь объем прироста запасов. С учетом извлеченной из недр нефти теку-

щие запасы сократились почти на 3.7 млрд. т. Следовательно, мы проедаем запасы, подготовленные геологами в советское время.

Во-вторых, значительная часть невырабатываемых запасов относится к категории трудноизвлекаемых (ТЗН), разработка которых находится на уровне рентабельности и сильно зависит от конъюнктуры цен на рынке. Для получения одной тонны добычи в разработку (в зависимости от месторождений) нужно ввести в 3–5 раз больше ТЗН и пробурить соответственно в 3–5 раз больше скважин по сравнению с залежами, содержащими активные запасы (АЗ). Объем ТЗН по Российской Федерации (РФ) составил около 55%, а в Республике Татарстан (РТ) – 80% от текущих разведанных запасов. Все это обуславливает необходимость не только простого, а расширенного воспроизводства. При планируемой годовой добыче нефти в стратегии объем воспроизводства запасов должен быть 650–700 млн. т в год. А это значит ежегодно должны опойсываться участки недр с извлекаемыми ресурсами не менее 1.3–1.4 млрд. т (при высокой – 50% – подтвержденности запасов), балансовыми – 4–5 млрд. т. В стратегии объемы прироста запасов занижены в 1.4–1.7 раза, а объемы разведочного бурения – в два раза. Последнее объясняется завышенной эффективностью геолого-разведочных работ (ГРР), заложенных в стратегию.

Несмотря на то, что в стратегии декларируется расширенное воспроизводство запасов, но по цифрам получается, что нет даже простого воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ). Более того, нет путей обеспечения расширенного ВМСБ. Нам представляется необходимым обеспечить максимум добычи нефти в 450 млн. т (равно среднему потреблению нефти в США) и сосредоточить усилия по обеспечению расширенного ВМСБ на уровне 650–700 млн. т в год. Это труднейшая задача, но при заинтересованности, сильном желании и реальных шагах государства по созданию условий для ее реализации она выполнима.

В-третьих, Россия в основном – сырьевая страна, и природные ресурсы еще долгие годы будут основой ее жизнеобеспечения. Это объективная реальность, и не считаться с ней нельзя.

Для решения задачи расширенного воспроизводства запасов нужны большие усилия государства.

Во-первых, нужно восстановить платежи на ВМСБ, выделив их из состава единого налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Этот налог сегодня имеет только фискальное значение.

Во-вторых, установить ответственность должностных лиц, ответственных за недропользование, за обеспечение прироста запасов. В настоящее время они за этот важнейший участок работы ответственности практически не несут, также и недропользователи. Рычаги для этого есть все и легитимные – через ежегодные дополнения к лицензионным соглашениям.

В-третьих, назрела настоятельная необходимость совершенствования структуры органов управления недропользованием.

В-четвертых, нужно создать условия для заинтересованности недропользователей в рациональной разработке нефтяных месторождений. Так, высокая отработанность основных действующих месторождений (до 80–85% от начальных извлекаемых запасов) обуславливает, во-первых, низкие дебиты нефти и

высокую обводненность продукции, во-вторых, высокие затраты на добычу нефти, в-третьих, поддержание добычи нефти требует создания новых мощностей взамен выбывающих из-за обводнения. Поэтому если не создать условия для длительной эксплуатации старых высокообводненных месторождений, придется их закрывать, так как они станут убыточными. Это приведет к снижению добычи по России в целом. Во избежание этого нужно осуществить назревшее изменение налогового законодательства по добыче полезных ископаемых в части перехода от уравнительной системы к рентной при обязательном условии учета горно-геологических, экономо-географических условий, степени истощенности месторождений и качества нефти. Это декларативно признается в стратегии, но, к сожалению, не реализуется.

Особо надо сказать о необходимости внесения понижающих поправок к НДС на истощение (выработанность) месторождений. Нефтяники знают, что основные трудности в добыче нефти возникают на поздней стадии разработки, когда извлечены основные (70–80%) запасы нефти. Поэтому при обсуждении этого вопроса предлагалось ввести коэффициент выработанности запасов (применяемый при отработке запасов на 80% и выше), корректирующий базовую ставку единого налога на добычу. Этот коэффициент легко и надежно определяется по форме статотчетности 6 ГР. Однако это пока не нашло отражения в принятой ставке налога на добычу. Если это будет сделано, то на том же Ромашкинском месторождении можно будет извлечь вдвое больше нефти. Но если принять ряд льготных условий налогообложения, считая основной целью отбор большего количества нефти, можно извлечь до 800 млн. т нефти. Для этого нужно совершенно иное налоговое поле и это выгодно для государства! Это месторождение длительное время может давать около 15 млн. т нефти в год, то же самое – Самотлор, Уст-Балык и др. месторождения. Для сохранения добычи на таких месторождениях не нужно тратить на разведку, обустройство, создание инфраструктуры.

Мы думаем, что со временем понижающие ставку налога коэффициенты на истощенность запасов будут приняты, что позволит продлить рентабельную разработку старых месторождений. Однако в стратегии не уделено должное внимание старым районам нефтедобычи. Основным направлением признается развитие нефтяной промышленности в районах восточной Сибири, шельфе восточных и северных морей. Нет сомнений, что эти богатейшие районы нужно осваивать. Но при этом надо отдавать отчет, что на это требуются колоссальные средства, которых может не оказаться. А старые районы нефтедобычи при определенных условиях, которые надо обозначить в стратегии, могут принять на себя значительную нагрузку.

Для реализации энергетической стратегии нужно инвестировать 230–240 млрд. долларов, что на тонну прироста новых мощностей в 11 раз больше, чем в странах Персидского залива, в 7 раз больше, чем в среднем по странам ОПЕК и в 2.8 раза больше, чем по странам, не входящим в ОПЕК. Это объясняется удаленностью, сложными природными условиями, необходимостью новых районов нефтедобычи. При нынешнем низком инвестиционном потенциале России из-за отсутствия необходимых законов и нежелании реально изменить инвестиционный климат в Российском углеводородном сырье ожидать поступления

таких средств было бы верхом наивности. Напомню, что после 8 лет мытарств практически похоронен закон о СРП. Поэтому объективно Россия будет обеспечивать дальнейшее, более интенсивное развитие нефтедобычи в старых нефтедобывающих районах, которые должны приобрести второе (Тимано-Печорская, Западно-Сибирская НПП) и третье дыхание (Волго-Уральская, Северо-Кавказская НПП).

Углеводородный потенциал этих регионов достаточно велик. Покажем это на примере РТ. Здесь поздняя стадия геологоразведочных работ (ГРР), 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. Здесь совершенствование техники и технологии нефтепоисковых работ, оптимизация всего процесса разведки, применение прогрессивной методики доразведки, накопление и обобщение всех данных геологических исследований позволили за последние 25 лет прирастить разведанные запасы в 1.5 раза превышающие подсчитанные ранее прогнозные ресурсы, а величина последних не только не уменьшилась, а увеличилась в 2.8 раза. Результаты поистине ошеломляющие. Все это сделано за счет новых подходов, становящихся в настоящее время в Татарстане традиционными. А именно: за счет совершенствования техники и технологии нефтепоисковых работ, оптимизации всего процесса геологоразведочных работ, применения прогрессивной методики доразведки, обобщения всех данных геолого-геофизических исследований. Оцененные в 1.4 млрд. т извлекаемые ресурсы получены за счет новых подходов. Из этого можно сделать вывод: в известных, перспективных районах, каким является РТ, по мере проведения ГРР, перспективные и прогнозные ресурсы обычно имеют тенденцию к росту. Причина – совершенствование методов геологических исследований и появление новых геологических идей.

Во-вторых, при оценке ресурсов нефтеизвлечение принимается обычно 30–35%. Предполагается, что при освоенных технологиях в недрах, после выработки извлекаемых запасов, останется в 2 раза больше нефти, чем будет извлечено ее к концу разработки месторождений. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) в РТ показывает, что нефтеотдачу в среднем можно поднять до 45%, а возможно и до 50%.

В третьих, эта оценка характеризует нефтяной потенциал осадочных бассейнов и основывается на господствовавшей до настоящего времени осадочно-миграционной теории. Однако в 80-х годах у нас в стране и за рубежом широкий размах получили исследования, основывающиеся на неорганической, мантийной теории происхождения нефти и газа. По мнению ряда видных ученых,

количество углеводородов в глубинах земли во много раз больше, чем начальных потенциальных ресурсов (НПР) всего осадочного чехла.

Все это свидетельствует о большом нефтегазовом потенциале. Но надо уяснить, что оставшиеся запасы будут связаны с существенно сложными горно-геологическими условиями: труднодоступные территории, большие глубины бурения, трудноразведываемые месторождения, залежи с трудноизвлекаемыми запасами. Без применения новых технологий бурения, добычи и разработки, разведка и эксплуатация этих ресурсов может в большинстве случаев оказаться нерентабельной. Стратегия геолого-разведочных работ должна строиться с учетом тесной увязки необходимых объемов добычи и потребления с возможностями расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы. Первоначально необходимо оценить перспективы старых нефтедобывающих районов с развитой инфраструктурой и добычей углеводородного сырья. Здесь стратегия расширенного воспроизводства запасов на длительную перспективу должна предусматривать проведение работ в трех направлениях.

Во-первых, дальнейшее изучение и опоскование залежей нефти в традиционных объектах разведки (применительно к Татарстану – это отложения девона и карбона, Западной Сибири – юрско-меловые отложения).

Во-вторых, геологическое изучение нефтегазоносности нетрадиционных объектов – применительно к Татарстану это глубокозалегающие породы кристаллического фундамента и рифей-вендских осадочных отложений, пермские битумы, применительно к Западной Сибири – это палеозойский фундамент и пропущенные горизонты осадочного чехла.

В-третьих, проведение широкомасштабных работ по повышению нефтеизвлечения, что может явиться новым, важнейшим направлением повышения ресурсной базы старых нефтедобывающих районов.

По первому направлению широко применяются традиционные методы нефтепоисковых работ, как районирование территории по степени перспектив нефтегазоносности, оптимизация процесса геологоразведочных работ, совершенствование методики ГРП.

Вопросам совершенствования методики ГРП в Татарстане уделялось большое внимание. Здесь были созданы эффективные методы подготовки запасов в различных геологических условиях. Одна методика для крупных месторождений, контролируемых структурами первого и второго порядков, и другая – для месторождений, приуроченных к локальным структурам. Достигнутая высокая эффективность ГРП за последние 25 лет в РТ объясняется тем, что мы вели разведку и доразведку на старых площадях, используя новые методы. Ранее же разведка велась на новых площадях с использованием старых методов.

Нетрадиционные подходы на традиционных объектах разведки далеко еще не исчерпали возможностей расширения ресурсной базы Татарстана. Кроме того, в Татарстане (как и в других старых нефтяных регионах РФ) имеются значительные площади непоискованных земель. В РТ – это земли Западного Татарстана. Западная Татария, занимающая половину территории республики, в геотектоническом отношении весьма неоднородна и включает несколько крупных, принципиально отличных по своему строению элементов: малоперспективных для разведки на нефть – Казанско-Кировский прогиб, Казанскую

седловину, Токмовский свод (восточный склон) и перспективных – Северо-Татарский свод и Мелекесскую впадину (рис. 1).

Обобщение и переосмысление геолого-геофизических материалов с позиций современных взглядов и концепций, изучение и анализ особенностей геологического строения позволили отметить следующее:

– регион характеризуется благоприятными емкостными, литофациальными, гидрогеологическими и геохимическими свойствами разреза, в целом, однако стратиграфия пластов-коллекторов весьма различна: основными, наиболее перспективными являются зоны развития пластов-коллекторов во всех продуктивных пластах осадочного чехла;

– структурно-тектонические особенности региона благоприятны для формирования ловушек-объектов различного морфогенетического типа.

Указанное дает основание рассматривать перспективные зоны и объекты в качестве надежных и достоверных геологических критериев оценки нефтегазонасыщенности региона.

Таким образом, качественная (критерии нефтеносности) и количественная (плотность ресурсов C_3) оценки территории Татарстана позволили значительно дифференцировать и повысить категоричность земель, расширить границы рентабельных и перспективных зон, выбрать и обосновать приоритетные направления работ в западной части Татарстана, рассматривать этот регион как потенциальный резерв прироста промышленных запасов нефти [1].

Кроме новых идей и подходов к наращиванию запасов нефти в традиционных нефтеносных отложениях, в старых регионах нужны новые идеи по исследованию нефтегазонасыщенности новых, ранее не привлекавших внимание объектов. Прежде всего, нужно признать перспективным изучение нефтегазонасыщенности фундамента и его роль в формировании и переформировании залежей нефти в платформенных, а возможно и складчатых областях, будь то кристаллический архейско-протерозойский фундамент Русской платформы, либо палеозойский Западной Сибири, либо мезозойский Предкавказья. Для этого, прежде всего, необходимо преодоление психологического барьера устоявшихся представлений геологов и негативного отношения некоторых ведущих геологов-нефтяников к проблеме нефтегазонасыщенности фундамента.

Исследованиями установлено, что в разрезе фундамента имеются многочисленные коллекторские толщи в виде так называемых зон разуплотнения или зон деструкций, которые обладают высокими коллекторскими свойствами вследствие дробления и переработки пород и перекрываются пачками плотных, непроницаемых пород-покрышек (совсем как в нефтяных залежах осадочного чехла).

Необходимо также установление фактов, позволивших сформулировать решающую роль кристаллического фундамента в постоянной «подпитке» нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами за счет притока углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин (рис. 2) [2].

Проведенные исследования на Ромашкинском месторождении позволяют считать, что обнаруженные реликты УВ зон деструкций свидетельствуют о наличии УВ-флюидов в этих зонах, которые в неоднородном термоградиентном поле фундамента последовательно перегонялись из нижних зон в верхние под

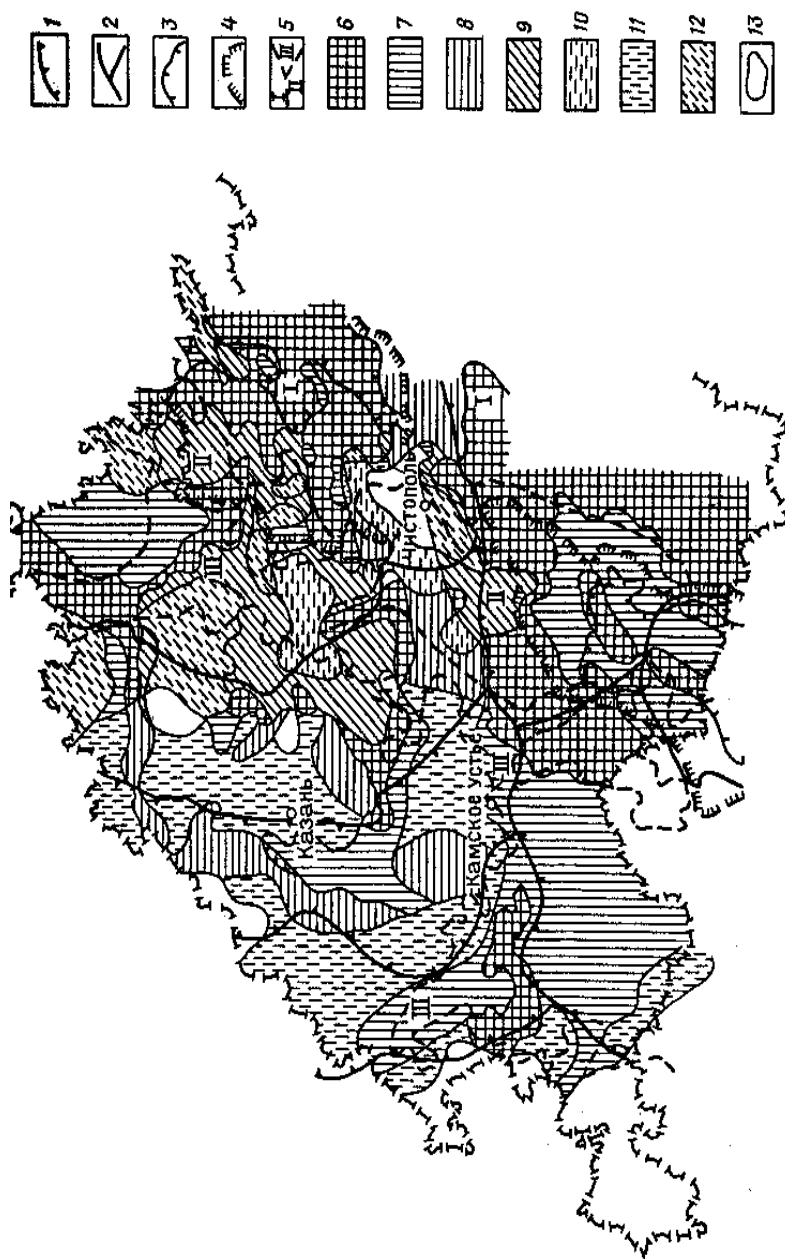


Рис. 1. Карта районирования земель по степени перспективности. 1 – границы тектонических элементов первого порядка; 2 – их склонов и бортов; границы прогибов ККС; 3 – осевая; 4 – внутренняя прибортовая; 5 – границы различных перспектив и категорий; 6 – рентабельные, II – перспективные, III – малоперспективные; зоны расположения пластов-коллекторов; 6 – терригенных и карбонатных отложений девона и карбона; 7 – терригенных отложений девона и карбона; 8 – терригенных отложений девона и карбонатных отложений девона и карбона; 9 – терригенных отложений девона и карбона; 10 – карбонатных отложений девона и карбона; 11 – терригенных отложений девона; 12 – терригенных отложений девона; 13 – зоны и участки отсутствия пластов-коллекторов в девоне и карбоне

воздействием температурного поля и явлений компрессия-декомпрессия. Это подтверждается также сходством УВ фундамента и чехла, особенностями состава вод зон деструкций и чехла. Проведенный анализ позволяет по-новому рассмотреть нефтяные месторождения как постоянно развивающийся, подпитывающийся углеводородами из глубин недр объект.

Современными исследованиями установлено, что нефтяные месторождения связаны с глубинными разломами, которые в свою очередь проявляются как нефтеподводящие каналы.

Видимо, существенный вклад в расширение углеводородного потенциала Татарстана могут внести исследования по подтверждению гипотезы В.П. Иванкина о существовании в природе отличающихся от традиционных по ряду признаков, гидродинамически изолированных, так называемых реологических залежей нефти. Эти залежи могут возникать вследствие влияния реологических особенностей нефти, газа и воды на процессы их фильтрации в горных породах земной коры. В силу особенностей формирования им свойственны пониженные пластовые давления (ниже гидростатических). Наличие традиционных залежей нефти в верхней части фундамента и в нижней части осадочного чехла, по мнению В.П. Иванкина, может рассматриваться как указатель наличия в толще фундамента значительных скоплений нефти и газа в виде залежей реологического типа.

Требуется проверки и гипотеза Б.М. Юсупова [3], которая заключается в признании метаносферы в качестве основного источника углеводородного потенциала земной коры. Залежи нефти образуются в глубоких осадочных бассейнах там, где углеводороды биогенного происхождения обогащаются поступающим снизу (из глубин земли) метаном.

Необходимо проводить исследования и по проверке идей М.Г. Камалетдинова и др. [4] о широком распространении на платформах несоответствия структурных планов различных отложений, вытекающих из представлений о шарьяжно-надвиговом происхождении складчатости.

Все эти идеи, и научные прогнозы, и гипотезы нужно проверять и разрабатывать дальше.

Нетрадиционными источниками углеводородного сырья в Татарстане являются природные битумы пермских отложений, залегающие на глубинах до 400 м. Битумы пермских отложений Татарстана представляют собой в разной степени окисленные высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции (вязкость от 600 до 440 тыс. МПа·с), с высоким содержанием серы (3.7–7%), с содержанием масел от 5.8 до 88%, смол – от 8.7 до 57%, асфальтенов – от 3.3 до 61%.

Анализ результатов разведочных работ и лабораторных исследований керн подтвердил сходство строения залежей битумов с нефтяными. Они представляют собой скопления с содержанием битумов от 1 до 20% к весу породы (40–98% к объему пор), с определенными границами, за которыми битумонасыщенность снижается до 1% и ниже.

Проведенными работами подтверждена региональная битумоносность пермских отложений Закамской Татарии, существенно уточнены основные закономерности пространственного распределения скоплений природных битумов.

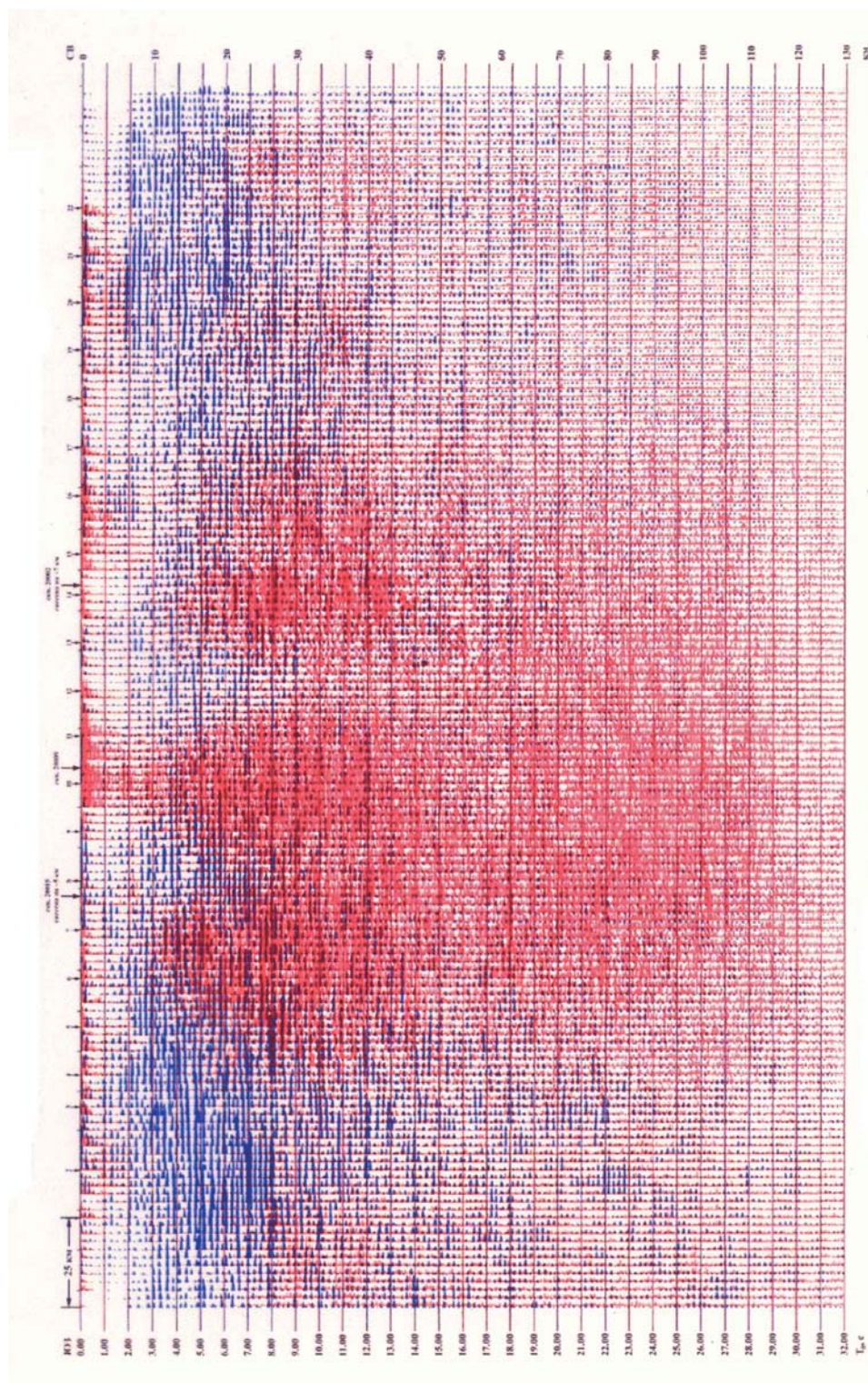


Рис. 2. Сводный сейсмический динамический разрез ЮТС по профилю «Гранит». Разрез демонстрирует распределение амплитудно-частотных (энергических) аномалий в пределах геодинамической системы Южно-Татарского свода

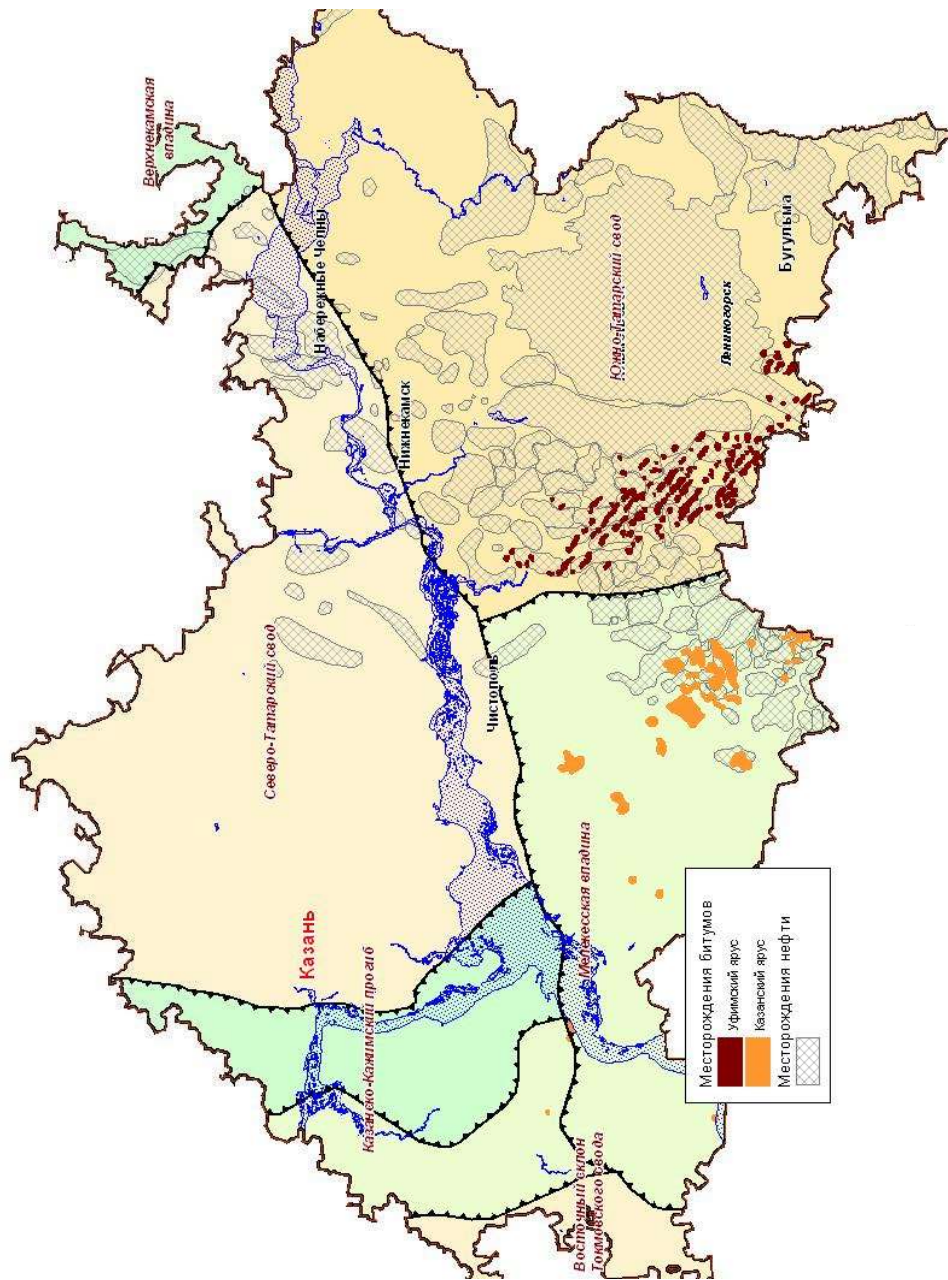


Рис. 3. Карта перспектив битумоносности Республики Татарстан

мов, основные черты их строения, характер битумосодержания в скоплениях, представляющих промышленный интерес, в основном определена перспективность различных районов Татарстана (рис. 3).

Проведенные в Татарстане исследования и опытно-промышленные работы по изысканию скважинных методов извлечения битумов показали перспективность и рентабельность разработки залежей битумоносных пород с применением тепловых методов (внутрипластовое горение, вытеснение паром, парогаз в сочетании с волновыми методами). При этом на опытном участке Мордово-Кармальского месторождения при разработке скважинными методами с применением внутрипластового горения получена высокая нефтеотдача – около 35%.

Исследования показали рентабельность разработки части залежей ПБ при применении разработанных учеными республики новых технологий добычи и организации специальной переработки добытого сырья непосредственно на месторождениях ПБ.

При дальнейшем росте цен на природный газ будет рентабельно использовать добываемую продукцию после специальной подготовки для наших ТЭЦ.

Созданные уже сегодня технологии при определенных условиях могут обеспечивать рентабельную добычу ПБ, находящихся в более благоприятных горно-геологических условиях. Так, разработанные Казанским научным центром РАН технологии позволяют обеспечить средний дебит нефти из битумоносных песчаников до 5 т/сут при глубинах залегания 100–150 м, в то время как дебит глубоких (1800 м) нефтяных скважин составляет менее 4 т/сут при обводненности 85% и выше.

Во все времена приоритетной остается задача повышения ресурсов нефти. Она решается двумя путями: традиционными и нетрадиционными направлениями нефтепоисковых работ и повышением нефтеизвлечения из разведанных запасов нефти. Это положение было закреплено в законе «О недрах» РТ. Но второй части проблемы, к сожалению, нет в законе «О недрах» РФ. Повышение нефтеотдачи во все времена было и остается приоритетным направлением.

Современными проектами разработки в основных нефтедобывающих странах мира предусматривается в основном извлекать около 30% запасов. В России эта величина несколько выше, а в Татарстане – около 42%. Это в среднем, но в зависимости от геолого-физических условий залежей она изменяется от 14 до 60%. О значении проблемы повышения нефтеотдачи говорит тот факт, что только ее повышение по разведанным ресурсам Татарстана на один процентный пункт дает увеличение извлекаемых запасов на 85 млн. т.

Особняком стоит важнейшая проблема извлечения остаточной нефти. Под ней мы понимаем количество нефти, остающейся в пласте после длительной разработки месторождения и извлечения основных запасов, предусмотренных проектной документацией на разработку месторождения (остаточные запасы в широком понимании). В это количество входят и запасы, которые должны остаться в пласте после выполнения всех проектных решений (а их на месторождениях от 20 до 80–90% от начальных балансовых запасов (НБЗ)).

Исследования показали, что остаточные нефти (ОН) могут быть разделены на две группы: неизменные (или слабоизмененные) и сильнопреобразованные (рис. 4). В первой группе мы выделяем две подгруппы:

– нефти невырабатываемых пластов, участков залежи, практически не затронутые влиянием заводнения;

– нефти пластов, подвергнутых влиянию заводнения, участков залежи без нарушения дисперсного состояния, в которых ограничена распространенность процессов изменения свойств нефти под действием техногенного фактора (по относительному содержанию компонентов они близки к добываемым нефтям и, следовательно, при определенных условиях могут быть извлечены) [5].

Сильнопреобразованные нефти существенно отличаются от извлекаемых на поверхность нефтей. Установлено, что изменение коллоидного состояния сильнопреобразованных нефтей, характерное для второй группы исследуемых объектов, связано с коагуляцией твердых парафинов. Выпадение их в виде осадков в пористой среде оказывает влияние на фильтрационные характеристики пластов и приводит их к «тепловой» смерти. Аномалии в химическом составе наблюдаются в результате выпадения твердых парафинов при охлаждении пласта закачиваемой водой. В остаточных нефтях увеличивается доля масел, так как высокомолекулярные парафиновые углеводороды являются их основной частью. В результате диспропорционирования компонентов добываемые нефти обогащаются смолисто-асфальтовыми компонентами. Показано, что проявление процесса парафиноотложения является результатом длительной прокачки больших объемов холодной воды по высокопроницаемым промытым пластам и пропласткам. Промышленно освоенных методов извлечения этой нефти пока нет.

В зависимости от геологических условий в пластах после выполнения проектов разработки в залежах нефти Татарстана должно остаться от 40 до 86% геологических запасов. Если остаточную нефть принять за 100%, то на долю первой группы слабоизмененных остаточных нефтей приходится от 30 до 70%. Остальные – запасы сильнопреобразованных нефтей. Современное состояние науки позволяет полагать, что технологически можно будет извлечь 80–90% остаточных запасов первой группы. Для этого необходимо комплексирование различных методов (полимерного заводнения, эфиров целлюлозы и полимер-дисперсных систем с волновыми методами, микробиологические МУН), и самое главное – изучение геологических особенностей месторождения и подбор в соответствии с этим эффективного МУН.

Для решения проблемы повышения нефтеотдачи недостаточно создать какие-то, пусть даже весьма эффективные МУН. В приоритетном порядке на месторождениях необходимо:

1. Обеспечить изучение деталей геологического строения путем лабораторного исследования пород, нефтей, вод, промысловых гидродинамических и геофизических методов исследования с помощью всей имеющейся в мире аппаратуры и методов исследований.

2. Провести широкомасштабные работы по исследованию остаточных нефтей, подсчету их запасов по двум выделенным нами группам. Сосредоточить основные научные, опытно-промышленные работы по извлечению слабоизме-

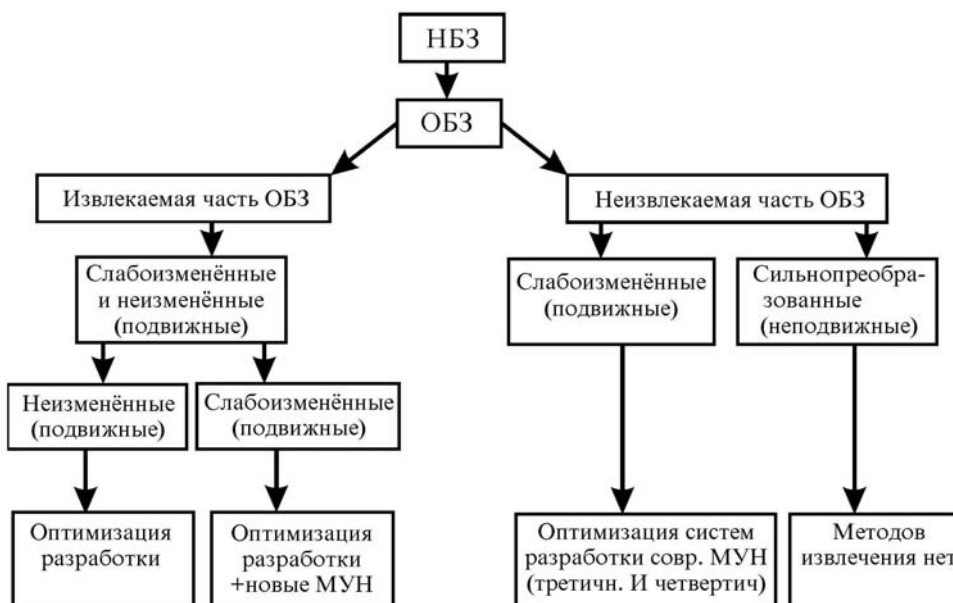
КЛАССИФИКАЦИЯ ОСТАТОЧНЫХ НЕФТЕЙ

Рис. 4

ненной части остаточных нефтей. Это резерв ресурсов на ближнюю и дальнюю на 30–40 лет перспективу.

3. Сосредоточить усилия по созданию МУН для приведенных выше сложных геологических условий с учетом их применения с самого начала разработки.

4. Проводить поисковые НИР и опытно-промышленные работы (ОПР) по созданию методов извлечения сильно преобразованной части остаточных нефтей на месторождениях, где их доля является существенной. Для решения этой проблемы в перспективе, видимо, могут быть применены МУН: микробиологические, волновые, тепловые в комплексе с волновыми, физические в комплексе с волновыми.

Всеми этими вопросами необходимо заниматься уже сейчас, так как все это требует значительного времени. Создание и внедрение принципиально нового МУН требует не менее 10 лет времени. Пока будет существовать нефтяная промышленность, до тех пор нефтяники будут решать проблему повышения нефтеизвлечения. Американские специалисты считают возможным в будущем достижение нефтеизвлечения 45%, а теоретически мыслимым 60%.

Большинству исследователей понятно, что подготовка запасов нефти для промышленной разведки не может происходить стихийно, при полном хаосе планирования и финансирования. Без государственного регулирования воспроизводства минерально-сырьевых ресурсов можно в корне подорвать дальнейшее развитие природоресурсных отраслей. При этом государство в обязательном порядке должно финансировать фундаментальные исследования проблем геологии, разведки, нефтеизвлечения, региональные геолого-геофизические работы и новые направления исследований. Этими вопросами ни один недропользователь заниматься не будет, так как здесь нет прибылей, а есть только

затраты и геологические результаты. Но они крайне необходимы на дальнюю перспективу.

Особо следует остановиться на необходимости государства создать условия рациональной разработки месторождений. В условиях рыночной экономики критерием рациональности разработки может служить достижение максимума прибыли с минимальными сроками окупаемости при достижении максимальной нефтеотдачи и при соблюдении правил охраны недр и окружающей среды. В этой формулировке есть противоречия: стремление государства обеспечить максимальное нефтеизвлечение и обеспечить охрану недр и окружающей среды требует повышенных затрат, а стремление инвестора (недропользователя) – получения максимума прибыли при минимальных сроках окупаемости затрат на освоение месторождения – требует минимизации затрат. Это противоречие объективное. Надо договариваться.

Как это делается сейчас? Государственная комиссия по запасам (ГКЗ) при МПР РФ утверждает запасы полезных ископаемых, в том числе извлекаемые, а значит, и конечные коэффициенты нефтеизвлечения.

Центральная комиссия по разработке месторождений горючих ископаемых (ЦКР) Минэнерго РФ утверждает проектную документацию на разработку месторождений, где определяются уровни добычи и другие технико-экономические показатели по годам (т. е. контролируется текущая нефтеотдача, не ожидая окончания разработки, которая длится 100–150 лет). Для более эффективной работы в этом направлении нужно подчинить эти органы правительству РФ и ввести в практику составление дополнений к лицензионным соглашениям систематически, по мере пересмотра проектных документов на разработку месторождений.

Summary

R.Kh. Muslimov. Role of new geological ideas in development of old oil-extracting areas in the first quarter of 21 century.

On example of Republic Tatarstan huge opportunities of old oil-extracting areas in the further development of resource base of hydrocarbonic raw material for stabilization and growth of their extraction are shown. On the basis of generalization of experience strategy of petroleum reserves completion, consisting in application of nonconventional approaches of research of the traditional objects of investigation, studying oil-and-gas content of nonconventional objects and carrying out of large-scale works on increase of petroextraction and use of residual stocks of oil is resulted. Use of the specified strategy allows to provide the expanded reproduction of reserves and to stabilize and even to increase an oil recovery.

Литература

1. *Муслимов Р.Х., Исакова Н.С.* Западная Татария – потенциальный объект прироста запасов нефти // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 10. – С. 27–29.
2. *Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н.* Проблемы нефтегазоносности кристаллического фундамента и его рол в формировании залежей нефти в осадочном чехле // Материалы 2-й межд. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». – М.: Изд-во МГУ, 1998. – С. 150–151.

3. *Юсупов Б.М.* Новая концепция проблемы происхождения нефти и природного горючего газа. – Уфа: Башкирский филиал АН СССР, 1982. – С. 44.
4. *Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т.* Происхождение складчатости. – М.: Недра, 1981.
5. *Петрова Л.М., Фосс Т.Р., Романов Г.В., Ибатуллин Р.Р.* Сопоставительный анализ остаточных нефтей при отложении в пласте твердых парафинов с высокопарафинистыми нефтями // Тр. науч.-практ. конф. «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений» VI межд. специализированной выставки «Нефть, газ – 99». – Казань, 1999. – С. 430–434.

Поступила в редакцию
13.05.05

Муслимов Ренат Халиуллович – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа геологического факультета Казанского государственного университета.