

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ НЕДР – ОСНОВА ИННОВАЦИЙ И МОДЕРНИЗАЦИИ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ ТАТАРСТАНА В ЭНЕРГОСТРАТЕГИИ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА

Для решения проблем обеспечения запасами нефти на длительную перспективу нужно изменить подход к решению геологических задач. Резервом увеличения извлекаемых запасов на действующих месторождениях являются остаточные запасы нефти «промытых» пластов и участков. Необходимо сформировать понятие рациональности разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях и основные принципы рациональной разработки нефтяных месторождений в различных геологических условиях.

Ключевые слова: модернизация нефтяной отрасли, инновационный проект разработки, активные и трудно-извлекаемые запасы, методы увеличения нефтеотдачи.

Прогнозы добычи нефти в мире на ближайшие 20 лет разных авторов и организаций весьма различны (от 2,66 млрд. т до 6 млрд. т в г.). Наиболее реальным представляется рост добычи нефти в 1,3 раза, т.е. до 5 млрд. т в год в 2030 г. Для сравнения – производство газа, угля, ядерной энергии возрастет в 2 раза. Более медленный рост добычи нефти объясняется меньшими ее ресурсами и ограниченными мощностями ее добычи из-за недоинвестирования в течение последних 25 лет (рост добычи составлял 1,6% в год, в то время как рост инвестиций всего 0,8% в год). Но какие бы прогнозы по добыче нефти не делались ясно одно: каждая из 48 основных добывающих нефть стран, дающих около 99% мировой добычи, не хочет снижать, а стремится увеличить добычу нефти, а остальные 48 стран, дающих около 1% мирового производства – тоже мечтают увеличить добычу нефти.

Эпоха дешевой нефти закончилась для стран, не входящих в ОПЕК, в конце прошлого столетия, а в ближайшие 30-35 лет закончится и для стран ОПЕК. Но научно-технический прогресс позволит осваивать залежи трудноизвлекаемой (по западной терминологии некондиционной) нефти (Муслимов, 2009).

Принятой Правительством Энергостратегией РФ (ЭС-2030) на период до 2030 г. предусматривается на максимуме добывать 530-535 млн. т нефти, т.е. даже несколько больше достигнутого в прошлом году 505 млн. т. Это четвертый подобный документ. Три предыдущих были провалены. Мы, как и другие специалисты отрасли, прогнозировали эти провалы. Аналогичная картина и с очередным документом. Здесь не сбалансированы объемы геологоразведочных работ и прироста запасов. Последнее не сбалансировано с объемами добычи. Не учтены особенности поздней стадии разработки основных месторождений, дающих около 80% всей добываемой в стране нефти, занижены темпы ее падения по причине обводнения. В результате сильно занижены инвестиции. Принят позорно низкий КИН (коэффициент извлечения нефти), по существу на уровне достигнутого 0,37. По существу не предусмотрены масштабные инновации и модернизация отрасли. Нет механизмов побуждения к инновациям, к увеличению добычи, налогового стимулирования трудноизвлекаемых запасов (ТЗН), а остаточные запасы действующ

щих месторождений даже не рассматриваются как объекты повышения КИН (Муслимов, 2011а).

Правительство РФ, похоже, поняло ошибочность многих положений ЭС-2030 и поручило составить Генсхему развития отрасли до 2020 г. Лучшие специалисты отрасли, проанализировав ситуацию, пришли к выводу о невозможности достижения планируемой добычи нефти по причине отсутствия необходимого количества подготовленных запасов и убойного для отрасли режима налогообложения. Даже оставление только налога на прибыль, обнулив остальные налоги, не позволит добыть более 350 млн. т нефти в 2030 г. Нужны кардинальные изменения в недропользовании и налогообложении отрасли, и главное для геологоразведочных работ (ГРП).

При обосновании ЭС-2030 по РТ мы проанализировали состояние нефтяной отрасли РТ (запасов и ресурсов нефти, их количество и качество, состояние разбуренности и выработанности, потенциал дальнейшего развития, технологичность и эффективность разработки эксплуатируемых месторождений, соответствие их мировому уровню, недостатки и проблемы), а также постарались избежать ошибок ЭС-2030 РФ.

При этом были вскрыты недостатки и проблемы отрасли. Основные из них следующие:

1. Неуклонное истощение запасов основных эксплуатируемых месторождений, дающих более 75% всей нефти РТ при одновременном ухудшении структуры запасов (доля трудноизвлекаемых запасов – ТЗН – достигла в целом по РТ 80%, а по НКК – 95%).

2. Отсутствие достаточно эффективных технологий разработки ТЗН (темпы их выработки в 5-10 раз ниже активных запасов – АЗН).

3. Возможности прироста запасов за счет традиционных ГРП устойчиво сокращаются по мере увеличения разведанности территории. В настоящее время доля прироста запасов за счет ГРП составляет около 15%, а к 2030 г. она сократится до 10%, а затем и до 5-7% в год. Из них значительная доля будет за счет сверхвысоковязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ) пермских отложений, как наименее изученных к настоящему времени. Следует подчеркнуть, что принятые на учет прогнозные ресурсы РТ можно признать максимально возможными

или даже завышенными.

4. Поздняя стадия разработки наиболее продуктивных месторождений способствует снижению технико-экономических показателей разработки.

5. Применяемые в настоящее время технологии МУН не способствуют какому-то существенному увеличению КИН.

6. Действующая налоговая система не стимулирует развитие ГРР, разработку залежей с ТЗН в сложных горно-геологических условиях, широкому внедрению эффективных МУН, инноваций и модернизации отрасли.

Детальный анализ состояния и структуры запасов и ресурсов РТ по нашей методологии, учитывающей не только количественную, но и качественную их составляющую, а также многовариантные расчеты добычи нефти на основе опробированных реальных методов и технологий разработки и добычи нефти, показал возможность и технико-экономическую эффективность практического сохранения высокой нефтедобычи в РТ на уровне 30 млн. т в год при сохранении достигнутых объемов эксплуатационного бурения на уровне 700 тыс. метров в год (ранее планировалось бурение до 1,25 млн. м в год) (Рисунок).

При этом добыча нефти ведется при 95% воспроизводстве запасов по РТ в целом (Муслимов, 2012) при сравнительно небольших объемах разведочного бурения 50-95 тыс. м, против ранее принятых 200 тыс. м в год.

По всем канонам в условиях РТ, когда непрерывно растет доля ТЗН и происходит истощение запасов действующих месторождений, нужно ВМСБ на уровне 120-125% к добыче нефти.

Но для этого при обычном подходе нет возможностей. Более того к концу планируемого периода мы остаемся с мизерным объемом неоткрытых запасов (даже с учетом ранее не показанных, скрытых запасов нефти и реально возможных запасов СВН и ПБ). Если на начало планируе-

мого периода неоткрытых запасов 393 млн. т, то на конец периода (на 01.01.2031 г.) их останется всего 141,5 млн. т.

Что же делать? Для ответа на этот вопрос обратимся к развитию ОАО «Татнефть» в период рыночных отношений, когда в невероятно трудных горно-геологических и экономических условиях ОАО «Татнефть» сумела не только удержать, но и нарастить (на более чем 2 млн. т в г) добычу нефти. Это было осуществлено за счет умелого, высокопрофессионального использования созданного в советский период потенциала (огромные мощности по добыче нефти – скважины, нефтяные промыслы, технологии, кадры) и получения в рыночных условиях доступа к зарубежной технике. Техника и технология нефтедобычи в РТ вышла по существу на мировой уровень. Но этого нельзя сказать о геологии. Геология (в первую очередь промысловая) практически за эти годы стагнировала. Правда и в целом по РФ, начиная с 1992 г., геологическая наука и геологическая отрасль все больше и больше приходили в упадок. Геология, которая должна быть предводителем недропользования, теперь в РФ таковой не является.

Обозреватель АПН Татьяна Шлихтер пишет: «Тэковский бизнес, разумеется, не сводится к политике. Но то, что остается за вычетом политики, довольно трудно в полном смысле слова назвать экономикой. Можно сказать, что нефтегазовый бизнес на 90% – это политика плюс геология. А оставшиеся 10% приходится на менеджмент и технологии».

В общем, современные методы добычи, современное оборудование, используемое при добыче, являются классическим примером средних технологий. Это сопоставимо с производством танков...» (Шлихтер, 2005).

Таким образом, все что добыча – это средние технологии, а геология – высокие технологии. В этом объективная сложность изучения геологического строения объектов. В геологии нужно затратить больше усилий, больше творче-

ства, интеллекта, а главное любить это дело и верить в возможности получения объективных результатов.

Для решения проблемы обеспечения запасами нефти на длительную перспективу нужно кардинально изменить подход к решению геологических задач на современном этапе.

Прежде всего, в планируемом периоде следует сосредоточиться на вопросах кардинальной и глубокой переоценки запасов действующих месторождений. В первую очередь, это касается крупнейших месторождений РТ: Ромашкинского и Ново-Елхов-

Кондиции пород-коллекторов по классификации 1962 г.

Параметры	Породы - неколлекторы	Песчаник	Алеврит
Пористость, m	< 11	16-26	11-16
Проницаемость, мкм ²	< 0,01	0,16-1,5	0,01-0,16
Нефтенасыщенность, %	< 50	> 80	50-80
Глинистость, %	> 2		

Кондиции пород-коллекторов по существующей классификации

Параметры	Породы - неколлекторы	Породы-коллекторы		
		1 класс		Малопродуктивные
		Высокопродуктивные	Высокопродуктивные глинистые	
Пористость, %	< 12,6	17-30	17-25	12,6-17
Проницаемость, мкм ²	< 0,03	> 0,1	> 0,1	0,03-0,1
Нефтенасыщенность, %	< 50,0	80,5-90,0	70-80	50,0-80,0
Глинистость, %		< 2	> 2,0	

Кондиции пород-коллекторов по предлагаемой классификации

Параметры	Предлагается установить	I	II	III	IV
		Пористость, %	< 11	≥ 18	≥ 11
Проницаемость, мкм ²	< 0,001	≥ 0,5	≥ 0,01	≥ 0,01	≥ 0,001
Нефтенасыщенность, %	< 50				
Кгл+ал, %	≥ 20	< 20	≤ 20	≤ 20	≥ 20

Таблица.

ского. Здесь за всю историю кондиционные значения основных объектов разработки пересматривались дважды: в 60-х и в 80-х годах прошлого столетия. За это время накоплен громадный опыт разработки, в том числе с применением новейших технологий. Нужно провести работу по уточнению кондиционных значений пород-коллекторов (по их снижению) и применить новые методы интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), учитывающие природные свойства пластов, обусловленные условиями осадконакопления и последующих преобразований осадочных пород (Таблица) (Долженков, 2007).

В РФ сегодня имеются новые методы интерпретации (ТАВС в системе Cintel), позволяющие по-новому интерпретировать неоднородные пласты, детализируя их геологическое строение. При этом существенно меняется геологическая модель месторождения и появляется возможность целенаправленно проводить геолого-технические мероприятия (ГТМ), что существенно повышает их эффективность (Муслимов, 2009).

Это кропотливая, громадная работа, рассчитанная не менее чем на десять лет, к сожалению, в настоящее время не воспринимается руководством геологической службы. Но цена вопроса огромная – возможное увеличение запасов на крупных, а затем и других месторождениях на 10-15% (а это около 800 млн. т новых неучтенных запасов) только за счет аналитической и научной работы. Будут получены изумительные результаты при ничтожной затрате средств. Однако геологическая служба Татнефти до сих пор не проявляет понимания огромного значения этой работы.

Дальнейшим резервом увеличения извлекаемых запасов на действующих месторождениях являются остаточные запасы нефти (ОЗН) промытых в процессе эксплуатации пластов и участков.

Это запасы выработанных участков, которые согласно нынешним 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 (Муслимов, 2011б). Правда, техногенно измененные, что несколько осложняет условия их выработки. В ОАО «Татнефть» давно надо было провести работы по изучению ОЗН с количественной дифференциацией на категории: слабоизмененные и сильнопреобразованные (научные предпосылки для этого были созданы до рыночных реформ). Для первых гораздо легче найти методы извлечения, чем для вторых. 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 ОПР по поискам эффективных методов извлечения ОЗН. В настоящее время в РТ обозначены направления этих работ: гидродинамическими методами с применением системы АСКУ-ВП, разработанной в КФУ под руководством профессора Н.Н. Непримерова; физико-химические МУН на основе композиций ПАВ, разработанные НИИнефтепромхим, методы «безводной» добычи, разработанные Н. Кузьмичевым и др., позволяющие на обводненных до экономического предела участках вести рентабельную добычу, превышающую дебит скважин в 5-10 раз с повышением КИН не менее,

чем на 10 процентных пунктов (пп). 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.

На современном этапе практически все усилия нефтяников РТ должны быть направлены на эффективное применение МУН. Все пути нефтяников ведут к применению МУН, и не просто всяких МУН, а тех, которые наиболее приспособлены для внедрения в конкретных геологических условиях.

Основные недостатки внедрения МУН, приводящие к незначительному увеличению КИН (3-5%), следующие:

1. Нет четкого разделения добычи за счет МУН от добычи за счет интенсификации (ОПЗ).
2. Нет методики оперативного учета прироста запасов за счет МУН.
3. Несистемный подход к внедрению МУН.
4. Отсутствуют крупные проекты внедрения МУН, и в большинстве случаев они внедряются без проектов.
5. В Татнефти крайне осложнен и забюрократизирован доступ исполнителей на участки проведения работ и к информации о геологии и эффективности работ.
6. Отсутствуют приоритеты в применении различных технологий, совершенно не развита система сервисного применения МУН.
7. Превалирует местническо-корыстный подход к их внедрению.

8. В коренном улучшении нуждается работа по подготовке и переподготовке научных и производственных кадров для углубленного изучения деталей геологического строения нефтяных месторождений и процессов нефтевытеснения, выбора объектов внедрения МУН и геолого-промышленного анализа эффективности этого внедрения.

Отсутствие общепринятых критериев отнесения ГТМ к МУНам приводит к полной вакханалии цифр и не способствует выбору приоритетов и стратегии применения МУН. К ним ряд работников относят и обычные ОПЗ (или стимуляции скважин). Особенно в этом преуспело руководство геологической службы «Татнефти», которое минимум в два раза завышает объемы добычи за счет МУН. При этом получается баснословная добыча за счет МУН (20,6% от всей добычи), что в 2 раза больше, чем в США (Хисамов, 2011). Надо понять простую истину: МУНы – это мероприятия, повышающие нефтеизвлечение, а ОПЗ (или стимуляция) скважин – это восстановление или увеличение добычи за счет интенсификации отборов без увеличения КИН. Даже рассчитанная нами (да и самими геологами «Татнефти») в 2 раза меньшая добыча за счет МУН представляется завышенной из-за неправомерного отнесения к МУН некоторых физических и химических методов (ряд операций ГРП, горизонтального бурения, простой кислотной обработки и т.д.). Так ГРП, проводимое в плотных пластах, не дающих рентабельную нефть, можно отнести к МУН, а в высокопроницаемых пластах оно не эффективно, или даже вредно, так как повышает неоднородность и приводит к преждевременному обводнению и снижению КИН.

Для повышения эффективности внедрения МУН геологической службе «Татнефти» давно надо было заняться

геолого-аналитическими работами по количественной дифференциации ТЗН по выделяемым группам (вязкости нефти, коллекторским свойствам пород, составу пород-коллекторов и др.) (Муслимов, 2012). Это позволит дать научное обоснование приоритетности НИР, ОПР и внедрения новых МУН.

Предлагаемые меры по совершенствованию внедрения МУН:

- Утвердить общепромышленные критерии отнесения ГТМ к МУН;

- Разработать общепромышленную методику оперативного учета прироста запасов за счет МУН;

- В регионах составить программы (на 15-20 лет) по внедрению МУН на основе количественной оценки запасов различных категорий ТЗН, а также ОЗН;

- Внедрение МУН вести в соответствии с проектами, составляя крупные проекты по различным категориям запасов;

- Каждое пятилетие проводить глубокий анализ эффективности применения МУН;

- Предметно заняться работой по подготовке и переподготовке научных и производственных кадров для углубленного изучения деталей геологического строения нефтяных месторождений и процессов нефтевытеснения, выбора объектов внедрения МУН и геолого-промышленного анализа эффективности этого внедрения.

Исходя из сказанного, нужно внести существенные коррективы в проводимые работы. МУН не следует внедрять точно, а подход должен быть системным (внедрение МУН на участках, залежах). Здесь нужны крупные проекты ОПР и ПР:

- по увеличению нефтеотдачи на залежах с карбонатными коллекторами в 1,5-2 раза, по залежам ВВН, увеличение ОЗН;

- внедрение проектов с бурением боковых стволов (БС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) на Ромашкинском и других месторождениях;

- работа по повышению рентабельности использования бездействующего, малодобитного, высокообводненного фонда скважин (сегодня в РТ мы имеем технологии, позволяющие практически каждую скважину из этих категорий сделать рентабельной, и их надо использовать).

Главным направлением работы по увеличению КИН является проектирование разработки. К сожалению, здесь в отрасли не всё в порядке и более того положение перманентно ухудшается.

Это объясняется произошедшим в прошлом году коренным изменением в РФ службы разработки нефтяных месторождений. Во главе разработки 45 лет стояла Центральная комиссия по разработке нефтяных месторождений, в которую входили выдающиеся ученые и производственники отрасли. Со смертью многолетнего ее председателя Н.Н. Лисовского ЦКР преобразовался в чиновничье-бюрократическую структуру и в ней нет того ядра ученых и специалистов, а специалисты из регионов и НК вообще не включены в состав ЦКР. Председателем является поисковик, ничего не понимающий в разработке. Утеряна преемственность. ЦКР в нынешнем составе не способна направлять ни науку, ни производство, обеспечивая рациональную разработку недр. Последняя составляла главную нашу ценность, благодаря чему СССР довела годовую добычу нефти до уровня 624 млн. т, что в 1,7 раз превышала максимальную годовую добычу США при в 6 раз меньшем фонде скважин.

В настоящее время при выполнении проектов разработки существует масса недостатков. Несмотря на обновление стандартов проектирование по существу ведется на уровне 70-х годов прошлого столетия. Метод аналогии, используемый авторами проектов (особенно это касается геолого-физической характеристики залежи), несовершенство методов моделирования и гидродинамических расчетов (точность их порядка 30%), игнорирование общепризнанных классических методов решения задач разработки, отсутствие глубокого профессионального анализа выработки запасов, контроль и регулирование процессов разработки – это путь в неизвестность. Все перечисленные проблемы приводят не только к непродолжительной «жизни» проектов, но и к разубоживанию запасов нефти.

Кардинальное решение этой проблемы мы связываем с инновационным проектированием разработки нефтяных месторождений (в настоящее время отрабатывается на месторождениях МНК). В этом вопросе научный Татарстан первый и пока единственный в отрасли (Муслимов, 2011в; Муслимов, 2010).

Инновационный проект – это научно-исследовательская работа (НИР) по конкретному месторождению, выполняемая в процессе проектирования разработки. На данном этапе изучаются детали геологического строения объекта и на этой основе подбираются технологии разработки, которые должны в полной мере учитывать особенности геологического строения. Для выполнения проекта нужно в 3-5 раз больше времени (2,5-3 года) и в 8-10 раз

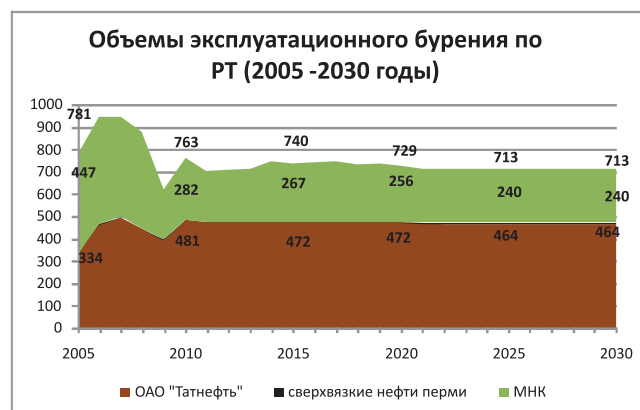
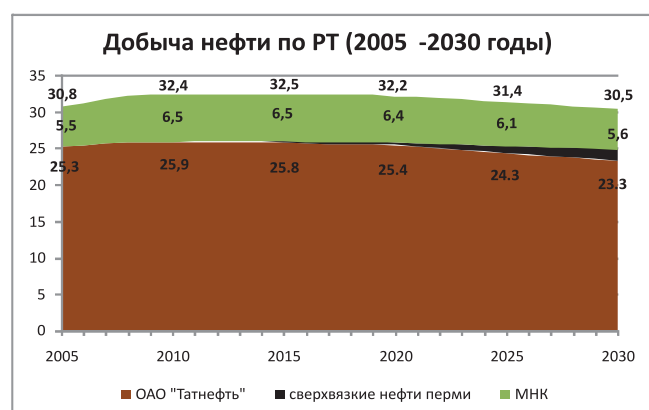


Рисунок. а – Добыча нефти по РТ (2005-2030 гг.), б – Объемы эксплуатационного бурения по РТ (2005-2030 гг.)

больше средств. По существу каждый проект разработки у МНК должен быть инновационным, насыщенным новыми МУН. Все проекты здесь нуждаются в обновлении.

С 2009 г. работы по отработке инновационных методов проектирования разработки ведутся на месторождениях МНК на основе частно-государственного партнерства при поддержке Президента РТ. После их завершения в 2013 г. можно будет тиражировать на все месторождения РТ с ТЗН. Это будущее эффективного и рационального проектирования разработки нефтяных месторождений, методы которого не менялись с 70-х годов прошлого столетия, когда вопросы разработки решались в основном за счет активных запасов нефти.

Непрерывное ухудшение качества (структуры) ресурсной базы Республики Татарстан требует принятия кардинальных мер, направленных на повышение эффективности имеющихся технологий увеличения нефтеотдачи пластов и созданию принципиально новых технологий рациональной разработки нефтяных месторождений на базе новых научных достижений в области геологии, физики, химии, в том числе на наноуровне.

Все это означает, что сейчас необходимо осуществлять модернизацию нефтяной отрасли РТ с насыщением ее инновациями (Муслимов, 2011). На месторождениях МНК отработана система внедрения МУН. Для этого в Казани с участием нескольких ВУЗов и организаций создана межотраслевая лаборатория (МОЛ) с целью выполнения широкого комплекса аналитических работ современными методами исследований, научно-внедренческое предприятие «Волна» (для проведения ОПР), сформирован коллектив исследователей и проектировщиков с участием институтов Казани и АН РТ. Создана научно-аналитическая группа (НАГ) из ведущих ученых и производственников разных специальностей по регулярному рассмотрению предлагаемых технологий. Все вопросы их применения после достаточной проработки решаются на заседаниях Координационного Совета Нефтеконсорциума.

Применительно к нефтяной отрасли понятие модернизации включает, прежде всего, изменение производственных отношений между всеми участниками процесса освоения недр: государством, недропользователями, научными и сервисными организациями. Здесь главная роль отводится государству: нужно создать комфортные условия для развития НК.

Государству нужно особое внимание уделять созданию условий для налоговой стимуляции развития современных третичных и четвертичных МУН (последнее на отработанных участках с остаточными запасами нефти). При этом на дополнительно добытую за счет МУН нефть на действующих месторождениях обнулить НДС и экспортную пошлину, а по новым крупным проектам, связанным с широким внедрением дорогостоящих проектов теплового, газового, водогазового, комплексного воздействия, или крупным проектам довыработки остаточных запасов, на период полной окупаемости проекта полностью освободить от всех налогов. Только в этом случае в РФ будет реальный, не бумажный прогресс в повышении нефтеотдачи. МПР должно понять, что требуется государственное финансирование фундаментальных исследований в области повышения нефтеотдачи за счет средств на ГРР, так как вопрос повышения КИН является второй (пос-

ле традиционных ГРР) составляющей ВМСБ.

Необходимо сформулировать понятие рациональности разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях и основные принципы рациональной разработки нефтяных месторождений в различных геологических условиях. Огромное значение для нефтяной отрасли имело бы принятие методического руководства по оценке технологической эффективности МУН и ОПЗ скважин. В настоящее время отсутствуют точные данные о добыче нефти за счет МУН, и нет четкого разделения добычи за счет МУН и ОПЗ. Поэтому объемы дополнительной добычи за счет третичных МУН по стране различными исследователями оцениваются в диапазоне от 1 до 40 млн. т в год и более.

Литература

Долженков В.Н., Хусаинов В.М., Вильданов А.А. Уточнение схемы геолого-промысловой классификации пород-коллекторов горизонта Д1 Ромашкинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*. 2007. №12.

Муслимов Р.Х. Актуальные задачи регламентации инновационного проектирования нефтяных месторождений на современном этапе. *Нефть. Газ. Новации*. 2010. №1. 6-11.

Муслимов Р.Х. Еще раз об энергетической стратегии России на период до 2030 г. *Нефтяное хозяйство*. 2011а. №1. 4-8.

Муслимов Р.Х. КИН – его прошлое, настоящее и будущее на месторождениях России. *Бурение и нефть*. 2011б. №2. 27-31.

Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Учебное пособие. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2009. 727.

Муслимов Р.Х. Проблемы модернизации и развития инновационных технологий разработки месторождений в связи с существенным изменением ресурсной базы нефтяной отрасли в Татарстане. *Георесурсы*. 2011в. 3(39). 4-7.

Муслимов Р.Х. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов – основное направление развития нефтяной отрасли России в XXI столетии. *Георесурсы*. 2012. 3(45). 3-8.

Муслимов Р.Х. Применение нанотехнологий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*. 2009. 2(30). 6-9.

Хисамов Р.С. ОАО «Татнефть»: МУН для сверхвязких нефтей недостаточно. *Нефтегазовая вертикаль*. 2011. №5. 46-51.

Шлихтер Т. К. Геоэкономике топливно-энергетического комплекса. Агентство политических новостей (АПН) – www.apn.ru, 2005.

R.Kh. Muslimov. **Geological study of subsurface resources improvement is the basis of innovations and modernizations of the Republic of Tatarstan oil industry in the Energy Strategy for the period up to 2030 year.**

The continuous depreciation of the resource base quality of the Republic of Tatarstan demands for drastic measures, directed to efficiency improvement of the enhanced oil recovery available technologies and creation of fundamentally new technologies of oil fields rational development on the basis of new scientific achievements in the field of geology, physics, chemistry. It is necessary to modernize the oil industry of the Republic of Tatarstan saturating it with innovations. The article describes in details the problems of accepted Energy Strategy for the period up to 2030 year, as well as solutions approach is proposed.

Key words: oil industry, innovative engineering, oil recovery factor, reserves difficult to recover.

Ренат Халиуллович Муслимов

Д.геол.-мин.н., профессор Казанского федерального университета, Консультант Президента Республики Татарстан по разработке нефтяных месторождений.

420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5. Тел.: (843) 233-73-84.