

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.277-303>

EDN INKCEY

УДК 622.2:553.9+550.4.02

**Техногенные процессы в остаточных нефтях
при использовании физико-химических методов увеличения
нефтеотдачи: обзор исследований**

^{1,2}Мухаметшин Р.З.

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²Уральский государственный горный университет, Екатеринбург, Россия

**Man-made processes in residual oils using physico-chemical
methods to increase oil recovery: a review of research**

^{1,2}R.Z. Mukhametshin

¹Kazan Federal University, Kazan, Russia

²Ural State Mining University, Ekaterinburg, Russia

E-mail: geoeng111@yandex.ru

Аннотация. Статья посвящена обобщению опыта геохимических исследований преобразований нефти девонской залежи Ромашкинского месторождения под длительным воздействием внутриконтурного заводнения. Приведен краткий обзор исследовательских работ методами резервуарной геохимии по оценке механизмов вытеснения остаточной нефти под воздействием реагентов и технологий.

Ключевые слова: остаточная нефть, месторождение, пласт, внутриконтурное заводнение, техногенез, нефтепромысловая геохимия, оценка процессов вытеснения остаточной нефти, методы увеличения нефтеотдачи

Для цитирования: Мухаметшин Р.З. Техногенные процессы в остаточных нефтях при использовании физико-химических методов увеличения нефтеотдачи: обзор исследований//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.277-303. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.277-303>. - EDN INKCEY

Abstract. The article is devoted to the generalization of the experience of geochemical studies of oil transformations of the Devonian deposit of the Romashkinskoye field under the prolonged influence of intracantane flooding. A brief overview of research works using reservoir geochemistry methods to assess the mechanisms of pre-displacement of residual oil under the influence of reagents and technologies is given.

Key words: *residual oil, field, reservoir, in-circuit flooding, technogenesis, oilfield geochemistry, assessment of residual oil displacement processes, methods of increasing oil recovery*

For citation: R.Z. Mukhametshin Tehnogennye processy v ostatochnyh neftjah pri ispol'zovanii fiziko-himicheskikh metodov uvelichenija nefteotdachi: obzor issledovaniy [Man-made processes in residual oils using physico-chemical methods to increase oil recovery: a review of research]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(32), 2022. pp. 277-303. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.277-303>. EDN INKCEY (in Russian)

Несмотря на то, что интерес к свойствам и особенностям распределения остаточной нефти в заводненных продуктивных пластах возрос в конце 70-х годов прошлого столетия, когда в ряде научных центров (ВНИИнефть, Гипровостокнефть, ТатНИПИнефть, УНИ) уже были проведены исследования в этом направлении, в научном сообществе не возникло «однозначного представления о термине «остаточная нефть»» [1]. Например, в справочной литературе [2] понятие «нефть остаточная» отождествляется с «нефтенасыщенностью остаточной» в двух аспектах: а) нефтенасыщенность пласта после окончания его разработки; б) степень насыщенности нефтью извлеченного из скважины образца керна. В лабораторных условиях нефтенасыщенность остаточную определяют как минимальную величину при вытеснении нефти водой из образцов продуктивных пород либо по анализам образцов керна, промытым фильтратом бурового (глинистого) раствора (В.М. Березин и др., 1982), что дает возможность оценить коэффициент вытеснения, или нефтеотдачу, на уровне образца породы.

В том широком понимании, в каком обычно используется в научной литературе термин «остаточная нефть», он ближе к понятию «остаточные запасы нефти» объектов (залежей), разработка которых вступила в позднюю фазу. Это четко фиксируется по тому, как согласно работам [1, 3] «образуются различные виды остаточной нефти»: по данным экспертных оценок (Е.М. Выгодский, 1984) «остаточная нефть распределяется следующим образом: 1) в слабопроницаемых прослоях и на участках, обойден-

ных водой – 27 %; 2) в застойных зонах однородных пластов – 19.5 %; 3) в линзах, не вскрытых скважинами – 16 %; 4) в виде пленок – 31 %; 5) местных непроницаемых экранов – 8 %». Получается, что более половины объема этой остаточной нефти не охвачена процессом заводнения или не дренируется из-за макронеоднородности разрабатываемых пластов, то есть эта нефть не могла успеть претерпеть какие-либо изменения, которые характерно для заводненных пластов! В этом отношении представляют интерес приведенные в работе [3, с.32] данные по количеству остаточной нефти в обводненных зонах отдельных участков месторождений, разработка которых практически закончена: «Более 900 определений нефтенасыщенности образцов керна, отобранного как в промытых, так и чисто нефтяных зонах на некоторых месторождениях Урало-Поволжья при использовании обычного глинистого раствора показали, что остаточная нефтенасыщенность изменялась в исключительно широких пределах – от 5 до 90 % (первоначальной). Даже по керну, взятому из одной скважины, данный параметр иногда варьировал от 20 до 65 %».

Исходя из изложенного, как мы полагаем, к «*нефти остаточной*» следует относить нефть длительно разрабатываемых месторождений (залежей) либо их участков (пластов), когда обводненность добываемой продукции достигает 80 %, а степень выработанности начальных извлекаемых запасов составляет 0,7 и более. Запасы нефти таких эксплуатационных объектов, когда практически не остается добывающих безводную нефть скважин, автоматически переходят в разряд трудноизвлекаемых. Более того, по мнению авторитетнейших специалистов отрасли, остаточные «запасы нефтяных залежей в четвертой стадии в комплексе заслуживают названия «супертрудноизвлекаемых», поскольку они осложнены предшествующими технологическими процессами, недостатками в работе, состоят из нескольких видов трудноизвлекаемых запасов» [4]. И если для остаточной нефти, не охваченной процессом заводнения или не дренируе-

мой из-за макронеоднородности разрабатываемых объектов, «повысить полноту выработки пласта за счет этой нефти можно путем совершенствования существующих систем и технологий разработки» [3], то другую часть нефти (а это 35–40 %), которая «остаётся в обводненных коллекторах вследствие их микронеоднородности, неустойчивой фильтрации, а также в результате воздействия различных физических и физико-химических факторов», необходимо извлекать преимущественно за счет применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН). К настоящему времени исследователями признается, что «по каждому объекту преобладающее значение могут иметь три–четыре вида наиболее значимых остаточных запасов, подлежащих активному извлечению» [4].

В заводненных пластах крупнейших месторождений России (Западная Сибирь, Урало-Поволжье), эксплуатируемых на протяжении более полувека, содержатся значительные по объему остаточные запасы нефти. Поэтому одним из главных направлений развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века, которые предложены академиком РАН А.Э. Конторовичем как новая парадигма и дополнены и конкретизированы академиком АН РТ Р.Х. Муслимовым [5], является «рациональное, опирающееся на современные технологии использование остаточных запасов (повышение эффективности добычи) уникальных и крупных месторождений». Это обусловлено тем, что «ранее открытые и находящиеся в длительной эксплуатации крупные месторождения имеют огромный нереализованный потенциал развития» [5]: резервы на гигантских и крупных месторождениях заключаются в «сравнительно низких проектных КИН – обычно 0,4–0,5 по причине применения в основном только методов заводнения». На поздней стадии разработки месторождений, как показал накопленный опыт разработки [6, 7] приходится решать две основные задачи: ввод в эффективную разработку невырабатываемых запасов и обеспечение наиболее полной отработки охваченных заводнением активных запасов.

Проблема повышения степени извлечения нефти из продуктивных пластов требует детального изучения всех факторов, влияющих на нефтеотдачу, среди которых важную роль играет химический состав пластовой нефти. Его изменение и ухудшение свойств нефти в процессе эксплуатации месторождения по мере истощения нефтеносного пласта вызвано несколькими причинами [8]: «снижением пластового давления и выделением газа, гидродинамическим хроматографическим разделением нефти при ее продвижении по пласту и выходе в добывающую скважину; биодеградацией под действием пластовой микрофлоры, растворением компонентов в омывающей нефть воде и окислением внесенным в пласт с закачиваемой водой кислородом». В этом исследовании отмечается, что в начальный период наибольшее внимание уделялось «параметрам, определяющим их фазовое состояние, пластовому давлению, давлению насыщения, газовому фактору» пластовых нефтей. В то же время указывается, что: а) значительно хуже изучено действие других причин, заметно влияющих на состав остающейся в пласте нефти; б) наиболее существенно различаются характеристики извлекаемых и остающихся в пласте нефтей, но «этот вопрос в литературе почти не освещен». Однако, по мнению исследователей из ВНИИнефти, «именно на особенности остаточных нефтей следует ориентироваться при определении методов доработки месторождений и повышения нефтеотдачи» [8].

Комплексное изучение остаточной нефти в ПО «Гатнефти» начато в первой половине 90-х годов прошлого столетия именно с целью оценки возможностей и обоснования перспективных технологий МУН. Для этого по инициативе главного геолога Р.Х. Муслимова в компании разработаны Программы: 1) по оценке эффективности применения нефтеснижающих композиций и реагентов; 2) по изучению состава и свойств остаточной нефти. Научное руководство и координацию исследований по ним, включая выбор опытных участков, целенаправленный отбор керна и образцов

пород, проб нативной нефти, довелось осуществлять автору публикации. В данном сообщении показаны возможности резервуарной (нефтегазопромысловой) геохимии по контролю за техногенными процессами и по оценке механизма и технологического эффекта при разработке многопластовой девонской залежи (горизонты D_1 и D_0) супергигантского Ромашкинского месторождения, с которой связано его 87 % начальных извлекаемых запасов.

Изучению влияния закачиваемой в пласт воды на изменение качественного и количественного состава нефтей Ромашкинского месторождения посвящен цикл публикаций, выполненный совместно с сотрудниками лаборатории химии и геохимии нефти ИОФХ им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН [9–14 и др.]. В качестве объектов исследования использованы остаточные нефти, выделенные из пород-коллекторов, и нефти, добываемые из тех же, что и керн, заводненных пластов. Оценка состава как органического вещества (ОВ) и экстрактов из пород-коллекторов, так и добываемых нефтей из скважин производилась методами термического анализа (ТА), ИК-спектроскопии (ИК-С), газожидкостной хроматографии (ГЖХ), использовался и физико-химический анализ.

На первом этапе выполнен сравнительный анализ состава и свойств нефтей длительно заводняемых пластов девона (горизонт D_1) и частично выработанных пластов терригенной толщи нижнего карбона (радаевско-бобриковский и тульский горизонты). На примере в значительной степени заводненных пластов на Миннибаевском и Зеленогорском опытных участках, скважины которых в интервале продуктивных горизонтов обсажены стеклопластиковыми трубами (СПОТ), показано, что остаточные нефти горизонта D_1 характеризуются в целом значениями плотности, вязкости и содержания общей серы меньшими, чем высоковязкие нефти продуктивных горизонтов нижнего карбона), находящихся в начальной стадии выработки. В их составе также больше содержится углеводородов (от низкоки-

пящих до 200°С) и выше доля масляных компонентов относительно тяжелых смолисто-асфальтеновых.

Динамика взаимосвязи степени промытости (обводненности) пластов и изменения состава и свойств остающейся в пласте нефти изучалась индукционным методом (ИМ) через текущую нефтенасыщенность интервалов пластов на дату отбора керн (технология создана во ВНИИнефтепромгеофизике (В.Г. Дворецкий и др., 1988)). Для исследования образцов нефтесодержащих пород привлекались методы термического анализа (ДТА, ТГ и ДТГ), проводимых на дериватографе Q-1500D фирмы МОМ. Как оказалось, по кривым ДТА и ДТГ можно четко выделять две стадии термоокислительной деструкции ОВ, соответствующие испарению и термическому окислению легких и средних фракций ОВ (130–400°С) и термоокислительной деструкции тяжелых фракций ОВ (400–700°С) [9]. Отношение потерь массы на I стадии термоокислительной деструкции к потерям массы на II стадии $F = \Delta M_I / \Delta M_{II}$ характеризует фракционный состав ОВ.

Для выявления особенностей состава и свойств нефтей по разрезу образцы пород разделены на две группы: из пластов пашийского горизонта (с маловязкой нефтью) и нижнего карбона (вязкие нефти). Сопоставление пород этих групп по нефтенасыщенности показало, что содержание нефти, или ОВ, в нижнем карбоне возрастает как из-за различий в степени вытеснения нефти, так и за счет увеличенного содержания поверхностно-активных смолисто-асфальтеновых веществ. На это указывают результаты расчетов потерь углеводородов при выбуривании керн и извлечении нефти: при соотношении легких и средних фракций углеводородов к тяжелым (показатель I/II, или F) 1,8–2,0 они достигают 84 %, при уменьшении этого показателя до 1,1–1,2 потери сокращаются до 41 % [9].

С целью выявления зависимости нефтенасыщенности и фракционного состава ОВ построен кросс-плот (Рис. 1). Во-первых, следует отметить, что образцы из отложений девона можно подразделить на три отдельные

подгруппы, из которых для нас представляют интерес две. К первой подгруппе относятся образцы, органическое вещество которых характеризуется самыми высокими значениями показателя фракционного состава $F = 2,0-2,5$ и самыми низкими значениями содержания ОВ в породе (0,9–1,2 %). Это, вероятно, обусловлено тем, что в процессе выбуривания и поднятия керна на поверхность на породе удерживается только часть нефти, адсорбированная породой (неподвижная пленочная нефть). По данным истории разработки Ромашкинского месторождения к первой группе относятся образцы с участков Миннибаевской площади, где для заводнения стали использовать минерализованные воды.

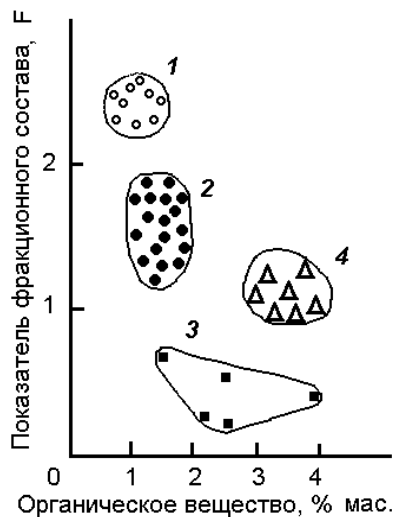


Рис. 1. Зависимость показателя фракционного состава $F = \Delta M_{\text{I}}/\Delta M_{\text{II}}$ и содержания ОВ по данным термического анализа для групп и подгрупп образцов нефтесодержащих пород:
1, 2, 3 – горизонта D_1 (пласты, заводняемые сточной и пресной водой, и из зоны ВНК соответственно); 4 – нижнего карбона

Ко второй подгруппе относятся образцы, показатель фракционного состава которых заметно уменьшается (2,0–1,2), а содержание ОВ в породе растет (1,2–1,8 % масс.). Данная подгруппа образцов отбиралась с участков Зеленогорской и Северо-Азнакаевской площадей Ромашкинского месторождения, которые длительный период заводнялись пресными водами, насыщенными кислородом. Органическое вещество этих образцов частично окислилось, в результате чего увеличилась доля нефти, прочно удерживаемая породой за счет обогащения поверхностно-активными, кислородсодержащими структурами [8]. Это подтверждается данными ИК-спектроскопии экстрактов (Рис. 2).



Рис. 2. Влияние типа заводняющего агента на состав экстрактов остаточных нефтей из пластов верхнего девона (горизонт Д₁) [10]

Наиболее интересные данные получены при обработке анализов 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 интервалов пластов 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 ΔMI/ΔMII, 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 сделать определенные выводы. Так, заводнение пластов сточными водами сопровождается снижением содержания ОВ в керне, но показатель I/II при этом остается стабильным. При заводнении же пластов 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. Понятно, что при этом происходит интенсивное окисление нефти содержащимся в закачиваемой воде кислородом, доля связанной с породой нефти, возрастает и уменьшаются

потери углеводородов в керне при подъеме керноотборочного снаряда. Как показал анализ экстрактов, это сопровождается содержанием в нефти возрастающего количества гетерокомпонентов в виде кислот и сульфоксидов.

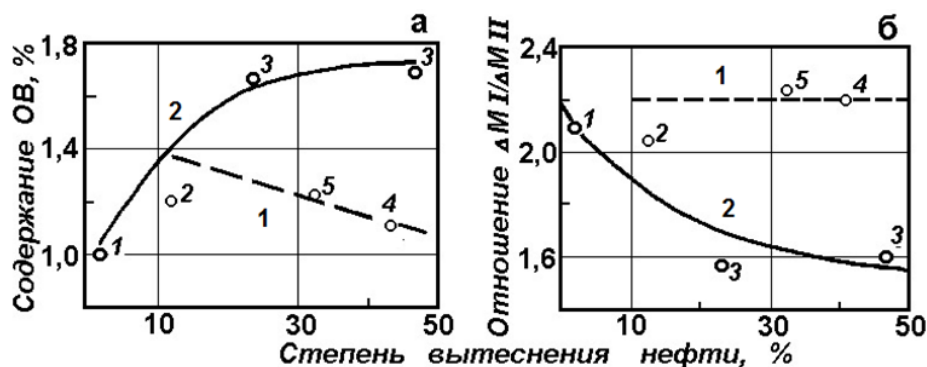


Рис. 3. Зависимости содержания ОВ (1) и показателя фракционного состава $F = \Delta MI/\Delta MII$ (б) от степени вытеснения нефти сточной (1) и пресной (2) водой.

Цифры у точек – количество образцов

Для получения более полной информации по составу ОВ пород с помощью метода ИК-спектроскопии исследовалась его часть, экстрагированная метиленхлоридом и спирто-бензольной смесью. Несмотря на неоднородность экстрактов из пород одного и того же горизонта Д₁ разных площадей Ромашкинского месторождения, прослеживаются некоторые закономерности в зависимости состава от заводняющего агента (см. рис. 2).

Экстракты из образцов пород Миннибаевской площади (скв. 10891, 20399, 29589 и 296120 заводняемых минерализованными (сточными) водами содержат в своем составе больше парафиновых структур по сравнению с ароматическими, чем экстракты из образцов пород Зеленогорской (скв. 3711д, 19912) и Азнакаевской (скв. 24584) площадей, заводняемых пресными водами. Суммарное содержание гетерокомпонентов в виде кислот и сульфоксидов относительно ароматических структур в образцах после заводнения пресными водами также увеличивается. В ИК спектрах некоторых образцов экстрактов Азнакаевской пл. дополнительно появляется полоса поглощения карбонила при 1740 см^{-1} в сложных эфирах, вклад которых в окисленность не отражен [10].

На месторождениях нефти, разрабатываемых с внутриконтурным заводнением холодными водами из поверхностных источников (реки, водохранилища), в продуктивных пластах возникают техногенные температурные аномалии и связанные с ними осложнения процессов вытеснения нефти [15, 16]. Особенно ярко последние проявляются на залежах, содержащих нефти с высоким содержанием парафина (Ромашкинское, Самотлорское в России, Узеньское в Казахстане, Долинское в Украине) (Г.Г. Вахитов и др., 1984).

Мнение о том, что закачка больших масс холодной воды в пласты Ромашкинского месторождения вызовет понижение температуры и приведет к ухудшению условий выработки пластов, впервые высказано исследователями из Казанского университета (Н.Н. Непримеров и др., 1958). По данным специалистов ТатНИИ (Г.В. Кострюков, А.Д. Голиков, 1962) температура закачиваемой пресной воды на устье нагнетательных скважин изменяется в зависимости от времени года от 1 до 27°C и составляет в среднем 11°C, что на 21–30°C ниже начальной пластовой и на 7–11°C ниже температуры кристаллизации парафина. Целенаправленная термометрия пластов Ромашкинского месторождения проводилась на протяжении нескольких десятков лет. Первые результаты исследований изложены в ряде работ еще в 60–70-е гг. прошлого века (М.И. Максимов, 1965; Р.Ш. Мингареев и др., 1965; И.П. Чоловский, 1966; Р.Х. Муслимов и др., 1968 и др.).

Впервые задокументировать выпадение твердого парафина в пластах горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения удалось при исследовании образцов керна из скважин Азнакаевской и Алькеевской площадей [12–15]. Поэтому наряду с малоизмененными остаточными нефтями нами выделена особая категория техногенно измененных нефтей, которые можно отнести к сильно преобразованным остаточным. Изменение их дисперсного состояния обусловлено коагуляцией асфальтенов и твердых парафинов. Выпа-

дение последних в виде осадка в пористой среде оказывает существенное влияние как на фильтрационные характеристики пластов, так и на степень извлечения нефти [14].

Значительные изменения в процессе формирования состава изученных нефтей наблюдаются в распределении в них углеводородов. С помощью ГЖХ осуществлялось разделение углеводородной части нефтей на индивидуальные алканы нормального и изо-строения, начиная с C_{12} . Установлено, что если в добываемых нефтях максимум содержания нормальных алканов приходится на углеводороды C_{12-17} , то в остаточных нефтях этот максимум сдвинут в область их более высокомолекулярных гомологов: для образцов 1а и 2а до C_{19} , а для образцов 3а и 5а до C_{26} (Рис. 4).

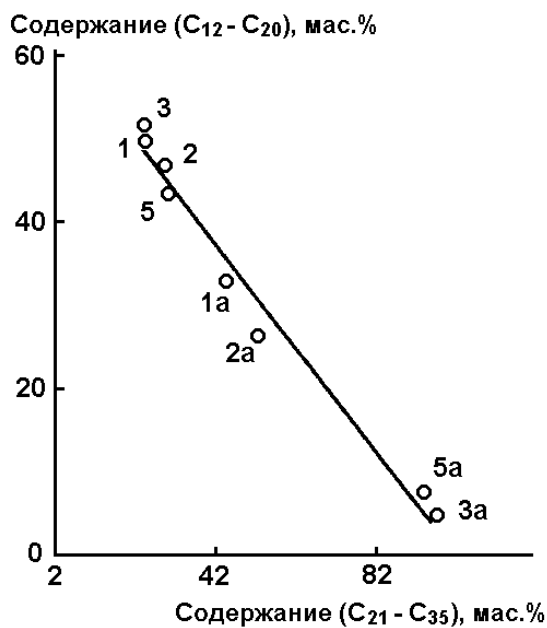


Рис. 4. Распределение легких и тяжелых углеводородов в добываемых и остаточных (с индексом «а») нефтях Азнакаевской и Алькеевской площадей

Молекулярно-массовое распределение алканов нормального строения, которые разделены на застывающие и незастывающие при $19^{\circ}C$, приведено на рис. 5, из которого видно, что в образце остаточных нефтей 3а из скважины 23436 Азнакаевской площади твердые парафины составляют основную массу алкановых УВ.

Высокомолекулярные парафиновые углеводороды, являясь составной частью остаточных нефтей, увеличивают долю масел. В результате диспропорционирования компонентов между извлекаемыми и остаточ-

ными нефтями происходит обеднение вытесняемых к забоям скважин нефтей маслами. Очевидно, последнее может являться поисковым признаком для выявления скоплений остаточной нефти с высоким (из-за переохлаждения пластов закачиваемой водой) содержанием масел [15, 16].

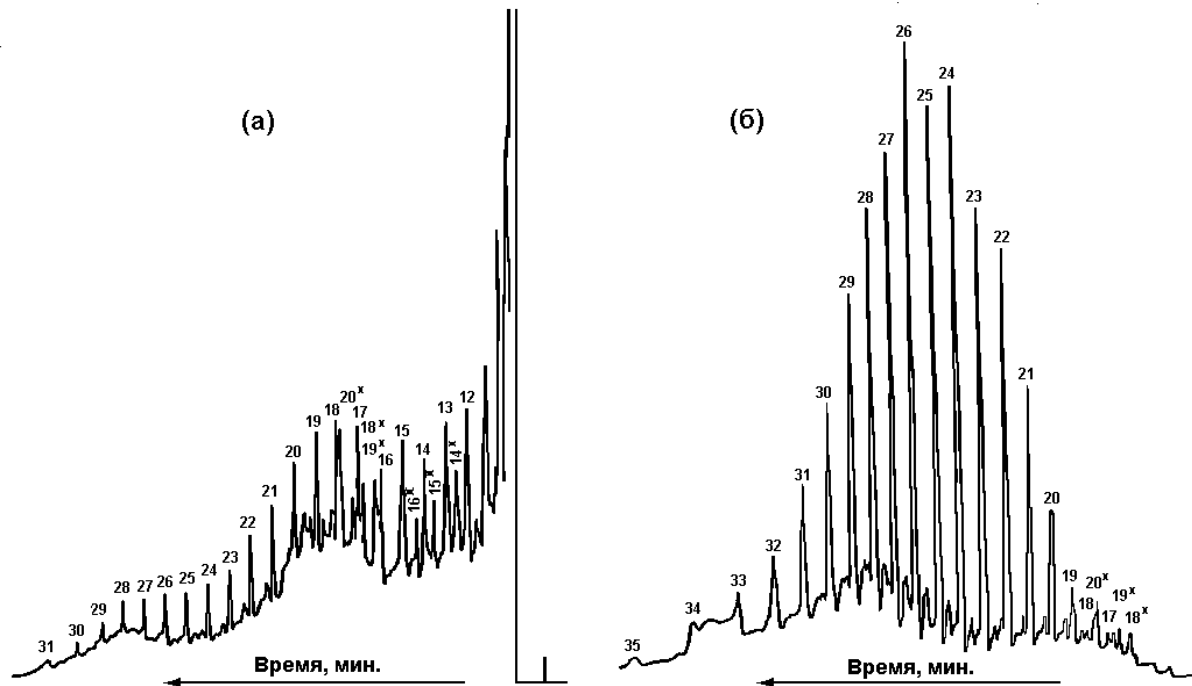


Рис. 5. Хроматограммы добываемой (а) и остаточной (б) нефтей из скв. 23436 Азнакаевской площади [13]

Цифрами отмечено число атомов углерода в молекуле алкана, индексом «х» - изопреноидные углеводороды

Согласно многочисленным исследованиям, в том числе с участием автора, общая схема структуры остаточных нефтей в пластовых условиях на современном уровне знаний представляется нам в следующем виде (Рис. 6). Несмотря на отнесение остаточных нефтей в зоне тепловых аномалий к сильно преобразованным, можно с большой долей уверенности считать, что использование в вызвавших их очагах или линиях нагнетания технологии внутрискважинной перекачки пластовой воды из залегающих ниже по разрезу водоносных горизонтов приведет к ликвидации этих аномалий и, следовательно, восстановлению реологических свойств остаточной нефти. Этому также способствует локальный характер аномальных по

пластовой температуре зон: существенное понижение температуры отмечено лишь в скважинах, отстоящих от нагнетательных не более чем на 400 м, и при этом через забои последних прокачано не менее четырех поровых объемов закачиваемых вод, приходящихся на это межскважинное пространство пород-коллекторов [16].

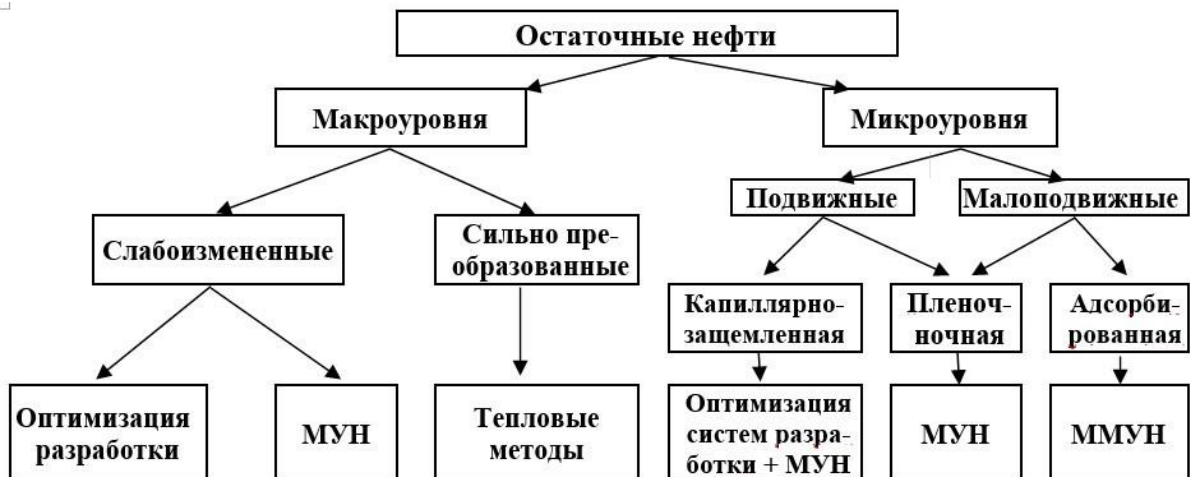


Рис. 6. Схема структуризации остаточных нефтей и методы их извлечения [15]

По прогнозам ведущих специалистов отрасли достаточно эффективный метод разработки с заводнением для абсолютного большинства нефтяных месторождений на ближайшую перспективу останется основным. Однако накопленный опыт его внедрения показал [1, 4, 8, 17], что он имеет и существенные недостатки, к которым в том числе относятся следующие:

1. Если разработке подвергаются неоднородные и многопластовые объекты, то трудно добиться эффекта полного охвата их заводнением. Вышесказанное приводит к тому, что значительные объемы запасов нефти в разработку не вовлекаются.
2. Кроме того, скорость выработки неоднородных пластов различна, в результате чего происходит преждевременное обводнение высокопроницаемых пластов, а в совместно с ними залегающих малопроницаемых пластах нефть остается не затронутой заводнением.
3. Попытки выработать запасы нефти, которые остаются в пластах, подвергшихся заводнению, затруднительна, так как оставшаяся (остаточ-

ная) нефть оказывается закрытой (запечатанной) той водой, которая закачивалась в пласты.

Что касается макронеоднородности, или объемной неоднородности (по М.М. Ивановой), заводняемых пластов и продуктивных горизонтов, то высокая ее степень предполагает в целом активизацию систем разработки на эксплуатационных объектах и их совершенствование [1, 6, 7].

О наличии подвижной остаточной нефти в межскважинном пространстве высокочемких пластов площадного (сплошного) распространения свидетельствует технологическая и экономическая эффективность бурения боковых стволов на объектах, находящихся на заключительной стадии разработки. Один из таких примеров приведен в работе [18] на основании анализа добычных возможностей боковых стволов одной из залежей высокопродуктивного (пористость 27 %, проницаемость в среднем 0,621 мкм²) пласта БС1 на Сургутском своде, зарезка которых произведена при высокой (около 95 %) обводненности продукции скважин основного фонда и достигнутой плотности сетки скважин в 23 га/скв. При среднем отработанном времени около 6 лет накопленная добыча на скважину составляет 26,8 тыс. т. Почти половина добываемой нефти на рассматриваемой залежи пласта БС1 в последние годы обеспечивалась именно эксплуатацией боковых стволов скважин.

Если рассматривать условия и состояние, в которых в уже заводненых пластах находится остаточная нефть, то причины крайней сложности ее доизвлечения обычными технологиями (способами) следующие [12]:

А. Характер залегания. Остаточная нефть по характеру ее залегания отличается прерывистостью различной масштабности. Уровень масштабности варьирует от отдельных пор до уровня отдельных участков залежи [17], при этом для большинства месторождений можно выделить макро- и микроуровни, характеризующие основные классы остаточных нефтей [8, 19].

Б. *Состояние*. Остаточная нефть в промытых закачиваемой водой зонах пластов, которые характеризуются высокой обводненностью, может одновременно находиться в таких состояниях, как:

- плёночная нефть, которая адсорбирована на поверхности пористой среды (остаточная нефть микроуровня, представленная только в заводненных частях пластовых систем);
- капиллярно-защемленная нефть, находящаяся в пористой среде и представленная в виде капель и глобул, которые отделены от скелета пористой среды плёнкой воды [18].

Важный вывод от изложенного: «остаточная нефть в техногенно измененных пластах является сложной физико-технологической системой, компоненты которой обладают различной степенью подвижности и возможностями доизвлечения», при этом характер её распределения зависит от структуры порового пространства и физико-химических свойств соприкасающихся фаз (Н.Н. Михайлов, 2012). На примере Ромашкинского месторождения показано, что в процессе выработки запасов с применением внутриконтурного заводнения в системе «нефть-вода-порода» могут происходить значительные изменения в содержании и составе алканов, включая перераспределение между подвижной и неподвижной частями нефти (Рис. 7, см. рис. 4, 5), асфальтенов и смол, которые обусловлены закачкой воды иной минерализации, температуры и окислительно-восстановительного потенциала, биодegradацией под действием пластовой микрофлоры, растворением компонентов в воде при ее контакте с нефтью [3, 8–15, 19–21]. К этому следует добавить, что в остаточных нефтях практически полностью отсутствуют легкокипящие углеводороды от начала кипения до 200⁰С. При вытеснении подвижной нефти в остаточных нефтях наблюдается увеличение относительной доли смолисто-асфальтеновых веществ. Соотношение содержания наименее полярных компонентов - масел и наиболее полярных – спирто-бензольных смол в остаточных нефтях значительно ниже, чем в добываемых нефтях [11, 21].

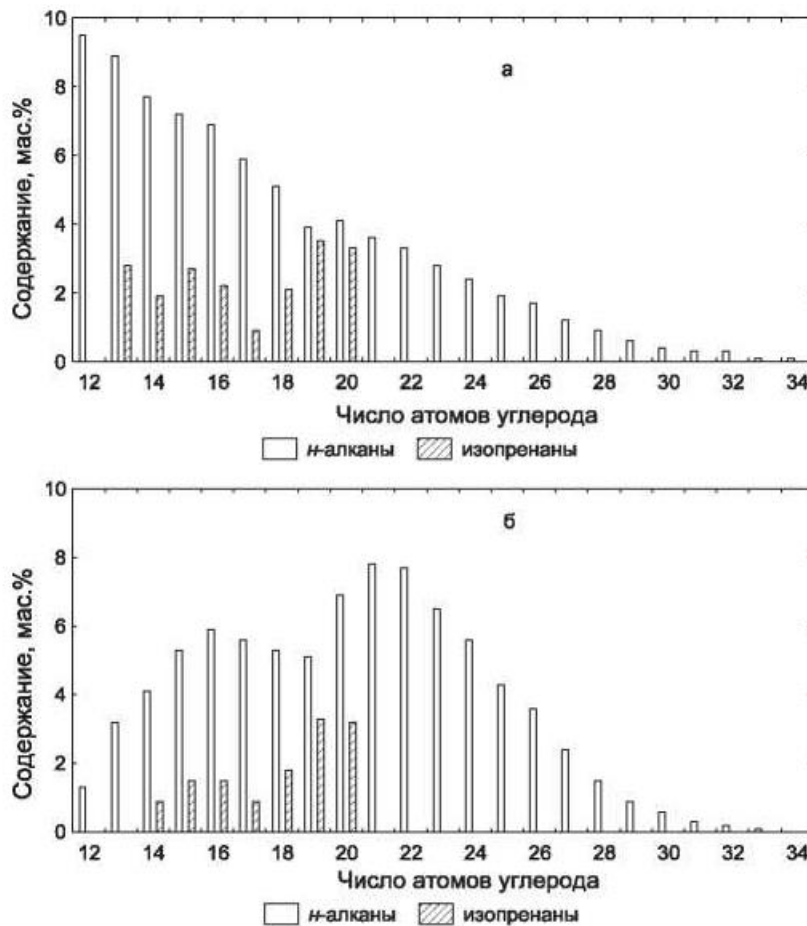


Рис. 7. Молекулярно-массовое распределение алканов в углеводородном составе нефти [21]: а – добываемой, б – остаточной

Внедрение МУН для выработки запасов остаточной нефти является основным элементом разработки, позволяющим обеспечить оптимальную динамику добычи нефти, рентабельную разработку месторождения при высокой обводненности продукции и повышение нефтеизвлечения» на заключительной стадии [5]. При этом должно уделяться внимание прежде всего «применению методов, обеспечивающих хорошие экономические результаты». Необходимо адресное геолого-промысловое обоснование применения каждого метода там, где он обязательно принесет и технологический, и экономический эффект [4]. Для каждого объекта применимость методов воздействия должна обосновываться как с позиций технологической эффективности, так и максимальной экономии затрат на их реализацию.

Для извлечения капиллярно-защемленной и части пленочной нефти дополнительно требуется применение методов, повышающих отмыв остаточной нефти из пласта – химические (физико-химические), тепловые и микробиологические (ММУН) методы увеличения нефтеотдачи [6]. Согласно традиционным представлениям принято считать, что высокая эффективность химических МУН может достигаться при использовании композиций, повышающих как охват заводнением, так и коэффициент вытеснения, в частности полимеров и ПАВ (Р.Х. Алмаев, 1993; [6, 22]). Представляет интерес применение технологии МОЭЦ института ТатНИ-ПИНефть, созданной на базе эфиров целлюлозы (ОЭЦ) и неионогенных ПАВ. Опыт ее применения, в частности, приведен специалистами НГДУ «Бавлынефть» в публикации [23]. Анализ показал, что текущий удельный технологический эффект составил 2610 т на одну скважино-обработку. При этом расход реагентов на одну операцию составил 7,0 т ОЭЦ марки «Сульфацилл» и 0,7 т неионогенного ПАВ марки «Неонол АФ 9-12». Затраты в целом составили в среднем 920 тыс. руб. (в ценах 2006 г.). По мнению авторов исследования, большие затраты на реализацию данной технологии объективно являются сдерживающим фактором широкого применения композиций с использованием ПАВ.

Нужно отметить, что потокоотклоняющие (потокорегулирующие) технологии имеют особое значение в комплексе технологий повышения нефтеотдачи объектов, вступивших в позднюю стадию разработки. Наряду с нестационарным заводнением эти технологии считаются одним из основных методов повышения степени выработки слабодренлируемых запасов нефти в высокообводненных объектах. Именно в этих условиях, когда эффективное использование других методов ограничено, данные технологии воздействия позволяют снизить себестоимость добычи нефти в 1,2-2 раза (В.Е. Ступоченко и др., 2005). При этом, по мнению специалистов, потокоотклоняющие технологии позволяют «экономически оправ-

данно повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) на 2–15 %». Применение потокоотклоняющих технологий сыграло решающую роль в увеличении добычи нефти в ОАО «Сургутнефтегаз» в 1995–2003 гг. [24].

Оценка предпочтительных технологий МУН для конкретных горно-геологических условий, наряду с вытеснением нефти на моделях пород данного эксплуатационного объекта (месторождения), должна осуществляться в промысловых условиях. Примером тому служат опытно-промышленные эксперименты с закачкой потокоотклоняющего реагента, как это было выполнено на специально созданном Миннибаевском участке со СПОТ [25]. Как показали проведенные автором исследования, при использовании оторочек ОЭЦ, наряду с увеличением охвата заводнением происходит снижение нефтенасыщенности в ранее заводненном объеме, то есть на микроуровне пористой среды. Эффект от закачки ОЭЦ подтвержден промысловыми данными: в скважинах со СПОТ он проявился через прирост коэффициента охвата заводнением и снижение нефтенасыщенности в ранее заводненных интервалах. В интенсивно промытой части пласта «в» в нагнетательной скв. 20403 толщиной 5,0 м после ОЭЦ коэффициент остаточной нефтенасыщенности снизился с 28,4% до 23,2%, что соответствует достижению коэффициента вытеснения, равному 0,754. Это подтвердило выводы об эффективности использования потокорегулирующих технологий в условиях высокой обводненности объектов разработки.

Ранее выполненные исследования на физических площадных моделях пласта и вычислительные эксперименты для элементов заводнения (А.Н. Чекалин и др., 1990) также доказывают, что механизм полимерного заводнения направлен на охват вытеснения нефти из разноразмерных поровых каналов, то есть действует и на уровне микронеоднородности пористой среды. Поэтому заводнение с оторочкой ОЭЦ позволяет рассчитывать на двойной эффект.

Однако подобные «натурные» эксперименты, хотя и позволяют получить однозначные результаты, весьма затратны по времени и финансам.

Одним из примеров возможностей резервуарной геохимии, а именно экспресс-оценки механизма воздействия реагента, являются исследования учеными ИОФХ им. А.Е. Арбузова промышленных проб нефтей до и после обработки пласта капсулированными полимерными системами (КПС) [26]. В мае 2006 г. нагнетательная скважина 23536 Абдрахмановской пл. была обработана по технологии КПС. К началу 2007 г. дополнительная добыча в результате обработки составила 1103 т. Реагирующими скважинами оказались скважины 3372, 14290 и 13824. Промысловые данные по работе первой из них представлены на рис. 8. Если до обработки нагнетательной скважины среднесуточный дебит нефти был около 9 т/сут, то начиная с июля наблюдается уменьшение обводненности с 92 % до 89 %, а суточная добыча нефти увеличилась до 10 т/сут в июле и до 10,5 т/сут в октябре. Дополнительная добыча нефти для этой скважины составила 862 т.

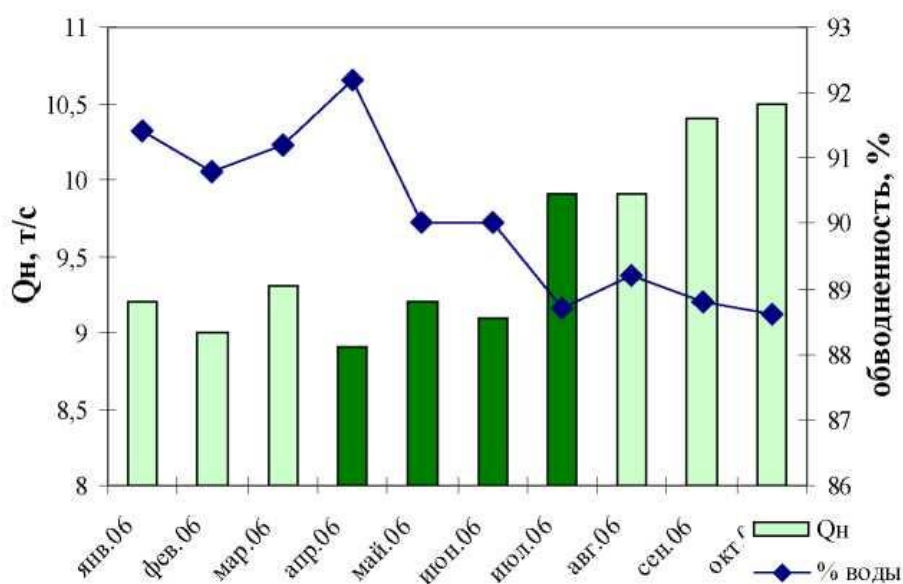


Рис. 8. Промысловые данные по реагирующей на очаг заводнения скв. 3372 [26]

На рис. 9 приведен сравнительный анализ параметров состава и свойств проб нефти из скважин 3372, отобранных в мае 2006 г. (до обработки) и июле 2006 г. (после обработки) с базовыми характеристиками слабоизмененных нефтей. Преобразованность состава и свойств нефти до обработки по сравнению с базовыми параметрами характеризуется обогащением смолисто-асфальтеновыми веществами (САВ), особенно спирто-

бензольными смолами, пониженным содержанием легких фракций, а в углеводородном составе – легких углеводородов, поэтому нефть по сравнению со слабоизмененными характеризуется повышенными значениями вязкости. Состав нефти из реагирующей скв. 3372 обогащается алифатическими структурами, легкими углеводородами, снижается содержание САВ, асфальтенов, а фаза асфальтенов становится более устойчивой к выпадению. Содержание масел в нефти после обработки не изменилось. Это дало авторам основание утверждать, что дополнительная добыча нефти по скв. 3372 обусловлена подключением к разработке ранее недренируемого пласта со слабоизмененной нефтью.

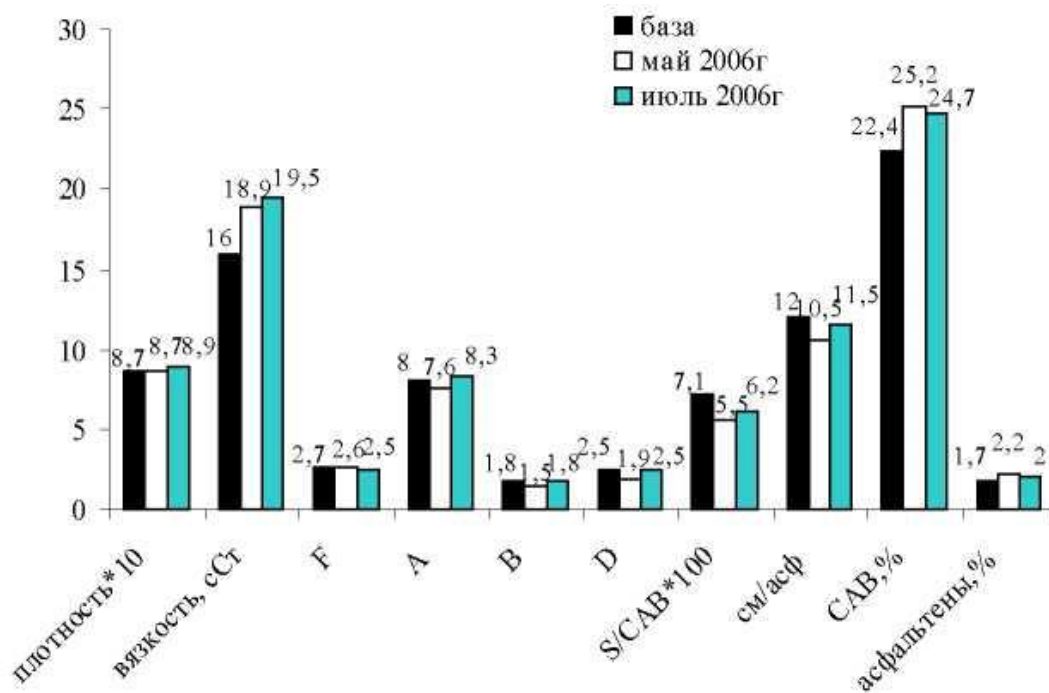


Рис. 9. Сравнительный анализ параметров состава проб нефти за май и июль 2006 г. по скв. 3372 с базовыми характеристиками слабоизмененных нефтей [26]

В целом «по результатам геохимических исследований показано, что эффективность действия технологии КПС складывается из взаимодействия двух механизмов повышения нефтеотдачи:

- увеличение охвата вытеснением за счет вовлечения недренируемых пропластков со слабоизмененной нефтью (максимальная дополнительная добыча);

- увеличение коэффициента вытеснения вследствие довытеснения нефти из промытого пласта за счет образования высоковязких эмульсий различной структуры».

Зафиксировано также негативное влияние на эффективность действия технологии КПС кристаллизации высокомолекулярных парафинов в нефти в результате снижения температуры в пласте.

Анализ полученных геохимических данных позволил четко выявлять такие обуславливающие изменение состава нефтей процессы [20], как:

1. *Доотмыв остаточной нефти.* Такое заключение сделано на основе наблюдаемых увеличения плотности и вязкости добываемой нефти, уменьшения содержания легких углеводородов, повышения содержания асфальтенов и смол и концентрации в этих компонентах серы. Дополнительная добыча нефти за счет довытеснения остаточной нефти получена при использовании композиций СНПХ-9633, сульфат-цел+ГП. КПС и ВУС.
2. *Вытеснение нефти из неохваченных заводнением пластов.* В результате вовлечения в разработку неохваченных заводнением частей пласта, содержащих нефть неизменного состава, в дополнительно добываемой нефти увеличивается содержание легких углеводородов как нормального, так и изопреноидного строения, уменьшаются вязкость и концентрация серы в смолоасфальтеновых веществах (Рис. 9). Прирост дополнительной добычи нефти в реагирующих скважинах в результате увеличения охвата пласта идентифицирован при закачке в нагнетательные скважины композиций СПНХ-9633, ЩСПК+ГОК, КПС, РМД.
3. *Биодеградация* в результате применения микробиологических МУН вероятно снижает содержание бензиновых фракций и легких углеводородов в большей степени нормального строения, долю алифатических структур, концентрацию серы в смолоасфальтеновых веществах, что приводит к возрастанию плотности и вязкости.

Таким образом, выполненные геохимические исследования позволили оценить в пластовых нефтях девона Ромашкинского месторождения техногенные изменения под воздействием закачиваемой воды и применяемых технологий методов увеличения нефтеотдачи. Эти исследования свидетельствуют о возможностях резервуарной (нефтегазопромысловой) геохимии по контролю технологических процессов при выработке запасов нефти. Они также позволяют подтвердить (оценить) на объектах воздействия технологический эффект от геолого-технического мероприятия с применением нефтewытесняющих реагентов, и, что особенно важно, дают возможность определить характер (механизм) воздействия на те или иные виды остаточной нефти для конкретных (типовых) объектов с характерными физико-геологическими параметрами.

Литература

1. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. и др. Методы извлечения остаточной нефти. – М.: Недра, 1991. – 347 с.
2. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988. – 680 с.
3. Сургучев М.Л., Симкин Э.М. Факторы, влияющие на состояние остаточной нефти в заводненных пластах // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 9. – С. 31–36.
4. Лисовский Н.Н., Иванова М.М., Базив В.Ф., Малюгин В.А. Совершенствование разработки нефтяных месторождений в завершающей стадии // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 22–25.
5. Муслимов Р.Х. О новой парадигме развития нефтегазового комплекса России, предложенной академиком А.Э. Конторовичем // Нефтяная провинция. – 2020. – № 3(23). – С. 1–36. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.1-36>
6. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: учеб. пособие. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2003. – 596 с.
7. Абдулмазитов Р.Г. Основные итоги выполнения III Генеральной схемы разработки залежей по горизонтам Д₁ и Д₀ Ромашкинского нефтяного месторождения (IV Генеральная схема разработки) // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 8. – С. 104–107.
8. Титов В.И., Жданов С.А. Изменение состава пластовых нефтей (обзор) // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 8. – С. 26–28.
9. Юсупова Т.Н., Петрова Л.М., Мухаметшин Р.З., Абрамов И.В. Особенности состава и свойств остаточной нефти в заводненных терригенных коллекторах // Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка): тр. Междунар. научн. конфер. – Казань: ТГЖИ, 1994. – Т. 3. – С. 758–764.
10. Петрова Л.М., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З., Муслимов Р.Х. Изменение состава и свойств нефтей заводняемых терригенных коллекторов // Концепция развития методов увеличения нефтеизвлечения: матер. семинара-дискуссии 27–28 мая 1996 г., г. Бугульма. – Казань: Изд-во Казанск. математ. об-ва, 1997. – С. 327–332.

11. Петрова Л.М., Лифанова Е.В., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З. Структурно-групповой состав смолисто-асфальтеновых компонентов остаточных и добываемых нефтей // Нефтехимия. – 1995. – Т. 35. – № 6. – С. 508–516.
12. Юсупова Т.Н., Петрова Л.М., Мухаметшин Р.З. и др. Термический анализ в геохимии нефтей и нефтесодержащих пород // Всероссийская конференция по термическому анализу и калориметрии (к 100-летию Л.Г. Берга): труды. – Казань: Казанск. гос. ун-т, ИОФХ КНЦ РАН, 1996. – С. 50–53.
13. 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.
14. Петрова Л.М., Фосс Т.Р., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки // Нефтехимия. – 2005. – Т. 45. – № 3. – С. 189–195.
15. Мухаметшин Р.З. Геологические основы эффективного освоения и извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти: автореф. дисс. ... д-ра геол.-минер. наук. – М., 2006. – 52 с.
16. Мухаметшин Р.З., Зевакин Н.И. Парафиноотложение в пластовых условиях горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения // Сб. научных трудов ТатНИПИнефть. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – С. 92–101.
17. Михайлов Н.Н. Физико-геологические проблемы доизвлечения остаточной нефти из заводненных пластов // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 11. – С. 14–17.
18. Лутфуллин Д.Н., Мухаметшин Р.З. Оценка технологической эффективности методов довыработки запасов высокообводненного пласта // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2016. – С. 178–181.
19. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.
20. Юсупова Т.Н., Барская Е.Е., Гордадзе Г.Н. и др. Геохимическое исследование нефтей на поздней стадии разработки месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 38–40.
21. Петрова Л.М., Фосс Т.Р., Аббакумова Н.А. Закономерности формирования состава остаточных нефтей // Георесурсы. – 2007. – № 3 (22). – С. 43–45.
22. Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Султанов А.С. и др. Регулирование разработки месторождений ОАО «Татнефть» при высокой выработанности запасов нефти // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 26–28.
23. Шакиров Р.М., Вильданов Р.М., Ризванов Р.З. и др. Оценка перспективности применения потокоотклоняющих технологий на объектах НГДУ «Бавлынефть» // Георесурсы. – 2006. – № 3 (20). – С. 45–47.
24. Сулима С.А., Сонич В.П., Мишарин В.А. и др. Потокоотклоняющие технологии – основной метод регулирования разработки высокозаводненных залежей // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 2. – С. 44–50.
25. Mukhametshin Rustam and Gulnara Kvon. New information about the mechanism of oil displacement from productive reservoirs using flow control technologies / R. Apakashev, D. Simisinov and A. Glebov (Eds.): XVIII Scientific Forum “Ural Mining Decade” (UMD 2020), Ekaterinburg, Russia, April 2–11, 2020. E3S Web Conf. – Vol. 177 (2020). URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017701012>
26. Юсупова Т.Н., Барская Е.Е., Ганеева Ю.М. и др. Оценка результатов воздействия на пласт капсулированных полимерных систем по изменению состава добываемой нефти // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – 2007. – № 1. – http://www.ogbus.ru/authors/Yusupova/Yusupova_1.pdf

References

1. M.L. Surguchev, A.T. Gorbunov, D.P. Zabrodin et al. *Metody izvlecheniya ostatochnoj nefi* [Methods of extraction of residual oil]. Moscow: Nedra, 1991. 347 p. (in Russian)
2. *Slovar' po geologii nefi i gaza* [Dictionary of oil and gas geology]. Leningrad: Nedra, 1988. – 680 p. (in Russian)
3. M.L. Surguchev, E.M. Simkin. *Faktory, vliyayushchie na sostoyanie ostatochnoj nefi v zavodnennyh plastah* [Factors influencing the state of residual oil in flooded reservoirs]. *Neftyanoe Khozyaistvo* [Oil Industry], 1988, No. 9. pp. 31–36. (in Russian)
4. N.N. Lisovskij, M.M. Ivanova, V.F. Baziv, V.A. Malyugin *Sovershenstvovanie razrabotki nefnyanyh mestorozhdenij v zavershayushchej stadii* [Improvement of oil fields development at a final stage]. *Neftyanoe Khozyaistvo* [Oil Industry], 2008, No. 3. pp. 22–25. (in Russian)
5. R.Kh. Muslimov. *O novej paradigme razvitija neftegazovogo kompleksa Rossii, predlozhennoj akademikom A.E. Kontorovichem* [On new concept of Russian oil and gas sector development suggested by A.E. Kontorovich]. *Neftyanaya Provintsiya* [Oil Province], No. 3(23), 2020. pp.1-36. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.1-36> (in Russian)
6. R.Kh. Muslimov. *Sovremennye metody upravleniya razrabotkoj nefnyanyh mestorozhdenij s primeneniem zavodneniya: ucheb. posobie* [Modern methods of managing the development of oil fields using flooding: textbook. stipend]. Kazan: Publishing House of Kazan University, 2003. 596 p. (in Russian)
7. R.G. Abdulmazitov. *Osnovnye itogi vypolneniya III General'noj skhemy razrabotki zalezhej po gorizontam D_1 i D_0 Romashkinskogo nefnyanogo mestorozhdeniya (IV General'naya skhema razrabotki)* [The main results of the implementation of the III General scheme for the development of deposits along the horizons of the D_1 and D_0 Romashkinskoye oil field (IV General scheme of development)]. *Neftyanoe Khozyaistvo* [Oil Industry], 2003, No. 8. pp. 104–107. (in Russian)
8. V.I. Titov, S.A. Zhdanov. *Izmenenie sostava plastovyh nefej (obzor)* [Changing the composition of reservoir oils (review)]. *Neftyanoe Khozyaistvo* [Oil Industry], 1988, No. 8. pp. 26–28. (in Russian)
9. T.N. Yusupova, L.M. Petrova, R.Z. Muhametshin, I.V. Abramov. *Osobennosti sostava i svojstv ostatochnoj nefi v zavodnennyh terrigennyh kollektorah // Problemy kompleksnogo osvoeniya trudnoizvlekaemyh zapasov nefi i prirodnyh bitumov (dobycha i pererabotka): tr. Mezhdunar. nauchn. konfer.* [Features of the composition and properties of residual oil in flooded terrigenous reservoirs // Problems of complex development of hard-to-recover oil reserves and natural bitumen (extraction and processing): International. scientific conference. Proceedings. Kazan: TGZHI, 1994, Vol. 3. pp. 758–764. (in Russian)
10. L.M. Petrova, T.N. Yusupova, R.Z. Muhametshin, R.Kh. Muslimov. *Izmenenie sostava i svojstv nefej zavodnyaemyh terrigennyh kollektorov // Konceptiya razvitiya metodov uvelicheniya nefteizvlecheniya: mater. seminar-diskussii 27–28 maya 1996 g., g. Bugul'ma* [Changing the composition and properties of oils of flooded terrigenous reservoirs // Concept of development of methods for increasing oil recovery: mater. Seminar-discussions on May 27–28, 1996, Bugulma]. Kazan: Publishing house of Kazan Mathematical Society, 1997. – pp. 327–332. (in Russian)
11. L.M. Petrova, E.V. Lifanova, T.N. Yusupova, R.Z. Muhametshin. Group-structural composition of the asphaltene-resinous components of residual and produced crude oils. *Petroleum Chemistry*, 1995, Vol. 35, No. 6. pp. 489–497.
12. T.N. Yusupova, L.M. Petrova, R.Z. Muhametshin et al. *Termicheskiy analiz v geohimii nefej i neftesoderzhashchih porod // Vserossijskaya konferenciya po termicheskomu analizu i kalorimetrii (k 100-letiyu L.G. Berga): trudy* [Thermal analysis in the geochemistry of oils and oily rocks // All-Russian Conference on thermal analysis and calorimetry (to the

- 100th anniversary of L.G. Berg): proceedings]. Kazan: Kazan State University, IOFCh KNC RAS, 1996. pp. 50–53. (in Russian)
13. L.M. Petrova, R.Z. Muhametshin, T.N. Yusupova et al. *Sostoyanie ostatochnykh neftej dlitel'no razrabatyvaemykh mestorozhdenij // Prioritetnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov i rol' supertekhnologij* [The state of residual oils of long-term developed fields // Priority methods of increasing oil recovery and the role of supertechnologies]. Kazan: Novoe Znanie, 1998. pp. 336–338. (in Russian)
 14. L.M. Petrova, T.R. Foss, T.N. Yusupova, R.Z. Muhametshin. Effect of deposition of solid paraffins in a reservoir on the phase state of crude oils in the development of oil fields. *Petroleum Chemistry*, 2005, Vol. 45, No. 3. pp. C. 167–173.
 15. R.Z. Muhametshin. *Geologicheskie osnovy effektivnogo osvoeniya i izvlecheniya trudnoizvlekaemykh zapasov nefti: avtoref. diss. ... d-ra geol.-miner. nauk.* [Geological bases of effective development and extraction of hard-to-recover oil reserves: abstract of the dissertation ... doctors of sciences]. Moscow, 2006. 52 p. (in Russian)
 16. R.Z. Muhametshin, N.I. Zevakin. *Parafinootlozhenie v plastovykh usloviyakh gorizonta D₁ Romashkinskogo mestorozhdeniya // Sb. nauchnykh trudov TatNIPIneft'* [Paraffin deposition in reservoir conditions of the horizon of the D₁ Romashkinskoye field // Collection of TatNIPIneft scientific papers]. Moscow: JSC "VNII OENG", 2008. pp. 92–101. (in Russian)
 17. N.N. Mikhajlov. *Fiziko-geologicheskie problemy doizvlecheniya ostatochnoy nefti iz zavodnennykh plastov* [Physico-geological problems of recovery of residual oil from flooded reservoirs]. *Neftyanoe Khozyaistvo* [Oil Industry], 1997, No. 11. pp. 14–17. (in Russian)
 18. D.N. Lutfullin, R.Z. Mukhametshin. *Ocenka tekhnologicheskoy effektivnosti metodov dovyrobotki zapasov vysokoobvodnennogo plasta // Innovacii v razvedke i razrabotke neftyanykh i gazovykh mestorozhdenij* [Assessment of technological efficiency of methods for pre-development of high-water layer reserves // Innovations in the exploration and development of oil and gas deposits]. Kazan: Ikhlis Publishing house, 2016. pp.178-181. (in Russian)
 19. N.N. Mikhajlov. *Ostatochnoe neftenasyshchenie razrabatyvaemykh plastov* [Residual oil saturation of the developed formations]. Moscow: Nedra, 1992. 270 p. (in Russian)
 20. T.N. Yusupova, E.E. Barskaya, G.N. Gordadze et al. *Geohimicheskoe issledovanie neftej na pozdnej stadii razrabotki mestorozhdeniya* [Geochemical research of oils at a late stage of field development]. *Neftyanoe Khozyaistvo* [Oil Industry], 2006, No. 3. pp. 38–40. (in Russian)
 21. L.M. Petrova, T.R. Foss, N.A. Abbakumova. *Zakonomernosti formirovaniya sostava ostatochnykh neftej* [Regularities of formation of the composition of residual oils]. *Georesursy* [Geo resources]. 2007, No. 3(22). pp. 43–45. (in Russian)
 22. Sh.F. Takhautdinov, R.S. Khisamov, A.S. Sultanov et al. *Regulirovanie razrabotki mestorozhdenij OAO «Tatneft'» pri vysokoy vyrabotannosti zapasov nefti* [Monitoring development of Tatneft oil fields characterized by high degree of reserves depletion]. *Neftyanoe Khozyaistvo* [Oil Industry], 2009, No. 7. pp. 26–28. (in Russian)
 23. R.M. Shakirov., P.M. Vildanov, R.Z. Rizvanov et al. *Ocenka perspektivnosti primeneniya potokootklonyayushchih tekhnologij na ob"ektah NGDU "Bavlyneft"* [Evaluation of the prospects for the use of flow-bending technologies at the facilities of NGDU "Bavlyneft"]. *Georesursy* [Geo resources], 2006, No 3(20). pp. 45–47. (in Russian)
 24. S.A. Sulima, V.P. Sonich, V.A. Misharin et al. *Potokootklonyayushchie tekhnologii – osnovnoj metod regulirovaniya razrabotki vysokozavodnennykh zalezhej* [Flow-bending technologies – the main method of regulating the development of highly flooded deposits]. *Neftyanoe Khozyaistvo* [Oil Industry], No 2, 2004. pp. 44–50. (in Russian)
 25. R. Mukhametshin, G. Kvon. New information about the mechanism of oil displacement from productive reservoirs using flow control technologies / R. Apakashev, D. Simisinov

- and A. Glebov (Eds.): XVIII Scientific Forum “Ural Mining Decade” (UMD 2020), Ekaterinburg, Russia, April 2–11, 2020. E3S Web Conf. – Vol. 177 (2020). URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017701012>
26. T.N. Yusupova, E.E. Barskaya, Yu.M. Ganeeva et al. *Oценка rezul'tatov vozdeystviya na plast kapsulirovannyh polimernyh sistem po izmeneniyu sostava dobyvaemoj nefiti* [Evaluation of the results of the impact on the formation of encapsulated polymer systems by changing the composition of the extracted oil]. *Neftegazovoe delo* [Oil and gas business]: electronic scientific journal. 2007, No 1. http://www.ogbus.ru/authors/Yusupova/Yusupova_1.pdf (in Russian)

Сведения об авторе

Мухаметшин Рустам Закиевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа им. акад. А.А. Трофимука Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет; профессор кафедры литологии и геологии горючих ископаемых, Уральский государственный горный университет

Researcher-ID: ABF-6118-2021

Scopus author ID: 6602628562

ORCID: 0000-0001-5346-7809

Google scholar: <https://scholar.google.ru/citations?user=a32IW2IAAAAJ&hl=ru>

Россия, 420111, г. Казань, ул. Кремлевская 4/5

E-mail: geoeng111@yandex.ru

Author

R.Z. Mukhametshin, Dr. Sc., Professor of Oil and Gas Geology Chair at Kazan Federal University; Professor of Lithology and Geology of Fossil Fuels Chair at Ural State Mining University

Researcher-ID: ABF-6118-2021

Scopus author ID: 6602628562

ORCID: 0000-0001-5346-7809

Google scholar: <https://scholar.google.ru/citations?user=a32IW2IAAAAJ&hl=ru>

4/5, Kremlin st. Kazan, 420111, Russia

E-mail: geoeng111@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 24.11.2022

Принята к публикации 19.12.2022

Опубликована 30.12.2022