

## ПОВЫШЕНИЕ РОЛИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ВИДОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ ДЛИТЕЛЬНОГО УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН)

В статье описывается история мировой разработки нетрадиционных видов углеводородного сырья, к которым относятся не только тяжелая нефть, природные битумы, битумоносные пески, нефтеносные сланцы, но и нетрадиционные ресурсы газа: газы угольных месторождений, водорастворенные газы, газы сланцевых и плотных формаций. Объясняется их роль в развитии экономики страны. Кроме того, в современных условиях к нетрадиционным источникам углеводородного сырья можно относить и остаточные нефти длительно эксплуатируемых месторождений. В России огромные возможности для длительной добычи традиционных нефтей. Эти извлекаемые ресурсы могут быть приращены за счет совершенствования геологических исследований, с использованием современных геолого-геофизических и лабораторных методов, применения современных технологий разработки и методов увеличения нефтеотдачи, адекватных конкретным геологическим особенностям залежей и внедрением в практику разработки методов инновационного проектирования разработки. Непосредственно Республика Татарстан имеет огромные ресурсы УВ, которые при правильном, целенаправленном использовании могут обеспечить республике длительную, на сотни лет жизнь на качественном уровне не ниже передовых стран Европы.

*Ключевые слова:* нетрадиционные виды углеводородного сырья, остаточные нефти длительно эксплуатируемых месторождений.

К категории нетрадиционных видов углеводородного сырья большинство исследователей относят тяжелую нефть, природные битумы, битумоносные пески, нефтеносные сланцы. Однако, к этой категории следует отнести и нетрадиционные ресурсы газа: газы угольных месторождений, водорастворенные газы, газы сланцевых и плотных формаций. Все эти газовые ресурсы на порядки больше традиционных и нетрадиционных ресурсов нефти (Рис. 1).

На рис. 2 приведены нетрадиционные и альтернативные природные источники энергии. Из них в XXI в. нефтяная и газовая промышленность начала освоение тяжелых нефтей, природных битумов (ПБ), углеводородов в сланцевых отложениях, геологические запасы которых в мире оцениваются в триллионы тонн.

В современных условиях к нетрадиционным источникам углеводородного сырья, очевидно, настало время относить и остаточные нефти длительно эксплуатируемых месторождений. Почему то об этом мало говорят, но в мировом масштабе этих ресурсов в среднем в 2 раза больше отобранных и извлекаемых в перспективе традиционных нефтей. Это вроде бы и обычные нефти, но условия их залегания и возможные пути извлечения требуют нетрадиционных подходов и естественно больших средств (финансовых и материальных) для их добычи. Наши теоретические и практические исследования показали возможности этого потенциала (Муслимов, 2012а) (Рис. 3).

В России огромные возможности для длительной добычи традиционных нефтей. Эти ресурсы принято делить на активные (АЗН) и трудноизвлекаемые (ТЗН). Несмотря на перманентное увеличение доли ТЗН (сегодня их доля в запасах РФ составляет более 60%, а в старых нефтедобывающих районах, каким является РТ, – более

80%) возможности наращивания извлекаемых запасов на открытых и эксплуатируемых месторождениях огромны (Муслимов, 2012а). Так нашими исследованиями показаны возможности увеличения извлекаемых запасов на длительно эксплуатируемых месторождениях в количестве 1 млрд. т, а на мелких и средних месторождениях около 400 млрд. т. Эти извлекаемые ресурсы могут быть приращены за счет совершенствования геологических исследований с использованием современных геолого-геофизических и лабораторных методов, применения современных технологий разработки и методов увеличения нефтеотдачи (МУН), адекватных конкретным геологическим особенностям залежей и внедрением в практику разработки методов инновационного проектирования разработки (Муслимов, 2012б; 2013).

Разумеется мы должны в первую очередь заниматься этими направлениями. Но это не должно препятствовать исследованиям в области освоения нетрадиционных ресурсов углеводородов (УВ).

Почему же Россия должна заниматься нетрадиционными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР)?

Во-первых, даже по имеющимся неполным данным исследований, ресурсы нетрадиционных углеводородов в мире и России не меньше, а существенно больше, чем традиционных (Муслимов, 2009).

Во-вторых, ряд месторождений нетрадиционных ТЭР, очевидно, будут более привлекательны для освоения, чем ряд залежей ТЗН. К примеру, сверхвязкие нефти (СВН) в терригенном комплексе нижней перми в РТ более эффективны для освоения, чем некоторые залежи высоковязких нефтей (ВВН) в карбонатных породах традиционно нефтеносных горизонтов девона и карбона РТ.

В-третьих, планируя развития ТЭК на 20 лет необходи-

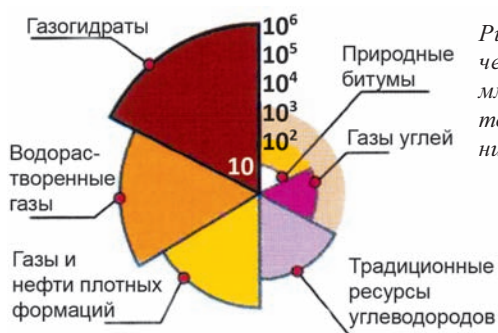


Рис. 1. Геологические ресурсы, млрд.т условного топлива (по Белонину М.Д.).

мо смотреть дальше – на 40-50 лет, как это делают, например, китайцы. Это объясняется большими рисками инвестиций в НГС и чрезвычайно высокими темпами изменения мировой конъюнктуры в развитии ТЭК.

В-четвертых, ускорившийся процесс накопления и использования новых знаний и умений в передовых странах запада оказывает существенное влияние на расширение круга потенциальных источников сырья, осваиваемых современным нефтегазовым сектором (НГС) в направлении «монетизации» этих знаний. В этой связи можно утверждать, что современная сланцевая революция не последняя. За ней последуют и другие («подпитка» УВ осадочного чехла из глубин Земли, освоение газогидратов и др.)

В пятых, в настоящее время различные страны в зависимости от наличия или отсутствия традиционных или нетрадиционных ТЭР занимаются различными видами традиционных УВ (Канада и Венесуэла – СВН и ПБ, отдельные страны Европы – сланцевыми отложениями, Япония – газогидратами), а такие страны как США, Китай и Россия, как великие державы в ТЭК, должны заниматься всеми видами ТЭР. Иначе – отставание в новых технологиях и вместе с тем в развитии экономики страны.

Раньше всех из нетрадиционных ресурсов в мире началось освоение тяжелых нефтей и ПБ.

Мировые ресурсы нетрадиционных нефтей оцениваются в 1,3-1,4 трлн. т, и из них при существующих технологиях добычи может быть рентабельно извлечено до 171,5 млрд.т при коэффициенте извлечения порядка 12%. Из этих колоссальных ресурсов нетрадиционных нефтей значительная доля приходится на битумы. Канада располагает колоссальными запасами ПБ, содержащихся в битумоносных песках. Ресурсы ПБ в Канаде оцениваются в 365 млрд.т, из них извлекаемые запасы при существующей технологии добычи оцениваются в 29 млрд.т.

В отличие от Канады, располагающей крупнейшими запасами ПБ, Венесуэла располагает самыми крупными запасами СВН в мире. Основные их запасы сосредоточены в Поясе Ориноко, который простирается полосой протяженностью 600 км, шириной 70 км севернее и параллельно реке Ориноко. По последней оценке государственной нефтяной компанией Petroleos de Venezuela S.A. (PDVSA) геологические запасы СВН Пояса Ориноко оцениваются в 206 млрд.т. При холодной добыче этой нефти с использованием горизонтальных скважин извлекаемые запасы могут составить 16,5-24,7 млрд.т (КИН 8-12%) (Нефтегазовые технологии..., 2006).

Хотя битумы месторождения Атабаска и сверхтяжелые нефти Пояса Ориноко относительно близки по своему качеству, однако отличаются друг от друга по степени деградации обычной нефти от воздействия бактерий и эрозии. Сверхтяжелые нефти Пояса Ориноко менее деградированы по сравнению с битумами Канады из-за более глубокого залегания и более высокой температуры пласта – свыше 53° – по сравнению с более низкой пластовой температурой в условиях севера Канады.

### Холодная добыча СВН и ПБ

К настоящему времени в мире отработано достаточно методов добычи тяжелых нефтей и ПБ. Менее вязкие сорта тяжелой нефти, обладающие достаточной текучестью

при существенных температурах в резервуаре добываются на уровне рентабельности без применения специальных технологий снижения вязкости и с использованием ряда традиционных процессов, таких как горизонтальное или многозабойное бурение. Последняя из названных технологий является наиболее эффективной, она предусматривает бурение нескольких ответвлений у скважины, что позволяет увеличить длину по простиранию без большого



Рис. 2. Основные природные источники энергии.

роста затрат. Именно так организован процесс добычи Ориноко в Венесуэле, а также на шельфовых месторождениях Бразилии.

В Канаде применяется холодная добыча тяжелой нефти с песком (Cold Heavy Oil production with Sand (CHOPS)) для добычи тяжелой нефти, залегающей в продуктивных пластах-песчаниках толщиной от 1 до 7 м при условии, если песчаники не являются консолидированными.

Коэффициент извлечения нефти при ее добыче методом CHOPS ниже 10%. Соответственно, затраты на бурение и заканчивание скважин должны быть минимальными. В Канаде затраты на добычу оцениваются в пределах от \$ 14 до \$ 17 за баррель (Муслимов, 2009).

Наиболее болезненным фактором при холодной добыче тяжелой нефти является низкий коэффициент извлечения нефти, который при первичной разработке находится на уровне от 6% до 15%. На этих месторождениях на перспективу не предусмотрена их разработка вторичными методами.

Процесс заводнения с целью поддержания пластового давления может также на некоторых месторождениях с менее вязкими нефтями способствовать поддержанию холодной добычи нефти.

По опыту РТ на залежах, представленных терригенными коллекторами, при благоприятных геологических условиях эффективно применять методы заводнения для выработки запасов высоковязких (до 250 спз и более) нефтей (Рис. 3). Благоприятными условиями для применения заводнения могут считаться объекты с достаточной (более 200 мДа) проницаемостью, низкой расчлененностью (менее 1,5), сравнительно небольшой послойной неоднородностью пластов. При достаточной связи с законтурной

областью эффективно применять законтурную, приконтурную и межконтурную закачку воды.

Для улучшения выработки пластов при разработке залежей вязких нефтей методами заводнения в современных условиях можно использовать горизонтальные скважины.

Конечная нефтеотдача для залежей вязких нефтей естественно ниже, чем для маловязких нефтей, но при заводнении она в 1,5-2 раза выше, чем без него, и существенно выше темпы добычи нефти. На поздней стадии разработки залежей ВВН в обязательном порядке нужно будет применять тепловые МУН (Муслимов, 2012а).

Опыт Татарстана по освоению залежей тяжелых, менее вязких нефтей можно широко использовать в других регионах и странах. На этих месторождениях можно получить при заводнении высокую нефтеотдачу до 30-40% (в зависимости от характеристики пластов) на этапе заводнения, а на поздней стадии перейти на тепловые методы и повысить нефтеотдачу до 60-70%.

### Термические методы добычи нетрадиционных нефтей

К термическим методам добычи нетрадиционных нефтей относятся: стимулирование добычи циклической закачкой пара и заводнение паром (Cyclic Steam Stimulation – CSS and Steamflood), гравитационное дренирование с помощью пара (Steam Assisted gravity Drainage (SAGD)), внутрипластовое горение, нагрев призабойной зоны электрическими нагревателями или радиоволнами.

КИН при CSS находится в пределах от 20 до 30% с соотношением объема закачиваемого пара к объему добываемой нефти от 1/3 до 1/5.

SAGD является наиболее поздней разработкой по сравнению с CSS или заводнением паром. SAGD получил быстрое распространение в Западной Канаде из-за его способности добывать тяжелую нефть из очень неглубоких продуктивных пластов при методах обычной закачки пара. Скважины SAGD работают при низких давлениях пара по сравнению с CSS или скважин при заводнении паром.

SAGD находит применение на скважинах глубиной от 100 до нескольких сотен метров.

При применении SAGD бурятся две горизонтальные скважины, одна из которых находится над другой. Расстояние между скважинами по вертикали обычно составляет 5 м, но в зависимости от вязкости нефти могут быть приняты расстояния от 3 до 7 м. Протяженность горизонтального участка из лайнеров с продольными щелевидными отверстиями обычно составляет от 500 до 1500 м. Щелевые лайнеры снижают вынос песка и способствуют увеличению продуктивности скважин. В начальный период закачку пара осуществляют в обе скважины для снижения вязкости тя-

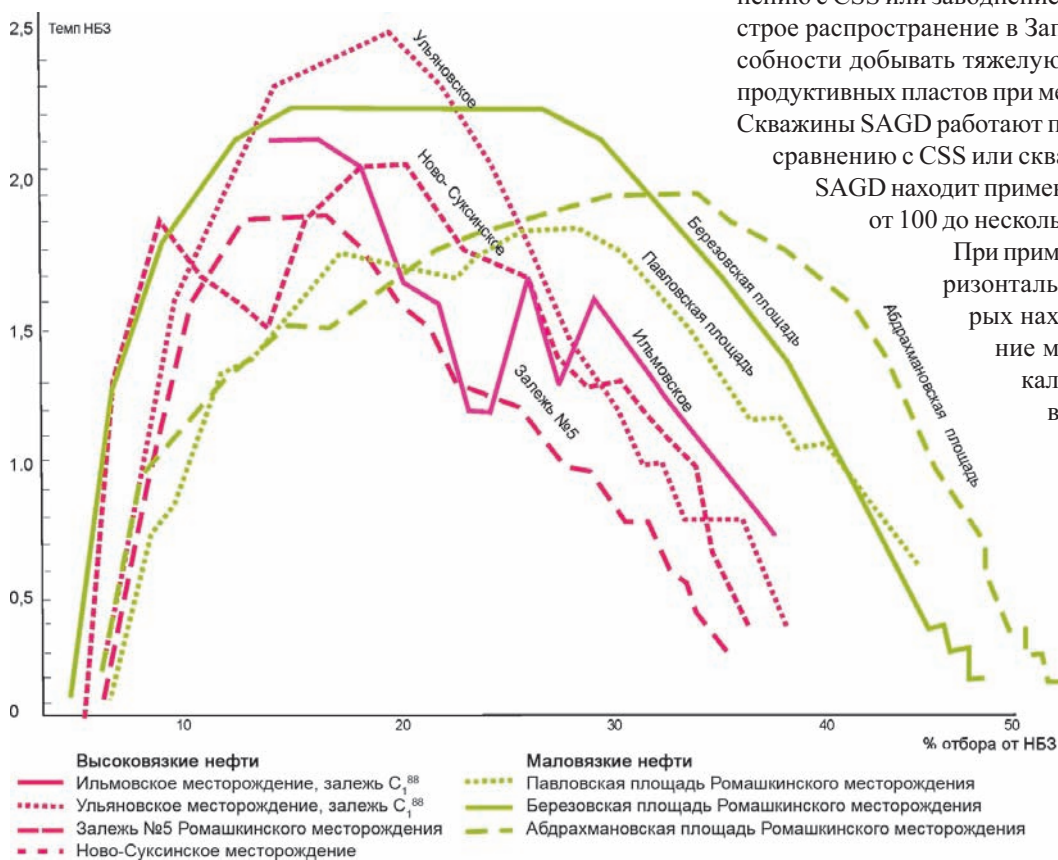


Рис. 3. Эффективность заводнения залежей высоковязких нефтей.

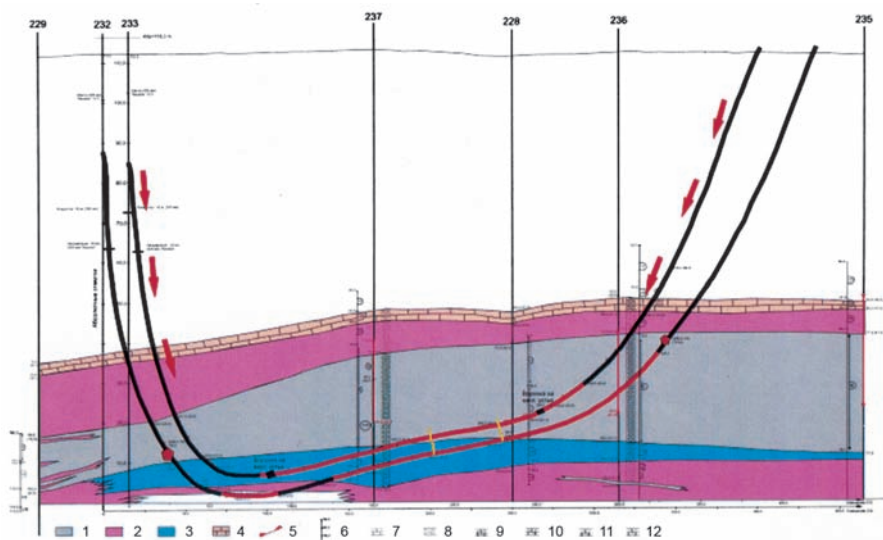


Рис. 4. Проекция горизонтальных скважин №№232, 233 на линию геологического профиля по скважинам №№ 229, 237, 228, 236, 235. 1 – битум, 2 – глины, 3 – водонас., 4 – средне-стириф. известняк, 5 – целевой фильтр, 6 – инт. отбора керн, 7 – средне-стириф. известняк, 8 – плотные глины, 9 – битумонасыщ. песчаники, 10 – битум+вода, 11 – вода+битум, 12 – водонасыщ. песчаники.

желой нефти. При переходе в фазу добычи пар закачивается в верхнюю скважины и добычу тяжелой нефти осуществляют из нижней скважины.

Дебит скважины при SAGD может составлять от 80 до нескольких сот тонн в сутки. В настоящее время еще нет завершённой добычи с использованием SAGD для оценки окончательных КИН. Затраты на добычу при SAGD находятся в пределах от \$ 16 до \$ 18 за баррель.

Чтобы SAGD был эффективным, толщина зоны тяжелой нефти должна быть не менее 10 м, но предпочтительно, чтобы она была еще более 15 м. Это ограничивает применение метода.

### Карьерная (открытая) разработка месторождений СВН и ПБ

В Канаде работают два комплекса (завода) по получению синтетической нефти из залежей ПБ, разрабатываемых открытым способом. Первый был введен в 1967 г. компанией Suncor Inc. Второй – компанией Syncrude Canada Ltd в 1978 г.

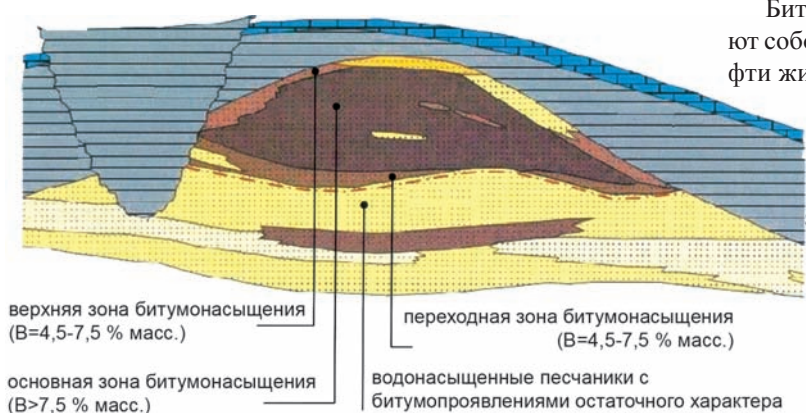


Рис. 5 Геологическая модель залегания природных битумов уфимского яруса. Ашальчинское месторождение. Глубина залегания – до 100 метров, мощность пласта – более 30 м, разведанные запасы – около 65 млн. бар.

Несмотря на значительные осложнения с добычей битумов открытыми разрезами и их переработкой объем производства синтетической нефти двумя вышеприведенными крупнейшими компаниями в 2010г. составил 24,5 млн.т.

В Канаде ведутся подготовительные работы и по ряду других проектов карьерной разработки ПБ.

Себестоимость производства синтетической нефти на заводе Syncrude Canada Ltd. колебалась в пределах от \$ 16 до \$ 19 долларов за баррель.

В США в 90-х годах прошлого столетия началась промышленная разработка залежей ПБ в штате Юта производительностью 13,5 тыс.т/сут синтетической нефти.

### Шахтная разработка месторождений тяжелых нефтей и ПБ

Этими методами в мире занимались давно, с 1735 г. но постоянно с 1939 г. в мире работала и продолжает работать шахта на ягерском месторождении Республики Коми.

В целом технология и техника горных и буровых работ на Ярегском месторождении имеет уровень мировой новизны и является уникальной всемирной лабораторией разработки месторождений тяжелых нефтей шахтным способом с использованием горизонтальных скважин и тепловых методов воздействия на пласт.

Технология термошахтной добычи нефти сочетает в себе преимущество шахтного способа – высокую плотность сетки скважин – с паротепловым воздействием на пласт в условиях нефтяных шахт.

На отдельных участках Ярегского месторождения, находящихся в завершающей стадии разработки, благодаря применению технологии термошахтной добычи нефти достигнута нефтеотдача 50-60%.

В настоящее время применяется новая технология повышения нефтеотдачи пластов месторождений высоковязких нефтей и природных битумов – подземно-поверхностную систему термошахтной разработки. Эта технология является эффективной и экологически безопасной для окружающей среды.

### Освоение СВН и ПБ Республики Татарстан

Битумы пермских отложений Татарстана представляют собой в разной степени окисленные высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции (вязкость от 600 до 1 млн. спз), 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 керна 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.

Опираясь на имеющиеся классификации, в

основном, с целью определения возможностей применения современных вторичных и третичных, а в перспективе, и четвертичных методов увеличения нефтеотдачи, можно разделить залежи углеводородов на содержащие маловязкие нефти (легкие – МВН), вязкостью до 10 мПа·с; повышенной вязкости (ПВН), вязкостью до 200 мПа·с; высоковязкие (ВВН), вязкостью от 200 до 1000 мПа·с; сверхвязкие, тяжелые (СВН) нефти, вязкостью от 1000 до 10000 мПа·с и природные битумы (ПБ), вязкостью более 10000 мПа·с. Исходя из этой классификации УВ пермского осадочного комплекса РТ можно разделить на СВН и ПБ, так как здесь других категорий практически нет.

Ресурсы углеводородного сырья в пермских отложениях РТ оценивались различными авторами в течение более 30 лет во второй половине прошлого столетия. Эти оценки колебались от 4 до 21 млрд.т и даже с учетом северных районов РТ (почти до 40 млрд.т) из-за разницы в трактовке различных авторов условий залегания УВ (И.М. Акишев, П.Д. Павлов, В.И. Троепольский). Одни приурочивали залежи к крупным структурам высоких порядков («битумные поля»), другие – к локальным поднятиям. Последние данные указывают на правоту авторов, обосновывающих приуроченность залежей СВН и ПБ к локальным поднятиям. Следовательно, можно взять в качестве дальнейших ориентиров для геологического изучения ресурсы УВ в перми в объеме 7-8,7 млрд.т. По мере их изучения необходимо обосновать кондиционные значения параметров: мощность, пористость, проницаемость, нефтебитумонасыщенность, в соответствии с которыми и производить подсчет запасов УВ в пермском комплексе РТ. Это огромная работа, связанная с разработкой оптимального комплекса ГИС, определения петрофизических зависимостей и построением палеток по отдельным стратиграфическим комплексам и территориям республики, совершенствованием опробования скважин с использованием методов, соответствующих будущим технологиям разработки.

Но с позиций сегодняшних знаний для геологических исследований мы могли бы принять приоритетные для освоения ресурсы в объеме 1,5-2 млрд.т, принятые геологической службой объединения «Татнефть» еще в 1974 г.

За многолетний период исследований в РТ отработаны методика поисков и разведки залежей пермских тяжелых нефтей, методика оконтуривания залежей вязких и высоковязких нефтей, изучение добычных возможностей пластов в различных структурно-геологических условиях локального поднятия.

Проведенные в Татарстане исследования и опытно-промышленные работы по изысканию скважинных методов извлечения битумов показали перспективность разработки залежей ПБ с применением тепловых методов (внутрипластовое горение, вытеснение паром, парогаз, волновые МУН, сочетание горизонтального бурения с парогравитацией). При этом на опытном участке Мордово-Кармальского месторождения при разработке скважинными методами с применением внутрипластового горения получена высокая нефтеотдача – около 35%. Применение волновых технологий существенно улучшает показатели процесса.

Начиная с 1978 г. полигоном для отработки скважинного способа добычи ПБ стали два месторождения: Мордово-Кармальское и Ашальчинское. На них еще в советс-

кое время были разработаны и прошли апробацию технологии: отбора керн в рыхлых битумоносных песчаниках специально созданным керноотборником; опробования битумных скважин; инициирования внутрипластового горения термогазовым генератором, высокочастотным электромагнитным полем, с помощью пара, электронгревательной установкой УЭСК-100; термоциклического воздействия на битумонасыщенный пласт воздухом, паром и парогазом; площадной закачки воздуха, пара и парогаса; изменения фильтрационных потоков; извлечения ПБ методом низкотемпературного окисления.

Изучение мирового опыта показывает, что простой его перенос для разработки залежей УВ перми в РТ не возможен по причине кардинально отличающихся геологических условий залегания ПБ в РТ.

Поэтому технологии добычи СВН и ПБ мы должны разрабатывать сами для наших конкретных условий, допуская закупку за рубежом техники и оборудования (специальных буровых установок наклонного бурения на малых глубинах, парогенераторов, компрессоров и т.д.).

Опытно-промышленные работы по добыче СВН по этой технологии (Рис.4) в лучших геологических условиях на Ашальчинском месторождении (большие мощности пластов, высокая нефтенасыщенность, сравнительно небольшая вязкость) (Рис. 5) показали привлекательные результаты: дебиты пары скважин возросли до 40-50 т/сут при сравнительно небольшой обводненности, паро-нефтяное отношение в пределах 3 т/т. Но это достигнуто в лучших геологических условиях (таковых в РТ, видимо, не более 5-7%). Остальные залежи имеют существенно меньшие нефтенасыщенные толщины, меньшую нефтенасыщенность, более обводнены, а большая доля запасов приурочена к сложнопостроенным, весьма неоднородным карбонатным коллекторам (Рис.6). Принятая в Татнефти ориентация исключительно на зарубежные технологии ошибочна. Нужно создавать свои технологии. Но до этого провести все необходимые геологические исследования по обоснованию подсчетных параметров залежей, разработке ГИС, опробования скважин и определению промысловых характеристик пластов.

В 2011 г. АН РТ разработала сводную программу освоения тяжелых нефтей и ПБ на период до 2030 года, основные положения которой следующие:

1. Основное внимание в рассматриваемом периоде сосредоточить на теоретических, научно-исследовательских и опытно-промышленных работах по освоению залежей УВ в пермских отложениях РТ.

Причем:

- научно-исследовательские работы направить на изучение деталей геологического строения месторождений СВН и ПБ на современном уровне (вплоть до молекулярного и наноуровней), исследование процессов нефтевытеснения в лабораторных условиях различными методами; в результате должны быть построены необходимые петрофизические зависимости, определены кластическая и активная (наноминеральная) составляющие продуктивных пластов и их роль в нефтевытеснении различными методами;

- опытно-промышленные работы должны показать технологическую и экономическую эффективность примененных технологий, возможность достижения приемлемых

коэффициентов нефтебитумоизвлечения, доходности и окупаемости использованных технологий;

· теоретические исследования должны способствовать созданию систем рациональной разработки залежей СВН и ПБ с применением вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных, разветвлено-горизонтальных и многозабойных скважин, а также их комбинаций, систем воздействия в разных геологических условиях.

2. Все работы должны привести к районированию территории РТ по степени перспектив нефтебитумоносности с учетом концентрации запасов, технико-экономической эффективности их освоения с составлением карты прогнозных ресурсов УВ с разделением их на СВН и ПБ. Последние с дальнейшим разделением на текущие и нетекучие.

3. Эффективная экономика освоения месторождений ПБ обеспечивается при применении современных технологий переработки.

4. Обязательное участие государства в решении проблемы освоения залежей ВВН и СВН с прямым финансированием на условиях частно-государственного предпринимательства и освобождением от всех налогов (кроме налога на прибыль на срок периода окупаемости проекта).

Исходя из указанных принципиальных положений стратегии освоения месторождений СВН и ПБ обосновано применение инновационных технологий добычи тяжелых нефтей и ПБ с выделением по степени готовности к ОПР следующих трех групп технологий:

- технологии, практически готовые к промышленному внедрению на месторождениях УВ, имеющих лучшую геологическую характеристику и менее вязкие сорта тяжелой нефти: паротепловое воздействие, применение парагаза, комплексная «оксидатная» технология воздействия на залежи в карбонатных коллекторах, а также различные модификации зарубежной технологии термо-капиллярно-гравитационного воздействия на битумоносный пласт (SAGD);
- технологии добычи СВН и ПБ, готовые к проведению широких ОПР в различных геологических условиях: внутрипластовое горение с использованием вертикальных и горизонтальных скважин; метод комбинированной скважинно-шахтной добычи; методы и средства интегриро-

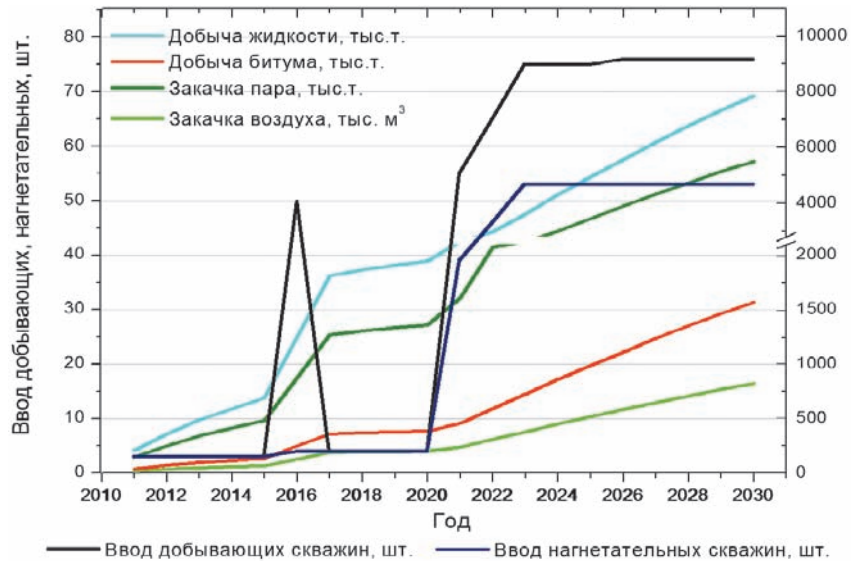


Рис. 7. Основные мероприятия по добыче природных битумов Республики Татарстан.

ванного волнового воздействия на продуктивные пласты самостоятельно или в комплексе с другими технологиями воздействия; применение в качестве вытесняющих агентов сжатых газов, включая сверхкритические флюиды; применение твердотопливного нагревателя СНПХ-ТТН; метод комбинированного термоимпульсного и термохимического воздействия; применение новых кислотных агентов воздействия;

- научно-исследовательские работы по разработке новых инновационных технологий добычи СВН и ПБ: вытеснение СВН с применением CO<sub>2</sub> в сверхкритическом состоянии; разработка катализаторов для внутрипластовых окислительных процессов; создание термисточника с повышенной температурной мощностью для ОПЗ битумоносного пласта; разработка технологий по закачке в пласт с СВН композиций, содержащих органические растворители, в том числе с ПАВ и др. химических реагентов; использование электротеплового воздействия на пласт; разработка адаптированного к конкретным геолого-физическим условиям комплекса технологий для эффективного освое-

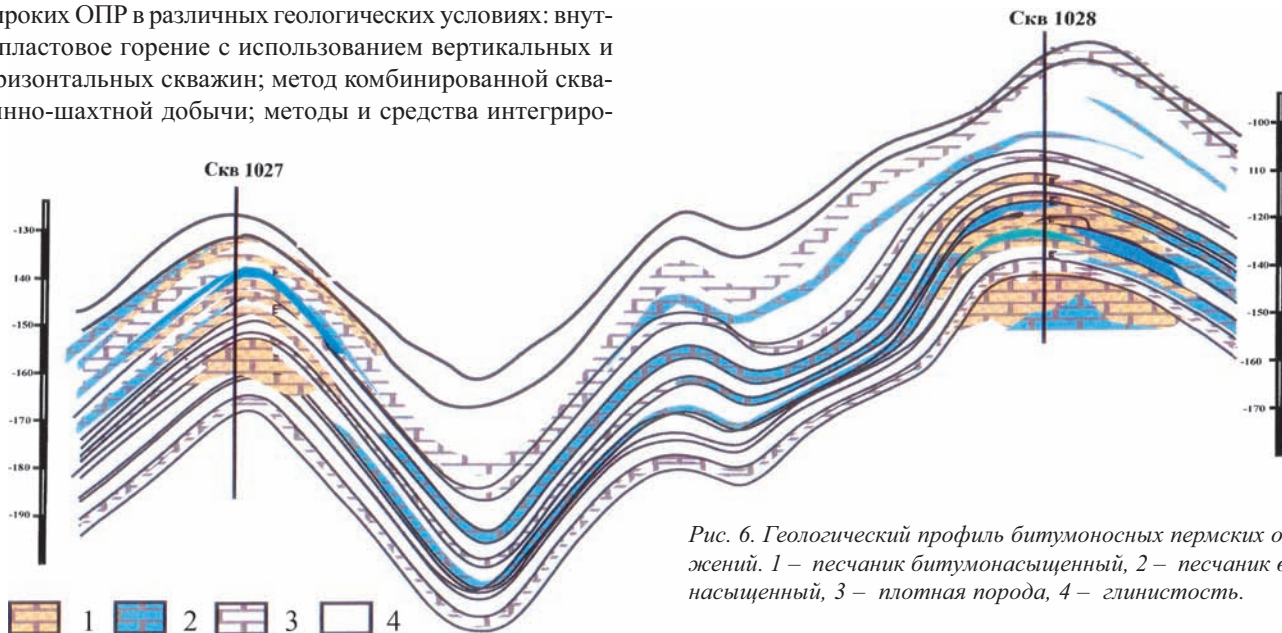


Рис. 6. Геологический профиль битумоносных пермских отложений. 1 – песчаник битумонасыщенный, 2 – песчаник водонасыщенный, 3 – плотная порода, 4 – глинистость.

ния скважин тепловым методом, основанного на совокупности тепловых свойств коллектора, петрографического состава и особенностей тектонического строения залежи.

На рисунке 7 показаны уровни добычи СВН и ПБ перми и основные мероприятия по их обеспечению.

Наряду с освоением нетрадиционных ресурсов УВ в пермских отложениях сегодня настало время заняться остаточными нефтями длительно эксплуатируемых месторождений.

В РТ это запасы выработанных участков, которые согласно проектам разработки должны оставаться в недрах после окончания эксплуатации. Мы извлекли 3,1 млрд.т запасов, а на этих участках осталось запасов даже больше этой величины. Это запасы в более благоприятных условиях – в основном маловязкие нефти в высокопроницаемых породах. Это громадный резерв нефтедобычи. Необходимо начать работы по поискам методов извлечения этих запасов, прежде всего, на залежах горизонта Д1 Бавлинского, девонских залежей Бондюжского, Первомайского и отдельных площадей Ромашкинского и участков Ново-Елховского месторождений. Предполагалось начать такие работы с девонской залежи Бавлинского месторождения, где ученые КФУ обосновывали реальную возможность достижения КИН – не менее 0,7 при проектном 0,596. В таком случае можно получить здесь 18,2 млн.т запасов. За проведение таких работ взялась зарубежная фирма TGT, подразделение которой имеется в г. Казани. Дело за Татнефтью.

Сегодня Татарстан в научно-практическом плане подготовлен для расширения этой задачи.

Исследования показали, что техногенно измененные в процессе длительной разработки остаточные нефти (ОН) могут быть разделены на две группы: неизмененные (или слабоизмененные) и сильнопреобразованные (Петрова и др., 1994; 1999).

Доля первых на различных участках может колебаться от 30 до 70%. Приоритетными для проведения работ будут служить участки с большей долей в ОЗН слабоизмененных запасов. На них нужно поставить ОПП по поискам эффективных методов извлечения ОЗН.

На данном этапе можно поставить задачу выработки слабоизмененных нефтей. Это огромные запасы. Для этого уже есть наработки. На этих объектах вначале можно использовать все возможности гидродинамических МУН с внедрением разработанной КФУ автоматизированной системы контроля и управления процессами выработки пластов – АСКУ-ВП, апробированной на Ромашкинском месторождении и показавшей хорошие результаты в увеличении отборов на поздней стадии разработки. Затем, на втором этапе можно планировать массивное применение третичных МУН, созданных для поздней стадии разработки с обводненностью продукции 95-98% и выше. В основном это будут физико-химические и физические МУН.

Затем на следующем этапе можно осуществить переход на форсированный отбор жидкости (ФОЖ). Препятствия по его применению, заключающиеся в нерешенности вопроса утилизации громадных объемов попутной воды, добываемой при ФОЖ, могут быть решены при использовании технологии «безводной» добычи нефти (разработка ООО «Нефть XXI век» Н.П. Кузьмичева). Это открывает широкие возможности использования ФОЖ на истощенных объектах РТ и РФ в целом (Кузьмичев, 2011).

Мировая конъюнктура в современном мире весьма изменчива, и главной движущей силой здесь является доселе невиданный прогресс в нефтегазовом секторе (НГС). Нефтегазосланцевая революция в мире состоялась в начале текущего столетия. Инициатором и вдохновителем ее были США.

По оценке зарубежных экспертов в 2008 г. извлекаемые ресурсы сланцевой нефти на планете определены в 820,0 млрд.т. По данным Международного Энергетического Агентства извлекаемые запасы сланцевой нефти только по 33 странам на открытых 600 месторождениях на 01.01.2013 г. оцениваются в пределах 450,0 млрд.тонн. То есть, на одно месторождение в среднем приходится 750 млн.т.

Для сравнения – в мире месторождений нефти такого класса известно всего 40. Это говорит о неизученности сланцевых объектов и по этой причине завышенности оценок. Так один из ведущих экспертов по нефти Oswald Clint оценивает извлекаемые запасы сланцевой нефти в баженовской свите в Западной Сибири не менее 264 млрд.т, что превышает извлекаемые запасы сланцевой нефти на одном из крупнейших месторождений нефтяных сланцев Ваккен в США почти в 80 раз (Грушевенко, 2012).

Расчет прост: с учетом того, что баженовская свита занимает площадь 2,3 млн.км<sup>2</sup> и, зная параметры пластов и флюидов, простые арифметические действия дают чудовищную цифру. Но даже при использовании новейших технологий из-за крайней неоднородности по параметрам пластов и содержанию в них УВ на этой площади залежи могут оказаться лишь на ограниченной территории. Сколько это будет из-за низкой изученности даже небольших участков развития этих отложений мы не знаем. С учетом сказанного этих извлекаемых ресурсов может оказаться в десятки и даже сотню раз меньше. Так площадь нефтеносности супергигантского Ромашкинского и крупнейшего Ново-Елховского месторождений в Татарстане составляет всего 6 тыс.км.

Работы, проведенные в США позволяют полагать, что по мере развития добычи сланцевой нефти (по аналогии с обычными нефтями) будут выявляться благоприятные и неблагоприятные для добычи участки. Добыча из последних окажется либо нерентабельной, либо непромышленной.

С учетом сказанного извлекаемые запасы сланцевых нефтей и газов, очевидно будут существенно ниже современных оценок. Но в любом случае, следует признать, что они соизмеримы с начальными потенциальными ресурсами обычных нефтей на нашей планете.

При этом необходимо учесть, что при подсчетах извлекаемых запасов принимаются низкие КИН (в пределах 7-10%). Учитывая, что по обычным нефтям мы имеем реальный КИН – 30-33%, то геологические ресурсы нефти в сланцах будут существенно (в 3-5 раз) больше, чем обычных нефтей.

То же самое можно отметить и по запасам сланцевого газа в мире. В настоящее время имеются более или менее достоверные оценки извлекаемых запасов сланцевого газа только по 32 странам мира. По ним они оцениваются в 187,5 трлн.м. Из-за отсутствия информации в эту группу из 32 стран не включены Россия, страны Центральной Азии, Ближнего Востока, Юго-Восточной Азии и Цент-

ральной Африки, располагающие значительными запасами природного газа.

С внедрением в последние годы новых технологий бурения горизонтальных скважин и усовершенствования технологий многоступенчатого гидроразрыва на протяженных горизонтальных участках скважин стало возможным осуществлять рентабельную добычу нефти из нефтесодержащих продуктивных пластов с низкой пористостью и низкой проницаемостью.

США ставят задачу довести собственную добычу нефти до 594 млн.т. в год и иметь первое место по добыче газа. Естественно это кардинально изменит мировую конъюнктуру по нефти и газу и конечно не в пользу России. При этом для нее даже без учета возможных кризисов наступят тяжелые времена. Поскольку влиять на мировую конъюнктуру наша страна не может. Единственно возможным вариантом остается увеличение добычи УВ. Но это не относится к газу, так как существуют большие сложности с рынком из-за низкой конкурентности добычи российского газа. Остается нефть. Однако по мнению большинства специалистов достигнутый в РФ высокий уровень добычи более 500 млн.т в год с большим трудом можно удержать максимум до 2020 г., а затем добыча будет существенно снижаться. Ресурсы УВ в РФ огромны и теоретически можно было бы удерживать и даже расти с добычей. Но Россия не США и теоретическую возможность превратить в реальную не получится. Но тем не менее какие-то шаги в этом направлении делать нужно.

Россия вопросами добычи УВ из сланцевых отложений до бума в США практически не занималась. Хотя некоторые работы попутно с поисками и добычей УВ из сланцев велась еще с начала прошлого столетия. Сейчас ряд компаний вынуждены заниматься этой проблемой.

Освоение технологии добычи сланцевой нефти ведется в отложениях «баженовской свиты» совместным предприятием «Газпром нефть», Shell и Salym Petroleum Development (SPD). Специалисты трёх компаний для разработки месторождения в промышленных масштабах создали дорожную карту, определяющую этапы и вехи движения к цели.

Но главным препятствием добычи сланцевой нефти является низкая эффективность производства и, соответственно, дороговизна: из одной тонны сланца, обогащенного нефтью, добывается от 0,5 до 1,25 баррелей нефти, что даёт себестоимость барреля нефти в 70-90 долларов. Эта сумма сегодня значительно превышает себестоимость «обычной» нефти. Россия может стать активным производителем сланцевой нефти только в будущем, да и то при изобретении и освоении эффективных технологий извлечения сланцевой нефти. Сегодня нефтяные компании могут заниматься ею лишь в рамках развития технологий, а для коммерческого применения сланцевая нефть пока ещё «не дошла» (Kimos, 2011; Сланцевая нефть..., 2013).

Но методы геологического изучения и возможные технологии извлечения УВ из сланцевых отложений в РФ должны разрабатываться уже сегодня. Это процесс длительный, и поэтому терять время здесь нельзя (Жарков, 2011).

На территории Татарстана нефтепроявления, а также промышленные скопления нефти в семилукском и речичком горизонтах ранее были выявлены как в центральной части Южно-Татарского свода (ЮТС) и его западного, се-

веро-восточного и северного склонов, так и на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода (СТС). В частности, нефтеносность семилукского и речичкого горизонтов установлена на ряде площадей Ромашкинского месторождения, в пределах Ерсубайкинского, Березовского и др. месторождений. Согласно (Жарков, 2011; Муслимов, 2012в) эти залежи приурочены к линейным зонам повышенной трещиноватости, связаны со сложно построенными коллекторами, обладающими системой каверн, пор и трещин, и скорее всего представляют собой промышленные скопления, образованные в результате миграции подвижной нефти из нижележащих горизонтов.

Сланцевая же нефть представляет собой нефть, заключенную в породах с весьма низкими пористостью и проницаемостью, которая может быть добыта при использовании технологии многоступенчатого гидроразрыва пласта. Также сланцевой нефтью принято называть легкие углеводородные фракции, которые могут быть получены в результате термического воздействия на твердые горючие сланцы, обладающие высоким содержанием (50-70%) рассеянного органического вещества – керогена.

Целенаправленные поиски и оценка ресурсов сланцевой нефти на территории Татарстана до сих пор не осуществлялись, хотя доманикоидные породы неоднократно становились объектом изучения с целью оценки генерационного потенциала жидких и газообразных углеводородов.

Согласно ранее выполненным геохимическим исследованиям пород семилукского и речичкого горизонтов среднее содержание ОВ в них соответственно составляет 8,35 и 2,56%, что вполне достаточно для выделения их в качестве основного объекта исследования и ресурсной оценки. Присутствие в составе пород значительной доли кремнезема и плотных известняков является благоприятным фактором с позиции оценки эффективности гидроразрыва. Однако особого внимания заслуживает изучение степени катагенетической зрелости ОВ.

В Республике составлена «Программа работ по оценке территории РТ». Эта программа разработана под руководством Академии Наук РТ в соответствии с поручением Президента РТ Р.Н. Минниханова.

Программа направлена на оценку нефте-газоперспективности отложений, которые можно отнести к сланцевым. Программа эта гибкая и состоит из трех этапов.

Задача ее первого этапа (2013-2015 гг.) – обоснование перспектив нефтегазонаосности сланцевых и подобных им отложений на территории республики. Оценка нефтеперспективности должна базироваться на уже известных геологических, геохимических, технологических критериях. Предстоит изучить керн, органику, которая содержится в этих породах, определить степень их катагенетической зрелости. И, наконец, сравнить наши результаты с аналогами из тех регионов, где уже идет успешная разработка сланцев. Ведь это область совершенно новая, где пока нет других эталонов. Если увидим, что наши потенциальные объекты похожи на этот аналог, можно будет выбрать опытный участок и перейти ко второму этапу.

В перспективности этих отложений мы уверены, так как в процессе поисков нефти в традиционно нефтеносных горизонтах девона и карбона в течение десятков лет проводилось попутное опробование мендым-доминиковых отложений и иногда притоки нефти оказывались дос-



таточно мощными (до 30-50 т/сут.).

Второй этап программы предусматривает проектирование и строительство одной горизонтальной скважины, в которой будут проводиться ГРП. Задача этапа – получить приток и оценить его промышленное значение. Выбор места заложения скважины и локализация 2-3 перспективных участков для последующих работ будет проводиться хорошо зарекомендовавшими себя для прямых поисков УВ надежными методами СЛБО и НСЗ.

При положительных результатах планируется переход к третьему этапу работ, который предусматривает оценку ресурсов сланцевой нефти, составление техсхемы разработки 1-2 участков и составление ТЭО целесообразности освоения залежей сланцевых нефтей в РТ.

Предварительная оценка стоимости программы около 200 млн.руб., из которых 15% приходится на первый, около половины на второй, остальные на третий этапы. Эта программа пока не утверждена в верхах и находится на рассмотрении.

Реализация данной программы позволит нам продвинуться в методах геологических исследований.

Сегодня, по крайней мере, в Казанском федеральном университете появляется современная лабораторная база. До сих пор мы думали, что этого достаточно для прорыва в геологических исследованиях. Но недавнее общение с западными учеными и специалистами в рамках составления программы Республики Татарстан по сланцевой нефти и газу показало наше отставание в технике, технологии и организации этих работ. Если мы начнем их догонять и пытаться делать все самостоятельно, то на это по оценке нужно не менее 20 лет. А они за это время уйдут еще дальше, и разрыв станет еще больше. Изучение сланцевых толщ предусматривает проведение иного комплекса аналитических исследований и интерпретации их результатов.

Эти работы помогут в оценке перспектив сланцевых толщ Волго-Уральской НГП.

В современном динамично развивающемся мире нужно быть готовым и к другим революциям в обеспечении углеводородами. Прежде всего, речь идет о возобновляемости нефти за счет подпитки залежей осадочного чехла из глубин Земли.

Первоначально начатые еще в середине прошлого столетия работы по общегеологическому изучению КФ привели нас в дальнейшем к исследованию процессов подпитки осадочного чехла УВ из глубин недр – мантии Земли. Важнейшая геологическая идея XX столетия – идея «подпитки» сегодня может быть востребованной. Она позволяет нам уверенно прогнозировать добычу нефти на любой период и дальнюю перспективу без каких-либо опасений оставить потомков без ценнейшего сырья – нефти и газа (Муслимов, 2012в).

Созданная А.А. Баренбаумом физическая модель в рамках Галактоцентрической парадигмы принципиально решает «проблему источника углерода» в биосфере на всю длительную историю Земли. Дальше это приводит авторов к биосферной концепции нефтеобразования. В ней залежи нефти и газа рассматриваются как неотъемлемые продукты циркуляции углерода и воды через земную поверхность в ходе их глобального геохимического круговорота. В системе, такого круговорота выделены три цикла, которые определяют полигенный состав нефти. Пер-

вый, длительностью  $10^8$ - $10^9$  лет, связан с погружением углеродсодержащих пород в мантию Земли при субдукции литосферных плит. Второй – приблизительно  $10^6$ - $10^7$  лет, вызван преобразованием органического вещества при осадконакоплении. И третий – приблизительно 40 лет, обусловлен переносом углерода биосферы вглубь земной коры метиогенными водами в ходе их климатического круговорота (Баренбаум, 2007).

Наши наблюдения за состоянием разработки супергигантских и некоторых мелких месторождений позволяют практически уже визуально ощущать восполнение углеводородами нефтяных и газовых месторождений осадочного чехла. В настоящее время, когда «подпитка» эксплуатируемых месторождений УВ из глубин Земли еще не стала общепринятой аксиомой, большие объемы извлекаемой нефти на некоторых месторождениях (чем это следует из официальных балансов запасов) пока как-то удается обосновать увеличением до теоретически возможных значений подсчетных параметров запасов и КИН. Завтра это сделать будет невозможно.

Но в современной России такие направления исследований не приветствуются по причине их сложности и наличия традиционных ресурсов УВ. Но в таком старом нефтедобывающем районе, как РТ, явившемся пионером этих работ в России и к тому же имеющим благоприятные условия для решения проблем «подпитки», все же необходимо проводить хотя бы минимальные научные исследования в этом направлении за счет средств НК республики. Для этого под эгидой АН РТ следует составить программу научных работ в направлении изучения КФ и процессов «подпитки» УВ Ромашкинского месторождения.

В РТ в отложениях карбона на ряду с нефтяными есть залежи углей. Поэтому существуют более отдаленные направления исследований-перспектив извлечения угольного метана из угленосных отложений нижнего карбона с помощью подземной газификации углей с дальнейшим использованием дополнительного выделяемого тепла для термической добычи высоковязкой нефти. Как это предлагают сегодня ученые Башкортостана (Гуторов и др., 2012).

Исходя из изложенного, РТ имеет огромные ресурсы УВ, которые при правильном, целенаправленном использовании могут обеспечить республике длительную, на сотни лет жизнь на качественном уровне не ниже передовых стран Европы.

## Литература

- Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2012. 664.
- Муслимов Р.Х. Повышение нефтеотдачи пластов – приоритетное направление развития нефтяной отрасли современной России. *Нефть. Газ. Новации*. 2013. №4.
- Муслимов Р.Х. Развитие инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в современных условиях. *Нефть. Газ. Новации*. 2012. №2. 30-38.
- Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2009. 727.
- Нефтегазовые технологии для энергетических рынков будущего. *МРНУГ*. №1. 2006.
- Петрова Л.М., Мухаметшин Р.З., Юсупова Т.Н., Семкин В.И., Романов Г.В. Сравнительный анализ состава остаточных и добываемых нефтей с целью оценки возможностей их доизвлечения. *Мат. научно-практ. конф. «Проблемы развития нефтяной промышленности Татарстана на поздней стадии освоения запасов»*. Альметьевск. 1994.

## НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

Вступление большинства нефтяных месторождений России в позднюю стадию разработки позволяет прогнозировать ожидаемую нефтеотдачу и проводить оценку эффективности их эксплуатации. Результаты, полученные за основной период, определяют объемы технико-экономических показателей мероприятий по достижению запланированной нефтеотдачи в поздней стадии разработки. На примере ОАО «Татнефть», совершившего в 1986 году переход от сложившейся традиционной технологии к технологии оптимальной выработки нефтяного пласта (ОВНП), наглядно демонстрируют положительные результаты. Технология ОВНП, созданная учеными Казанского университета под руководством профессора Н.Н. Непримерова, базируется на физической модели дискретной среды и аппарате в виде метода молекулярной динамики.

*Ключевые слова:* технология оптимальной выработки нефтяного пласта, нефтеотдача пластов, поздняя стадия разработки, энергоёмкость процесса нефтедобычи, плотность сетки скважины.

В Российской Федерации разведано 2750 месторождений нефти, из них 1580 находятся в эксплуатации, к которым приурочено 78% всех запасов. Выработанность большинства месторождений превышает 60%.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) колеблется в основном в диапазоне 0,3-0,4; для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами КИН существенно ниже, но при этом значительно возрастают удельные капитальные вложения на тонну новой мощности и трудоемкость добычи в 2-7 раза.

Сравнение показателей проектного коэффициента нефтеизвлечения России и США приведены на рис. 1.

Если по РФ наблюдается устойчивая тенденция снижения проектного КИН, то в США – наоборот рост. Конечно, можно говорить о разных подходах в начальный период эксплуатации: в Штатах – в основном на естественном режиме; в России – заводнение применяется практически с начала промышленной разработки месторождений. Основные же причины кроются, скорее всего, в плотности сетки скважин и недоучете особенностей геологического

Окончание статьи Р.Х. Муслимова «Повышение роли нетрадиционных видов углеводородного сырья для длительного устойчивого развития...»

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. научно-практ. конф. «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений»*. Казань: Экоцентр. 1999. Т.1.

Кузьмичев Н.П. Проблемы внедрения инноваций в нефтяной отрасли промышленности Татарстана и возможные пути их решения. *Георесурсы*. 2011. №3 (39). 36-39.

Грушевенко Д., Грушевенко Е. Нефть сланцевых плев – новый вызов энергетическому рынку? ИЭИ РАН. 2012. 49.

Andrew Kimos. Engineering Natural Gas from US Shale Deposits. February 3, 2011. <http://buildipedia.com/operations/enRineering-operations-new/engineerinR-natural-gas-from-as...>

Сланцевая нефть: новая энергетическая революция. Отчет Pricewaterhouse Coopers, (PwC). Февраль 2013. [www.pwc.co.uk](http://www.pwc.co.uk).

Жарков А.М. Оценка потенциала сланцевых углеводородов России. Минеральные ресурсы России. *Экономика и управление*. №3. 2011. 16-21.

Р.Х. Муслимов. Новые геологические идеи – основа поступательного развития минерально-сырьевой базы углеводородов в XXI столетии в старых нефтедобывающих районах России. *Георесурсы*. 2012. -№5. 3-7.

Баренбаум А.А. Нефтегазоносность недр: эндогенные и экзогенные факторы. М. 2007. 41.

Гуторов Ю.А., Косолапов В.К., Утопленников А.Ф. Перспективы и пути расширения углеводородно-сырьевой базы Башкортостана на основе применения нетрадиционных технологий добычи. УГНТУ, Октябр. фил. Уфа: Изд-во УГНТУ. 2012. 212.

R.Kh. Muslimov. **Enhancing the role of non-conventional hydrocarbon deposits for long-term sustainable economic development (on the example of the Republic of Tatarstan)**

The article shows the role of non-conventional hydrocarbon deposits in economic development, which include not only the

heavy oil, natural bitumen, bituminous sand, oil shale, but also non-conventional gas resources: gases of coal deposits, aqueous gas, shale gas and tight formations. It is shown that in the present conditions to non-traditional sources of hydrocarbons, residual oil in fields in long-term operation can be attributed. In Russia there is tremendous opportunity for long-term production of conventional oil. It is known that the possibility of increasing the recoverable reserves in the long-term operating fields in the amount of 1 billion tons, and in small and medium-sized deposits of about 400 billion tonnes. These resources can be added by improving the geological studies, using modern geological, geophysical and laboratory methods, application of modern development technologies and methods of enhanced oil recovery (EOR), appropriate specific geological features of deposits and introduction to the practice of innovative methods of design development. Immediately the Republic of Tatarstan has a huge hydrocarbon resources which at appropriate, purposeful use can provide to the republic long life on a qualitative level not lower than the advanced countries of Europe.

*Key words:* non-conventional hydrocarbon, residual oil in fields in long-term operation.

*Ренат Халиуллович Муслимов*

Д.геол.-мин.н., профессор кафедры геологии нефти и газа. Академик АН РТ, РАЕН и АГН, лауреат государственных премий РФ и РТ. Заслуженный геолог РФ и РТ, дважды лауреат премий Правительства РФ и премий Миннефтепрома РФ, заслуженный деятель науки РТ.

Казанский (Приволжский) Федеральный университет. 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел/Факс: (843) 233-73-84.