

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.1-36>

УДК 622.276(47+57)

**О новой парадигме развития нефтегазового комплекса
России, предложенной академиком А.Э. Конторовичем**

Муслимов Р.Х.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

**On new concept of Russian oil and gas sector development
suggested by A.E. Kontorovich**

R.Kh. Muslimov

Kazan Federal University, Kazan, Russia

E-mail: davkaeva@mail.ru

Аннотация. За длительную историю развития нефтяной отрасли в республике Татарстан накоплен огромный опыт разведки и разработки нефтяных месторождений различного калибра – от мелких и мельчайших до гигантских и супергигантских. Найдены подходы рационального освоения различных групп и категорий месторождений. Отработаны наиболее эффективные методы поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений, современные наиболее совершенные гидродинамические методы разработки месторождений с активными и трудноизвлекаемыми запасами, в том числе на поздней и постпоздней стадий разработки, широкое применение нашли методы увеличения нефтеотдачи (МУН) для различных геолого-физических условий, в том числе извлечения остаточных запасов длительно эксплуатируемых месторождений. Накоплен большой опыт разработки сложнопостроенных мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТЗН).

Ведутся научно-исследовательские работы (ОПР) по поискам эффективных методов разработки нетрадиционных залежей нефти (высоковязких, сверхвысоковязких нефтей и природных битумов - ПБ, в сланцевых и им подобных отложениях), а также по изучению феномена подпитки залежей осадочного чехла глубинными углеводородами через кристаллический фундамент (КФ).

Все это требует осмысления и дальнейшего развития. В этом ключе можно рассматривать новую парадигму развития нефтегазового комплекса РФ, предложенную А.Э. Конторовичем.

Ключевые слова: парадигма, рациональное освоение месторождений, трудно-извлекаемые запасы нефти (ТЗН), нетрадиционные месторождения, нетрадиционная нефть, ресурсы нефти, гидродинамические методы разработки, методы увеличения нефтеотдачи (МУН), геологические, извлекаемые запасы нефти, углеводороды (УВ), возобновляемые источники энергии (ВИЭ), первичные энергоресурсы (ПЭР), топливно-энергетический комплекс (ТЭК), топливно-энергетические ресурсы (ТЭР), топливно-энергетический комплекс (ТЭК), нефтегазовый сектор (НГС), геологоразведочные работы (ГРП), залежи сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ), коэффициент извлечения нефти (КИН), шельф, тяжелые нефти, сланцевые, плотные отложения, воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ).

Для цитирования: Муслимов Р.Х. О новой парадигме развития нефтегазового комплекса России, предложенной академиком А.Э. Конторовичем//Нефтяная провинция.-2020.-№3(23).-С.1-36. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.1-36>

Abstract. During a long history of oil industry development, a wide experience has been gained in exploration and development of various oil fields, from small to supergiant. Ways to improve field development have been found. The most efficient oil prospecting and field extension technologies have been elaborated, as well as advanced secondary recovery techniques for active and unconventional reserves. Enhanced oil recovery (EOR) methods have become widely used in various geologic conditions, including production of residual reserves from mature fields. An extensive experience has also been gained in development of small complex reservoirs containing hard-to-recover reserves.

R&D and pilot projects are under way aimed at search for optimal methods of unconventional reserves development (including high-viscosity and heavy oils, natural bitumen in tight reservoirs), as well as studying the phenomenon of reservoir charging with abyssal hydrocarbons via the crystalline basement.

All these aspects require further conceptualization and development. In view of this, a new concept of Russian oil and gas sector development proposed by A.E. Kontorovich should be considered.

Key words: concept, improved field development, unconventional reserves, secondary recovery, enhance oil recovery (EOR), recoverable oil-in-place, hydrocarbons, renewable power sources, primary energy sources, fuel and energy industry, energy resources, oil and gas sector, prospecting, heavy oil and bitumen reservoirs, oil recovery factor, shelf, heavy oils, tight rocks, mineral reserves replacement

For citation: R.Kh. Muslimov O novej paradigme razvitija neftegazovogo kompleksa Rossii, predlozhennoj akademikom A.Je. Kontorovichem [On new concept of Russian oil and gas sector development suggested by A.E. Kontorovich]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(23), 2020. pp.1-36. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.1-36> (in Russian)

Нефть и газ приобретают все большее значение в современном мире и, естественно, всех волнует вопрос о ресурсном потенциале недр. Говоря об этом нужно помнить, что практически с начала добычи и широкого использования человеком нефти большинство людей говорили о неизбежном и скором истощении их запасов. Об этом СМИ продолжают говорить и писать до сих пор. Это объясняется тем, что существовал страх лишиться этих наиболее комфортных для человека топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Этому же способствовала закономерность неравномерного распределения УВ на планете. Эта неравномерность отмечалась как по разрезу осадочного чехла (стратиграфическим комплексам), так и по площади Земли. В результате более половины стран не имели достаточных ресурсов УВ, или не имели их вообще. Это создавало объективные условия для международной торговли нефтью и газом. Причем, раньше в этой торговле была сравнительно честная конкуренция. А сейчас все изменилось – появились торговые войны (реальные и информационные). Это обязательно нужно учитывать в практической деятельности, особенно нефтедобывающим странам.

В середине прошлого столетия в СМИ усилились опасения неизбежного скорого падения добычи нефти в мире. Сценарий нулевого роста привел некоторых аналитиков к выводу, что увеличение запасов стран ОПЕК – обман, «бумажные баррели», существующие лишь в воображении производителей. Но это оказалось не так.

Что же реально происходило с запасами нефти на Земле за последние несколько десятилетий? Несмотря на прогнозы, предсказывавшие истощение мировых запасов нефти с 1986 года подтвержденные промышленные запасы росли параллельно с уровнем потребления черного золота. Во многом это объяснилось развитием технологий, позволяющих увеличить объем добычи на существующих месторождениях.

Рост разведанных запасов в мире обеспечивается как за счет тради-

ционных, так во все возрастающем объеме – за счет нетрадиционных УВ.

Однако в средствах массовой информации иногда продолжается разговор о скором исчерпании углеводородов на планете. По их прогнозам, полное их исчерпание может произойти в течение нескольких десятилетий.

Но главный вывод нашего рассмотрения обеспеченности потребностей населения земного шара в источниках энергии и, прежде всего, наиболее привычных и экономичных его видах – углеводородах состоит в том, что полное истощение потенциала, ни в ближайшей перспективе, ни в более отдаленном будущем (сотни, а может и тысячи лет), нашей планете не грозит [1].

Воспроизводство запасов УВ будет обеспечиваться за счет освоения залежей на новых территориях суши и моря, в новых комплексах пород (сланцы, плотные породы), новых методов увеличения нефте-газоотдачи, за счет подпитки месторождений осадочного чехла углеводородами из глубин недр Земли за счет ее дегазации и круговорота углерода и воды (углеводороды – возобновляемые источники энергии).

Наш вывод – только принципиально новые технологии геологических исследований, бурения, разведки, добычи и использования первичных энергоресурсов (ПЭР) планеты позволят обеспечить возрастающие потребности населения в условиях цивилизованной торговли между странами и координации работ по их добыче на мировом уровне.

СМИ сегодня говорят о перепроизводстве нефти, что приводит к еще большему снижению цен на нее. Опыт говорит, что такие явления бывают, но обычно долго не продолжаются. Процессы добычи и инвестиций при капиталистическом способе производства цикличны. Кризисы были, есть и будут.

Западные страны, не имеющие достаточных ресурсов нефти и газа, всячески рекламируют возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Они вынуждены широко использовать ВИЭ при необходимости конкурировать

со странами, имеющими значительные резервы традиционных и нетрадиционных углеводородных ресурсов. Появление проекта Греты Тумберг очевидно из этой серии пиар-акций.

Очередная инициатива ЕС о введении налога на сжигание УВ (снижение углеводородоёмкости продукции РФ, поступающей в ЕС путем трансграничного углеводородного регулирования (ТУР)) из этой серии.

Россия в этих условиях не должна идти как говорят по особому пути. Но она должна элементарно защищать свои интересы, обосновывать и защищать свое конкурентное преимущество, заключающееся в наличии необходимого количества традиционных и нетрадиционных ресурсов УВ, а не идти на поводу правил и стандартов, применяемых в западных странах, не имеющих необходимых природных ресурсов УВ.

Что касается угрозы от перехода автомобильного транспорта на электродвигатели. Здесь достаточно своих проблем и надо учесть, что для производства электроэнергии нужны первичные энергоресурсы (ПЭР). Традиционно к ним относятся нефть, газ, уголь. Производимая на их основе энергия будет дороже. Кроме того, нефть, газ, уголь нужны для целого ряда химических производств, которые неуклонно растут.

Особенности кризисов в современном мире:

- США из главного импортера УВ превратилась в экспортера, увеличение ресурсов нетрадиционных УВ в ряде стран: Канада, Венесуэлла, Бразилия и др.;
- желание ряда стран ЕС и других импортеров УВ перейти на так называемую зеленую энергию (возобновляемые источники энергии).

Все это меняет и ужесточает конкуренцию в мире. Опыт снижения добычи нефти в период перепроизводства нефти ОПЕК+ показал эффективность и проблемы этих действий. Но очевидно, что регулирование добычи на мировом уровне может стать гарантией стимулятором стабильного развития нефтегазовых отраслей.

Компании нефтегазового комплекса РФ за последние, очень нелегкие годы, на геополитическом фоне не только сохранили свою устойчивость, но и осуществляли ввод новых проектов: на Ярудейском нефтяном месторождении, на Пякахинском, растет промышленная эксплуатация на месторождении имени Филановского, на Мессояхском и др. Введен в эксплуатацию комплекс Эргинского кластера месторождений Западной Сибири.

Россия была, остаётся и должна остаться великой нефтяной державой! В нашем нефтегазовом комплексе накоплен гигантский опыт работы на российских и иностранных месторождениях, имеется огромная промышленная база, позволяющая создавать уникальное оборудование.

Однако нефтяная отрасль переживает целый ряд серьезных трудностей и проблем. К их числу можно отнести и истощение месторождений, сокращение числа открытий новых месторождений, и неэффективные методы добычи, обусловленные отсутствием современных инновационных технологий, несовершенство законодательства, лицензирование крупных государственных предприятий, недостаточность разведанных запасов, а также нехватка финансирования.

Открываемые месторождения менее крупные, из нефтяных месторождений, находящихся в нераспределенном фонде, подавляющее большинство имеют извлекаемые запасы менее 1 млн. т, а запасы более 10 млн. т имеют всего несколько месторождений. Усложняются горно-геологические условия: неструктурные ловушки, тяжелые и вязкие нефти. Все это требует применения новых технологий, нового оборудования, инновационных подходов. На науку тратится 0,86 % ВВП, значительно меньше, чем в передовых странах.

Однако из года в год министерство природных ресурсов декларирует фантастические цифры прироста запасов нефти и газа. Назывались цифры более 700 млн. тонн нефти и 800 млрд. м³ газа. Специалисты не понимают – откуда берутся эти цифры.

При этом качество запасов и рентабельность их разработки не оцениваются, а геологические запасы вообще не подсчитываются.

При сохранении добычи нефти на таком высоком уровне, проблема истощения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья, а в особенности нефти, в ближайшем будущем станет крайне актуальной и острой. Некоторые аналитики предрекают серьезное истощение запасов нефти в России через очень небольшой период времени.

Сделанный анализ экспертно-аналитической группой под эгидой счетной палаты показал недостатки в учете запасов нефти в РФ. На рис. 1, 2, 3, 4 показана динамика изменения запасов нефти и газа и состояние ВМСБ в РФ.



Рис. 1. Динамика изменения запасов нефти и конденсата в РФ за 2015-2019г.



Рис. 2. Прирост запасов и добыча нефти в России.

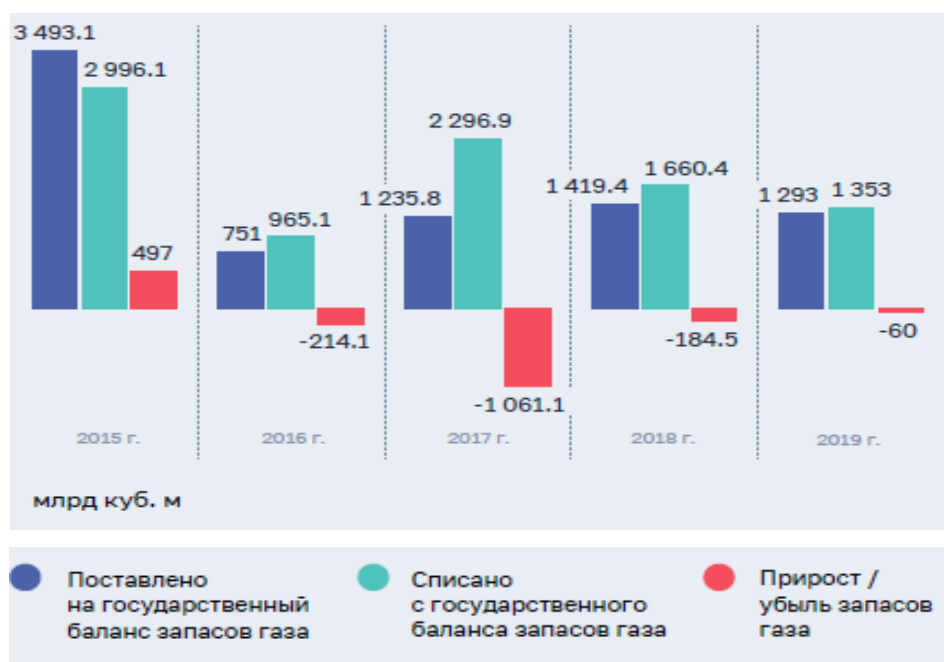


Рис. 3. Динамика изменения запасов газа горючего.

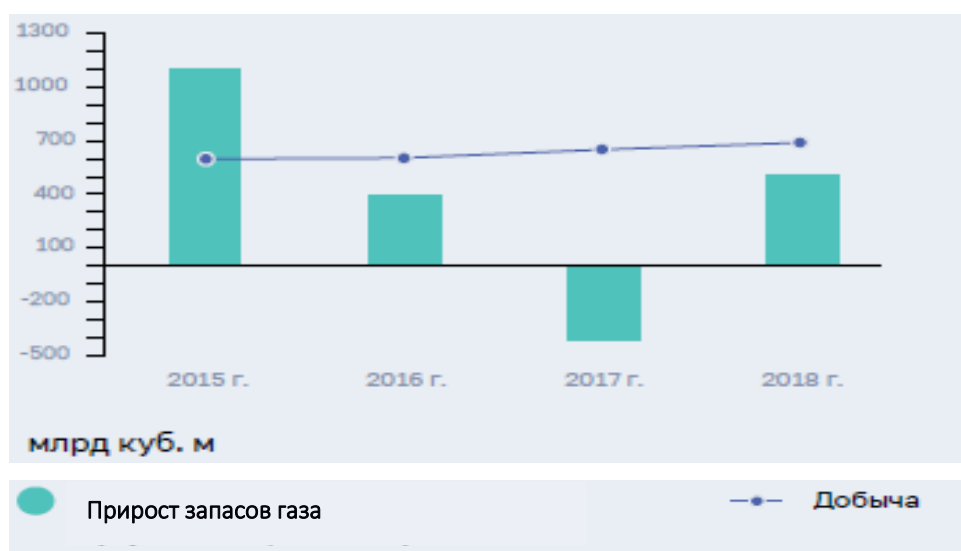


Рис. 4. Прирост запасов и добыча газа в России.

Всего с государственного учета запасов списано 2 278,3 млн. тонн неподтвержденных запасов нефти и конденсата, за период 2015-2019 годов - 68, что составляет почти пять годовых объемов добычи.

В течение 2015–2019 годов убыль (списание) запасов газа превысила количество поставленных на государственный баланс запасов на 2 315,7 млрд м³, или 3,6 годового объема добычи.

Несмотря на казалось бы ежегодное расширенное воспроизводство запасов нефти в текущем столетии наблюдалось их уменьшение от ранее

озвученных в 2008 г. от 24,3 млрд.т до нынешних - 11,2 млрд.т. Очевидно это объясняется тем, что некоторые НК показывают приросты запасов с учетом списания, а другие без учета списания. Это большой недостаток учета запасов по стране в целом. Кроме того, в промышленные стали включаться и запасы категории C_2 . В советское время вопросам подсчета и учета запасов нефти уделялось приоритетное внимание. Подсчет проводился не только по количеству, но и по качественной их характеристике и не только по НК, но и в целом по стране.

При сохранении добычи нефти на таком высоком уровне, проблема истощения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья, а в особенности нефти, в ближайшем будущем станет крайне актуальной и острой. Некоторые аналитики предрекают серьезное истощение запасов нефти в России через очень небольшой период времени.

Десять лет назад - в июне 2010 года - была обнародована Концепция развития отечественной геологии. Однако существенных изменений положения дел не произошло. Объем инвестиций в геологоразведочные работы явно недостаточен, а прирост запасов в объеме 3,3 млрд. тонн за 10 лет значительно меньше, чем добыча, которая будет на уровне 5 млрд. тонн. В 70-х годах доля разведочного бурения в общем объеме буровых работ раньше была 48 %, а сейчас? - около 5 %.

Прошедший период в целом характеризуется отрицательными показателями развития ресурсной базы нефтегазового комплекса. И это на фоне положительных трендов в развитии минерально-сырьевой базы мира.

Что нужно сделать для создания нормальных условий развития ТЭК РФ.

Во-первых, перейти от учета балансовых на подсчет и учет геологических запасов, включая в подсчет все нефтенасыщенные пласты объекта (Рис. 5, 6) [2,3].

В соответствии с этим произвести подсчет геологических запасов всех месторождений РФ. Причем, подсчеты нужно провести отдельно по категориям запасов: активные и трудноизвлекаемые. В последних следует выделять отдельные группы: по проницаемости, вязкости, условиям залегания – подгазовые, ВНЗ и тд. Такие классификации запасов по их качеству имеются по большинству регионов.

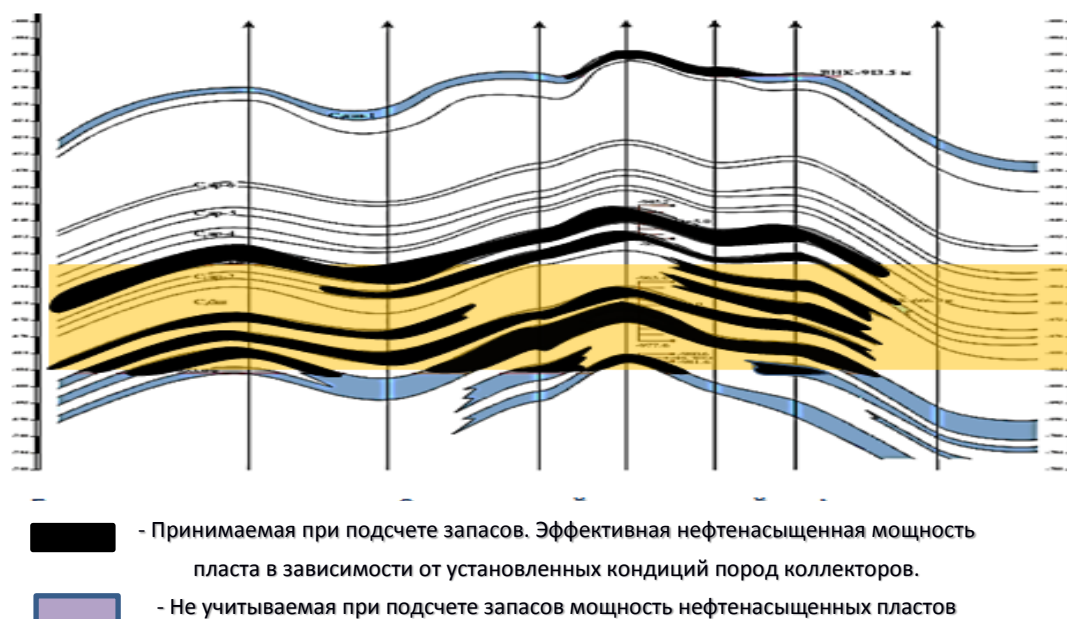


Рис. 5. Березовское месторождение. Схематический геологический профиль продуктивных отложений среднего карбона.

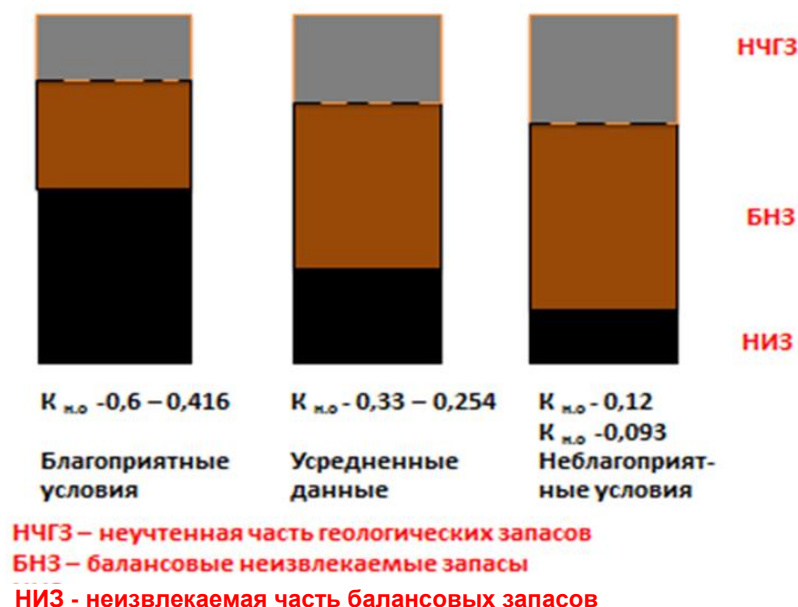


Рис. 6. Схематическое представление о геологических балансовых и извлекаемых запасах нефти.

Во-вторых, необходимо оценить КИН по выделенным группам запасов, исходя из накопленного в регионах добычи опыта и оценить извлекаемые запасы (начальные – НИЗ, текущие – ТИЗ) по объектам (месторождениям, залежам).

В-третьих, необходимо на основе проделанной работы определить приоритеты и направления дальнейшего развития (парадигму) ТЭК России и ее регионов.

Проведение такого огромного аналитического характера работ позволит увеличить геологические запасы на месторождениях и частично компенсировать нехватку физических объемов ГРП. Конечно мы не достигнем советского их уровня, но в 2-3 раза все-таки будет необходимо и возможно их увеличить.

Такой подход даст серьезное увеличение запасов при низких расходах (на аналитику) и отсутствие расходов на проведение традиционных ГРП.

Общая обстановка в мире не дает оснований говорить о возможности регулировать нефтедобычу на мировом уровне. В мире по-прежнему будут периоды дестабилизации нефтяного рынка (кризисы). В этих условиях нужна более глубокая политика России в вопросах нефте-газодобычи. Нужна новая парадигма развития этих отраслей.

В этой связи большой интерес представляют предложения А.Э. Конторовича о необходимости смены нынешней парадигмы развития, которая состояла в последовательном освоении новых нефтегазоносных провинций, двигаясь с Запада на Восток. При этом главный упор делался на открытие и освоение в первую очередь крупных и гигантских месторождений [4].

А.Э. Конторович говорит: «парадигма Губкина-Байбакова-Трофимука себя исчерпала. Когда мы реализовывали первую парадигму, мы шли по гигантам, мелкие месторождения часто не замечали, их никто не вводил в разработку, они не представляли интереса. Особенностью па-

радикалы развития нефтегазовой отрасли России в XXI веке будет состоять, в частности, в освоении в старых районах нефтедобычи мелких месторождений нефти с запасами до 5 млн. тонн. Освоение мелких и мельчайших месторождений теперь становится важной государственной задачей и первой задачей отрасли».

«Вторая задача нового поколения исследователей, геологов, геофизиков, буровиков, разработчиков нефтяных и газовых месторождений – крайне аккуратно, бережно, с помощью самых новейших технологических разработок продолжать разрабатывать одряхлевшие гиганты, извлекать остаточную нефть из залежей».

К представленной новой парадигме развития нефтегазового комплекса нужно сделать следующие замечания.

Что касается парадигмы И.М. Губкина – Н.К. Байбакова – А.А. Трофимука, то ее в полной мере можно использовать в поисках и разработке месторождений в новых объектах – шельфа, а затем и более глубоководных отложениях восточных и северных морей. Это обширные территории. Здесь большие возможности открытия крупных нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений.

Следует отметить, что в настоящее время существует ряд факторов, препятствующих масштабному освоению новых территорий и недр континентального шельфа, в том числе:

- низкая геологическая изученность и связанные с этим высокие риски вложения инвестиций;
- неблагоприятные с точки зрения природно-климатических и экономических условий местоположение большинства перспективных территорий, что значительно повышает затраты на их изучение и освоение;
- отсутствие инфраструктуры, необходимой для добычи и транспортировки ресурсов;
- отсутствие достаточных и постоянных налоговых стимулов для потенциальных инвесторов в условиях существующего фискального ре-

жима, характеризующегося высокой долей изъятия со стороны государства и непредсказуемостью налоговой политики;

- необходимость применения сложнейших технических решений;
- крайне сложная система государственного управления и предоставления права пользования участками недр континентального шельфа;
- отсутствие нормативно-технической базы, а применение зарубежных стандартов к нашим условиям может привести к серьезным осложнениям;
- промышленная безопасность.

Поэтому здесь главной задачей является освоение крупных (гигантских и супергигантских) месторождений. При этом нужно использовать мировые достижения и развивать собственные научные исследования по созданию новых инновационных высоких технологий. Одновременно следует предусмотреть развитие сопутствующих отраслей: для освоения арктических недр наши судостроительные компании должны строить новые ледостойкие платформы и автономные комплексы для подводной нефте- и газодобычи. Для этого необходимо разработку специальной государственной программы по освоению нефтегазовых ресурсов Арктической зоны и шельфов РФ и широкого использования частно-государственного партнерства при реализации этой программы.

На территории суши РФ также приоритетное внимание необходимо уделять крупным (гигантским и супергигантским) месторождениям. Открытие таких месторождений здесь ограничено. Но ранее открытые и находящиеся в длительной эксплуатации крупные месторождения имеют огромный нереализованный потенциал развития.

В чем он заключается?

Во-первых, эти месторождения крупные, запасы которых равны десяткам и даже сотням так называемых мелких месторождений.

Во-вторых, принятая практика периодического пересчета запасов таких месторождений, как правило, показывает постоянное увеличение запасов.

В-третьих, технический прогресс в освоении ультранизкопроницаемых пластов обосновывает переход на подсчет вместо так называемых балансовых – геологических запасов. Это существенно увеличивает запасы, а технический прогресс в разработке снижает долю неподвижных и увеличивает количество подвижных запасов. В этом же направлении работают методы увеличения нефтеотдачи.

В-четвертых, развитие теории и практики подпитки месторождений углеводородами из глубин недр Земли увеличивает ресурсный потенциал и неопределенно долго обеспечивает добычу из месторождений.

На крупных и гигантских месторождениях резервы заключаются в сравнительно низких проектных КИН – 0,4-0,5 по причине применения в основном только методов заводнения. Поэтому здесь в дальнейшем, в третьей и четвертой стадиях разработки, можно применить более мощные системы разработки с тепловым, газовым или комплексным воздействием. Это у нас в РФ практически еще не применялось. А на Западе уже применяется широко.

При этом потребуется уплотнение ранее применяемых редких сеток скважин в основном за счет бурения накопительных, а в отдельных случаях и добывающих ГС.

На примере Ромашкинского месторождения можно проследить 70-летнюю историю развития нефтяной отрасли [5,6].

Применение внутриконтурного заводнения с самого начала вызывало серьезные опасения и споры. Одни ученые и производственники (М.Ф. Мирчинк, В.С. Мелик-Пашаев и другие) опасались больших потерь нефти за счет преждевременного прорыва вод по наиболее проницаемым прослоям, особенно при высоких давлениях нагнетания (выше гидродинамического).

Другие – Казанская школа во главе с профессором Н.Н. Непримеровым – обосновывали недопустимость закачки в пласт холодных поверхностных вод, приводящих к выпадению парафина и закупориванию межпоровых каналов пласта и его «склерозу». Третьи (профессор М.М. Саттаров) опасались создания худших условий для выработки заводненных пластов за счет «запечатывания» оставшихся запасов нефти закачанной водой. Затем появились исследования по взаимовлиянию пластов единого объекта разработки на характер их выработки (Р.Н. Дияшев), а позднее – данные по развивающимся в пластах деформациям из-за снижения давлений в пласте при эксплуатации (М.Д. Белонин, Р.С. Сахипгараев, В.И. Славин и другие) и изменению свойств остаточных нефтей в процессе длительной разработки (Г.В. Романов, Л.М. Петрова, Т.А. Юсупова и другие) [5-10].

Все эти сомнения и опасения либо не оправдались, либо начали сбываться с промышленным внедрением новой технологии, или особенно на поздней стадии разработки. Они преодолевались путем постоянного совершенствования системы разработки, оптимизации (разукрупнения) эксплуатационных объектов и сеток скважин, улучшения системы заводнения, повышения охвата заводнением, оптимизации пластовых и забойных давлений, внедрения новых МУН и ОПЗ, новых методов контроля и регулирования процессов разработки [3,17].

Применявшаяся в первоначальном виде технология внутриконтурного заводнения, предусматривающая стационарную закачку холодной пресной воды для выработки считавшимися однородными проницаемыми пластами путем поршневого вытеснения нефти, создания фронта нефтевытеснения разрезанием залежи на широкие полосы, столкнувшись с реальностью потребовала кардинального совершенствования и доработки.

Спроектированная в 1953-1956 гг. в I Генсхеме система разработки, с современных позиций была малоинтенсивной (щадящей) и оставляла больше возможности для постоянного ее творческого совершенствования.

Это успешно сделали специалисты Татнефти, ТатНИПИнефть, специалисты и ученые ЦКР.

Проведенный нами анализ (1975-1979 гг.) [12] показал, что внедрение положений первой Генсхемы разработки Ромашкинского месторождения позволило бы вовлечь в разработку всего 52 % запасов и обеспечить конечную нефтеотдачу около 30 %, второй Генсхемы соответственно – 78 и 37 %, третьей – около 90 и 47,5 %. Следовательно, даже в третьей Генсхеме не достигалась утвержденная нефтеотдача – 53 %. Эта задача была решена в IV Генсхеме разработки.

Сегодня можно сказать, что освоение супергигантского Ромашкинского месторождения методом внутриконтурного заводнения явилось выдающимся вкладом ученых и специалистов России в мировую нефтяную науку и практику разработки нефтяных месторождений со сложным геологическим строением. В этом большая заслуга выдающихся ученых и производителей, Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений, всегда внимательно следящей за разработкой Ромашкинского месторождения, ответственно и творчески подходящей к анализу его разработки и обоснованию направлений совершенствования процессов внутриконтурной выработки сложнопостроенных пластов. Большую роль играли многочисленные совещания, проводимые на общесоюзном и региональном уровнях, а также публикации статей ученых и производителей в журналах «Нефтяное хозяйство» и др.

Казалось, что после всего сделанного к концу 20 столетия, критика метода внутриконтурного заводнения должна была исчерпаться. Но это оказалось не так. Появились работы И.А. Мустафина [11], в которых автор на примере Ромашкинского и Самотлорского месторождений пытается доказать, что при современных системах разработки в результате применения интенсивных систем заводнения происходит вымывание породы, образование так называемых водосточных каналов (ВСК), что приводит к мифическому «разрушению структуры вмещающих отложений, последствия

которого отображаются таким же ростом обводнения, сокращением объема добываемой нефти».

В процессе разработки установлено, что фильтрация в основном происходит по естественным трещинам в породах, а не по искусственно созданным ВСК. При этом происходит естественное опережающее обводнение по высокопроницаемым, редко по сверхвысокопроницаемым (до десятков дарси) прослоям. Затем, как правило охват заводнением по мощности продуктивного пласта постепенно увеличивается.

Проведенные в КФУ исследования показали, что фильтрационные процессы в нефтегазовых пластах регулируются именно наноразмерными явлениями.

Было установлено, что существенное влияние на КИН имеет тонкодисперсная составляющая (наносоставляющая) нефтяного пласта – глинистые материалы, микритизированный кальцит, тонкодисперсные окислы и сульфиды.

Об отсутствии разрушения пород продуктивного пласта при длительной его эксплуатации, влиянии этого процесса на преждевременное обводнение и связанное с этим снижение текущей добычи нефти, КИН, а, следовательно, и технико-экономических показателей разработки свидетельствуют следующие факты.

1. Если бы процесс «разрушения» действительно протекал мы бы видели продукты этого разрушения в виде выноса с жидкостью на поверхность части породы. Это были бы громадные объемы (сотни тысяч и миллионы тонн песка или других компонентов пласта) чего на промыслах не наблюдалось.
2. Добыча нефти при наличии такого процесса начала бы снижаться гораздо раньше (при отборе немногим более 30 % НИЗ – начальных извлекаемых запасов нефти), чем наблюдалось по большинству месторождений, разрабатываемых с применением заводнения (обычно падение наступает после отбора 50-60 % НИЗ).

В настоящее время на залежи горизонтов D_1D_0 Ромашкино отобрано более половины начальных балансовых запасов (НБЗ), почти достигнут проектный КИН, а прогнозируемый КИН составляет около 0,7. Для геологических условий Ромашкино это большое достижение. На самом из лучших по геологической характеристике месторождений мира - Восточный Техас в США прогнозируемый конечный КИН составляет 0,716. Для сравнения: по Ромашкино – проницаемость - для песчаников 527 мД, алевролитов – 10-150 мД, вязкость нефти 4,5 сПз, пласт Вудбайн месторождения Восточный Техас - 2500 мД, вязкость 0,93 сПз.

Годовая добыча по горизонтам D_1D_0 на уровне 10 млн.т в год держится более 20 лет. По проведенным работам по созданию новых технологий детального изучения геологического строения объекта на основе цифровизации и нового подхода к построению объемной и флюидальной модели и применению на ней знаний на основе накопленного опыта контроля и регулирования процессов разработки, применения современных МУН и ОПЗ [13,14] уверенно прогнозируется достижение конечного КИН - 0,7 [15]. Но есть еще нефтенасыщенные ультранизкопроницаемые (плотные) породы осадочных отложений девона, карбона и перми.

В целом на Ромашкинском месторождении за счет доразведки первоначальные запасы увеличились в 1,32 раза, а с учетом дальнейшей переоценки за счет перехода на подсчет геологических запасов и повышение КИН это увеличение составит в 2,1 раза (а это более 1,7 млрд. т). Дальнейшая доразведка нефти в плотных, ранее не учитываемых пластах и пропластках. Запасы существенно возрастут (Рис. 7), а разработка месторождения будет длиться около 200 лет, вместо прогнозируемых 40-50 лет (Рис. 8).

Экономика эксплуатации Ромашкинского месторождения намного лучше по сравнению с разработкой месторождений на других режимах. То же самое по другим месторождениям внутриконтурного заводнения. Об этом свидетельствует сравнение разработки месторождений б.СССР и

США. В основном за счет широкого применения гидродинамических методов б.СССР обеспечил небывало высокие темпы и вышел на исключительно высокий уровень в мире – около 625 млн. т в год, добывал в 1,56 раз больше нефти в 6 раз меньшим фондом скважин, чем США.

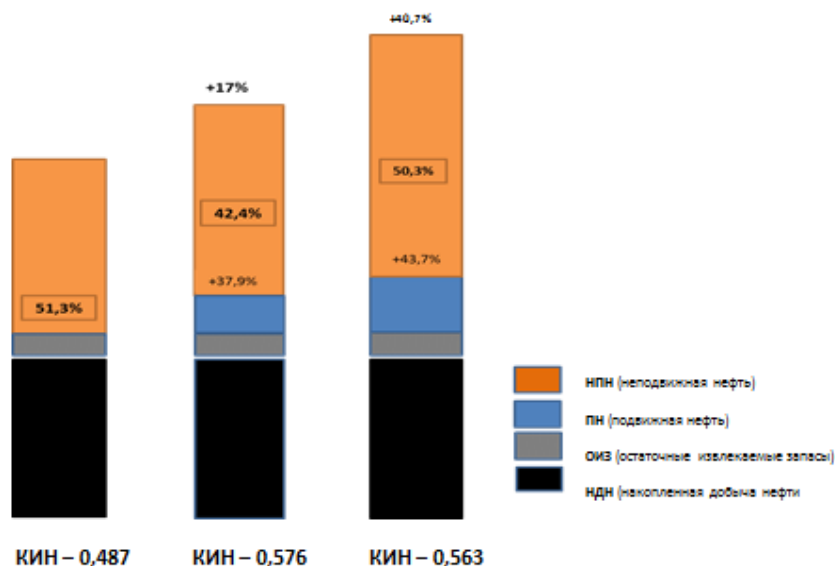


Рис. 7. Потенциальные ресурсы Ромашкинского нефтяного месторождения (с учетом новых геологических идей по Р.Х. Муслимову).

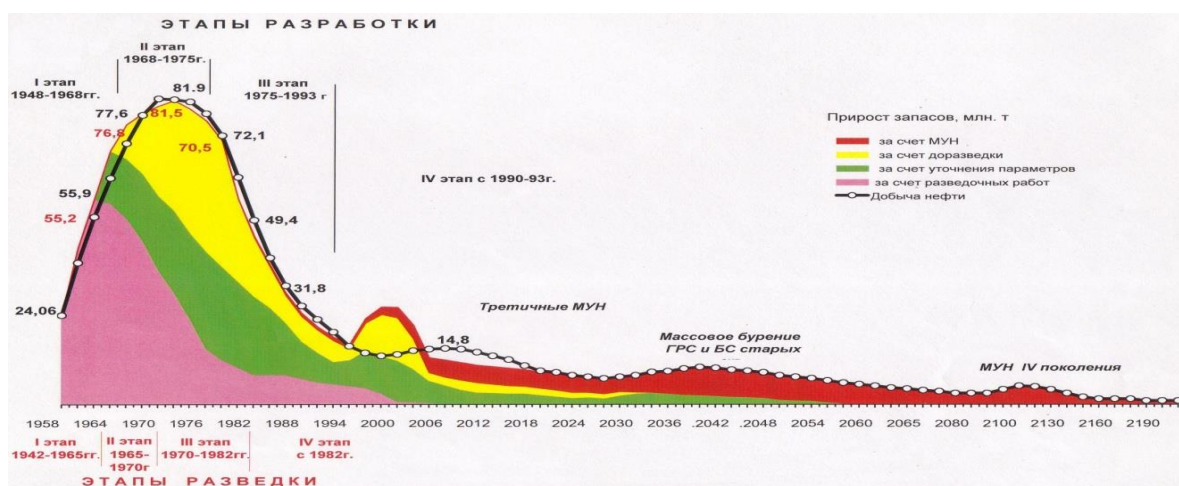


Рис. 8. Разработка с учетом новой стратегии.

Что касается мелких и средних месторождений, то 45-летний опыт в РТ свидетельствует о больших перспективах их освоения. Но стратегия их освоения должна существенно отличаться от крупных месторождений. Их не нужно путать с нетрадиционными месторождениями. Геологические условия их весьма различны. Но и сами трудноизвлекаемые запасы традиционных нефтей характеризуются большим разнообразием геологического

строения. Так в РТ категорий ТЗН выделено большое количество – 21. Все они требуют своих особых подходов к разработке. В разных регионах выделение категорий ТЗН имеет свои особенности. Но выделять их нужно для целей приоритетности освоения и повышения эффективности разработки залежи.

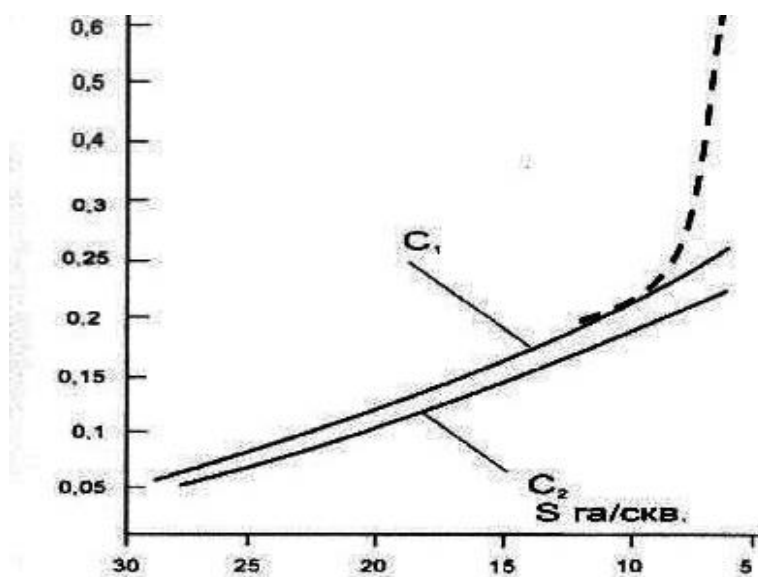
Возникла необходимость создать базовые принципы рациональной разработки этих месторождений с применением методов искусственного воздействия на пласт. Для этого были составлены программы отработки систем рациональной разработки для различных типов залежей: в слабопроницаемых терригенных коллекторах маловязких и высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах ОПР проводились на 41 участке 16 залежей при их разбуривании сеткой скважин различной плотности (от 1 до 16 га/скв).

Все это позволило отработать базовые принципы оптимизации размеров эксплуатационных объектов и плотности сеток скважин (ПСС), систем воздействия на пласт с гидродинамическими МУН, которые в 2005-2012 гг. были уточнены специальными работами. В основном ранее выявленная закономерность осталось верной. Но выяснилось, что для особо сложных условий (карбонатные породы, насыщенные ВВН) требуется для каждого объекта определять оптимальные расстояния между скважинами (для наших условий это 150-200 м).

Размеры эксплуатационных объектов, разбуриваемых единой сеткой скважин сократили вдвое за счет применения современного оборудования для совместно раздельной эксплуатации.

Одновременно была показана возможность разработки залежей с ВВН (вязкостью до 500 сПз) с применением методов заводнения в начальной стадии разработки. Но КИН при этом не может превысить 0,25-0,35. На поздней стадии все равно придется применять МУН (в основном тепловые), хотя при этом K_v будет несколько ниже, чем при первичной закачки пара.

В результате были построены зависимости нефтеотдачи от ПСС, оптимальные и граничные условия применения заводнения. Обобщение опыта разработки малопродуктивных месторождений позволило определить оптимальные размеры выделяемых объектов в многопластовых месторождениях. Первые результаты разработки таких сложных месторождений показали достаточно высокую эффективность заводнения в пластах с ВВН (вязкость нефти до 250-500 сПз и даже более) для обеспечения текущих уровней добычи нефти. Однако конечная нефтеотдача при этом прогнозировалась низкой. Стало ясно, что без применения тепловых МУН эту проблему не решить. Таким образом была обоснована стратегия первоначального применения заводнения с последующим переходом на термические методы. Последние требуют применения более плотных сеток скважин (в наших условиях 2,5-4 га/скв) в зависимости от типов и характеристик коллекторов (Рис. 9) [16].



----- при ПТВ с уплотнением сетки скважин (Р.Х. Муслимов).

Рис. 9. Зависимость КИН от ПСС для залежей нефти в карбонатных коллекторах нижнего и среднего (C2) карбона при заводнении (Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмазитов).

В результате выработалась наиболее эффективная (оптимальная) стратегия освоения малоэффективных месторождений, которая заключается в следующем [3].

1. Поэтапное освоение МЭМ. На первом - разбуривание редкими сетками скважин с плотностью 12-16га/скв. Здесь уточняется геологическое строение, оптимизируется выделение эксплуатационных объектов и выбираются системы воздействия на пласт. При возможности внедрения заводнения происходит его реализация с применением МУН (в основном физико-химических) и ОПЗ скважин.
2. На следующем этапе проводится уплотнение (как правило, вдвое) сетки скважин для развития различных МУН и легких методов теплового и комплексного воздействия (ЛГРП, ВПТХО, ППХ, ТГХВ, ПДГА и др.). Разукрупняются объекты за счет внедрения оборудования для совместно-раздельной эксплуатации.

Одновременно уточняется система заводнения, внедряются гидродинамические МУН. Оптимизируются пластовые и забойные давления.

3. Далее производится дальнейшее уплотнение сетки скважин до значений необходимых для эффективной реализации классических термических МУН (ПТВ, ВГ) – 2,5 – 4 га/скв.

В результате мы имеем три стадии разбуривания месторождений с постепенным уплотнением сетки скважин и оптимизации выделяемых объектов разработки. Внедрение МУН также будет стадийным: вначале – легкие – химические, физические, термохимические, а затем классические, более капиталоемкие тепловые (закачка пара, ВГ, горячей воды, комплексные) и газовые (ВГВ, закачка дымовых газов). При этом КИН будет существенно выше.

Все это позволило ННК успешно развиваться и по существу с чистого листа выйти на максимальную добычу около 7,26 млн.т нефти в 2017 г. (Рис. 10). При этом ННК обеспечивали расширенное воспроизводство запасов (160 %) в основном за счет переоценки запасов, увеличении КИН и частично геологоразведочных работ (ГРР). Добыча нефти за счет третичных МУН и ОПЗ неуклонно росла и в 2019 г. составила 1295 тыс. т (18,1 % от всей добычи нефти).

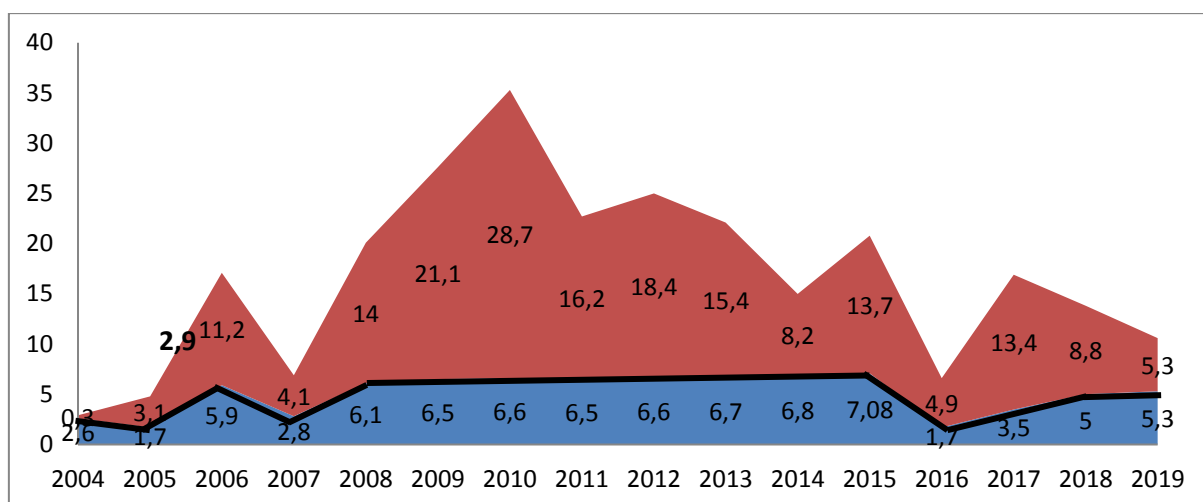


Рис. 10. Воспроизводство запасов нефти по ННК.

Накопленный опыт и произведенные исследования позволяют достаточно надежно прогнозировать развитие ННК в РТ на длительную перспективу (Табл. 1).

Таблица 1

Прогноз динамики запасов и объемов бурения по МНК на длительную перспективу.

Период	Динамика пробуренного фонда скважин	НИЗ млн.т	КИН
2020 г.	7131	423,5	0,258
2030 г.	+3750*	+100	0,306
2045 г	+3750*	+100	0,39
Вторая половина столетия	+7500*	+125	0,437

Примечание:* объемы бурения могут быть значительно уменьшены за счет более широкого применения БС, РГС, МЗС. В расчетах предполагалось бурение БС.

Стратегия и методы освоения мелких месторождений должны быть адекватны особенностям геологического строения этих месторождений. Даже отнесение месторождений к мелким в разных районах будет разным (в Сибири более 5 млн. т, в РТ 10-1 млн. т и ниже).

В новой парадигме А.Э. Конторовича большое внимание уделяется нетрадиционным нефтям [4]. Он говорит: «В течение 50 лет мы работали в Западной Сибири и добыли около 12 млрд. тонн нефти, и добудем еще столько же. Вся эта нефть создана бажендовской свитой, но она и сама ока-

жется уникальным источником нефти – по оптимистичным оценкам (а я думаю, что они вполне реалистичны) здесь нас ждет 40-50 млрд. тонн. Таким образом, Западная Сибирь по ресурсам и нефти, и газа станет в один ряд с бассейном Персидского залива. Но сегодня ни отечественного оборудования, ни технологий для разработки баженовской свиты мы не имеем.

Технология, которую применяют американцы для сланцевой нефти, по ряду причин здесь неприменима. Нужна своя технология».

При этом он исходит из того, что добыча «к 2030-2040 гг. достигнет пика и начнет падать». «Новая парадигма должна будет ориентироваться на нетрадиционные и трудноизвлекаемые ресурсы». Как уже говорилось ТЗН не относятся к нетрадиционным ресурсам. Проблемой их разработки мы начали заниматься уже с начала 70-х годов прошлого столетия и уже достигнуты существенные результаты. Работы в этом направлении постоянно расширяются и естественно основная добыча в РФ в текущем столетии будет ориентирована именно на традиционную нефть. Проблемы разработки нетрадиционных нефтей более сложны, чем традиционных.

Залежи нетрадиционных нефтей отличаются по условиям формирования и геологическому строению. Технологии их разработки отличны от разработки залежей традиционных нефтей. Затраты на их добычу будут существенно выше. В перспективе они также могут быть разделены по различным группам, требующим разных технологий разработки и различных затрат. Запасы СВН и ПБ в РТ по сложности и стоимости освоения весьма различны. Так наиболее благоприятные из них составляют не более 5-10 %. Остальные требуют принципиально новых технологий.

Что касается сланцевых и им подобных отложений (доманик Волго-Уральской НГП, бажен Западной Сибири), то видимо серьезно рассчитывать на них в текущем столетии вряд ли стоит.

Если мы будем применять другие подходы к добыче УВ из этих отложений, о чем справедливо говорит А.Э. Конторович, то мы будем вы-

нуждены заниматься не только добычей легкой нефти, находящейся в этих отложениях (около 10-12 %), но и добычей из основной массы органики – керогена.

Создание таких методов, по нашей оценке, потребует существенно большего времени чем понадобилось США для освоения современных методов добычи из сланцевых отложений, на что ушло более 30 лет.

Таким образом, текущее столетие в основном ориентировано на добычу традиционных нефтей, а нетрадиционные потребуют широкий комплекс НИР и ОПР для создания новых технологий поисков, разведки, добычи, включая и фундаментальные научные исследования.

В РТ особое место занимает изучение СВН и ПБ в пермских отложениях. Вплотную к их исследованию и поискам методов добычи приступили с начала 70-х годов прошлого столетия. До этого велись в основном геологические исследования по оценке перспектив нефтеносности (Рис. 11).

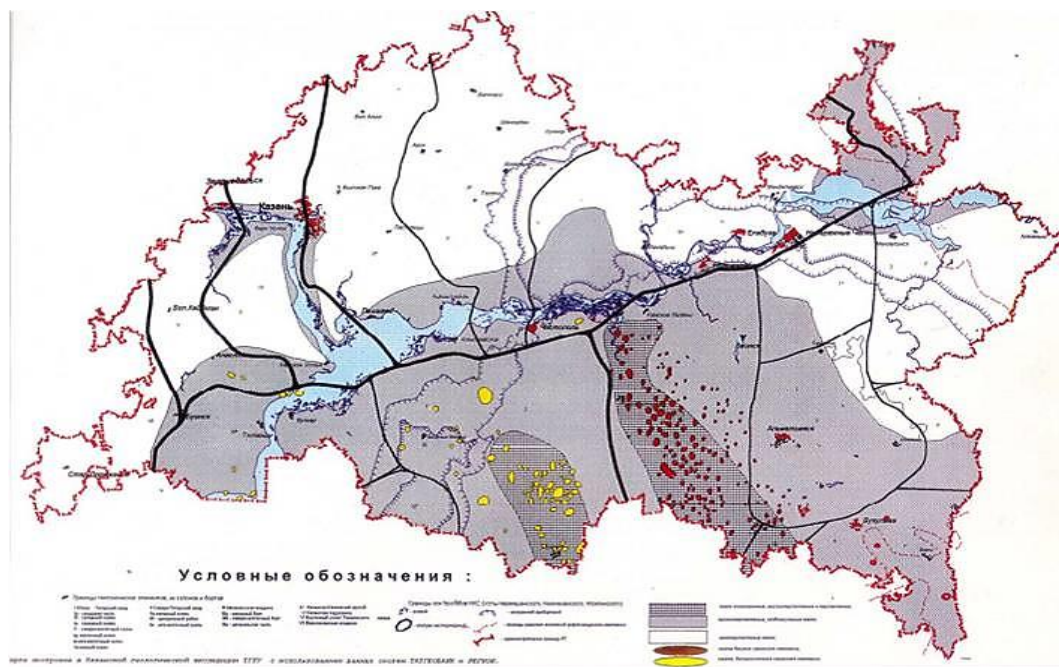


Рис. 11. Карта перспектив битумоносности РТ.

В советский период по изучению геологии и добычи пермских битумов была проведена огромная работа. Создавая современную ресурсную

базу развития добычи УВ из пермских отложений, она оказалась в то время не востребованной (Рис. 7). Более того, даже разведанные запасы наиболее приоритетных для освоения залежей шешминского горизонта не были поставлены на учет по идеологическим причинам. В новой России успех был обеспечен за счет применения американской технологии создания парогравитационного режима пласта (SACD). Эти работы проводятся на самом лучшем по геологическим условиям Ашальчинском месторождении СВН в пермском комплексе пород. Здесь применяются тепловые методы, по закачке пара через горизонтальные скважины: парогравитационный дренаж и циклическая закачка пара.

Приведенные ОНР уже позволили довести добычу тяжелых нефтей в ПАО «Татнефть» до 3 млн. т в год. Разведанные запасы в лучших геологических условиях уже позволяют довести добычу до 5 млн. твг. К сожалению доля запасов в особо благоприятных условиях в РТ по нашим оценкам составляет около 5 %. Остальные (особенно в трещинно-поровых карбонатных пластах) требуют создания новых технологий, на что по опыту освоения трудноизвлекаемых запасов традиционных нефтей нужны десятки лет.

Следующим направлением освоение нетрадиционных нефтей являются доманиковые отложения Татарстана и прилегающих районов (Рис. 12). Раньше нефтепроявления в них фиксировались при бурении скважин.

Этими отложениями Татнефть занималась попутно, при бурении разведочных и эксплуатационных скважин. Открыто 9 месторождений с балансовыми запасами 354,7 млрд. т, извлекаемыми 46,5 млрд. т. Добыто всего 336 тыс. т, годовая добыча составляет 68 тыс. т, средний дебит 3,7 т/сут на скважину. Потенциал этих отложений оценивается от 5 до 16 млрд. т. Такой разброс оценок является следствием слабой изученности нефтеносности. Поскольку эти отложения считаются нефтематерин-

скими, по господствующим воззрениям они не должны были отдавать нефть. Американцы в конце прошлого столетия доказали возможность добычи нефти из этих отложений, быстро нарастив объемы добычи нефти и показав огромный нефтегазовый потенциал и открыв тем самым новую эру использования нетрадиционных нефтей в сланцевых и плотных отложениях. Однако, нефтеотдача в этих отложениях весьма низкая (8-12 %), так как в настоящее время может добываться лишь легкая нефть, которая по нашим представлениям пришла из глубин недр, а основная масса – УВ в керогене пока не имеет технологий извлечения. Создать такие технологии будет гораздо сложнее, чем используемые в настоящее время. Рассчитывать на серьезные объемы добычи нефти из доманика в ближайшие десятилетия не приходится.

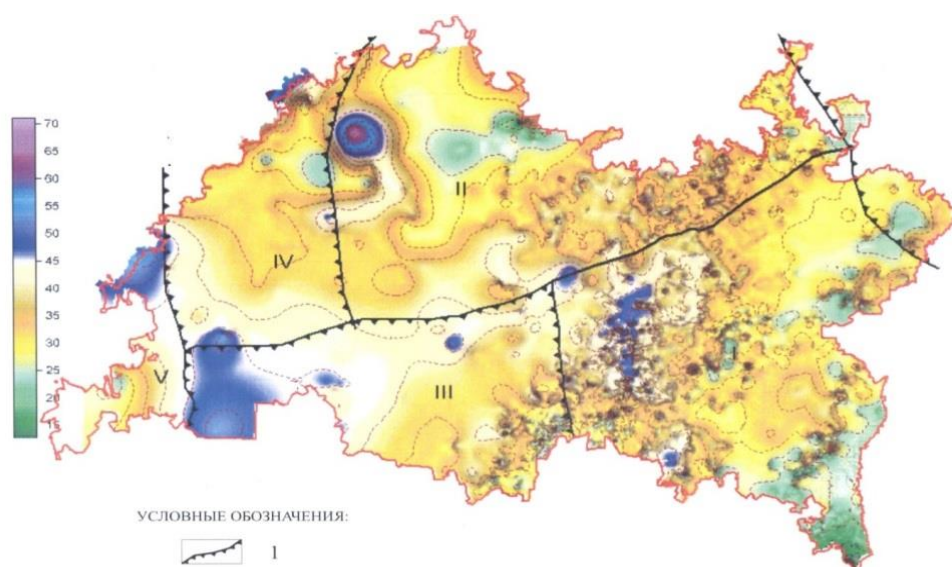


Рис. 12. Карта мощностей семилукского горизонта Татарстана.

ПАО «Татнефть» составила программы по поискам и отработке методов разработки этих нетрадиционных нефтей (программы «Битум» и «Доманик»), в которых участвуют Татнефть и другие крупные НК РФ. Но проблемы здесь весьма сложные, геологические условия тяжелые, затраты на добычу будут высокие. Выход на серьезные уровни добычи следует ожидать в следующем столетии. Но в парадигме о нетрадиционных нефтях обязательно следует акцентировать внимание, так как их ресурсный потенциал большой, в ряде регионов мира существенно превышает потенци-

ал традиционных УВ.

Таким образом в современных условиях остается уповать на широкое внедрение МУН на разрабатываемых и вновь осваиваемых месторождений с ТЗН.

Что объединяет старые и новые районы нефтедобычи, старые и новые месторождения в современных условиях? Необходимость в обоих случаях широкого применения МУН.

Роль МУН в разработке нефтяных месторождений зависит от их продуктивности и стадии разработки.

Высокопродуктивные объекты следует осваивать с применением гидродинамических методов. Третичные МУН следует широко применять в конце второй – начале третьей стадии разработки, когда на участке воздействия уже сформировалась внутрипластовая динамика потоков нагнетаемой воды, когда определялись направления обводнения залежи.

На высокопродуктивных месторождениях если в первой и второй стадиях разработки МУН не играют решающей роли в системе разработки высокопродуктивных объектов, то в третьей и поздней стадии внедрение МУН является основным элементом разработки, позволяющим обеспечить оптимальную динамику добычи нефти, рентабельную разработку месторождения при высокой обводненности продукции и повышение нефтеизвлечения.

Сегодня нам видятся следующие направления применения МУН:

1. Детальное изучение геологического строения месторождений современными методами мирового уровня, с применением нанометодов и новых принципов вплоть до теории эффективного порового пространства (ЭПП) [9].
2. Составление геологических моделей с новых научно-практических позиций.
3. Оптимизация гидродинамических систем и режимов разработки нефтяных месторождений.

4. Подбор наиболее предпочтительных для данных геологических условий МУН и ОПЗ.
5. Оценка предпочтительных МУН в лабораторных (вытеснение на моделях пород данного месторождения) и промысловых условиях (ОПР).
6. Изучение эффективности комплексирования различных МУН.
7. Экспериментирование и внедрение наукоемких методов (волновые, микробиологические).
8. Проведение работ в принципиально новых направлениях: превращение породы-неколлектора в коллектор, плохой коллектор – в средний, средний – в высокопродуктивный, также низко- и среднепродуктивных залежей в высокопродуктивные.

Покажем на примере РТ возможности МУН.

Проектные КИН для трудноизвлекаемых запасов месторождений РТ приведенные Р.Р. Ибатуллиным показаны в табл. 2 [18].

Таблица 2

Проектные показатели выработки трудноизвлекаемых запасов нефти для условий месторождений Татарстана.

Тип коллектора	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.
Песчаник (глинистость более 2 %)	0,45
Песчаник (коэффициент динамической вязкости нефти более 30 мПа·с), в том числе:	0,331
– для коэффициента динамической вязкости нефти, мПа·с:	
30-60	0,365
> 60	0,242
Водонефтяные зоны	0,412
Алевриты	0,402
Карбонатный, в том числе для вязкости нефти, мПа·с:	0,175
< 30	0,199
30-60	0,193
> 60	0,142
Итого по трудноизвлекаемым запасам	0,308
По активным запасам	0,549
Итого по ПАО «Татнефть»	0,436

Возможное увеличение КИН при применении и развитии современных МУН показаны в табл. 3.

Таблица 3

Потенциал увеличения КИН в различных геологических условиях месторождений РТ.

Геологические условия	Реальный КИН при применяемых технологиях	КИН при УСС	КИН при УСС и изменении условий параметров залежи	КИН при внедрении третичных МУН	Изменение системы разработки	Налоговое стимулирование
1	2	3	4	5	6	7
1. Горизонты Д₁Д₀ крупных месторождений						
1.1. Ромашкинское (выработка остаточных запасов)	0,528	0,56	0,6	0,7	УСС до 12га/скв	Действующие льготы на выработку запасов + Отмена экспортной пошлины (для внедрения третичных МУН)
1.2. Ново-Елховское (выработка остаточных запасов)	0,52	0,56	0,6	0,65		
2. Залежи в карбонатных коллекторах						
2.1. Весьма благоприятные условия (высокая проницаемость, МВН, НПВ)	0,2	0,27	-	0,6	УСС до 8га/скв	Освобождение от всех налогов (кроме налога на прибыль и страховых взносов).
2.2. Благоприятные условия (средняя проницаемость, МВН, НПВ)	0,15	0,22	-	0,45-0,5	УСС до 4га/скв	Освобождение от всех налогов.
2.3. Сложные геологические условия (все виды низкой и сверхнизкой проницаемости, НПВ, ВВН, СВН)	0,1-0,12	0,2	-	0,45-0,5	УСС до 2,5га/скв	Освобождение от всех налогов + Софинансирование государством третичных МУН)

1	2	3	4	5	6	7
3. Залежи в терригенных коллекторах карбона						
3.1. Благоприятные условия (высокая проницаемость, МВН)	0,25	0,4	-	0,65-0,7	УСС до 8га/скв	Обнуление НДС + Освобождение от экспортной пошлины (для внедрения третичных МУН)
3.2. Менее благоприятные условия (средняя проницаемость, ПВН, ВВН)	0,18-0,20	0,32-0,33	-	0,6	УСС до 4га/скв	Освобождение от всех налогов (кроме налога на прибыль и страховых взносов)
3.3. Сложные условия (низкая и сверхнизкая проницаемость, ВВН, СВН)	0,12-0,15	0,3	-	0,5-0,55	УСС до 4га/скв	Освобождение от всех налогов + Софинансирование государством
4. УВ в пермских отложениях						
4.1. Благоприятные условия (терригенные, СВН)	0,02-0,03	0,03-0,05	-	0,3-0,6		Освобождение от всех налогов (кроме налога на прибыль страховых взносов).
4.2. Менее благоприятные условия (терригенные, ПБ)	-	-	-	0,3-0,4		Освобождение от всех налогов (кроме налога на прибыль)
4.3. Благоприятные условия (карбонаты, СВН)	0,02	0,03	-	0,25-0,3		Освобождение от всех налогов
4.4. Сложные условия (карбонаты, ПБ)	-	-	-	0,25		Освобождение от всех налогов + Софинансирование государством
5. Другие нетрадиционные залежи УВ				0,8-0,12		Освобождение от всех налогов + Софинансирование государством всех ОПР

Если обеспечить проведение всех работ по указанным в табл. 3 технологиям мы получим интегральный КИН по обычным нефтям около 0,57. Но к этой оценке нужно подходить осторожно. Такой КИН потребует огромных работ по применению новейших МУН и технологий разработки. Но когда будет получен такой КИН (через 30-50 или 100 лет) будет зависеть от ежегодно проводимого объема работ по внедрению новых МУН и повышении доли добычи за счет них от 10-12 % (сегодня реальных) до 20-30 % в год в перспективе.

Исходя из изложенного становится очевидным необходимость в новой парадигме акцентировать внимание на вопросах широкого применения МУН на традиционных месторождениях и широких научных исследований и ОНР по созданию и опробованию новых методов разработки залежи нетрадиционных нефтей.

В новой парадигме нужно учесть вопросы изучения проблем глубинной нефти.

На территории республики в течение многих лет ведутся целенаправленные работы по изучению докембрийских кристаллических пород, не имеющие аналогов в России. Полученные геологические результаты представляют большое теоретическое и практическое значение. Достаточно отметить, что в толще плотных кристаллических пород впервые зафиксированы проницаемые коллектора, из которых наблюдались притоки флюидов различной интенсивности; в пластовой воде установлен растворенный углеводородный газ; в глубинной части разреза отмечено присутствие битумов, приуроченных к трещиноватым разностям пород и т.д. Прямые признаки нефтегазоносности являются достаточно убедительным доказательством реальности процессов миграции углеводородов в трещиноватых зонах кристаллического фундамента. Комплексная обработка новых данных является важнейшим направлением научных исследований.

Выявленные процессы дегазации Земли и подпитки осадочного чех-

ла углеводородами из недр планеты через каналы в КФ превращают ее углеводородные ресурсы по существу в возобновляемые (Рис. 13).

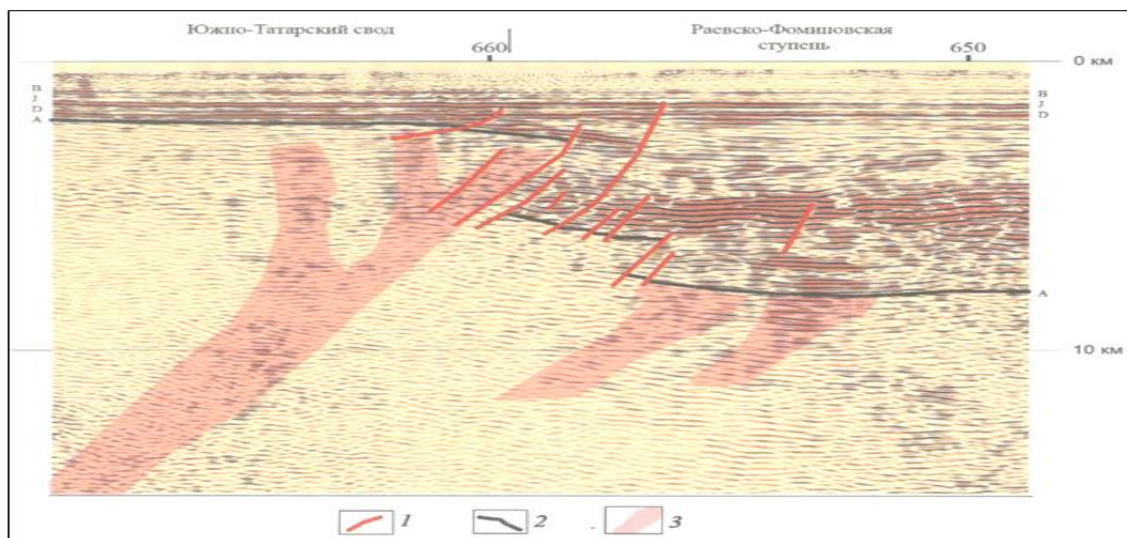


Рис. 13. Нефтеподводящие каналы на примере юго-восточного ограничения Южно-Татарского свода: 1 — разрывные нарушения по осадочному чехлу, 2 — поверхность фундамента, 3 — глубинные тектонические нарушения — предполагаемые нефтеподводящие каналы (по данным В.А.Трофимова, 2014).

Список литературы

1. Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Учебное пособие. — Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2009. — 727 с.
2. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. — М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. — 484с.
3. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. — Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. — 688 с.
4. Конторович А.Э. Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России//Наука из первых рук. - №1. 2016г. - С. 6-17.
5. Щелкачев В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. — М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. — 608с.
6. Муслимов Р.Х. Негативное влияние процесса «старения» залежей на потенциальные возможности нефтедобычи и пути повышения эффективности разработки на поздней стадии// Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Матер. V международная конференция. Часть II. — М.: Изд-во Московского гос. Университета, 2001.
7. Юсупова Т.Н., Петрова Л.М., Мухаметшин Р.З. и др. Особенности состава остаточной нефти в заводненных терригенных коллекторах. Труды международной конференции. Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка). ТЗ, Казань, 1994.
8. Непримеров. Н.Н., Шарагин А.Г. Внутриконтурная выработки нефтяных пластов. — Казань: Изд-во КГУ, 1961.
9. Добрынин В.М. Деформации и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. — М.:Недра, 1970.

10. Славин В.И., Химич В.Ф. Геодинамические модели формирования АВПД и их практическое значение. // Изучение геологического разреза и прогнозирование АВПД/ Тр. ВНИГРИ. - Л., 1987.
11. Мустафин И.А. Геолого-технологические результаты гидродинамического метода разработки месторождений нефти в РФ на примере супергигантов Ромашкино и Самотлор». /Монография. – Казань: Изд-во «Фолиант», 2018. – 88с.
12. Муслимов Р.Х. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. - Казань: Изд-во КГУ, 1979.
13. С изменением обоснованных значений кондиций пород-коллекторов Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Закиров С.Н. Принципы компьютеризированных технологий интерпретации данных ГИС и трехмерного компьютерного моделирования месторождений нефти и газа. // Тр. III Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». Москва, ОАО «ВНИИнефть», 20-21 сентября 2011 г. Том 2. С. 130-135.
14. Хусаинов В.М. Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологические основы, практика). Автореферат дис. на соискание ученой ст. докт. техн. наук. – Москва, 2011. – 50 с.
15. Р.Х. Муслимов. Роль крупнейших нефтяных месторождений в новой парадигме развития нефтяной отрасли должна оставаться приоритетной// О новой парадигме развития нефтегазовой геологии: Материалы Международной научно-практической конференции – Казань: Изд-во «Ихлас», 2020. – С. 437-444.
16. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. – Казань: Татарское книжное изд-во, 1989. – 136с
17. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): Изд-во «ФЭН» АН РТ. - 2014. 750с.
18. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений/Р.Р. Ибатуллин 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2019. – 324с.
19. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Моделирование разработки нефтяных месторождений с учетом их переформирования на поздней стадии и подпитки глубинными углеводородами//Нефтяное хозяйство. - №3. – 2019г.
20. Муслимов Р.Х.. Углубленное изучение кристаллического фундамента осадочных бассейнов – влечение времени//Георесурсы - №4. – 2019г. С. 55-62.

References

1. R.Kh. Muslimov *Osobennosti razvedki i razrabotki neftyanyh mestorozhdenij v usloviyah rynochnoj ekonomiki* [Aspects of oil field prospecting and development under free market conditions]. Study guide. Kazan, FEN Publ., 2009, 727 p (in Russian)
2. S.N. Zakirov, I.M. Indrupsky, E.S. Zakirov *Novye principy i tekhnologii razrabotki mestorozhdenij nefi i gaza* [New strategies and technologies for oil and gas field development], Part 2. Moscow-Izhevsk, Institute of computer studies, 2009, 484 p (in Russian)
3. R.Kh. Muslimov *Sovremennye metody povysheniya nefteizvlecheniya: proektirovanie, optimizaciya i oценка effektivnosti* [Advanced methods of enhanced oil recovery: designing, optimization and performance evaluation]. Study guide. Kazan, FEN Publ., 2005. 688 p (in Russian)
4. A.E. Kontorovich *Global'nye problemy nefi i gaza i novaya paradigma razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii* [Global oil and gas issues and new concept of Russian oil and gas sector development]. Nauka iz pervyh ruk, No.1, 2016, pp.6-17 (in Russian)
5. V.N. Shchelkachev *Vazhnejshie principy nefterazrabotki. 75 let opyta* [Key principles of petroleum development. 75 years of experience]. Moscow, Neft i Gaz Publ., 2004, 6-8 p (in Russian)
6. R.Kh. Muslimov *Negativnoe vliyanie processa «stareniya» zalezhej na potencial'nye vozmozhnosti neftedobychi i puti povysheniya effektivnosti razrabotki na pozdnej stadii* [Detrimental effect of field maturation process on oil production, and ways to improve efficiency of mature field development]. Proceedings of the V International conference “New ideas in petroleum geology and geochemistry”. Part 2. Moscow, MSU Publ., 2001 (in Russian)

7. T.N. Yusupova, L.M. Petrova, R.Z. Mukhametshin *Osobennosti sostava ostatochnoj nefti v zavodnennyh terrigennyh kollektorah* [Composition of unrecovered oil in flooded terrigenous reservoirs]. Proceedings of the International conference “Integrated development of unconventional oil and natural bitumen reserves”. Kazan, 1994 (in Russian)
8. N.N. Neprimerov, A.G. Sharagin *Vnutrikonturnaya vyrabotka neftyanyh plastov* [Contour development of oil reservoirs]. Kazan, KSU Publ., 1961 (in Russian)
9. V.M. Dobrynin *Deformacii i izmenenie fizicheskikh svojstv kollektorov nefti i gaza* [Deformation and physical change of oil and gas reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1970 (in Russian)
10. V.I. Slavin, V.F. Khimich *Geodinamicheskie modeli formirovaniya AVPD i ih prakticheskoe znachenie* [Geodynamic models of abnormally high reservoir pressure generation and their applications]. VNIGRI, Leningrad, 1987 (in Russian)
11. I.A. Mustaphin *Geologo-tekhnologicheskie rezul'taty gidrodinamicheskogo metoda razrabotki mestorozhdenij nefti v RF na primere supergigantov Romashkino i Samotlor* [Geo-technical results of secondary stimulation methods application by the example of Romashkino and Samotlor super-giant fields]. Kazan, Folian Publ., 2018, 88 p. (in Russian)
12. R.Kh. Muslimov *Vliyanie osobennostej geologicheskogo stroeniya na effektivnost' razrabotki Romashkinskogo mestorozhdeniya* [Dependence of Romashkino field development efficiency on geological structure]. Kazan, KSU Publ., 1979 (in Russian)
13. V.S. Afanasiev, S.V. Afanasiev, S.N. Zakirov *Principy komp'yuterizirovannyh tekhnologij interpretacii dannyh GIS i trekhmernogo komp'yuternogo modelirovaniya mestorozhdenij nefti i gaza* [Fundamentals of computer-aided techniques of log data interpretation and 3D simulation of oil and gas reservoirs]. Proceedings of III International Academic Symposium “Theory and practice of EOR methods application”. Moscow, VNIIneft, 20-21 September, Vol.2, pp.130-135 (in Russian)
14. V.M. Khusainov *Uvelichenie izvlekaemyh zapasov nefti na pozdnej stadii razrabotki krupnogo neftyanogo mestorozhdeniya (teoriya, geologicheskie osnovy, praktika)* [Enhancement of recoverable oil reserves in mature fields (theory, geological aspects, practice)]. Dr.Sc thesis. Moscow, 2011, 50 p. (in Russian)
15. R.Kh. Muslimov *Rol' krupnejshih neftyanyh mestorozhdenij v novej paradigme razvitiya neftyanoj otrasli dolzhna ostavat'sya prioritetnoj* [Largest oil fields should be of primary importance in a new concept of oil industry development]. Proceedings of International Conference “New concept of oil and gas industry development”. Kazan, Ikhlas Publ., 2020, pp.437-444 (in Russian)
16. R.Kh. Muslimov, R.G. Abdulmazitov *Sovershenstvovanie tekhnologii razrabotki maloeffektivnyh neftyanyh mestorozhdenij Tatarii* [Improving technologies for Tatar marginal fields development]. Kazan, Tatar Book House, 1989, 136 p (in Russian)
17. R.Kh. Muslimov *Nefteotdacha: proshloe, nastoyashchee, budushchee (optimizaciya dobychi, maksimizaciya KIN)* [Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximizing oil recovery factor)]. FEN Publ., 2014, 750 p (in Russian)
18. R.R. Ibatullin *Tekhnologicheskie processy razrabotki neftyanyh mestorozhdenij* [Process technologies for oil field development]. 2d Edition. Moscow, Neftyanoye Khozyaistvo Publ., 2019, 324 p (in Russian)
19. R.Kh. Muslimov, I.N. Plotnikova *Modelirovanie razrabotki neftyanyh mestorozhdenij s uchetom ih pereformirovaniya na pozdnej stadii i podpitki glubinnymi uglevodorodami* [Simulation of oil reservoirs development with regard to their re-formation and re-charge with abyssal hydrocarbons]. Neftyanoye Khozyaistvo, No.3, 2019 (in Russian)
20. R.Kh. Muslimov *Uglublennoe izuchenie kristallicheskogo fundamenta osadochnyh bassejnov – velenie vremeni* [In-depth study of crystalline basement in sedimentary basins is the imperative of our time]. Georesursy, No.4, 2019, pp.55-62 (in Russian)

Сведения об авторах

Муслимов Ренат Халиуллович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа, Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, Академик АН РТ, РАЕН и АГН

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18

E-mail: davkaeva@mail.ru

Authors

R.Kh. Muslimov, Dr. Sc., Professor of Oil and Gas Geology Chair at Kazan Federal University, Member of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Russian Academy of Natural Sciences and the Academy of Mining Sciences

18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

E-mail: davkaeva@mail.ru

Статья поступила в редакцию 17.09.2020;

Принята к публикации 23.09.2020;

Опубликована 30.09.2020