

DOI 10.25689/NP.2018.2.1-24

УДК 550.8.072 + 622.276.1/4.001.57

**ПРОБЛЕМЫ И НОВЫЕ ПОДХОДЫ К МОДЕЛИРОВАНИЮ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПРОЦЕССОВ ИХ РАЗВЕДКИ И
РАЗРАБОТКИ.**

Муслимов Р.Х.

Казанский федеральный университет

**PROBLEMS AND NEW APPROACHES TO GEOLOGICAL
MODELING OF OIL RESERVOIRS AND SIMULATION OF OIL
EXPLORATION AND PRODUCTION PROCESSES**

Muslimov R.Kh.

Kazan Federal University

E-mail: davkaeva@mail.ru

Аннотация. В статье показаны особенности построения геологических и геолого-гидродинамических моделей для решения различных задач: поисков, разведки, разработки и проектирования применения МУН. В зависимости от поставленных задач наиболее простые модели должны постепенно и непрерывно усложняться. При построении геологических моделей необходимо учитывать все геологические запасы, находящиеся в недрах рассматриваемого объекта, независимо от того, можно их сегодня извлечь или нет. При этом следует уделять большое внимание так называемым плотным (в современном понимании) разделам между пластами и изучению их роли в процессах фильтрации. Для месторождений ТЗН необходимо изучение деталей геологического строения и особенно трещиноватости при построении геолого-фильтрационных моделей, поскольку эти детали оказывают

определяющее влияние на эффективность процессов разработки. Так же и при применении МУН. Приведены принципиально новые подходы к моделированию: переход от балансовых к геологическим запасам нефти, учет на поздней стадии разработки крупных месторождений процессов переформирования залежей нефти, вовлечение в разработку ранее неучтенных ресурсов в низко- и ультранизкопроницаемых пластах, техногенного изменения месторождений в процессе длительной эксплуатации, процессов подпитки углеводородами из глубин недр.

Ключевые слова: *активные (АЗН) и трудноизвлекаемые (ТЗН) запасы, геологические и извлекаемые запасы, методы увеличения нефтеотдачи (МУН), обработки призабойных зон скважин (ОПЗ), геологические и геолого-гидродинамические модели, инновационное проектирование, геолого-промысловая классификация запасов, плотные (ультранизкопроницаемые пласты), высоковязкие нефти (ВВН), комплексные технологии разработки, физико-химические, тепловые, газовые, водогазовые МУН, нетрадиционные залежи нефти (НЗН), низкопроницаемые и ультранизкопроницаемые пласты, природные битумы (ПБ).*

Abstract. The paper presents special aspects, associated with construction of geological and reservoir simulation models for addressing various challenges related to oil prospecting, exploration, field development and EOR design applications. Depending on the objectives, the simplest models require constant step-wise refinement. Geological models must take into account the total amount of in-place reserves trapped in the productive formation, regardless of whether they are economically recoverable to date or not. At the same time, great attention must be paid to so-called tight (in modern understanding) interlayers and their function in fluid flow processes. During construction of geological and fluid flow models for hard-to-recover oil fields, details of

geological structure must be well studied; particularly, the fracture network, because such details are critical for efficient field development. This is the same with EOR applications. The paper presents fundamentally new approaches to the modeling process: transition from economic reserves to original oil-in-place volumes, consideration of large oil fields reformation processes at late stages of development, production of unrecorded reserves in low- and ultra-low-permeability reservoirs, long production induced changes in the field, hydrocarbon migration processes from deep petroleum subsurface.

Key words: *active and hard-to-recover reserves, in-place and recoverable reserves, enhanced oil recovery, bottomhole treatments, geological and reservoir simulation models, innovative design, geological and field classification of reserves, tight (ultra-low-permeability) reservoirs, highly viscous oil, integrated field development technologies, physical/chemical, thermal, gas-assisted, water/gas-based EOR methods, unconventional oil reserves, low- and ultra-low permeability reservoirs, natural bitumen.*

Успешность освоения нефтяных и газовых месторождений закладывается на стадии проектирования разработки.

Спецификой проектирования нефтяных месторождений (в отличие от проектирования любых других объектов и сооружений) является индивидуальная особенность каждого месторождения.

Проблема привязки новых технологий разработки к геологическим условиям проектируемого месторождения (их совместимости и адекватности) решается инновационным проектированием систем разработки.

Для составления любого проектного документа на изучение и разработку нефтяного месторождения нужны геологические, а затем и геолого-гидродинамические (геолого-фильтрационные) модели. Они будут различными для разных поставленных целей (подготовка к разработке,

опытная, опытно-промышленная эксплуатация, промышленная разработка, внедрения новых МУН и т.д.). Содержание модели будет определяться поставленными проектировщиками целями.

Эти цели можно объединить в следующие направления:

1. Разведка и подготовка к разработке нефтяных месторождений.
2. Проектирование и разработка нефтяных месторождений традиционными методами.
3. Моделирование эксплуатации нефтяных месторождений с применением (в качестве основных) третичных методов разработки (тепловых, газовых) с самого начала освоения объекта.
4. Моделирование различных методов и технологий повышения эффективности разработки нефтяных месторождений (МУН, ОПЗ, ГРП, бурение ГС, БС, МЗС, бурение дополнительных скважин, ФОЖ и др.).
5. Моделирование освоения ранее не учтенных в балансе запасов залежей в плотных (ультранизкопроницаемых) пластах на эксплуатируемых месторождениях.
6. Моделирование процессов переформирования (регенерации) залежей нефти в четвертой стадии разработки нефтяных месторождений и подпитки углеводородами из глубин недр земли.

Расширение целей моделирования вытекает из новых представлений о стадийности разработки нефтяных месторождений. Ранее мы также придерживались выделения четырех стадий разработки нефтяных месторождений. Но при этом совершенно по другому понимали IV стадию разработки (по существенной значимости в формировании высоких значений КИН и длительности сроков разработки) (Рис. 1) [1, 2]. Но в настоящее время очевидно необходимо в первую очередь для крупных месторождений выделять еще и V стадию разработки, в которой будут в основном эксплуатироваться запасы нефти, ранее не учтенные ни в

официальных балансах нефти, ни в принятых проектах разработки (запасы в плотных пластах, ранее неподвижные запасы в эксплуатируемых объектах). С учетом сказанного новая стадийность разработки приведена на рис. 1 [2].

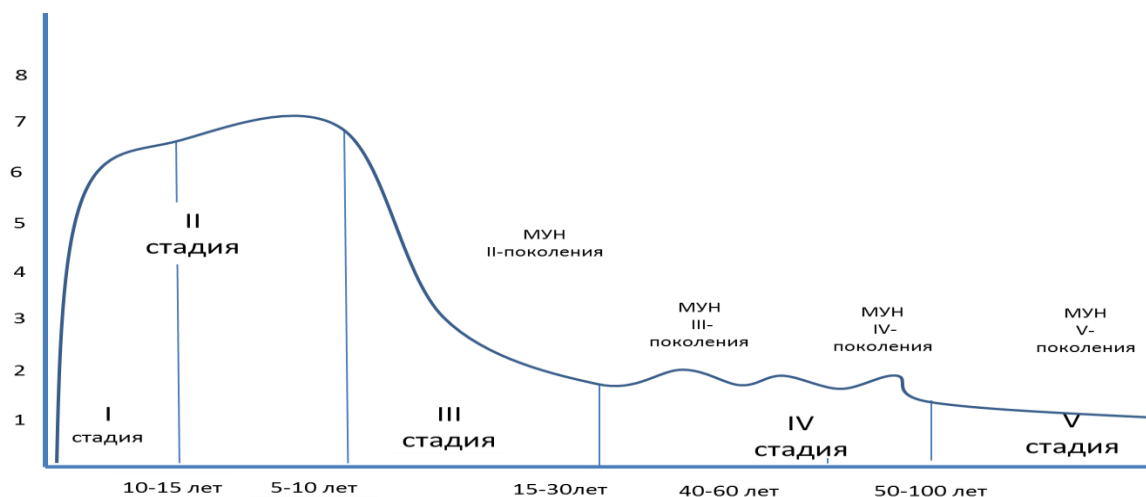


Рис. 1. Стадии разработки эксплуатационного объекта (по Р.Х. Муслимову).

Самое главное, что вкладывать в понятие геологическая модель.

С.Н. Закиров [3] совершенно справедливо считает саму идеологию построения моделей неправильной. По его мнению, методические документы предписывают "неколлекторы" не включать в 3D геологические модели. То есть, все (почти все) создаваемые 3D геологические модели в стране являются дефектными. Так как в них рукотворно искажается реальная геология месторождений. Об этом мы также неоднократно писали [4, 5].

В связи с вышеизложенным, назрела необходимость переоценки геологических ресурсов нефти, поскольку балансовые и извлекаемые запасы, в старом, установившемся понимании оставляют за бортом некондиционные запасы, а они, по предварительным оценкам, могут составить до 15-20 % от утвержденных. При этом под геологическими запасами, нужно понимать все количество нефти, находящееся в недрах, независимо от того можно ее сегодня извлечь из недр или нет.

Представляется целесообразным разработать методику подсчета геологических запасов с учетом огромного прогресса на Западе в области геологических исследований и имеющегося опыта извлечения углеводородов из плотных пород (или сланцев).

В таком случае в общем балансе будут нынешние «некондиционные» запасы как объект деятельности НК по проведению НИР и ОНР по поискам путей их извлечения.

При этом более понятным для всех специалистов является предложение считать все геологические запасы (включая и «некондиционные коллектора» в карбонатных залежах (Рис. 2) [6, 7].

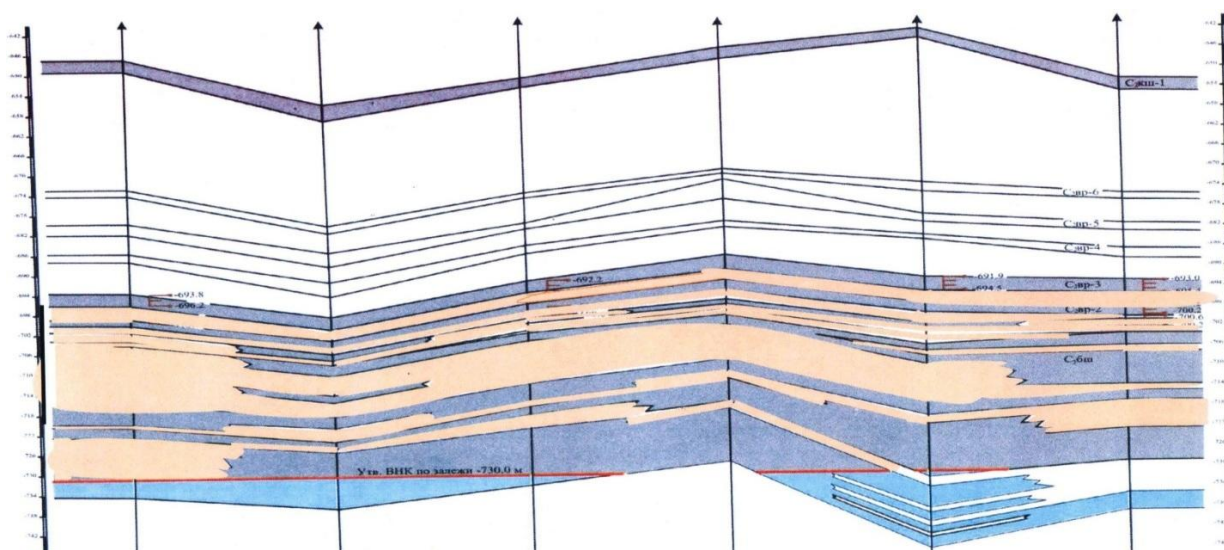
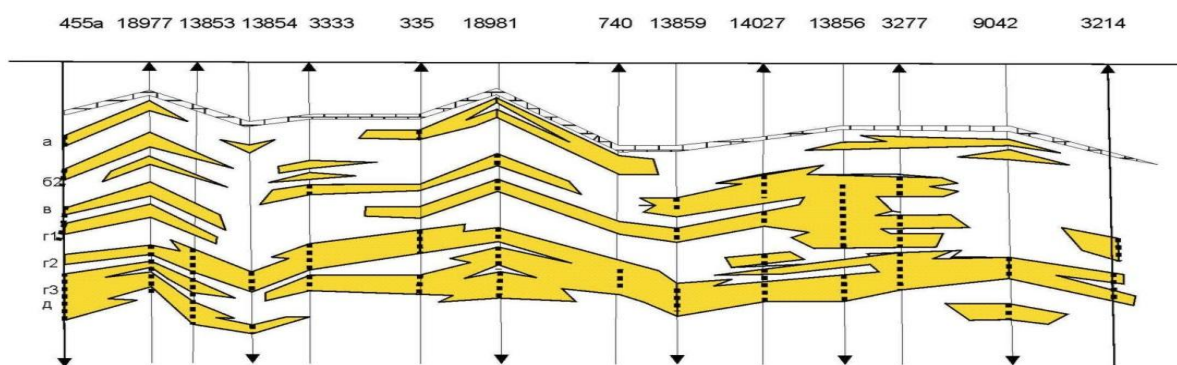


Рис. 2. Архангельское месторождение. Геологический профиль продуктивных отложений среднего карбона. Схема разбуривания многоярусными скважинами на залежах с ВНЗ.

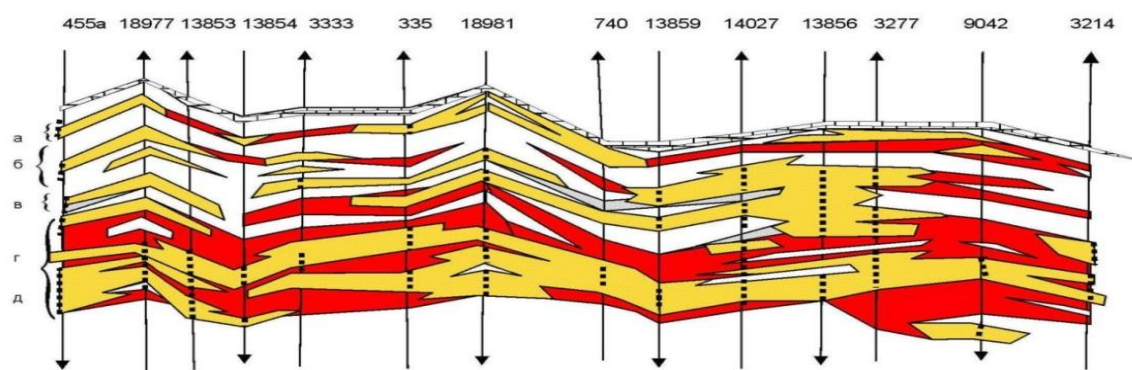
Немного труднее для восприятия это положение в залежах с терригенными пластами. Но и здесь такое построение модели в большинстве может быть более приемлемым, если изучить строение так называемых плотных разделов между пластами и их роль в процессах фильтрации. Она может оказаться существенной (Рис. 3).

На рис. 3 показана новая геологическая модель девонской залежи Ромашкинского месторождения, построенная на принципиально новом

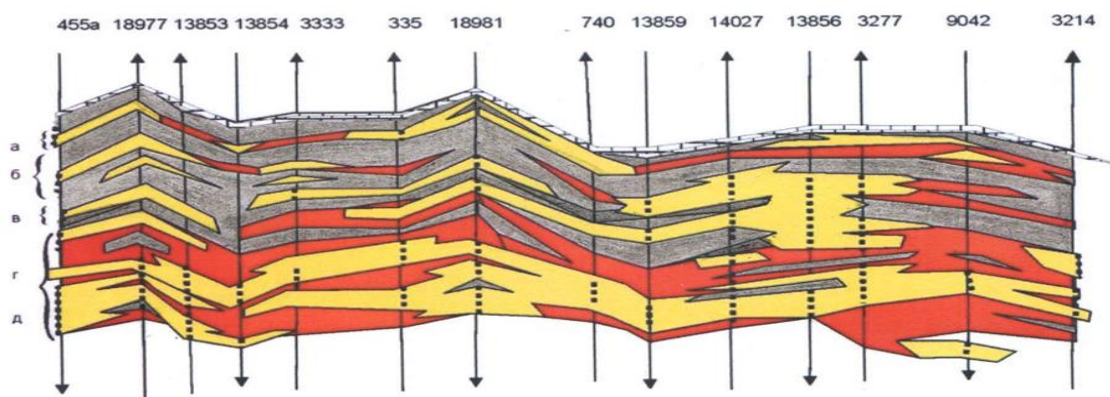
подходе с позиций формирования залежей.



а) геологическая модель с параметрами принятых кондиционных значений



б) геологическая модель с параметрами вновь обоснованных кондиционных значений ($K_{пр} \leq 1 \text{мДа}$).



в) геологическая модель объекта с включением пород коллекторов и так называемых коллекторов.

Рис. 3. Геологический профиль по линии скважин №№ 455а-3214 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения.

Проведенные авторами [8] оценочные расчеты говорят о том, что вертикальные перетоки при разработке слоисто-неоднородного пласта, состоящего из пропластков, представленных различными типами коллекторов, могут играть существенную роль. Это говорит о том, что за

счет них могут вырабатываться и такие пропластки, которые при опробовании непосредственно через скважины не дают нефти вообще или дают непромышленные притоки.

К фундаментальным проблемам следует отнести необходимость построения модели на основе концепции эффективного порового пространства (ЭПП) [3]. При этом данные о свойствах коллектора должны быть получены из реальных кернов с реальным содержанием в залежи связанной воды.

До сего дня, благодаря концепции АПП, искомые петрофизические зависимости основываются на результатах массовых определений неинформативных значений коэффициентов абсолютной проницаемости по газу и открытой пористости (на сухих кернах!).

Согласно концепции ЭПП, петрофизические зависимости необходимо строить по результатам определения реалистичных коэффициентов эффективной проницаемости и эффективной пористости, потому что и степень достоверности петрофизических зависимостей в рамках концепции ЭПП значимо выше, чем в концепции АПП. Тогда очевидно, что достоверность данных ГИС для построения 3D моделей станет существенной.

Также следует обратить особое внимание на определение реального значения коэффициента вытеснения (K_v) – важнейшего параметра оценки эффективности применяемых и проектируемых систем разработки и эффективности ГТМ. Опыт длительной разработки месторождений показывает, что на выработанных участках K_v выше, чем определяемый лабораторными исследованиями при так называемой бесконечной промывке. Следовательно, на этих участках коэффициент охвата ($K_{ох}$) будет ниже и его следует повышать путем уплотнения сетки скважин и совершенствования воздействия на пласт. Кардинальный, перспективный вывод для проектирования мер по повышению КИН [3, 9].

Таким образом, при построении геологических моделей нефтяных залежей необходимо:

- изучать распределение по объему каждой из них не только балансовых, а всех геологических запасов нефти, дифференцируя последние на подвижные, малоподвижные и неподвижные;
- фиксировать местоположение и определять фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) не только нефтенасыщенных, но и всех «плотных» и водонасыщенных прослоев, заключенных между непроницаемыми кровлей и подошвой той единой гидродинамической системы, частью которой является рассматриваемая залежь или рассматриваемая совокупность нефтяных пластов [10].

Указанный принципиально новый подход к геологическому моделированию требует больших усилий модельеров к созданию совершенно новых геологических моделей, наиболее полно учитывающих геологические основы формирования залежей нефти.

Модели для целей разведки и подготовки к разработке должны основываться на использовании первичных данных полевых геофизических измерений, данных ГИС и лабораторных исследований. Все эти данные должны использоваться при составлении проектов опытно-промышленных работ (ОПР) по испытанию рекомендуемых в дальнейшем технологий разработки.

В связи с большой сложностью геологического строения месторождений и процессов фильтрации флюидов в неоднородных пластах. Ю.А. Волков рекомендует начинать составление проекта с анализа самых простых моделей и усложнять их структуру постепенно, по мере необходимости, т.е. внедрить в практику многомодельный подход к созданию и совершенствованию технологий нефтеизвлечения, представляющему «новую философию проектирования» разработки нефтяных месторождений.

Большинство крупных месторождений (особенно супергигантских) в настоящее время находятся на поздних стадиях разработки (в четвертой стадии). По ним, как показывает опыт разработки супергигантского Ромашкинского месторождения, необходим пересмотр всей геологической модели с учетом успешного освоения на западе залежей с низкопроницаемыми коллекторами и техногенными изменениями параметров залежей в процессе длительной эксплуатации [9], а так же обобщение опыта разработки. Здесь нужно кардинально изменить идеологию построения геологической модели, в которую включать все запасы нефти эксплуатационного объекта, включая кондиционные и некондиционные породы (так называемые «неколлектора»). Это обуславливается новыми технологиями выработки запасов в завершающем периоде разработки [3, 9].

При этом если в начале эксплуатации обычно в каждом объекте самостоятельной разработки стремятся выделять большое число пластов с разной геологической характеристикой, каждой из которых обычно служит объектом самостоятельного воздействия. Только на поздней (IV) стадии разработки, ранее разделенные пласты эксплуатационного объекта приходится объединять, чтобы эксплуатировать объект на форсированных режимах и высокой обводненности продукции скважин для увеличения КИН.

В этот период предусматривается применение уже отработанных МУН (в основном физико-химических и физических, затем ФОЖ), а в дальнейшем исследовать процессы переформирования залежей в процессе длительной эксплуатации и использовать их в моделировании наращивания текущей добычи и КИН [10, 11], далее моделировать процессы подпитки эксплуатируемых месторождений УВ из глубин недр земли [12].

Для выявления условий переформирования залежей нужно организовать проведение специальных промысловых исследований по определению скорости накопления нефти в стволах высокообводненных скважин и перевод скважин на отбор, не превышающий скорости притока (кандидаты – скважины в микроантиклиналях кровли продуктивного пласта).

Сегодня уже пора приступить к моделированию процессов восполнения запасов УВ на длительно эксплуатируемых месторождениях (подпитка).

Построение моделей надо начинать с небольших месторождений (залежей) или участков крупных месторождений, по которым практически или уже отобраны ранее утвержденные запасы, или же эти запасы близки к истощению (отобрано более 95 % начальных запасов). Затем необходим анализ принятых в подсчетах запасов параметров (пористость, мощность, нефтенасыщенность и др.). Затем более детально проанализировать КИН (максимально возможные и достигнутые коэффициенты вытеснения (по лабораторным и промысловым данным), коэффициенты охвата заводнением (по мощности и простиранию)), возможные техногенные изменения залежей при их эксплуатации с применением методов заводнения.

Далее выделить скважины с аномальными для данной залежи дебитами нефти и спрогнозировать добычу нефти по ним и остальным скважинам.

Проведенные работы позволят выбрать наиболее перспективные участки залежи для поиска каналов подпитки углеводородами из глубин недр. На этих участках рекомендовать проведение сейсмических исследований по новым инновационным технологиям (СЛБО, СЛОЭ и др.).

По всем накопленным данным можно строить модель, на которой проводить расчеты, определять скорости регенерации залежей в процессе разработки и объемы подпитки залежи углеводородами из глубин и прогнозировать роль процессов переформирования залежей в общей добыче нефти.

Оценочные расчеты добычи нефти на Ромашкинском месторождении показаны на рис.4.

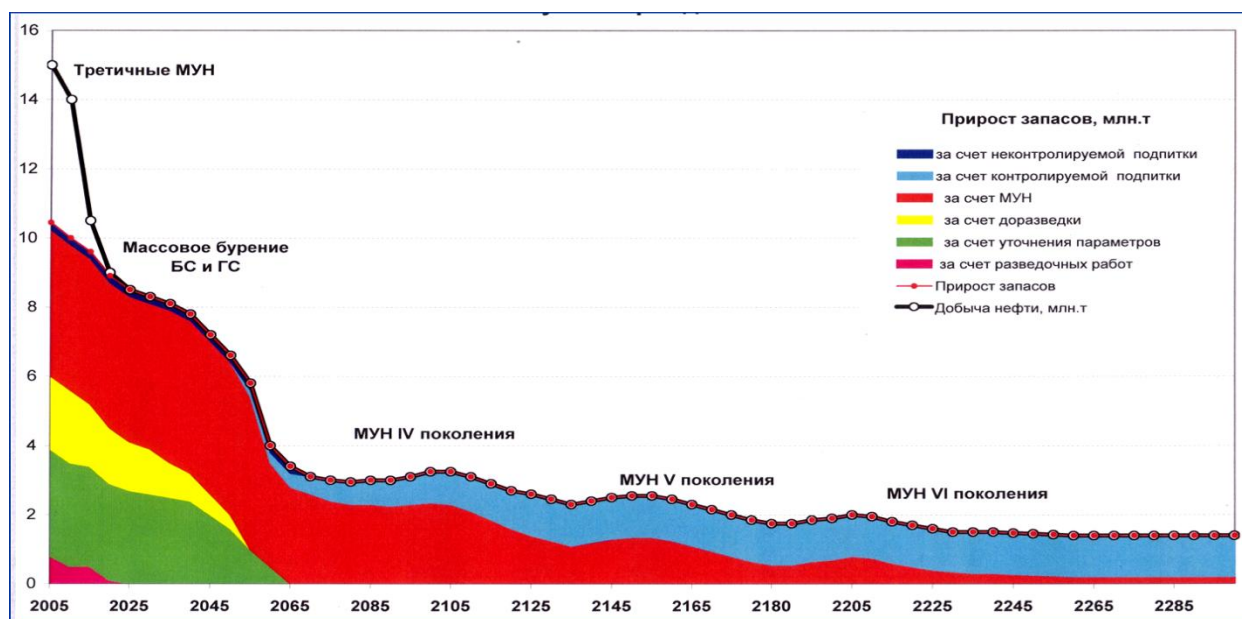


Рис. 4. Динамика добычи нефти и воспроизводства запасов нефти по Ромашкинскому месторождению с 2005г.

Однако этим не ограничивается потенциал дальнейшего наращивания ресурсов этого супергигантского месторождения. Для его увеличения необходимо проведение большого объема научно-исследовательских (в том числе фундаментальных – на уровне наногеоологии и нанотехнологий). Эти работы должны проводиться в следующих направлениях:

- исследовать плотные разделы между продуктивными пластами традиционно выделяемых эксплуатационных объектов, (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, гранулометрический состав и др. параметры, характеризующие особенности геологического

строения плотных пород в отложениях терригенного и карбонатного комплексов, нижнего и среднего карбона);

- исследовать плотные породы отложений карбонатного девона, нижнего, среднего и верхнего карбона на предмет выявления перспективных объектов для возможного их использования в дальнейшем в качестве объектов эксплуатации с применением новейших технологий исследований и добычи;
- по указанным группам залежей определить методические приемы исследований, позволяющие отнести возможные их ресурсы к балансовым, наметить возможные пути их освоения, оценить КИН и извлекаемые запасы (в ультранизкопроницаемых пластах);
- изучение углеводородного потенциала залежей СВН и ПБ пермских отложений месторождения, поиск новых путей разработки запасов в этих нетрадиционных залежах углеводородов.

Опыт разработки мелких и средних месторождений позволяет определить иную (чем крупных и гигантских месторождений) стратегию их освоения. Также как и для высокопродуктивных освоение этих месторождений должно быть поэтапным. Но при этом следует учесть особенности геологического строения этих месторождений. Если в высокопродуктивных месторождениях есть большая доля активных запасов нефти (АЗН), доходящая до 65-80 % всех запасов, то в малопродуктивных месторождениях, как правило она составляет не более 10 %. В первом случае высокая их доля обеспечивает быстрый выход на максимальный уровень добычи нефти и сравнительно длительный период его удержания (до отбора около 50 % НИЗ), то во втором случае такая динамика добычи нефти не возможна. Здесь сразу же необходимо применять новые МУН и ОПЗ для обеспечения приемлемого уровня добычи и последующего его удержания. Поэтапность освоения месторождения здесь обуславливается не последовательным освоением

различных этажей нефтеносности, но главным образом поэтапным внедрением различных составляющих (элементов) системы разработки.

Существенное значение при разработке залежей с ТЗН в том, что на эффективность их выработки определяющее влияние оказывают незначительные, казалось бы, особенности деталей геологического строения, которые в большинстве случаев мы либо не знаем, либо не акцентируем на них внимание [9].

Так наличие трещеноватости в кровле кизеловской залежи Тавельского месторождения по данным Р.Х. Закирова в 1,5 - 1,8 раз увеличивает дебиты нефти, а, следовательно, КИН, а дебит нефти прямо зависит от вскрытой мощности пласта.

По залежи башкирского яруса Аканского месторождения, представленной крайне неоднородными карбонатными пластами применение методов заводнения, (в том числе при обработке наножидкостью) оказалось не эффективно. Это объясняется наличием трещин различного происхождения. Здесь на фоне мелких трещин различной генерации присутствуют и более крупные вертикальные и субвертикальные трещины тектонического происхождения.

В серпуховско-башкирских отложениях Ромашкинского месторождения (зал. 301-302), как установил в кандидатской диссертации Д.В. Гуськов, в пределах положительных локальных осложнений происходит сжатие в подошвенной части пласта, что сдерживает темпы обводнения скважин подошвенной водой (Рис. 5).

Необходимо отметить, что роль трещин в вытеснении нефти в процессе разработки является важнейшей не только для трещинно-кавернозных, но и для гранулярных коллекторов. Ведь макро- и микротрещины имеются практически в подавляющем большинстве пород-коллекторов. Они-то и играют основную роль в процессах фильтрации.

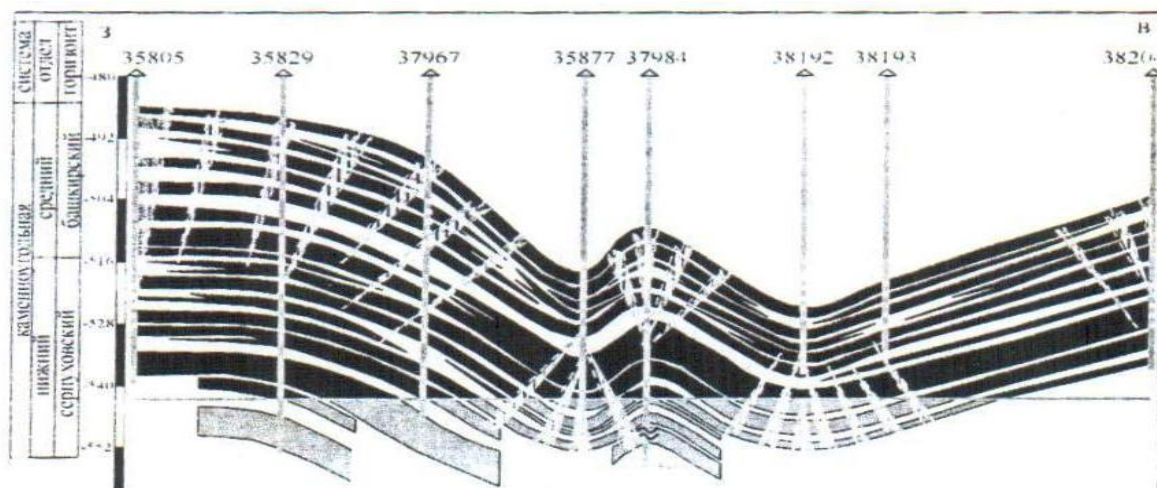


Рис. 5. Схематический геологический профиль серпуховско-башкирских отложений с характерными особенностями развития трещиноватости в положительных и отрицательных структурных осложнениях.

Сегодня вопросы изучения направлений и развития зон трещиноватости являются приоритетной задачей детальных геологических исследований. Современные геологические модели должны обозначать эти детали для того, чтобы проектировщики могли наиболее эффективно определять местоположение нагнетательных и положение стволов в горизонтальных скважинах. В зависимости от мощности и коллекторских свойств пластов, нагнетательные скважины могут располагаться либо поперек, либо вдоль, либо диагонально развитию зон трещиноватости. Имея такие геологические модели, проектировщики могут целенаправленно заставить трещины работать для повышения нефтевытеснения из основной матрицы породы.

В настоящее время методов исследования трещиноватости и их роли в формировании и освоении месторождений нефти и газа предложено много. К ним относятся:

- аэрокосмические методы, позволяющие:
 - определять общее направление и зоны развития трещиноватости в региональных масштабах;

- гидродинамические исследования для детального изучения трещиноватости на эксплуатируемых объектах;
- технологию КСАЭ (Чеботарёва И.Я., ИПНГ, Москва; Дерягин В.В., ИГ УрОРАН, Екатеринбург) – каротаж сейсмоакустической эмиссии для выявления пропущенных нефтенасыщенных пластов в структуре сложно построенных продуктивных коллекторов, определение газоносности продуктивных коллекторов и источников обводнения пластов, выбора интервалов перфорации, локализации потенциально проницаемых прослоев, восстановление проницаемости призабойной и удаленной зоны пласта;
- технологию OilRiver (Глухаманчук Е.Д., ЦГМ, Ханты-Мансийск) – для детального картирования трещинно-блоковой структуры и оценка её роли в выработке запасов;
- методы CSPD (Ерохин Г.Н., Балтийский Федеральный университет), СЛБО и СЛОЭ (Чиркин И.А., ГУ «Дубна») – решающие вопросы выявления зон с открытой трещиноватостью;
- методы НСЗ (работы проводит ЗАО «Градиент»;
- методы ГИС ТНГ-групп по определению трещиноватости (широкополостный акустический каротаж);
- исследования с использованием рекомендуемого ТНГ-Групп комплекса ГИС:
 - ВАК-8, MPAL – для определения интервалов трещиноватости;
 - MSI – для определения характеристик трещин (открытые, закрытые, угол падения, азимут);
 - SAC – для определения углов падения и азимутов (имеются ограничения: реагирует на раствор, зенитный угол ствола скважины).

Ряд из вышеприведённых методов уже широко используются на практике (СЛБО, СЛОЭ, НСЗ, методы ГИС). Другие требуют апробации в промысловых условиях для определения их возможностей в различных геологических условиях.

По опыту эксплуатации малопродуктивных месторождений РТ рекомендуется следующая стратегия их освоения:

1. Разбуривание первоначально редкой сеткой скважин (12 – 16 га).
2. Уточнение геологического строения залежи с построением геологической модели залежи с принципиально новыми подходами, учитывающими фундаментальные законы геологии, т.е. с включением в объект всей мощности пород этажа нефтеносности (от кровли до подошвы выделенного объекта эксплуатации).
3. Постепенное этапное уплотнение сетки скважин (до 8, затем 4 и 2,5 - 3 га/скв).

На всех этих этапах строится новая уточненная модель геологического строения объекта, с учетом новой сетки скважин.

4. На каждом этапе геологические модели необходимо превращать в геолого-гидродинамические с учетом организации системы заводнения с постепенным его совершенствованием, обеспечивающим разработку залежи при оптимальных пластовых и забойных давлениях. При этом необходим учет применения методов воздействия с постепенным их усложнением:

- отработанные в РТ комплексные технологии разработки слабопроницаемых и глинистых терригенных коллекторов (КТРТК) и высоковязких нефтей (КТРТВН), комплексные технологии разработки залежей в карбонатных коллекторах (КТРКК), в менее проницаемых пластах - ГРП;
- применение легких тепловых МУН и ОПЗ (ТГХВ, ППХ, ВПТХО, ПТОС электропрогрев ПЗП и др.);

- закачка горячей (или подогретой) воды в пласт, в том числе облагороженной различными химреагентами.

Здесь обязательно нужно для каждого объекта построить кривую зависимости вязкости нефти температуры, что поможет определить оптимальную температуру закачиваемого агента (Рис. 6).

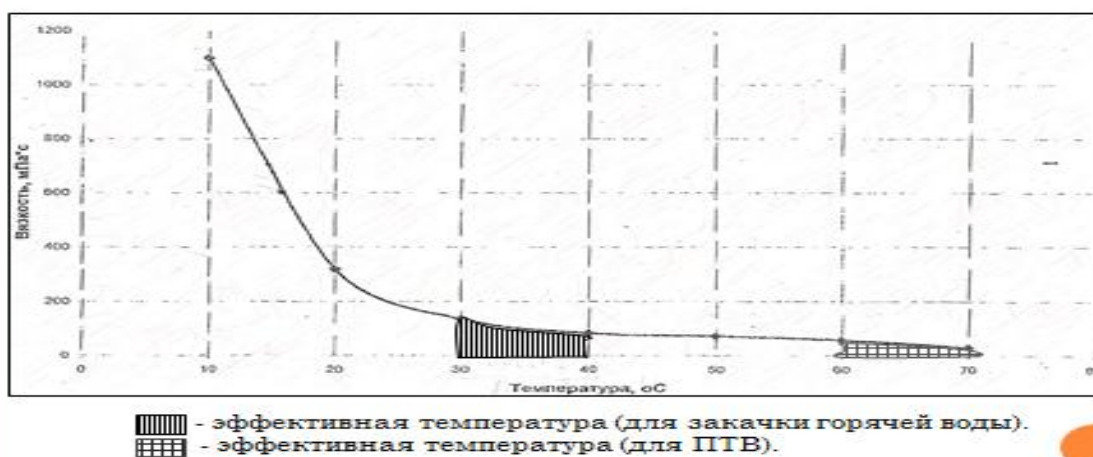


Рис. 6. Аканское месторождение. Зависимость вязкости нефти от температуры.

5. После уплотнения сетки скважин до оптимального значения настает время классических тепловых МУН: ПТВ, парогаса, внутрипластового горения. Для этого нужно актуализировать полученную после вышесказанных действий геолого-гидродинамическую модель.

Специфические геологические условия формирования нетрадиционных залежей углеводородов требуют нетрадиционного подхода к моделированию геологии и разработки этих месторождений.

Важными отличительными особенностями залежей нефти и газа в сланцевых (shalereservoir) и в плотных (tightreservoir) коллекторах (резервуарах), отличающими их от традиционных залежей, являются [13], рис. 7:

- непрерывность;
- неконтролируемость структурным и стратиграфическим факторами;

- контролируемость литологическим фактором.

Поэтому нетрадиционные породы-коллекторы, контролируемые лишь литологическим фактором имеют весьма широкую площадную распространенность. Следовательно, и запасы в них следует считать по-другому.

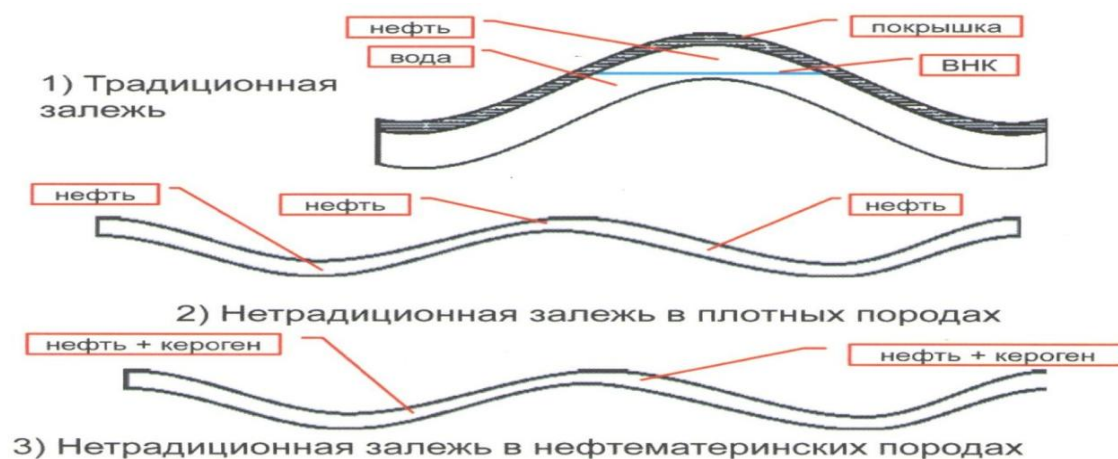


Рис. 7. Общие представления о локализации традиционных пород-коллекторов и нетрадиционных залежей в плотных и нефтематеринских породах.

Плотные нефтенасыщенные карбонатные породы обладают и существенными достоинствами:

- весьма широкая площадная распространенность – тысячи квадратных километров;
- довольно большие мощности – до 30 м;
- весьма большие геологические ресурсы;
- весьма подвижный флюид.

Здесь первостепенной задачей является поиск и детальная разведка участков приуроченных к зонам трещиноватости. А повышенная трещиноватость контролируется глубинными разломами осадочной толщи, уходящими в фундамент. В зонах трещиноватости дебиты скважин зависят от наполняющего эти трещины материала (это мелкие или более крупнозернистые алевролиты, либо даже зерна песчаных фракций) [14].

Моделирование для целей поисков и разведки заключается в оценке прогнозных ресурсов на больших территориях развития перспективных объектов. Здесь фигурируют такие данные: мощность, пористость, содержание органики, ее зрелость, содержание кремнезема и плотных известняков, изучаются геолого-геохимические особенности сланцевых толщ. Такие модели достаточны для поисков перспективных участков.

Геологоразведочные работы (ГРР) на моделях должны проводиться с учетом особенностей геологического строения плотных пород и сланцевых формаций. В большинстве случаев обычные методы, связанные с поисками поднятий здесь не срабатывают. Сланцевые отложения, плотные породы зачастую образуют поля, плащеобразно перекрывая нижележащие отложения. Однако представляющие интерес для поисков УВ участки не имеют сплошного развития из-за большой зональной неоднородности.

Для поисков представляющих интерес участков нужны специальные методы, о которых сказано выше.

Методы добычи зависят в основном от геолого-физических особенностей залежей. Выбор их требует громадной аналитической и исследованной работы. Здесь в зависимости от состава УВ для выработки запасов потребуются комплексирование вышеназванной базовой технологии с физическими (волновые), тепловыми, газовыми методами. В дальнейшем, очевидно, будут отработаны другие технологии (например, плазменно импульсная), позволяющие существенно увеличить КИН. Конечно, мы не сможем остановиться на массово применяемых сегодня американцами технологиях, позволяющих извлекать из недр около 10 % содержащейся в сланцах нефти (природные режимы истощения залежей). Это будет классическое разубоживание запасов недр с созданием огромных трудностей для дальнейшего их извлечения даже с возможным применением будущих эффективных технологий нефтеизвлечения.

Метод ГРП может оказаться наиболее востребованным методом при разработке залежей нефти в сланцевых и им подобных породах и в целом в плотных породах с проницаемостью 1 мДа и ниже. Без этого метода эксплуатация таких залежей в настоящее время даже не обсуждается. После ГРП можно применять и другие МУН.

В качестве какой-то альтернативы ГРП сегодня можно считать локальный газодинамический разрыв пласта (ЛГРП), созданный в КБ – Авангард [9].

ЛГРП не нуждается в закреплении трещин проппантом, гораздо дешевле классического ГРП (в 6-10 раз) и может применяться на отдельных участках эксплуатируемых месторождений с ТЗН и, особенно в условиях загрязненных призабойных зон скважин. Такие же задачи могут выполнять генераторы колебаний для обработки скважин под разными названиями, как, например, СГГК (скважинные гидродинамические генераторы колебаний) [4].

Гидромеханические волновые технологии нового поколения в настоящее время объединяют одну из новых и перспективных областей техники и технологии, разработанных впервые в мире в НЦ НВМТ РАН (акад. Р.Ф. Ганиев) [15].

При выборе комплекса исследований и технологий извлечения углеводородов уже сегодня можно наметить два направления. В большинстве случаев в сланцевых толщах присутствует два типа углеводородов: традиционная (обычно легкая) нефть и кероген. Это можно объяснить условиями их генерации: традиционная легкая нефть имеет неорганическое, кероген-органическое происхождение. В настоящее время, очевидно, добывается традиционная нефть, так как существующие технологии не позволяют добывать УВ второй группы. Поэтому принимаемые КИН 0,08 - 0,12 относятся к добыче первой группы. В РТ уже десятилетиями ведется добыча этой нефти на нескольких залежах

(мендым-доманиковые отложения) Ромашкинского месторождения. Они были выявлены попутно в скважинах, бурящихся на отложениях терригенного девона. Потенциал для повышения КИН для этой группы нефтей еще имеется.

Добыча нефти, может получаться и из керогена путем его внутрипластовой переработки. Такая нефть в обычном состоянии отсутствует в пласте и может появляться в результате прогрева и пиролиза первичного керогена.

В настоящее время технически реализуемо первое направление, в то время как второе может быть осуществлено только в долгосрочной перспективе.

Для этого нужны специальные, дорогостоящие лабораторные и полевые эксперименты.

Список литературы

1. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. - Казань: Изд-во КГУ, 2003. – 596с.
2. Муслимов Р.Х. Пути перехода от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию нефтяной отрасли//Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2016. – Т.1. – 300с.
3. 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. – 484 с.
4. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): Изд-во «ФЭН» АН РТ. - 2014. 750с.
5. Муслимов Р.Х., Волков Ю.А., Касимов Р.С., Розенберг И.Б., Сулейманов Э.И. Проблемы построения геологических моделей залежей нефти в карбонатных коллекторах // Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов: Тр.межд.конф. Казань, 4-8 октября 1994 г. – Т.2. – с.496-510.
6. Муслимов Р.Х., Волков Ю.А., Шакиров А.Н. и др. Новые подходы к построению геологической модели карбонатного коллектора на основе усовершенствования интерпретации ГИС // Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волко-Камского региона: Тр.научно-

- практ.конф, Лениногорск, 17-18 марта 1998 г. – Казань: Новое Знание, 1998. – с.355-360.
7. Волков Ю.А., Данилова Т.Е., Касимов Р.С. О необходимости послойного изучения керна с привязкой к ГИС без нарушения естественной последовательности напластования // материалы региональной науч.-практич.конф. «Проблемы повышения геологической информативности геофизических исследований скважин, Казань, 13 ноября 2007 г. – Казань: Изд-во «Плутон», 2007. С.64-80.?
 8. Волков Ю.А., Файзуллин И.Н., Кормильцев Ю.В., Федоров В.Н., Чекелин А.Н. О циклическом воздействии через горизонтальные скважины на пласты, представленные различными типами коллекторов // Материалы семинара-дискуссии «Горизонтальные скважины: бурение, эксплуатация, исследование», Актюба, 2-3 декабря 1999 г. – Казань: МастерЛайн, 2000. – с. 123-130.
 9. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: Учебное пособие. – Казань: Изд-во: «Фэн» - 2012.-664с.
 10. И.А. Дьячук, Е.В. Князева. Особенности поздней стадии разработки нефтяных месторождений и меры по увеличению нефтеотдачи истощенных коллекторов//Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2016. – Т.1. – 300 с.
 11. Дьячук И.А. К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов//Георесурсы – 2015. - № 1(60) – С.39-46.
 12. Плотникова И.Н. Об источнике генерации нефти пашийского горизонта Ромашкинского месторождения / Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф. // Георесурсы. — 2013. — № 1. — С. 33-35.
 13. Морозов В.П., Королев Э.А, Кольчугин А.Н., Ескин А.А., Муслимов Р.Х., Шакиров А.Н. Карбонатные породы Волго-Уральского региона как нетрадиционные коллекторы нефти//Материалы Международной научно-практической конференции «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений», Казань 6- сентября 2016г./Изд-во: «Ихлас» АН РТ. – 2016. Т.1. С. 147-151.
 14. А.Е.Лукин. Природа сланцевого газа в контексте проблем нефтегазовой литологии. Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2011, №3. – С.70-85.
 15. Ганиев Р.Ф. Проблемы и перспективы волнового машиностроения и волновой технологии в топливно-энергетическом комплексе// Передовые технологии на пороге XXI века. М.: НИЦ Инженер, 1998.

Сведения об авторах

Муслимов Ренат Халиуллович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа, Казанский Федеральный Университет, Академик АН РТ, РАЕН и АГН, г. Казань, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: davkaeva@mail.ru

Authors

Muslimov R.Kh., 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, Kazan, Republic of Tatarstan, Russia.
E-mail: davkaeva@mail.ru

Муслимов Ренат Халиуллович
420008, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Казань, ул.Кремлевская, 18,
Тел. 8 (843) 233 73 84
E-mail: davkaeva@mail.ru