

doi:10.25689/NP.2019.3.1-28

УДК 551.24

**ПОЛУВЕКОВОЙ ОПЫТ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН В ИЗУЧЕНИИ
РОЛИ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА В ФОРМИРОВАНИИ
И ВОЗОБНОВЛЕНИИ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ РЕГИОНОВ**

Муслимов Р.Х.

Казанский (Приволжский) федеральный университет

**HALF-CENTURY EXPERIENCE OF REPUBLIC OF TATARSTAN IN
STUDIES OF CRYSTALLINE BASEMENT'S ROLE IN FORMING AND
RENEWAL OF REGIONAL RESOURCE BASE**

Muslimov R.Kh.

Kazan Federal University

E-mail: davkaeva@mail.ru

Аннотация. Приводится история изучения кристаллического фундамента (КФ) в РТ, состояния выполнения программы сверхглубокого бурения.

Дается научное обоснование восполнения эксплуатируемых нефтяных и нефтегазовых месторождений за счет подпитки их глубинными углеводородами (УВ) через нефтеподводящие каналы, связывающие глубинный источник УВ с залежами осадочного чехла. Кристаллический фундамент представляет интерес для поисков залежей УВ, но более привлекательна и обоснована его роль как транзитёра для пополнения месторождений осадочного чехла УВ в процессе постоянной дегазации Земли. Для использования этих процессов предлагается принципиально новый подход к построению геологических и геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений с учетом фундаментальных положений геологической науки о формировании и переформировании залежей нефти и глубинных процессов дегазации Земли.

Обосновываются перспективы разработки «старых» месторождений, находящихся в длительной разработке, расчету КИН с учетом поступления нефти в залежь из глубин недр Земли, необходимости коррекции методов подсчета и аудита запасов, изменения уровней материального баланса, даются научно-практические предложения по учету при подсчете запасов и проектировании разработки фундаментальных положений геологии месторождений.

Показаны дальнейшие перспективы внедрения гидродинамических методов разработки и существенное расширение их за счет открытия процессов подпитки месторождений осадочных бассейнов глубинными углеводородами (УВ) и переформирования залежей на поздней стадии разработки.

Ключевые слова: формирование и переформирование нефтяных и нефтегазовых месторождений, дегазация Земли, кристаллический фундамент, нефтеподводящие каналы (НПК), Северо-Татарский и Южно-Татарский своды (СТС и ЮТС), аномальные и нормальные скважины, углерод, водород, углеводороды, подпитка, воспроизводство УВ, геологические и геолого-гидродинамические модели, гидродинамические методы разработки, инновационные проекты разработки, нетрадиционные углеводороды.

Abstract. The paper reviews the history of studies of the crystalline basement in Tatarstan, and the progress of the ultra-deep drilling program.

The paper offers scientific rationale of produced oil and gas fields' replenishment at the cost of hydrocarbons' deep inflow through oil-bearing channels connecting the deep-seated hydrocarbon source with the deposits in the sedimentary mantle. From a standpoint of the search for hydrocarbon reserves, the crystalline basement is a promising target, however its role as a transiter for replenishment of deposits in the sedimentary mantle with hydrocarbons in the process of continued degassing of the Earth is far more important and justified. A principally new approach to building of geologic and geologic-dynamic models with consideration of fundamental geological concepts concerning forming and re-forming of oil and gas fields and deep degassing processes is offered.

Prospects of development of "old" fields that have been produced for a long time, methods of oil recovery factor estimation considering oil migration into a deposit from the entrails of the Earth, necessity to modify methods of reserves auditing and in-place reserves' estimation, change of material balance equations are justified; theoretical and practical suggestions regarding consideration of fundamental concepts of subsurface reservoir geology are provided.

Waterflooding methods have not yet exhausted their potential, on the contrary, in the light of the discovered processes of replenishment of deposits with hydrocarbons and re-forming of oil and gas fields at the late stage of development their importance will only increase.

Key words: forming and re-forming of oil and gas fields, degassing of Earth, crystalline basement, oil-bearing channels, North-Tatarian and South-Tatarian Arches, abnormal and normal wells, carbon, hydrogen, hydrocarbons, oil replenishment, replacement of hydrocarbons, geologic and geologic-dynamic models, water-flooded development, innovative development projects, unconventional hydrocarbons.

Проблема поисков углеводородов в толщах кристаллического фундамента впервые в Республике Татарстан была поставлена Б.М. Юсуповым (1936), настаивавшим на глубоком нефтепоисковом бурении по древнему фундаменту в северо-западных районах Татарстана, в том числе на Кабык-Куперской площади, где в нем установлены

нефтепроявления. Автор утверждал, что «представление о бесперспективности кристаллического фундамента устарело, так как нефтегазоносность фундамента является фактом непреложным» [1].

Б.Ю. Юсупов предлагал изучать нефтеносность фундамента бурением на небольшую глубину (сегодня наши представления уже другие).

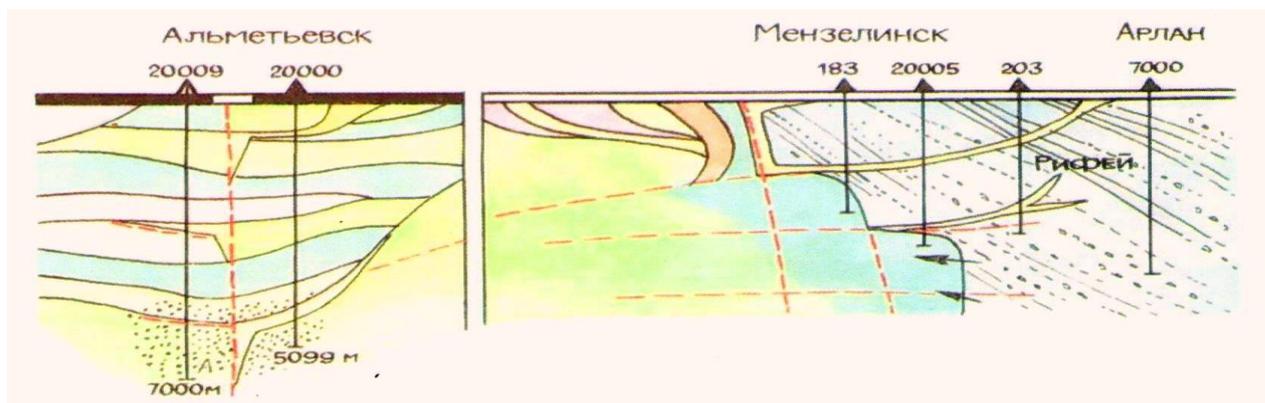
Однако целенаправленного бурения для оценки нефтегазоносности кристаллического фундамента (КФ) в РТ до начала 70-х годов прошлого столетия не проводилось. Изучалась только верхняя кровельная часть КФ, до которой бурились все поисково-разведочные, а на первых порах развития нефтяной промышленности и эксплуатационные скважины.

В Татарстане под руководством профессора В.А. Лобова в 1969 году была разработана программа сверхглубокого бурения по кристаллическому фундаменту для различных районов РТ [2]. Теоретическая концепция абиогенного генезиса нефти, созданная выдающимися учеными Н.А. Кудрявцевым, П.Н. Кропоткиным, В.Б. Порфирьевым, В.А. Краюшкиным и др., явилась научной основой комплексной программы изучения глубинных недр Татарстана, начало реализации которой приурочено к 70-м гг. Программа объединила следующие основные направления:

- целенаправленное разбуривание докембрийской основания сверхглубокими скважинами (до глубины 5-7 км);
- углубление в породы кристаллического фундамента на первые сотни метров отдельных поисковых и разведочных скважин, бурящихся на продуктивные горизонты девона;
- вскрытие локальных древних эрозионно-тектонических выступов архейско-протерозойских толщ;
- вскрытие пород фундамента на 550 м разведочными и некоторыми эксплуатационными скважинами.

Основной задачей данной программы явился поиск структурных неоднородностей в теле КФ, разуплотненных проницаемых зон с циркуляцией газонасыщенных растворов и возможных скоплений углеводородных флюидов. Также решался целый ряд задач широкого геологического масштаба, связанных с изучением геолого-тектонических и петрографических особенностей гранито-гнейсового слоя, использованием полученных данных для интерпретации материалов геофизических исследований, корреляцией разновозрастных толщ фундамента, выяснением особенностей палеотемпературного режима земной коры и других научно-практических проблем. Но главным был вопрос нефтегазоносности.

По тем временам подобные представления оценивались как фантастические. В.А. Лобов был умный ученый и вместе с тем дипломат. Представляя совершенно реально, что если программу не оформить эзоповским языком, то шансы на ее утверждение в Москве близки к нулю. Поэтому он придумал совершенно невероятный ход – дальнюю боковую миграцию нефти из осадочных образований Предуральяского прогиба в сторону Южно-Татарского свода (Рис. 1).



**Профильный разрез кристаллического фундамента Татарского свода
(боковая миграция углеводородов).**

Рис. 1. Дальняя боковая миграция (по В.А. Лобову)

Конечно, сам он так не считал. Он думал иначе и считал, что источник углеводородов находится в глубинах планеты (Рис. 2).

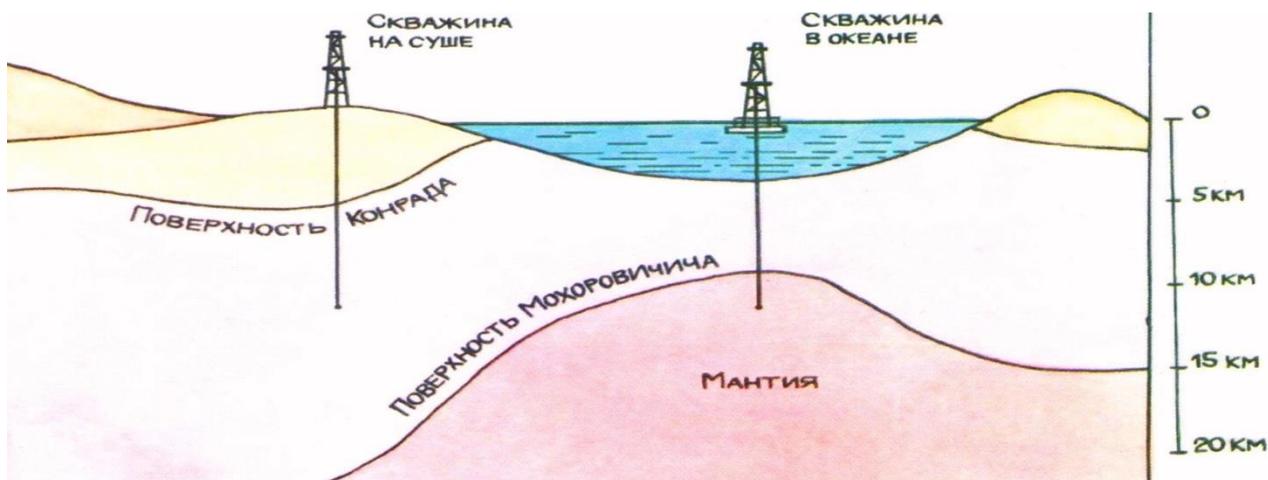


Схема внутреннего строения земли с точки зрения целесообразности бурения 2 сверхглубоких скважин – на суше и в океане.

Рис. 2. Глубинный источник

Благодаря такому тактическому ходу за 4 года нам удалось утвердить бурение первой сверхглубокой скважины № 20000 на кристаллический фундамент, на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения, которая забурилась в марте 1973 г. (Рис. 3).

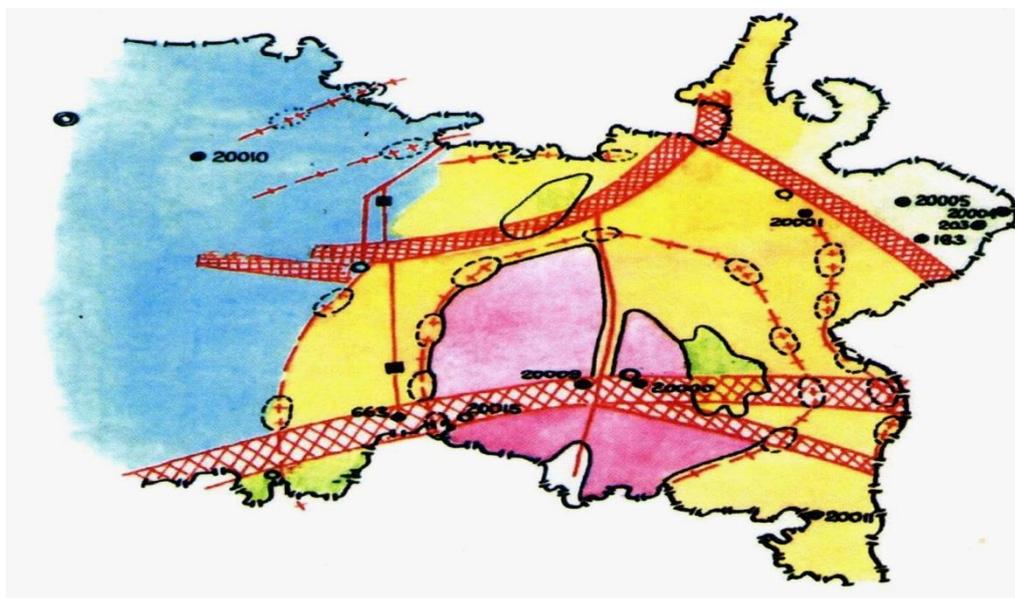


Рис. 3. Карта-проект заложения сверхглубоких скважин РТ

Большая заслуга в этом кроме ученых В.В. Лобова, И.Х. Кавеева, б. секретаря Татарского ОК КПУС С.Л. Князева. Без его активной принципиальной позиции, глубокого понимания значения этих исследований, можно утверждать, что эта скважина не была бы забурена.

Перед этой скважиной ставились общегеологические задачи, а именно десять задач, сформулированных перед сверхглубоким бурением Н.А. Беляевским и В.В. Федынским. А В.А. Лобов еще скромно говорил о возможной нефтегазоносности фундамента. На основании уникальных геологических данных скв. 20000 было обосновано бурение другой сверхглубокой скважины 20009-Новоелховской (вскрытая мощность фундамента составила 4077 м) [3, 4].

Удивительные и неожиданные результаты бурения этих скважин и опробование в них около 20-ти объектов позволили дать оценку потенциального нефтепоискового объекта кристаллического фундамента (Рис. 4).

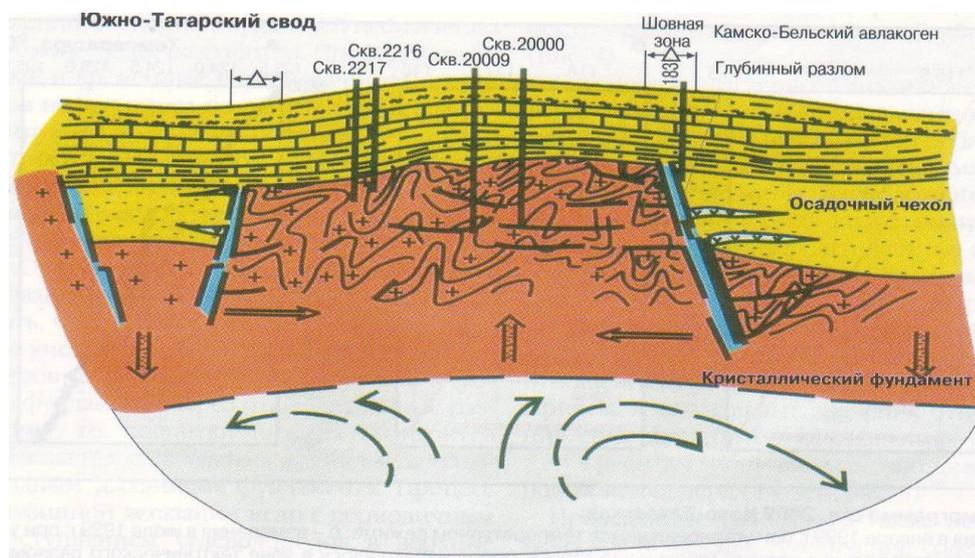


Рис. 4. Гидродинамическая модель Татарского свода

Но с переходом России на капиталистическую систему данная программа не могла быть продолжительной, не говоря уже о её завершении. По инерции некоторое время еще проводились по опробованию выделенных для исследования объектов в сверхглубокой скважине 20009. В современной России в настоящее время нет никаких условий для продолжения работ по изучению КФ, связанных с бурением сверхглубоких скважин. В настоящее время руководство требует от научных исследований быстрого получения практических результатов. Но

самое главное в руководстве геологической и нефтегазовой отраслей сегодня нет деятелей с глубоким государственным мышлением, способных анализировать мировые тенденции и прогнозировать развития отраслей на 40-50 лет вперед. Такие титаны были в советское время. Об этом говорит сам факт бурения сверхглубоких скважин на КФ в РТ. Когда в обстановке монопольного господства биогенной теории происхождения нефти и повсеместного запрета на исследования по абиогенному происхождению нефти эти специалисты поддержали наши проекты по запрещенной тематике, преодолев свое неприятие этих взглядов. Без их поддержки проведение работ по КФ в РТ было бы невозможно. Сегодня таких титанов на руководящих должностях уже нет. И ожидать начала каких-то мощных прорывных работ не приходится. Для кардинального решения поисков и добычи абиогенной нефти КФ потребуется не менее 40-50 лет, да и то при условии, если будет разработана и принята целевая государственная программа по исследованию КФ осадочных бассейнов и абиогенной глубинной нефти. Естественно, нужны громадные затраты, но и результаты будут огромными. Мы получим технологии использования практически неисчерпаемых углеводородных ресурсов глубинных недр Земли.

Здесь уместно привести историю сланцевой революции добычи газа и нефти в США. К ней они целенаправленно шли более 40 лет. Сегодня страна с падающей добычей, с самыми большими объемами импортируемой нефти вышла на первое место по добыче нефти и готовится стать крупным экспортером нефти и газа.

Что касается глубинной, абиогенной нефти в США у специалистов и ученых большой пессимизм. И подобных реальных программ пока нет. Но со временем накопления материалов по данной проблеме в мире (в том числе и исследований в РТ) они могут появиться. И мы опять будем отставать от американцев.

Но нашим геологам, специалистам и ученым не стоит отчаиваться и нужно в полной мере использовать результаты уникальных 40-летних исследований по данной проблеме в РТ.

Вкратце эти результаты следующие:

1. Доказана тесная связь месторождений в осадочном чехле и их строения с геологическим строением фундамента. Эта связь прослежена не только по структурам высших порядков, но и в деталях (А.В. Постников, Л.П. Попова). Изучая геологическое строение фундамента, мы облегчаем поиски нефти в вышележащих отложениях. Можно сказать, что познание фундамента – ключ к поискам нефти в осадочном чехле.
2. Нефтегазогенерирующая и нефтепроводящая роли фундамента, о чем могут свидетельствовать следующие факторы [5, 6]:
 - генетическая тождественность нефтей из палеозойского комплекса Южно-Татарского свода (ЮТС) и битумоидов фундамента, аргументирующая доминирующую роль вертикальной миграции нефти, достаточный источник которой в осадочном чехле над ЮТС отсутствует;
 - приуроченность залежей нефти осадочного чехла к разломам в фундаменте дает возможность рассматривать его как в качестве промежуточного звена миграции нефтегазоносных флюидов, так и самостоятельного поискового объекта (Муслимов Р.Х. и др., 1998);
 - четко выраженная тенденция увеличения газопоказаний, расширения спектра гомологов метана и относительный рост содержания его “тяжелых” гомологов (пентана и гексана), появление гелия с увеличением глубины;
 - явное несоответствие НПР Татарстана, из которых уже извлечено около 3,5 млрд. т. нефти, и полученных на основе геохимического анализа доманикитов палеозоя с оценкой их нефтематеринского

материала в объеме всего 709 млн. т. для всей осадочной толщи (Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н., 1998), указывающие на невозможность формирования промышленных скоплений углеводородов за счет нефтегенерирующего потенциала осадочных пород.

3. Обоснование поисков УВ в породах самого кристаллического фундамента. Для этого есть очень веские основания, полученные в последнее время по мере более углубленного изучения фундамента. На основе данных сейсмического профилирования и глубокого зондирования установлено пластично-чешуйчатое строение фундамента.

При этом как видно из данных профилей, основные отражающие горизонты фундамента находятся под «покрышкой» - кирасой непроницаемых пород на глубинах порядка 2 сек, что соответствует 5-7 км. Проведенные работы по изучению отражающих горизонтов позволяют считать их в качестве так называемых зон разуплотнения или зон деструкции фундамента, которые обладают высокими коллекторскими свойствами, вследствие дробления и переработки пород.

4. Кристаллический фундамент играет роль в постоянной “подпитке” нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами за счет притока углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин. Нами было показано существование на ЮТС единого источника нефтегенерации для залежей нефти и природных битумов (ПБ), а также то, что формирование месторождений происходит за счет вертикально восходящей миграции нефтегазоносных флюидов через разломы, секущие кристаллический фундамент и ниже горизонты осадочного чехла. Об этом говорят температурные исследования Н.Н. Христофоровой (Рис. 5, 6).

Неустановившийся температурный режим

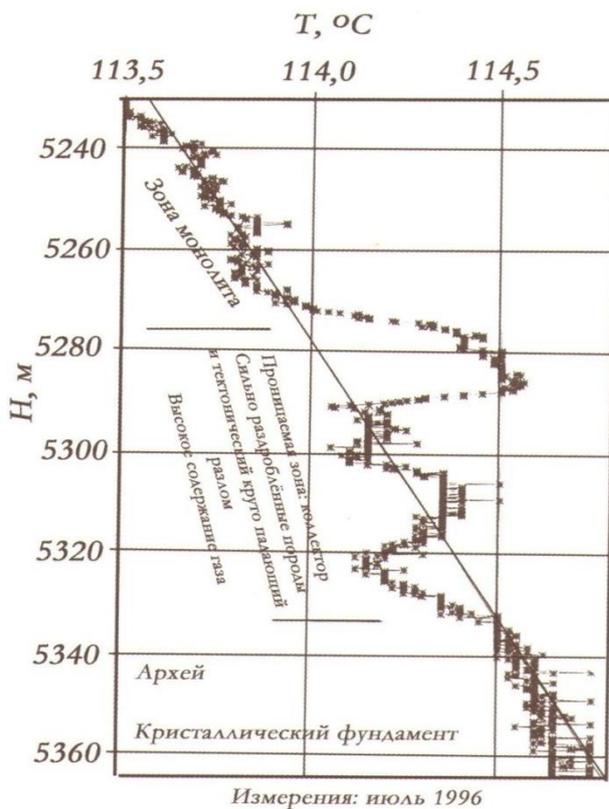


Рис. 5. Термограмма скв.Ново-Елховская 2009, июль 1996г. (по данным Христофоровой Н.Н.).

Установившийся температурный режим

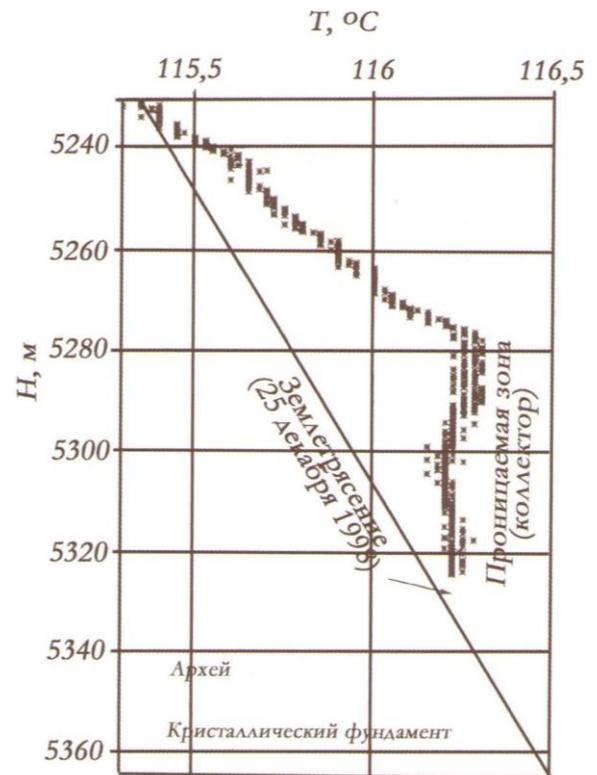


Рис. 6. Термограмма скв.Ново-Елховская 2009, январь 1999г. (по данным Христофоровой Н.Н.).

Можно считать, что обнаруженные реликты УВ зон деструкций свидетельствуют о наличии УВ флюидов в этих зонах, которые в неоднородном термоградиентном поле фундамента последовательно перегонялись из нижних зон в верхние под воздействием температурного поля и явлений компрессия-декомпрессия. Это подтверждается также сходством УВ фундамента и чехла, особенностями состава вод из зон деструкций и чехла (Рис. 7).

Данные этих исследований позволили сделать вывод о наличии факта миграции УВ из зон деструкций фундамента в осадочный чехол по зонам многочисленных разломов. Таким образом, можно с полной уверенностью говорить о “подпитке” нижних горизонтов Ромашкинского месторождения “УВ-дыханием” фундамента [7].

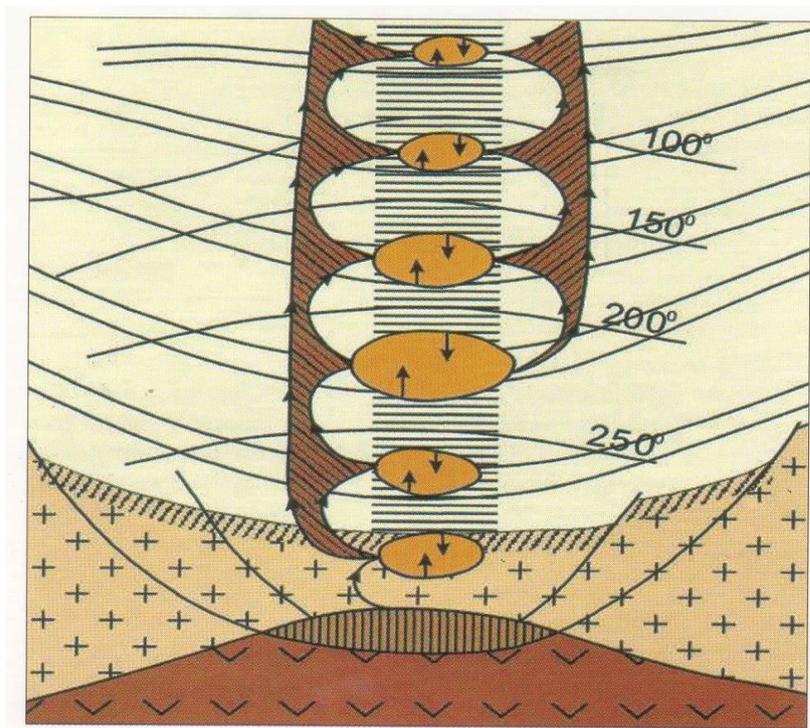


Рис. 7. Механизмы последовательной перекачки флюидов

Информативными оказались исследования соотношения изобутана и нормального бутана в нефтях Ромашкинского месторождения, проведенные Д.К. Нургалиевым [8].

Наблюдается отчетливая корреляция вариаций отношения (i/n) с вариациями солнечной активности заключается в следующем: все три экстремума солнечной активности (и максимум, и минимумы) совпадают с максимумами отношения (i/n) , минимумы отношения (i/n) попадают на нисходящие и восходящие ветви кривой изменения солнечной активности.

Характер вариаций отношения изобутана к нормальному бутану (i/n) позволяет сделать следующие выводы: высокая коррелированность изменения отношения (i/n) для нефтей различных горизонтов свидетельствует о быстрой миграции бутанов и связана с трещиноватостью пород, а уменьшение отношения (i/n) может быть связано как с уменьшением абсолютного содержания изобутана, так и с увеличением абсолютного содержания н-бутана. Можно полагать, что усиление флюидодинамической активности земной коры приводит к

уменьшению отношения (i/n), т.е. к обнаружению в пластах нефти с избыточным (по сравнению с обычным) содержанием n -бутана. Причем это происходит практически синхронно во всех рассматриваемых горизонтах осадочного чехла. Очевидно источник n -бутана находится ниже девонских залежей. По нефтеподводящим каналам происходит подпитка месторождений. Очевидно это локальные зоны, которые имеют аномальное выражение в геофизических полях (Рис.8).

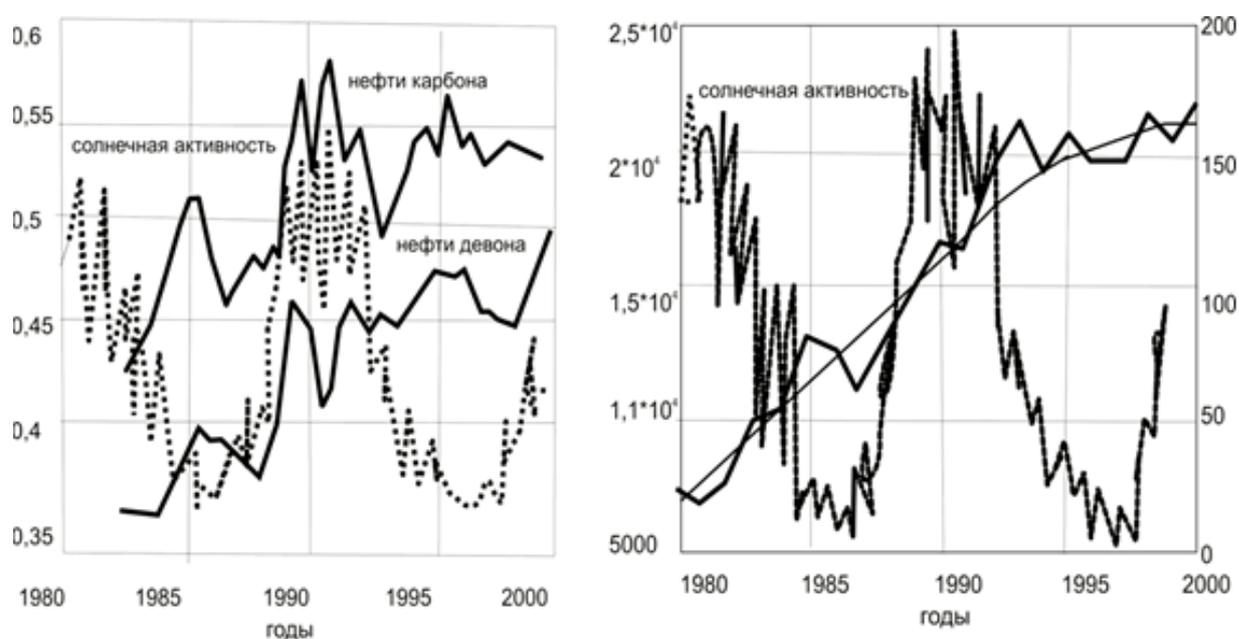


Рис. 8. Вариации отношения содержания изобутана / n -бутана в нефтях Ромашкинского месторождения во времени в сравнении с вариациями солнечной активности и глобальной сейсмичности (по Д.К. Нургалиеву)

Проведенный анализ позволяет по-новому рассмотреть нефтяные месторождения как постоянно развивающиеся, подпитываемые углеводородами из глубин недр Земли.

Естественно результаты таких исследований потребовали более глубокого изучения проблемы. 20 лет тому назад в Татарстане группой специалистов объединения «Татнефть», ТатНИПИнефть, КГУ, ИОФХ им. Арбузова под руководством Р.Х. Муслимова и И.Ф. Глумова были начаты исследования феномена восполнения запасов нефти залежей терригенного девона Ромашкинского месторождения, направленные на

решение задач, имеющих большое научное и практическое значение для увеличения извлекаемых запасов нефти разрабатываемых месторождений [10-11].

Анализ геолого-промысловых данных (ГПД) многолетней работы эксплуатационных скважин Ромашкинского месторождения позволил обосновать наличие современного поступления углеводородов в промышленную нефтяную залежь пашийского горизонта Ромашкинского месторождения [8-12] и существование локализованных участков подтока новых порций УВ. В ходе анализа ГПД был разработан ряд критериев, позволивших из всего числа эксплуатационных скважин выделить те, в которых процесс подтока УВ был зафиксирован с наибольшей вероятностью. Такие скважины получили название аномальных. Комплексный анализ геолого-промысловых данных, выполненный в ТатНИПИнефть 2005-2006 гг. под руководством Р.Р. Ибатуллина, С.Г. Уварова, позволил выделить из всего фонда скважин те, которые отвечали определенным критериям аномальности. К аномальным были отнесены скважины с накопленной добычей нефти более 0,5 млн. т., с дебитами нефти более 100 т/сут в течение не менее 5 лет, с продолжительностью работы более 40 лет, с накопленным водонефтяным фактором не более 0,5 м³/т, с растущими дебитами в течение не менее 5 лет в период падающей добычи нефти.

На рис. 9 показана динамика отношений средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин в течение 40 лет их эксплуатации. Как видно, максимальные значения этого параметра зафиксированы в 1962, 1976 и 1991 годах, то есть с периодичностью в 14 лет.

Эффект подтока легких углеводородов в терригенные пласты девона и карбона подтверждается динамикой плотностей нефти, зафиксированной по результатам анализа изменения плотностей в пьезометрических скважинах.

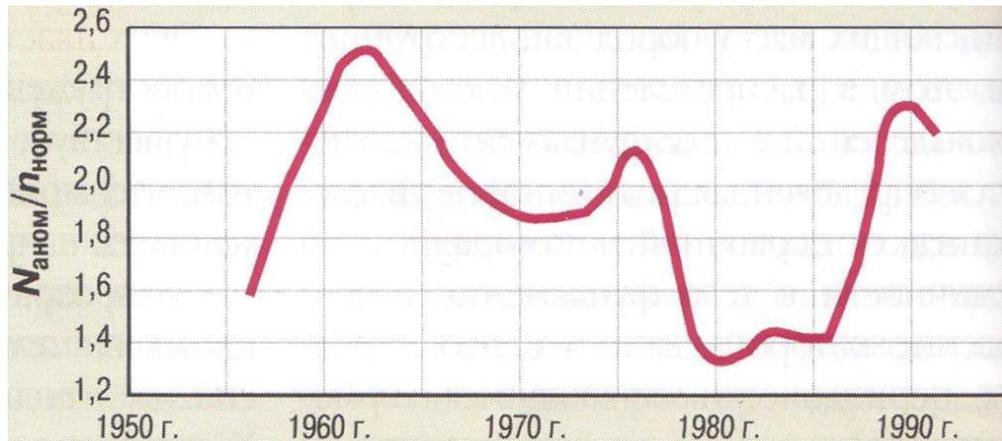


Рис. 9. Динамика отношений средних дебитов «аномальных» скважин ($n=26$) к средним дебитам нормальных скважин ($n=19$) в течение 40 лет эксплуатации

Анализ динамики плотности нефти (Рис. 10).

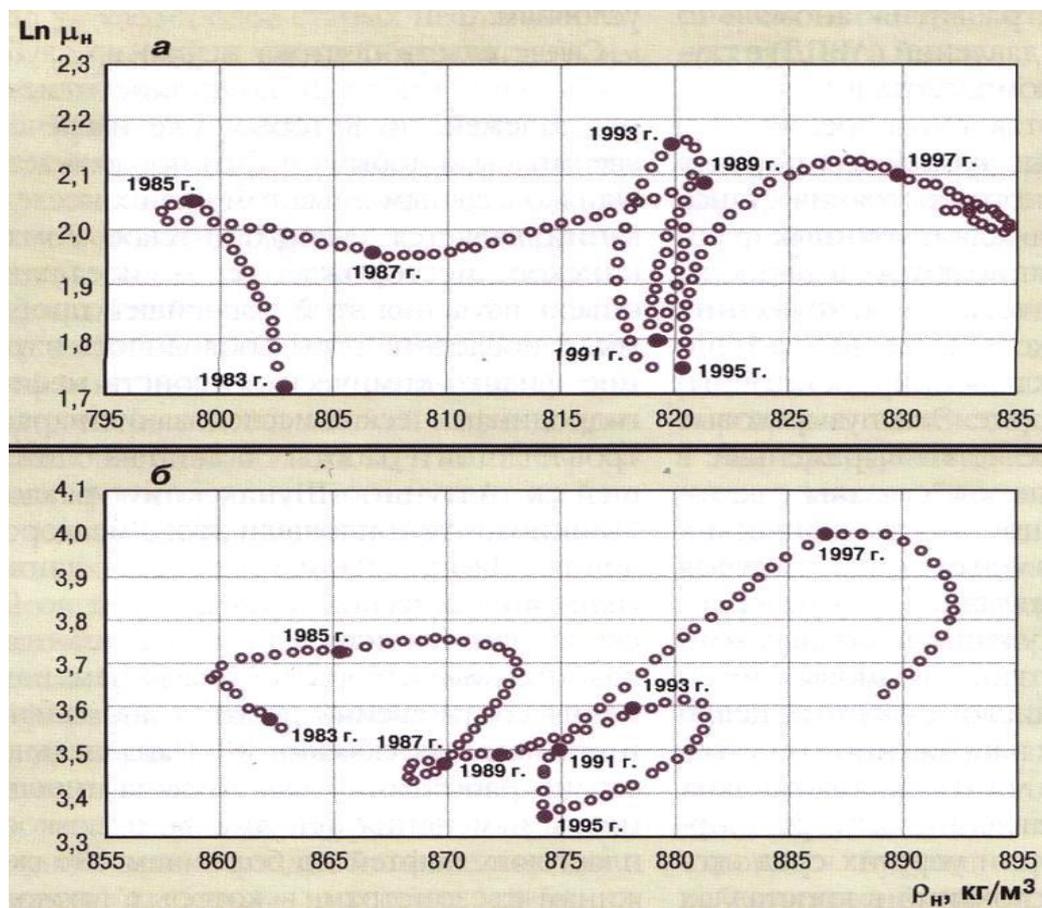


Рис. 10. Изменение плотности и вязкости нефтей девона (а) и карбона (б) Ромашкинского месторождения в процессе разработки

Следует отметить, что выявленная периодичность уменьшения плотности нефти прежде всего свидетельствует о периодичности активизации процесса поступления легких УВ и других газов (CO_2 , CH_4 , N_2

и др.) в осадочную толщу и продуктивный пласт, однако это не исключает тот факт, что глубинная дегазация происходит на протяжении всего периода, но менее активно [12].

Геохимическое изучение нефтей из аномальных скважин однозначно свидетельствует об их отличии по целому ряду параметров, полученных по данным группового, элементного, хроматографического, хроматомасс-спектрометрического анализов и в результате изотопных исследований [13]. Результаты проведенных исследований позволяют дифференцировать нефти из аномальных и нормальных скважин, а также выявлять связь химического состава нефтей с геодинамической обстановкой района. В пределах Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения ЮТС ранее выявленная различная геодинамическая активность участков залежи, связанная с дифференцированной активностью блоковой структуры фундамента, предполагающая возможность непрерывно-прерывистого процесса поступления легких УВ в ее пределы, подтверждается результатами геохимических и других исследований.

Полученные результаты имеют большое практическое значение, поскольку позволяют оперативно проводить площадные геохимические исследования добываемых нефтей. Применение разрабатываемых критериев позволит локализовать участки залежей, в нефтях которых присутствуют следы вновь поступивших порций легких УВ. Над такими участками в перспективе должен быть установлен особый контроль, поскольку именно на них возможны восполнение запасов, периодическое увеличение дебитов скважин, восстановление нефтяных скоплений в промытых зонах.

В ранее опубликованных работах [7, 10] было показано существование для всех нефтяных и битумных залежей ЮТС единого источника нефтегенерации, что указывает на формирование месторождений за счет вертикально восходящей миграции

нефтегазоносных флюидов через разломы, секущие кристаллический фундамент и нижние горизонты осадочного чехла. Однако изучение восполнения запасов диктует необходимость изучения не просто нефтеподводящих каналов и разломов КФ и осадочного чехла, но и изучение развития полей трещиноватости и флюидодинамического режима нефтяных залежей.

Все изложенное позволило сделать вывод о наличии факта миграции УВ (углеводородов) из зон деструкций фундамента в осадочный чехол по зонам многочисленных разломов, таким образом, можно с полной уверенностью говорить о «подпитке» нижних горизонтов Ромашкинского месторождения «УВ-дыханием» фундамента.

Приуроченность путей миграции нефти к зонам разломов, молодой возраст залежей нефти, а также заполненность структур менее чем на 100 % дают основание считать продолжение процесса формирования и переформирования залежей нефти и, таким образом, наличие современной миграции нефти и восполнение запасов, находящихся в разработке.

Этот процесс может быть аргументирован с позиции неорганического происхождения нефти, поскольку процесс глубинной генерации углеводородов и непрерывно-прерывистого их поступления в верхние горизонты земной коры и осадочного чехла. Процесс является закономерным, подчиняющимся определенным геотектоническим условиям.

Традиционно запасы нефтяных и газовых месторождений до недавнего времени было принято относить к невозполняемым природным ресурсам, а сам процесс формирования залежей связывать с длительным (миллионы лет) периодом генерации углеводородов и их переноса в капельном состоянии пластовыми водами к месту «захвата» ловушками. Однако, наблюдаемые в течение столетий и тысячелетий естественные выходы нефти и газа на дневную поверхность, а также установленные во второй половине прошлого века дегазация рифтовых долин Мирового

океана и высачивания нефти и газовых струй на его дне заставили в этом усомниться.

Классические примеры восстановления залежей нефти на территории Кавказского региона, Волгоградского Поволжья, Татарстана, рассмотренные в работах Н.А. Касьяновой, М.Н. Смирновой, Муслимова Р.Х. с соавторами, В.П. Гаврилова, А.В. Бочкарева, С.Б. Остроухова и др., инициировали начало изучения влияния современной геодинамики на нефтеносность осадочного чехла и переформирование залежей нефти и газа в процессе их длительной разработки, включая восстановление запасов ранее истощенных залежей и изменение в них фазового состава углеводородов. На сегодняшний день зафиксировано большое количество случаев превышения объемов добытых углеводородов над подсчитанными запасами на многих месторождениях России и стран СНГ. Месторождения Терско-Сунженского района Чеченской республики, Западной Кубани, Волгоградской области, Татарстана, Самарской области, Ишембайской и Кинзебулатовской групп в Башкортостане – вот далеко не полный перечень объектов, на которых факт восполнения залежей уже доказан [13-21].

А детальные исследования этого процесса в мониторинговом режиме, проведенные на Памятно-Сасовском месторождении (Нижнее Поволжье) силами ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть» в период с 1998 по 2002 годы продемонстрировали не только необходимость исследования пространственно-временных закономерностей флюидного режима залежи, но и практическую возможность организации подобных мониторинговых исследований на любом разрабатываемом нефтяном месторождении [22].

Более убедительных факторов восполнения запасов УВ на эксплуатируемых месторождениях искать не нужно. Таким образом, феномен подпитки еще недавно преподносился в качестве гипотезы, а

сегодня это неоспоримый факт (доказанная теория). Мы эту подпитку видим визуально и даже где-то можем оценить.

Для практического использования процессов подпитки надо решить две группы вопросов: технико-технологическое и методико-правовые. Проблема практического использования процессов подпитки весьма сложная. Дело в том, что подпитка имеется не во всех месторождениях и даже не по всему изучаемому месторождению (если она уже установлена на данном месторождении). Она, как правило, носит точечный характер. Мы не знаем, где она есть и тем более не знаем скорость и объемы подпитки. Надежных методов решения этих проблем пока не создано. Проблему определения мест подпитки можно решать специальным анализом состояния разработки эксплуатируемых месторождений с применением расширенного комплекса промыслово-гидродинамических, промыслово-геофизических методов и геохимических методов, анализа длительной истории эксплуатации скважин с начала ввода их в эксплуатацию. Этот комплекс работ опробован на Ромашкинском месторождении. Методов определения скорости и количества поступаемых из недр и затем добываемых за счет этого УВ пока не создано. Поэтому их можно вычислить лишь методами материального баланса [23].

Пока можно предложить лишь один путь. Из общей добычи нефти по объекту, которую мы знаем достоверно, вычесть добычу из традиционно эксплуатируемой залежи (участка) из находящихся на госбалансе запасов, затем добычу нефти за счет современных МУН, далее добычу за счет переформирования (регенерации) залежи.

Остаток можно принять в качестве вклада подпитки в общую добычу нефти с рассматриваемой залежи. Такой сложный путь определения объемов (количества) нефти получаемой за счет подпитки. Но и здесь имеются определенные нюансы.

Здесь нужны инновационные подходы к разработке нефтяных месторождений на основе учета процесса дегазации Земли и восполнения запасов УВ должны базироваться на альтернативной теории происхождения нефти и газа и формирования их промышленных скоплений.

Работу следует начать с анализа состояния и составления нового инновационного проекта разработки.

Для проектирования разработки нужна совершенно новая модель более высокого поколения, новые технологии промысловых и аналитических исследований залежи, новые технологии нефтеизвлечения и оценки роли и объемов переформирования залежей и глубинной подпитки. Причем переформирование может происходить двумя путями: без учета подпитки и с учетом её. Переформирование без учета подпитки происходит в процессе длительной эксплуатации залежей за счет гравитационных факторов, изменение потоков жидкости в пласте и других явлений, связанных с процессами разработки. В этом случае геологические (балансовые) запасы не меняются, а извлекаемые растут. Подпитка же усиливает эти процессы и увеличивает как геологические (балансовые), так и извлекаемые ресурсы залежи. Изучение проблемы выявило массу вопросов.

Прежде всего необходимо решить проблему достоверного учета извлекаемых запасов нефтей месторождений без учета подпитки. Эта задача кажется тривиальной, но тем не менее проблема существует.

В отрасли давно назрела необходимость переоценки геологических ресурсов всех месторождений нефти и газа, поскольку балансовые и извлекаемые запасы, в старом, давно установившемся понимании оставляют за бортом запасы так называемых некондиционных пластов и пропластков. По оценкам экспертов, они 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.

Такая геологическая модель должна строиться на принципиально новом подходе, чем это принято в настоящее время в официальных документах ГКЗ России. Она должна включать не только так называемые «кондиционные коллектора», как это официально принято, а и так называемые и некондиционные нефтесодержащие пласты, как это показано в работах [24 - 26]. В этой модели должны быть показаны разломы, зоны дробления, трещиноватости, получаемые с использованием различных методов сейсмологических исследований и могущие служить нефтеподводящими каналами. В результате мы получим современную принципиально новую геологическую модель месторождения (залежи) (Рис. 11).

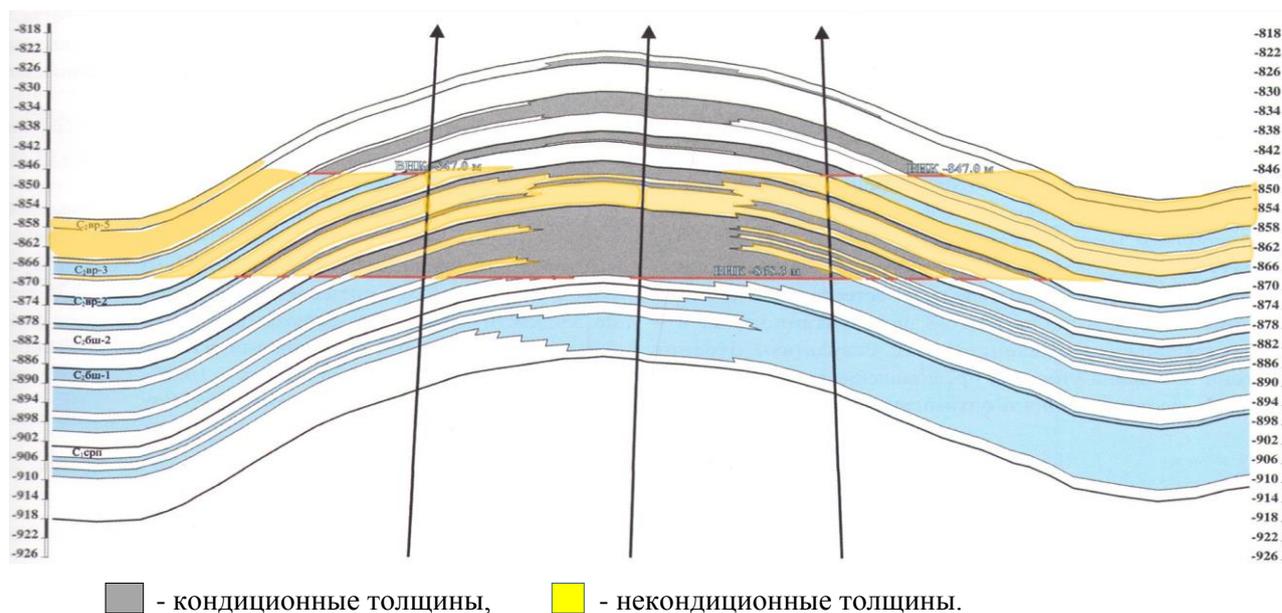


Рис. 11. Вишнево-Полянское месторождение. Схематический геологический профиль продуктивных отложений нижнего карбона

Это требует изменения методики подсчета запасов и соответствующих документов ГКЗ.

Далее для построения необходимой принципиально иной геолого-фильтрационной модели, базовая геологическая модель должна дополняться постоянным мониторингом и корректировкой ее по мере получения новых данных об изменении геохимии и геологических свойств пластов, включая состав нефти и растворенного газа, пластовую температуру, динамику дебитов, давлений, газового фактора и др.

Добычу за счет МУН необходимо учитывать отдельно. По Ромашкинскому месторождению методические приемы повышения КИН на поздних стадиях разработки были обобщены в нашей работе [26]. Основные приемы здесь следующие: выделение небольших размеров блоков, обособленных геологических тел, применение современных гидродинамических МУН, затем применение третичных МУН более высокого поколения (довыработка остаточных запасов на выработанных до проектного уровня КИН участках), применение форсированного отбора жидкости. Всё это позволяет повысить КИН на Ромашкинском месторождении на 11,4 процентных пунктов. Расчетная динамика добычи нефти при применении МУН показана на рис. 12.

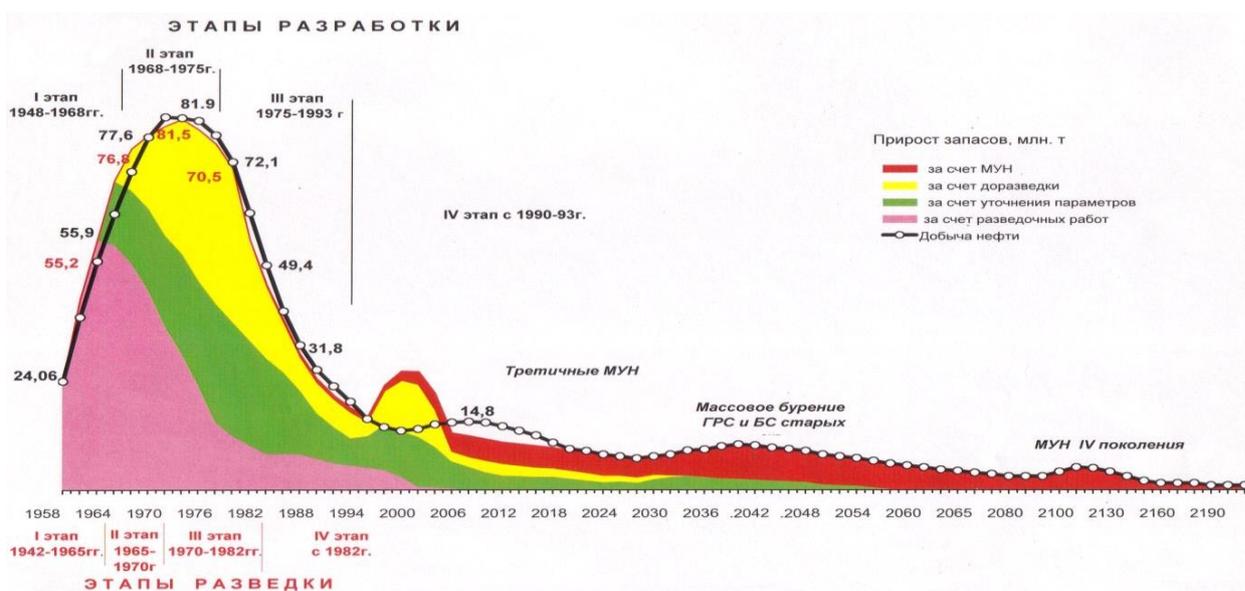


Рис. 12. Разработка с учетом новой стратегии (без учета подпитки).

Кроме учета объемов добычи за счет увеличения КИН необходимо оценивать и добычу за счет перестроения (регенерации) залежей во

времени. Согласно выдвигаемой гипотезе механизма регенерации нефтяной залежи, остаточная нефть, мигрируя по поровым каналам под действием градиента давления, который обусловлен разницей в удельном весе вытесняющего агента и остаточной нефти, будет скапливаться у кровли продуктивного пласта перетекать в области, где запас внутренней энергии для нее будет минимальным при данных термодинамических условиях [27].

Процессы подпитки и переформирования залежей обуславливают целесообразность и необходимость применения гидродинамических методов разработки нефтяных залежей как наиболее подходящих к природным условиям формирования залежей путем миграции флюидов.

Открытие феномена подпитки и переформирования залежей УВ при длительной разработке расширяют перспективы применения гидродинамических методов разработки нефтяных месторождений РФ и РТ? Они в России всегда были основным методом разработки месторождений и считались перспективными.

Во-первых, надо полагать, что процессы подпитки идут не на всех разрабатываемых месторождениях. В основном они характерны для крупнейших нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений, а на супергигантах (Ромашкино, Самотлор, Уренгой) их можно насчитать десятками. На мелких и средних месторождениях значимость этих процессов будет существенно ниже, либо их не будет вовсе. Хотя В.А. Трофимов считает, что НПК имеются под каждым месторождением.

Во-вторых, надо учитывать, что подпитка эта точечная и нужно определится как искать эти участки подпитки.

Для применения гидродинамических методов нужны системы разработки, учитывающие совершенно другие режимы воздействия и разработки, в отличие от современных отработанных методов заводнения, применяемого вне участков подпитки. Здесь (на участках подпитки) нужно

другое расположение нагнетательных и добывающих скважин и создание других режимов с более низкими пластовыми и забойными давлениями, чем на удаленных от зон подпитки.

Для решения проблемы практического использования процессов подпитки нужны утверждение новых документов по организации подсчета запасов (ГКЗ), по проектированию систем разработки (ЦКР), инструкций по исследованию и мониторингу процессов подпитки и реформирования залежей (Минприроды).

Наша оценка роли подпитки на Ромашкинском месторождении показана на рис. 13.

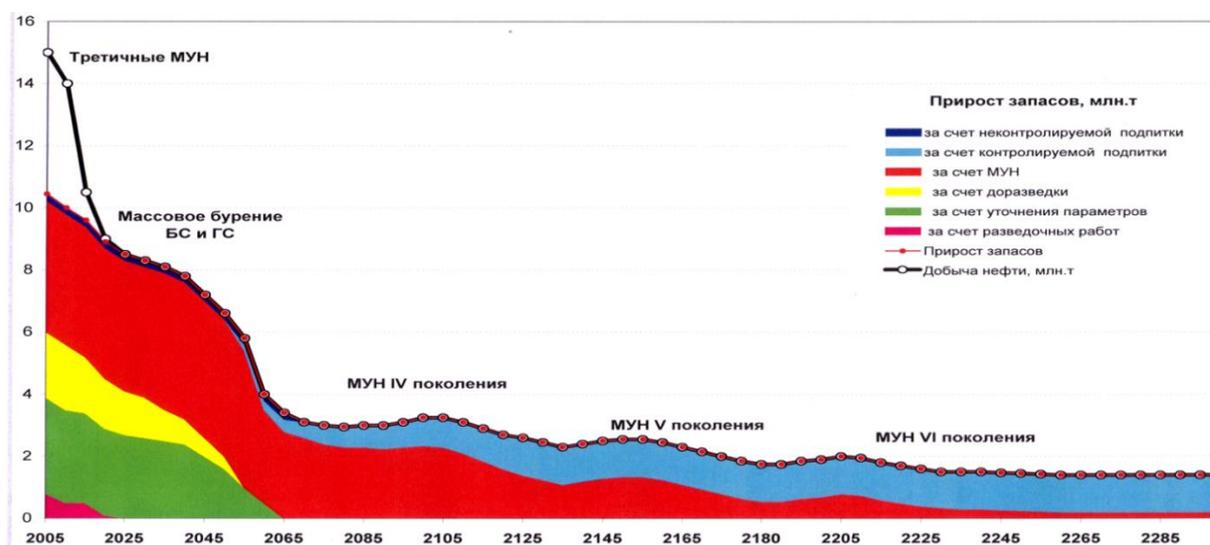


Рис. 13. Динамика добычи и воспроизводства запасов нефти по Ромашкинскому месторождению с 2005г.

Хотелось, чтобы особенности стадии стабильной добычи длительно разрабатываемых месторождений с учетом реформирования и подпитки инициировали широкое обсуждение проблемы с целью изменения правил и методов проектирования разработки нефтяных месторождений с новыми подходами к определению геологических запасов нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений, исходя из фундаментальных положений геологии. Эти обсуждения мобилизуют широкую общественность на внесение коренных изменений в науку и практику освоения

месторождений УВ. Затем, очевидно это может подтолкнуть верха (ГКЗ, ЦКР и др. официальные органы) к назревшим изменениям. Тогда эти изменения могут стать реальностью уже к середине текущего столетия.

Список литературы

1. Юсупов Б.М. Новая концепция проблемы происхождения нефти и природного горючего газа. Уфа. 1982.
2. Муслимов Р.Х., Хаммадеев Ф.М., Ибатуллин Р.Х., Кавеев И.Х. Программа дальнейшего изучения глубинных недр Татарии // Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. Сборник статей. Казань: Таткнигоиздат, 1980. – С.3-13.
3. Муслимов Р.Х., Лобов В.А., Хаммадеев Ф.М. и др. Обоснование заложения и основные результаты бурения скважины 20000 // Глубинные исследования архейского фундамента востока Русской платформы в Миннибаевской скважины 20000. - Казань: Таткнигоиздат, 1976. - С.3-14.
4. Муслимов Р.Х., Кавеев И.Х. Обоснование заложения, геологический глубинный разрез и задачи скважины 20009 // Геологические и технологические особенности заложения Ново-Елховской скважины 20009, Тезисы докладов научно-технической конференции, Альметьевск, 1988. - С. 3-6.
5. Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Кристаллический фундамент Татарского свода – потенциальный генератор углеводородов Ромашкинского месторождения. Мат-лы конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». М., Изд. МГУ, 1998, 147-149.
6. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Проблемы нефтегазоносности кристаллического фундамента и его роль в формировании залежей нефти в осадочном чехле. Мат-лы конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». М. Изд. МГУ. 1998. 150-151.
7. Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации. Георесурсы №1 (9). 2002.
8. Муслимов Р.Х. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты / Р.Х. Муслимов, И.Ф. Глумов, И.Н. Плотникова, В.А. Трофимов, Д.К. Нурғалиев // Геология нефти и газа (спецвыпуск). – 2004. – С. 43–49.
9. Муслимов Р.Х. Возобновляются ли запасы нефти? / Р.Х. Муслимов, И.Н. Плотникова // ЭКО. – 2012. – № 1 (145). – С. 29–34.
10. Плотникова И.Н. Геоинформационные подходы к изучению Ромашкинского месторождения / Плотникова И.Н., Ахметов А.Н., Делев А.Н., Усманов С.А., Шарипов Б.Р. // Известия ВУЗов. Горный журнал — 2011. — № 7. — С. 63-67.
11. Плотникова И.Н. Геохимические критерии идентификации невыработанных участков нефтяных залежей на поздней стадии их разработки / И.Н. Плотникова, Г.Т. Салахидинова // Нефть и газ. – № 5. – 2017. – С. 83–102.
12. Плотникова И.Н. Современный процесс возобновления запасов углеводородного сырья: гипотезы и факты // Георесурсы. – 2004. – Т. 15. – № 1. – С. 40.
13. Аширов К.Б. Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области / К.Б. Аширов, Т.М. Боргест, А.Л. Карев // Известия Самарского научного центра РАН. – 2000. – № 1. – Т. 2. – С. 166–173.
14. Бочкарев В.А. Концепция двухэтапного формирования залежей углеводородов западного борта Прикаспийской впадины / В.А. Бочкарев, С.Б. Остроухов, С.Э. Сианисян // Успехи органической геохимии: матер. Всерос. науч. конф. 11-15 окт. 2010 г. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2010. – С. 64–69.

15. Гаврилов В.П. Нефть и газ – возобновляемые ресурсы [Электрон. ресурс] // РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – Режим доступа: http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/V_P_statya_Neft%20gaz%20vozobnovlyaemy.pdf
16. Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых: тезисы докладов Международной конференции, 30–31 мая – 1 июня 2006 г. – М.: ГЕОС, 2006. – 320 с.
17. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы: материалы Всерос. конф. – М.: ГЕОС, 2008. – 622 с.
18. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений: сборник статей: к 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина. – М.: ГЕОС, 2011. – 503 с.
19. Горюнов Е.Ю. Проявления современных подтоков углеводородов в нефтегазоносные комплексы на территории ВолгоУральской нефтегазоносной провинции / Е.Ю. Горюнов, П.А. Игнатов, Д.Н. Клементьева и др. // Геология нефти и газа. – 2015. – № 5. – С. 62–69.
20. Запивалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения / Н.П. Запивалов // Известия Томск. политехн. ун-та. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 206–211.
21. Казанцев Ю.В. Возможность пополнения запасов углеводородного сырья в старых месторождениях в свете сеймотектонических исследований / Ю.В. Казанцев, Т.Т. Казанцева // Геологический сборник № 6: Информационные материалы ИГ УНЦ РАН. – Уфа: ИГ УНЦ РАН, 2007. – С. 74–7.
22. Касьянова Н.А. Геофлюидодинамические доказательства современного восполнения запасов нефтегазовых залежей / Н.А. Касьянова // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 3 (38). – С. 14–16.
23. Иктисанов, В.А. Концепция нефтеобразования и восполнения запасов в истощенных месторождениях/ Сборник научных трудов, посвященный 60-летию ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть». Выпуск №LXXXIV. – М.: ОАО «ВНИИОНГ». – 2016. – С.214-218.
24. 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.
25. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании. // Нефтяное хозяйство, 1/2006, с. 34-41.
26. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: Учебное пособие. – Казань: Изд-во: «Фэн» - 2012.-664с.
27. Дьячук И.А. К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов//Георесурсы – 2015. - № 1(60) – С.39-46.

References

1. Yusupov V.M. *Novaya koncepciya problemy proiskhozhdeniya nefiti i prirodnogo goryuchego gaza* [New concept of oil and natural gas origin]. Ufa. 1982. (in Russian)
2. Muslimov R.H., Khammadeev F.M., Ibatullin R.H., Kaveev I.H. *Programma dal'nejshego izucheniya glubinyh nedr Tatarii* [Program of further studies of the Earth's interior in Tatarstan]. *Glubinye issledovaniya dokembriya vostoka Russkoj platform* [Deep studies of the Pre-Cambrian sediment in the eastern part of the Russian platform]. Collection of papers. Kazan: Tatknigoizdat Publ., 1980. pp. 3-13. (in Russian)
3. Muslimov R.H., Lobov V.A., Khammadeev F.M. et al. *Obosnovanie zalozheniya i osnovnye rezul'taty bureniya skvazhiny 20000* [Justification for drilling of Well No. 20000 and main drilling results] *Glubinye issledovaniya arhejskogo fundamenta vostoka Russkoj platformy v Minnibaevskoj skvazhiny 20000* [Deep studies of the Archean basement in the eastern part of the Russian platform in the Minnibaevskaya Well No. 20000] Kazan: Tatknigoizdat Publ., 1976. pp. 3-14 (in Russian)

4. Muslimov R.H., Kaveev I.H. *Obosnovanie zalozheniya, geologicheskij glubinnyj razrez i zadachi skvazhiny 20009* [Justification for drilling of Well No. 20009, geological cross-section, and objectives of the well] *Geologicheskie i tekhnologicheskie osobennosti zalozheniya Novo-Elhovskoj skvazhiny 20009* [Geological and operational characteristics of Novo-Elkhovskaya Well No. 20009], Abstracts of scientific-technical conference, Almet'yevsk, 1988. pp. 3-6 (in Russian)
5. Muslimov R.H., Izotov V.G., Sitdikova L.M. *Kristallicheskiy fundament Tatarskogo svoda – potencial'nyj generator uglevodorodov Romashkinskogo mestorozhdeniya* [Crystalline basement of Tatarian arch as a potential oil generator for Romashkinskoye oil field]. Proc. of Conference “New ideas in geology and geochemistry of oil and gas”. Moscow, MGU Publ., 1998, pp. 147-149. (in Russian)
6. Muslimov R.H., Plotnikova I.N. *Problemy neftegazonosnosti kristallicheskogo fundamenta i ego rol' v formirovanii zalezhej nefti v osadochnom chekhle* [Problems of hydrocarbon potential of crystalline basement and its role in forming of oil deposits in sedimentary mantle]. Proc. of Conference “New ideas in geology and geochemistry of oil and gas”. Moscow, MGU Publ., 1998, pp. 150-151. (in Russian)
7. Trofimov V.A., Korchagin V.I. *Neftepodvodyashchie kanaly: prostranstvennoe polozhenie, metody obnaruzheniya i sposoby ih aktivizacii* [Oil-bearing channels: spatial position, methods of localization, and techniques to activate]. *Georesursy* No. 1(9), 2002. (in Russian)
8. Muslimov R.H., Glumov N.F., Plotnikova I.N., Trofimov V.A., Nurgaliev D.K. *Neftegazovye mestorozhdeniya – samorazvivayushchiesya i postoyanno vozobnovlyaemye ob'ekty* [Oil-and-gas fields as spontaneously developing and continuously replaceable features]. *Geologiya nefti i gaza*. Special issue, 2004. pp. 43-49. (in Russian)
9. Muslimov R.H. *Vozobnovlyayutsya li zapasy nefti?* [Do oil reserves replace themselves&] *EKO*, No. 1(145), 2012. pp. 29–34. (in Russian)
10. Plotnikova I.N., Ahmetov A.N., Delev A.N., Usmanov S.A., Sharipov B.R. *Geoinformacionnye podhody k izucheniyu Romashkinskogo mestorozhdeniya* [Geoinformational approaches to study of Romashkinskoye field]. *Izvestiya VUZov. Gornyy zhurnal*, No. 7, 2011. pp. 63-67. (in Russian)
11. Plotnikova I.N., G.T. Salakhidinova *Geohimicheskie kriterii identifikacii nevyrobotannykh uchastkov neftyanykh zalezhej na pozdnej stadii ih razrabotki* [Geochemical criteria for identification of by-passed zones of oil deposits at the late development stage]. *Neft i gaz*, No. 5, 2017. pp. 83–102. (in Russian)
12. Plotnikova I.N. *Sovremennyyj process vozobnovleniya zapasov uglevodorodnogo syr'ya: gipotezy i fakty* [Present-day process of replenishment of hydrocarbon reserves: hypotheses and facts]. *Georesursy*, Vol. 15, No. 1, 2004. p. 40. (in Russian)
13. Ashirov K.B., T.M. Borgest, A.L. Karev *Obosnovanie prichin mnogokratnoj vospolnimosti zapasov nefti i gaza na razrabatyvaemykh mestorozhdeniyah Samarskoj oblasti* [Justification for causes of multiple replenishment of oil and gas reserves in developed fields in Samara region]. *Izvestiya Samarskogo nauchnogo centra RAN*, No. 1, 2000, Vol. 2. pp. 166–173. (in Russian)
14. Bochkarev V.A., S.B. Ostrouhov, S.E. Sianisyan *Koncepciya dvuhetapnogo formirovaniya zalezhej uglevodorodov zapadnogo borta Prikaspijskoj vpadiny* [Concept of two-stage forming of hydrocarbon deposits in the western flank of pre-Caspian depression]. *Successes of organic geochemistry: Proc. of all-Russia scientific conference*, 11–15 Oct, 2010. Novosibirsk: INGG SO RAN Publ., 2010. pp. 64–69. (in Russian)
15. Gavrilov V.P. *Neft' i gaz – vozobnovlyaemye resursy* [Oil and gas are renewable resources] Gubkin Russian State University of Oil and Gas. Available at: http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/V_P_statya_Neft%20gaz%20vozobnovlyaemy.pdf
16. *Degazaciya Zemli: geoflyuidy, neft i gaz, paragenezы v sisteme goryuchih iskopaemyh* [Degassing of Earth: geofluids, oil and gas, paragenesis in the system of combustible fossils]. Abstracts of International conference, 30–31 May – 1 June, 2006. Moscow: GEOS Publ., 2006. 320 p.

17. *Degazaciya Zemli: geodinamika, geoflyuidy, neft', gaz i ih paragenezy* [Degassing of Earth: geodynamics, geofluids, oil, gas and their paragenesis]. Proc. of All-Russia Conference. GEOS Publ., Moscow, 2008. 622 p. (in Russian).
18. *Degazaciya Zemli i genesis neftegazovyh mestorozhdenij* [Degassing of the Earth and genesis of oil and gas fields]. Collection of papers. Moscow: GEOS Publ., 2011. 503 p. (in Russian)
19. Goryunov E.Yu., P.A. Ignatov, D.N. Klement'eva et al. *Proyavleniya sovremennyh podtokov uglevodorodov v neftegazonosnye komplekсы na territorii Volgo-Ural'skoj neft'egazonosnoj provincii* [Evidence of present-day hydrocarbon inflow on oil-and-gas plays on the territory of Volga-Urals oil and gas province]. *Geologiya nefti i gaza*, No. 5, 2015. pp. 62-69. (in Russian)
20. Zapivalov, N.P. *Dinamika zhizni neftyanogo mestorozhdeniya* [Dynamics of an oil filed life]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta Publ.*, No. 1, 2012, Vol. 321. pp. 206-211. (in Russian)
21. Kazancev, Yu.V. *Vozmozhnost' popolneniya zapasov uglevodorodnogo syr'ya v staryh mestorozhdeniyah v svete sejsmotektonicheskikh issledovanij* [Potentialities of replenishment of reserves of hydrocarbons in old fields in the light of seismic and tectonic surveys] *Geologicheskij sbornik No. 6. Informational materials of Institute of Geology of Ufa Research Centre of Russian Acad. of Sc. Ufa, IG UNC RAN Publ.*, 2007. pp. 74-78. (in Russian)
22. Kas'yanova N.A. *Geoflyuidodinamicheskie dokazatel'stva sovremennogo vospolneniya zapasov neftegazovyh zalezhej* [Geofluidodynamic evidence of present-day replenishment of oil and gas deposits]. *Geologiya, geografiya i global'naya energiya*, No. 3(38), 2010. pp. 14–16. (in Russian)
23. Iktisanov, V.A. *Koncepciya nefteobrazovaniya i vospolneniya zapasov v istoshchennyh mestorozhdeniyah* [Concept of oil generation and reserves' replacement in depleted fields] *Collection of research papers of PJSC TATNEFT. Issue No. LXXXIV. Moscow: OAO VNIIONG Publ.*, 2016. pp. 214-218. (in Russian)
24. Zakirov S.N., Indrupsnij I.M. Zakirov E.S. et al. *Novye principy i tekhnologii razrabotki mestorozhdenij nefti i gaza* [Novel principles and technologies for development of oil and gas fields] Part 2. Moscow-Izhevsk: Institute of computer studies, NIC Regular and chaotic dynamics, 2009. 484 p. (in Russian).
25. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupsnij I.M. *Novye predstavleniya v 3D geologicheskom i gidrodinamicheskom modelirovanii* [New concepts in 3D static and dynamic modeling] *Neftyanoe Khozyajstvo*, No. 1, 2006. pp. 34-41. (in Russian)
26. Muslimov R.Kh. *Nefteotdacha; proshloe, nastoyashchee, budushchee (optimizaciya dobychi, maksimizaciya KIN)* [Oil recovery: the past, the present, and the future (optimization of production, maximization of oil recovery)] *FAN Publ.*, 2012. 664 p. (in Russian)
27. D'yachuk I.A. *K voprosu pereformirovaniya neftyanyh mestorozhdenij i plastov* [On re-forming of oil fields and deposits] *Georesursy*, No. 1(60), 2015. pp. 39-46. (in Russian).

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, Russian Federation
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