



УДК 622:553.98

ТЕХНОГЕНЕЗ В ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМАХ: МАСШТАБЫ И ДИНАМИКА ПРОЯВЛЕНИЯ

TECHNOGENESIS IN FORMATION SYSTEMS: SCALE AND DYNAMICS OF THE MANIFESTATION

Мухаметшин Рустам Закиевич

доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры
геологии нефти и газа им. акад. А.А. Трофимука,
Казанский федеральный университет;
профессор кафедры
литологии и геологии горючих ископаемых,
Уральский государственный горный университет
geoeng111@yandex.ru

Mukhametshin Rustam Zakiyevich

Doctor of Geological
and Mineralogical Sciences,
Professor of Department geology of oil
and gas of the academician A.A. Trofimuk,
Kazan Federal University;
Professor of Department lithology
and geology of combustible minerals,
Ural state Mining University
geoeng111@yandex.ru

Аннотация. Показана длительность проявления техногенных преобразований в пластовых системах. Наиболее активным агентом техногенных превращений служит закачиваемая из поверхностных источников вода, содержащая кислород. Такая вода оказывает комплексное воздействие на элементы пластовой системы и ухудшает условия выработки запасов нефти.

Annotation. The duration of the technogenic transformations manifestation in formation systems is shown. The most active agent of technogenic transformations is the containing oxygen water from surface sources. Such water has a complex effect on the of the formation system elements and worsens the conditions of oil reserves production.

Ключевые слова: порода-коллектор, нефть, пластовая система, техногенез, заводнение, осложнение, минералогическая трансформация.

Keywords: reservoir rock, oil, formation system, technogenesis, waterflooding, complication, mineralogical transformation.

По И.П. Жабреву и О.А. Черникову (1983), залежь УВ – метастабильная, многокомпонентная система, формирующаяся в течение длительного геологического времени – многих сотен тысяч и миллионов лет; нарушение равновесия происходит первыми же скважинами, вскрывшими залежь, и усугубляется в течение всего времени освоения и разработки.

В настоящее время основной тенденцией развития нефтегазопромысловых технологий является создание и развитие постоянно действующих моделей природно-технологических комплексов добычи и транспортировки углеводородов [1]. Такой подход должен был бы на современном уровне решать практически все задачи нефтегазопромыслового цикла. Однако изучению динамики техногенных процессов не уделяется должного внимания. Одним из «подводных камней» при создании геолого-фильтрационных моделей объектов разработки является неучет физической сущности происходящих в пластовых системах техногенных процессов и, как результат, такие модели оказываются неадекватными реальным условиям объектов разработки [1, 2]. Н.Н. Михайловым обращается особое внимание на эти явления: «...При моделировании и анализе эффективности применяемых технологий нередко возникают значительные трудности, вызванные, с одной стороны, сложностью и неоднозначностью отклика нефтегазовых пластов на технологические воздействия, а с другой, – недостаточным соответствием используемых моделей реальным физико-технологическим условиям пласта» [1, с. 4].

Стабильность уровня нефтедобычи на месторождениях, вступивших в заключительные стадии разработки, определяется рациональным использованием остающихся в недрах запасов. По существу запасы всех месторождений на поздней стадии разработки превращаются (В.Е. Гавура, 2001) в трудноизвлекаемые (ТРИЗ). Для месторождений многих «старых» нефтедобывающих регионов актуальность проблемы определяется необходимостью вовлечения в активную разработку обводненных пластов, запасы которых с применением традиционных технологий вырабатываются крайне низкими темпами и нефтеотдачей.

Проблема трудноизвлекаемых запасов нефти возникла не сразу, но с развитием нефтяной промышленности номенклатура ТРИЗ расширялась (особенно с внедрением методов заводнения), менялись и представления об особенностях распространения этой категории запасов. Исследователи среди прочих ТРИЗ стали выделять и категории, обусловленные техногенными факторами. И.Т. Мищенко (1992) среди основных причин трудной извлекаемости запасов нефти показаны «особенности поведения залежи в процессе ее разработки, связанные с изменениями во времени фильтрационно-емкостных характеристик и зависящие как от выбранной системы разработки, так и от реализуемых градиентов давления». В работе [3] приведена классификация ТРИЗ, в которой с учетом преобладающего осложняющего фактора выделены такие группы (классы) как «с осложнением бурения



скважин и добычи нефти» и «нефтей истощенных, или остаточных». Эти же критерии рекомендовано использовать при определении дифференцированной ставки НДС (Э.М. Халимов, Н.Н. Лисовский, 2005). Нельзя не отметить авторитетное мнение о том, что запасы нефтяных залежей в четвертой стадии в комплексе заслуживают названия «супертрудноизвлекаемых», поскольку они осложнены предшествующими технологическими процессами, недостатками в работе и состоят из нескольких видов трудноизвлекаемых запасов [4].

Краснодарские авторы, отмечая [5], что систему затрудняющих добычу нефти факторов составляют природные и техногенные факторы, взаимодействующие в процессе разработки и формирующие сложную природно-геотехногенную систему, среди них выделяют: а) солеобразование и солеотложение, б) пескообразование, в) повреждение пласта, г) отложения парафинов, д) эмульгирование нефти в воде, е) коррозия. При этом указано, что для находящихся в поздней стадии разработки месторождений деструктивные факторы представляют особую значимость, поскольку они способны привести к непрогнозируемому развитию событий [5].

Рассмотрению геолого-технологических условий, способствующих протеканию тех или иных техногенных процессов, посвящена значительная часть диссертационной работы [6]. В предложенной классификационной схеме трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Урало-Поволжья (рис. 1) выделены следующие подгруппы: 1) технологически измененных, которую целиком составляет класс остаточной нефти, или (по Э.М. Халимову) истощенные; 2) техногенно осложненные – в продуктивных пластах, для которых бурение скважин и/или их эксплуатация сопряжены с осложнениями в пластовых системах; 3) технологически неблагоприятных – глинистые и глинистые коллекторы проницаемостью, как правило, менее 0,5 мкм² [6, 7].

Группы	Подгруппы	Классы
А. Аномальных нефтей	I. Природно-измененных	Залежей, содержащих в пластовых условиях нефти вязкостью > 30 мПа·с
	II. Природно-преобразованных	Залежей тяжелой нефти и природных битумов
	III. Технологически измененных	Остаточной нефти (или истощенные, по Э.М.Халимову) при добыче 70 % НИБ и/или при текущей обводненности добываемой нефти > 90 %
Б. Неблагоприятных коллекторов	IV. Природно-неблагоприятных	1. В пластах (залежах) низкопроницаемых коллекторов (< 0,1 мкм ²). 2. Пластов прерывистых и линзовидных коллекторов с $K_{расп} < 0,5$. 3. В пластах (залежах) с карбонатными коллекторами низкой и средней проницаемости сложного строения. 4. В пластах малой толщины (<2-4 м)
	V. Технологически неблагоприятных	В глинистых и глинистых коллекторах проницаемостью < 0,5 мкм ²
В. Наличие факторов	VI. Повышенной вязкости нефти и неоднородности пластов-коллекторов	1. Пластов зонально-неоднородных ($K_{расп} = 0,5-0,7$), содержащих в пластовых условиях нефти вязкостью от 10 до 30 мПа·с. 2. Пластов (объектов) с высокой полойной неоднородностью коллекторов, проницаемость которых различается на 1,5-2 порядка, содержащих в пластовых условиях нефти вязкостью от 10 до 30 мПа·с
Г. Техногенно осложненных	VII. Техногенно осложненных	В пластах, для которых бурение скважин и их эксплуатация сопряжены с осложнениями

Примечание: $K_{расп}$ – коэффициент распространения коллекторов по площади пласта (залежи).

Рисунок 1 – Классификационная схема трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Урало-Поволжья

Очевидно, необходимость выделения трех подгрупп запасов, испытывающих заметное влияние техногенеза, имеет место не только на месторождениях Урало-Поволжья, в связи с чем следует обратить внимание и на терминологию.

Технологически измененные нефти – нефти, подвергшиеся изменению физических свойств и/или химического состава под воздействием технологических факторов (закачка «чуждых» вод, температурного фактора и т.п.).

На разрабатываемых длительное время залежах нефти происходят наиболее масштабные изменения в пластовых системах. По мнению многих специалистов метод заводнения в ближайшие десятки лет останется основным методом разработки большинства нефтяных месторождений. Однако накопленный за более чем 60 лет его внедрения опыт свидетельствует о ряде недостатков этого в целом высокоэффективного метода:

- при разработке неоднородных, расчлененных объектов не обеспечивается полнота охвата заводнением пластов, происходит разноскоростная выработка пластов, приводящая к преждевременному обводнению высокопроницаемых и оставлению нефти в малопроницаемых пластах;



- выработка оставшихся запасов в заводняемых пластах осложняется тем, что остаточная нефть «запечатывается» закачанной водой;
- ухудшаются свойства остаточной нефти;
- создаются проблемы и снижаются возможности извлечения оставшихся запасов из невыработанных или слабовырабатываемых и менее проницаемых, смежных с заводняемыми пластов по причине снижения температуры (переохлаждения) в пластовых системах;
- происходят негативные процессы в коллекторах, связанные в первую очередь с минеральными преобразованиями глинистой компоненты пород.

Остаточная нефть в основном находится в таком состоянии, что доизвлечение ее обычными способами разработки крайне затруднено [8]. Наиболее активным фактором изменения свойств нефти и даже минералогического состава пород-коллекторов, как установлено нашими [6, 9–11] и др. исследованиями, является кислородосодержащая вода. Влияние последней тем больше, чем сильнее различия в составе пластовых и закачиваемых вод.

Изучение температурного режима в пластовых условиях девона Ромашкинского месторождения в режиме мониторинга позволило зафиксировать первое значительное снижение пластовой температуры (с 37 до 23 °С) в одной из скважин Миннибаевской площади еще в 1966 г. (через 10 лет после освоения под закачку расположенной на расстоянии 250 м от нее нагнетательной скважины). Следует заметить, что за последующие 10 лет температура пласта снизилась еще на 5 °С. Затем систематические наблюдения за температурой промытой части пласта в пробуренной в том же году вблизи нагнетательного ряда контрольной скважине 5062 Южно-Ромашкинской площади показали, что забойная температура изменяется от 7,5 до 16,8 %, что по существу отражает сезонное колебание температуры закачиваемой воды (Р.Х. Муслимов, 1979).

Впервые задокументировать выпадение твердого парафина в пластах горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения удалось при исследовании образцов керн из скважин Азнакаевской и Алькеевской площадей [6, 9, 12]. Поэтому наряду с малоизмененными остаточными нефтями следует выделять отдельно категорию техногенно измененных нефтей, которые считаются остаточными, особо преобразованными. Изменение их дисперсного состояния обусловлено коагуляцией асфальтенов или/и твердых парафинов. Выпадение последних в виде осадка в пористой среде оказывает существенное влияние как на фильтрационные характеристики пластов, так и на степень извлечения нефти.

Значительные изменения в процессе формирования состава изученных нами остаточных нефтей наблюдаются в распределении в них углеводородов. С помощью ГЖХ осуществлялось разделение углеводородной части нефтей на индивидуальные алканы *n*- и *изо*-строения, начиная с С₁₂. Установлено, что если в добываемых нефтях максимум содержания нормальных алканов приходится на углеводороды С_{12–17}, то в остаточных нефтях этот максимум сдвинут в область их более высокомолекулярных (до С₁₉) гомологов; а для образцов с твердыми парафинами – до С₂₆ (рис. 2).

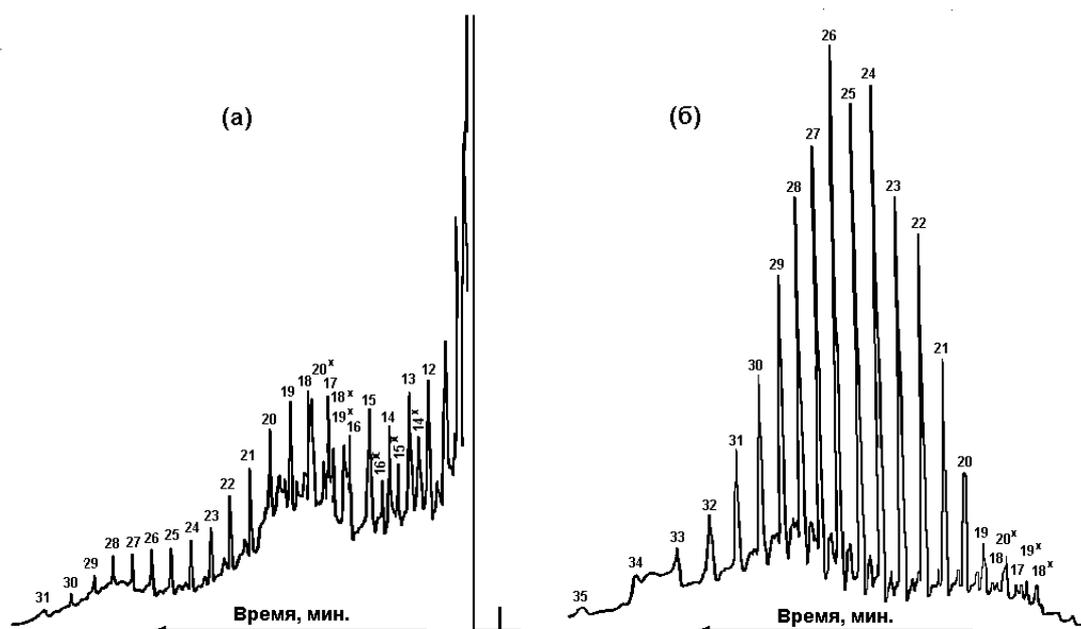


Рисунок 2 – Хроматограммы добываемой (а) и остаточной (б) нефти из скв. 23436 Азнакаевской площади (по Л.М. Петровой и др. [9]): цифрами отмечено число атомов углерода в молекуле алкана, индексом «х» – изопреноидные углеводороды



Обращает на себя внимание характер проявления процесса парафиноотложения по разрезу пласта: оно, как правило, ограничивается верхней, менее проницаемой частью и является результатом длительной прокачки больших объемов холодной воды по высокопроницаемым промытым слоям в средней и нижней частях пласта [6, 12].

Помимо нарушения температурного равновесия в пластовых системах, по нашему мнению, весьма активным фактором изменения свойств нефти и даже минералогического состава пород-коллекторов, является также длительное воздействие кислородосодержащей воды [6]. Влияние последней тем явственнее, чем сильнее различия в составах закачиваемых и пластовых вод. Интересные данные получены при исследовании термическим методом ОВ и экстрактов нефти из пород пластов горизонта Д₁ Миннибаевской и Зеленогорской площадей Ромашкинского месторождения. Для анализа результатов исследований внутри групп образцов с каждого участка были выделены по три подгруппы образцов из пластов (или их частей) с разной степенью вытеснения нефти, или текущей нефтеотдачей – до 0,2; 0,2–0,4 и более 0,4. Сопоставление зависимостей «содержание ОВ – показатель I/II, или $\Delta M_I/\Delta M_{II}$ », «степень выработанности пласта – содержание ОВ» и «степень выработанности пласта – показатель I/II» по группам образцов из пластов, заводняемых пресными (речными) и сточными водами (рис. 3) позволило прийти к определенным выводам. Так, заводнение пластов сточными водами сопровождается снижением содержания ОВ в керне, но показатель I/II при этом остается стабильным. При заводнении же коллекторов пресными водами с увеличением степени выработанности пласта доля легких и средних фракций в органическом веществе пород экспоненциально снижается, а общее содержание ОВ в керне несколько возрастает (см. рис. 3). При этом происходит окисление нефти кислородом, доля связанной с породой нефти заметно возрастает и уменьшаются потери УВ при извлечении керна. Как показал анализ экстрактов, всё это сопровождается возрастанием в нефти доли гетерокомпонентов в виде кислот и сульфоксидов.

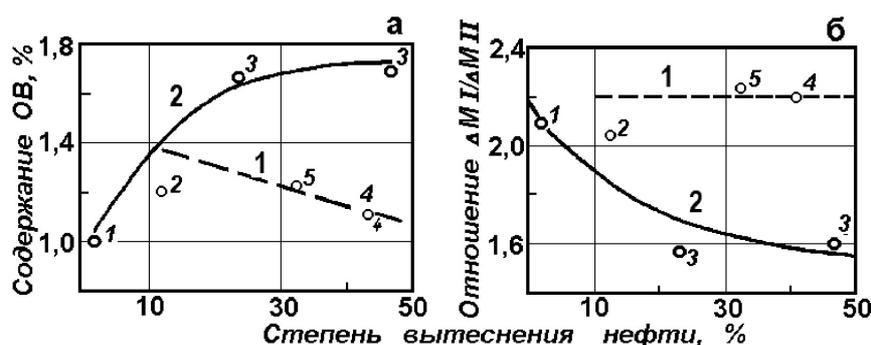


Рисунок 3 – Зависимости содержания ОВ (а) и показателя фракционного состава $F = \Delta M_I/\Delta M_{II}$ (б) от степени вытеснения нефти сточной (1) и пресной (2) водой: цифры у точек – количество образцов

Техногенно (технически) осложненные запасы нефти – запасы, эффективная выработка которых затруднена факторами технического плана, обуславливающими такие важные элементы техники и технологии добычи нефти как способ вскрытия надпродуктивной толщи, существенное изменение конструкции скважин и т.д.

В скважинах эксплуатационного фонда, вскрывающих продуктивные горизонты, могут реализовываться негативные явления, связанные с специфическими свойствами перекрывающих пород или пластов промежуточной толщи. Так, освоение продуктивных пластов в кыновских (тиманских) отложениях девона (горизонт Д₀), имеющих распространение на северных площадях Ромашкинского месторождения, оказалось сопряженным с трудностями технологического и технического плана: мероприятия по поддержанию пластового давления в пласте привели к систематическому выбытию нагнетательных скважин из действующего фонда. Только за первые 20 лет эксплуатации нагнетательных скважин ликвидировано или переведено на другие горизонты более 50 скважин. Основными формами проявления аварийных ситуаций являются вываливание пород на забой через перфорационные отверстия с прихватом подземного оборудования и смятие эксплуатационной колонны, часто с разрывным смещением, или срезанием; нередко фиксируется сочетание обеих форм. Накопленные факты позволяют констатировать следующее: а) негативные явления проявляются в призабойной зоне не сразу, а спустя несколько (обычно 4–6) лет после начала нагнетания слабominерализованной воды; б) сужение ствола скважины происходит вблизи интервала перфорации; в) породы, вывалившиеся на забои скважин, представлены глинистыми породами и алевропесчаниками; г) в процессе бурения проявления аварийных интервалов не наблюдалось [13].

При детальном изучении как керна материала, так и образцов пород, вывалившихся на забои аварийных скважин, удалось выявить в толще аргиллитов практически весь ряд катагенетической



иллитизации смектитов, включающий ректоритовые фазы (В.А. Дриц, Б.А. Сахаров, 1976). В керне скважин 22245 Сармановская и 31015 Холмовская обнаружены слои глин зеленовато-серых, вязкопластичных, легко размокающих в воде, главным минералом которых является слабоизмененный смектит. Причина появления монтмориллонитовой глины на несвойственной ей глубине (>1600 м) установлена по диагностируемым на уровне малых концентраций индикаторным минералам камуфлированной пирокластики [11, 14].

Показано, что сжатие (смятие) эксплуатационных колонн может происходить в результате совместного действия нескольких факторов: а) наличия в исходной породе монтмориллонитовой составляющей пирокластической природы, не полностью преобразованной в Fe-иллит; б) проникновения закачиваемой кислородсодержащей воды в потенциально опасные участки разреза и реализации механизма техногенной монтмориллонитизации смешанослойных фаз, превращающей породу в систему с малым сопротивлением сдвигу; в) разбухания глин монтмориллонитового состава и, как следствие, дробление и выдавливание сопредельных слоев пород на забой [6, 14].

Технологически неблагоприятные запасы нефти – запасы, при выработке которых необходимо существенным образом менять технологию воздействия на продуктивные пласты. Так, на Ромашкинском месторождении технологический фактор играет весьма существенную роль для пластов, представленных глинистыми и глиносодержащими коллекторами. С ними связаны значительные запасы углеводородов, вовлечение которых в активную разработку является одной из первоочередных задач на крупных месторождениях Татарстана. Литологически глинистые коллекторы представлены широкой гаммой пород от алевролитов до песчаников различной зернистости. Классические терригенные коллекторы в практике разработки месторождений углеводородов литологически характеризуются двумя составляющими – терригенная матрица, представленная классическим материалом, и поровое пространство. При этом терригенная матрица рассматривается как инертная в процессе разработки месторождений. В глинистых коллекторах в отличие от «чистых» разностей следует, по нашему мнению [15], выделять три составляющих – минерально-кластическая матрица, поровое пространство и активная тонкодисперсионная часть. Динамическая активность последней составляющей глинистых коллекторов определяется набором минералов, их количественными соотношениями и особенностями локализации в кластической матрице, т.е. текстурной характеристикой. Глинистые минералы являются образованиями с неустойчивой кристаллохимической структурой и активными поверхностными свойствами, что определяет их роль в литогеохимическом равновесии системы «нефть – порода-коллектор».

Как показали исследования на керновом материале из горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения [10, 11, 16], основную роль в глинистой составляющей породы часто играет слюда политипа 1M-1MD, частично обладающая турбостратической, унаследованной от исходного «пеплового» монтмориллонита структурой.

Причину снижения фильтрационных характеристик пластов в результате закачки слабоминерализованных вод нельзя сводить только к появлению способных к набуханию минералов, имеющих исходную пирокластическую природу. Процесс «обратной» трансформации однослойных железистых слюд сопровождается их частичной диспергацией и мобилизацией потоком флюида. Тонкодисперсная монтмориллонитовая составляющая такой суспензии не может обладать большой подвижностью за счет быстрой коагуляции в объеме мелких пор, содержащих связанную высокоминерализованную воду и поэтому монтмориллонит накапливается вблизи границ промытых зон. Напротив, более крупные частицы слюды, несущие больший и соответствующий по знаку скелета породы поверхностный заряд, могут транспортироваться потоком на значительные расстояния, что подтверждается изучением минерального состава осадков с установок по первичной подготовки нефти [6, 10, 11].

На рисунке 4 приведена дифрактограмма такого материала, полученная методом высокочувствительной съёмки. Как и следовало ожидать, основная его масса представлена продуктами химических реакций, протекавших за пределами пласта: кальцитом, арагонитом, доломитом, гипсом, гетитом, лепидокрокитом. В виде примесей наблюдается кварц и альбит. Но преобладающим минералом среди явно привнесённых с попутно добываемой водой является слюда, базальные отражения которой в области 0,1 и 0,2 1/Å не содержат признаков смешанослойности. Среди других глинистых минералов надёжно устанавливается только примесь каолинита, а монтмориллонит практически отсутствует. Кроме того, отмечаются слабые, но вполне достаточные для однозначной интерпретации отражения клиноптилолита и амфибола, что косвенно подтверждает заметную роль пирокластики при формировании продуктивных пластов.

Закачка «чуждой» воды в продуктивный пласт сопровождается изменениями минерального состава коллекторов, что приводит к диспергации глинистых минералов и перекрытию поровых каналов, что характерно для низкопродуктивных пластов. Кроме того, под воздействием снижения пластового давления в глиносодержащих коллекторах происходят необратимые деформационные явления [17, 18]. Для пластов с пониженной проницаемостью это может приводить к масштабным безвозвратным потерям нефти в недрах. Очевидно, избежать или максимально уменьшить воздействие данного технологиче-



8. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин и др. – М. : Недра, 1991. – 347 с.
9. Петрова Л.М., Мухаметшин Р.З., Юсупова Т.Н. и др. Состояние остаточных нефтей длительно разрабатываемых месторождений // Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий. – Казань : Новое Знание, 1998. – С. 336–338.
10. О возможных причинах снижения нефтеотдачи терригенных коллекторов на Ромашкинском месторождении / Р.Х. Муслимов., Г.А. Кринари, М.Г. Храмченков, Р.З. Мухаметшин // Проблемы обеспечения запасами углеводородов в республиках и областях Волго-Камского региона : докл. засед. «Круглого стола» 10–11 ноября 1998 г. – Казань : Мастер Лайн, 2000. – С. 136–147.
11. Мухаметшин Р.З., Кринари Г.А. Палеовулканизм и процессы нефтедобычи (на примере Ромашкинского месторождения) // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : Сб. науч. тр. БелНИПИнефть. – Гомель : БелНИПИнефть, 1999. – Вып. 3 – С. 13–26.
12. Мухаметшин Р.З., Зевакин Н.И. Геологические условия и технологические причины выпадения твердых парафинов в поровом пространстве девонских пластов Ромашкинского месторождения // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов / матер. Междунар. науч.-практич. конфер. – Казань : Изд-во «Фэн», 2007. – С. 445–448.
13. Анализ причин ликвидации нагнетательных скважин в НГДУ «Джалильнефть» / Г.А. Кринари, Р.З. Мухаметшин, И.М. Салихов и др. / Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона. – Казань : Новое Знание, 1998. – С. 192–198.
14. Кринари Г.А., Храмченков М.Г., Мухаметшин Р.З. Причины и механизм разрушения стенок скважин в кыновских глинах // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геоэкология. – 2001. – № 4. – С. 357–364.
15. Изотов В.Г., Мухаметшин Р.З., Ситдикова Л.М. Влияние динамики структур терригенных коллекторов на процессы нефтеотдачи // Геология и разработка нефтяных месторождений : тезисы докладов научно-практической конференции, посвященной 50-летию Татарской нефти. – Альметьевск : ПО «Татнефть», 1993. – С. 104–106.
16. Оживление глиносодержащих пластов на Ромашкинском нефтяном месторождении / Р.Х. Муслимов, Р.З. Мухаметшин, В.Н. Долженков и др. / Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона. – Казань : Новое Знание, 1998. – С. 207–211.
17. Белонин М.Д., Славин В.И. Деформации продуктивного пласта в процессе разработки залежей нефти и газа (теория и методические приемы выбора оптимальных режимов разработки) // Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений : тр. науч.-практич. конфер. – Казань : Экоцентр, 1999. – Т. 2. – С. 244–258.
18. Мухаметшин Р.З., Боровский М.Я., Богатов В.И. Деформационные явления при техногенном воздействии на продуктивные пласты: факты и прогнозная оценка // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – № 3. – С. 47–52.
19. Геохимическое исследование нефтей на поздней стадии разработки месторождения / Т.Н. Юсупова, Е.Е. Барская, Г.Н. Гордадзе и др. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 38–40.
20. Запывалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 3. – URL : http://www.ngtp.ru/rub/6/27_2011.pdf

References:

1. Mikhaylov N.N. of the Physicist of oil and gas layer (Physics of oil and gas systems). – М. : Max press, 2008. – V. 1. – 447 p.
2. Mukhametshin R.Z. Whether the regulations on innovative design of development of oil fields // Oil are necessary. Gas. Innovations. – 2013. – № 2. – P. 70–86.
3. Khalimov E.M. Geotechnologies of exploration and development of oil fields / Chosen works (1958–2000). – М. : IGandRGI, 2001. – 656 p.
4. Improvement of development of oil fields in a closing stage / N.N. Lisovsky, M.M. Ivanova, V.F. Baziv, V.A. Malyugin // Methods of increase in efficiency of development of oil fields in the finishing (fourth) stage : collection of reports. – М. : NP NAEN, 2008. – 356 p.
5. Antoniadi D.G., Savenok O.V. The Factors Complicating Oil Production (FZDN): classification and systematization // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2012. – № 6. – P. 22–27.
6. Mukhametshin R.Z. Geological bases of effective development and extraction of hardly removable reserves of oil : autoref yew. ... Dr.s geol.-miner. sciences. – М. : IGandRGI, 2006. – 52 p.
7. Mukhametshin R.Z. Classification signs of hardly removable stocks (on the example of fields of Tatarstan) // Current problems of a late stage of development of oil and gas extraction regions / a mater. Mezhdunar. scientific and practical konfer. – Kazan : Fen publishing house, 2008. – P. 300–304.
8. Methods of extraction of residual oil / M.L. Surguchev, A.T. Gorbunov, D.P. Zabrodin, etc. – М. : Nedra, 1991. – 347 p.
9. Petrova L.M., Mukhametshin R.Z., Yusupova T.N., etc. The state residual nefty is long the developed fields // Priority methods of increase in oil recovery of layers and a role of supertechnologies. – Kazan : New Knowledge, 1998. – P. 336–338.
10. About the possible reasons of decrease in oil recovery of terrigenous collectors on the Romashkinsky field / R.H. Muslimov, G.A. Krinari, M.G. Hramchenkov, R.Z. Mukhametshin // Problems of providing hydrocarbons with stocks in the republics and areas of the Volga-Kama region : report of a meeting «A round table» on November 10–11, 1998 – Kazan : Master Lyne, 2000. – P. 136–147.
11. Mukhametshin R.Z., Krinari G.A. Paleovulkanizm and processes of oil production (on the example of the Romashkinsky field) // Search and development of oil resources of Republic of Belarus : Collection of scientific works Belnipineft. – Gomel : Belnipineft, 1999. – Issue 3. – P. 13–26.



12. Mukhametshin R.Z., Zevakin N.I. Geological conditions and the technological reasons of loss of solid paraffin in pore space of the Devonian layers of the Romashkinsky field // Increase of oil recovery of layers at a late stage of development of oil fields and complex development high-viscosity neftly and natural bitumens / a mater. Mezhdunar. scientific and practical konfer. – Kazan : Fen publishing house, 2007. – P. 445–448.

13. The analysis of the reasons of elimination of delivery wells in NGDU Dzhailineft / G.A. Krinari, R.Z. Mukhametshin, I.M. Salikhov, etc. / Experience of exploration and development of Romashkinsky and other large oil fields of the Volga-Kama region. – Kazan : New Knowledge, 1998. – P. 192–198.

14. Krinari G.A., Hramchenkov M.G., Mukhametshin R.Z. The reasons and the mechanism of destruction of walls of wells in the kynovskikh clays // Geoecology. Engineering geology. Hydrogeology. Geocryology. – 2001. – № 4. – P. 357–364.

15. Izotov V.G., Mukhametshin R.Z., Sitdikova L.M. Influence of dynamics of structures of terrigenous collectors on processes of oil recovery // Geology and development of oil fields : theses of reports of the scientific and practical conference devoted to the 50 anniversary of the Tatar oil. – Almet'yevsk : PO Tatneft, 1993. – P. 104–106.

16. Revival of clay-containing layers on the Romashkinsky oil field / R.H. Muslimov, R.Z. Mukhametshin, V.N. Dolzhenkov, etc. / Experience of exploration and development of Romashkinsky and other large oil fields of the Volga-Kama region. – Kazan : New Knowledge, 1998. – P. 207–211.

17. Belonin M.D., Slavin V.I. Deformations of productive layer in the course of development of deposits of oil and gas (the theory and methodical methods of the choice of the optimum modes of development) // High-viscosity oil, natural bitumens and residual oil of the developed fields : work scientific and practical konfer. – Kazan : Ecocenter, 1999. – V. 2. – P. 244–258.

18. Mukhametshin R.Z., Bohr M.Ya., Bogatov V.I. The deformation phenomena at technogenic impact on productive layers: facts and projection // Oil. Gas. Innovations. – 2011. – № 3. – P. 47–52.

19. Geochemical research of mining, neftly at late stage / T.N. Yusupova, E.E. Barskaya, G.N. Gordadze, etc. // Oil economy. – 2006. – № 3. – P. 38–40.

20. Zapivalov N.P. Dynamics of life of the oil field // Oil and gas geology. Theory and practice. – 2011. – V. 6. – № 3. – URL : http://www.ngtp.ru/rub/6/27_2011.pdf