

Настоящий механизм объясняет особенности строения и формирования всех месторождений нефти и газа, в том числе гигантских и уникальных.

Согласно данной концепции перспективы поисков новых месторождений углеводородов в Башкортостане существенно возрастают, так как они могут содержаться в породах широкого стратиграфического диапазона и любого литологического состава от песчаников и известняков до гранитов и гипербазитов. Важное значение приобретает роль трещинных коллекторов, связанных с надвигами и шарьяжами, а также пород-покрышек способных сохранить залежь от разрушения.

Выше мы уже отмечали, что поиски нефти и газа являются проблемой не только научно-практической, но и нравственно-психологической. Многолетнее общение с геологами показало, что внедрение новых знаний — сложное, подчас неблагоприятное дело. Далеко не все стремятся их воспринимать.

Действительно, пессимисты-скептики до сих пор бездоказательно утверждают, что на Урале нефти нет, а в венд-рифейских отложениях ее крайне мало, и, следовательно, рассчитывать на существенный прирост запасов нельзя. Между тем богатые нефтяные и газовые скопления обнаружены в Поясе надвигов Скалистых гор Северной Америки, а также в Аппалачах, строение которых обнаруживает большое сходство с Уралом. Открытие в рифейских отложениях Восточной Сибири супергигантского месторождения нефти с запасами более одного миллиарда тонн, позволяет надеяться на аналогичное открытие и в Башкортостане, характеризующемся близким геологическим строением и историей развития.

Итак, имеющиеся данные свидетельствуют о крупных запасах нефти и газа, содержащихся в недрах республики. Высокими перспективами нефтегазоносности обладают отложения вендского, рифейского и более древнего возрас-

та, пользующиеся здесь повсеместным распространением и значительной толщиной. Новой потенциально нефтегазоносной зоной являются горно-складчатый Урал и Зауралье, занимающие третью часть территории республики. Здесь ожидается открытие крупных месторождений углеводородов в мощных образованиях палеозоя и докембрия, залегающих под аллохтонами — рудоносными вулканогенно-осадочными толщами. Важным перспективным объектом являются осадки пермского возраста, пользующиеся широким распространением в центральной и западной частях республики и залегающие на относительно небольшой глубине. Значительные запасы энергоносителей могут быть связаны с карбонатными образованиями карбона и девона, пользующимися практически повсеместным распространением, но до сих пор слабо изученными в отношении нефтегазоносности. Увеличение нефтеотдачи пластов на старых площадях с помощью более совершенных технологий бурения, вскрытия продуктивных горизонтов и их эксплуатации, также является существенным механизмом поднятия нефтедобычи.

В заключение отмечу следующее.

Согласно эмпирически выведенному закону, месторождения нефти открывают, как правило, добрые люди, влюбленные в нефть. Подобно живым существам, нефть чувствует любовь и доверие и отвечает взаимностью. Добрый человек всегда большой оптимист, стремящийся к знаниям.

Литература: 1. *Тимергазин К. К., Тимергазина А. К.* Башкирский народ в освоении минеральных богатств своего края. Уфа: Препринт. Уфа, 1990. 20 с. 2. *Фролов В. Т.* О модных интерпретациях геологической истории Крыма // Бюлл. МОИП. Отд. геол. Т. 73. Вып. 6, 1998.

К. С. Яруллин

СОСТОЯНИЕ НЕФТЕДОБЫЧИ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ В РЕСПУБЛИКЕ

Поиски и открытие новых залежей нефти в Башкортостане с каждым годом все более осложняются, эффективность поисково-разведочных работ снижается. Коэффициент успешности (открытие залежей) в целом по республике снизился с 0,53 в 60-х годах до 0,30 в 1997 г. Принятая на практике методика поисков залежей, включающая подготовку структур сейсморазведочным методом и мелким структурным бурением (или в их комплексе), в отдельных зонах Башкортостана уже становится экономически нерентабельной. Эта методика направлена на поиски антиклинальных структур, представляющих собой природные резервуары (ловушки) нефти и газа в недрах Земли.

По данным БашНИПИнефти (1998 г.) за период 1991–1997 гг. в республике было разбурено 283 структуры,

в том числе 136 подготовленных сейсморазведкой (продуктивными оказались 44 или 32%), структурно-поисковым бурением — 64 (продуктивных 25 или 39%) и в комплексе этих методов — 83 (продуктивных 31 или 37%). В других нефтеносных регионах эффективность буровых работ, то есть продуктивность структур, также оказалась невысокой: в Средней Азии и Казахстане 21%, в Западной Сибири 38%, в целом по Волго-Уральской провинции 41% (данные за 1958–1973 гг., по С. П. Максимова и др., 1976). Таким образом, нефтеносными оказалась лишь 1/3 пробуренных структур. Если сопоставить капиталовложения на бурение с извлекаемыми запасами нефти, то эффективность работ окажется еще ниже. Термин «продуктивность» структуры не включает в себя количественный смысл, к тому же на практике ныне

чаще имеем малодобитные скважины. Однако более объективный критерий успешности поисков можно получить лишь после завершения разведочного бурения и подсчета запасов нефти. При высокой степени освоенности начальных суммарных ресурсов в наиболее крупных и богатых нефтью регионах (в Верхнекамской впадине и Бирской седловине 93 %, на Татарском своде и склоне платформы 83 %) трудно рассчитывать на повышение эффективности поисков нефти по существующей методике.

Состояние нефтедобывающей отрасли в той или иной области, как известно, отчетливо проявляется по объему добычи. Если в Башкортостане в 1967 г. было добыто 47,8 млн. т нефти, в 1970–80 гг. она держалась на уровне 40 млн. т, то в 1999 году снизилась до 12,2 млн. т. При этом неуклонный спад добычи наметился еще с 1981 года, с 60-х годов прирост запасов по открываемым месторождениям не восполняет текущих темпов отбора нефти, ибо открываются в основном залежи с небольшими запасами.

Зададимся такими вопросами. Может быть, существующий ныне уровень добычи нефти продлится еще не один десяток лет без дополнительных усилий по совершенствованию комплекса поисково-разведочных работ? Может быть, нет причин для тревог, вполне достаточно запасов известных месторождений на многие годы? К сожалению, это не так.

Обратимся к фактам, отражающим объективное состояние нефтяной отрасли республики. Они приведены в статье Е. В. Лозина¹. На 1.01.1997 г. на балансе АНК «Башнефть» числилось 162 нефтяных и газовых месторождений. Из уникальных, с начальным извлекаемым запасом (НИЗ) более 300 млн. т, всего два — Арланское и Туймазинское, 7 месторождений относятся к крупным. На долю этих девяти приходится 73 % общих первоначальных запасов всех месторождений республики, причем почти половину (47,8 %) НИЗ содержат два уникальных месторождения. Они же на сегодня и наиболее выработанные: 85,3 %, а по 7 крупным — 85,5 %. По мнению автора, это очень высокая выработанность, соответствующая заключительной стадии разработки.

Е. В. Лозин отмечает, что средняя выработанность НИЗ по всей Башнефти приблизилась к 80 %. Уникальные и крупные месторождения продолжают обеспечивать более половины текущей добычи нефти по республике, на долю одного Арланского месторождения приходится до 40 % добычи (по данным 1996 г.). Между тем, при современной научно-обоснованной системе разработки рентабельность эксплуатации месторождения, по мнению автора, продержится не более пяти лет. Е. В. Лозин приходит к выводу, что уже сегодня четверть нефтяных месторождений Башкортостана нерентабельна для разработки, а «...после 2000 года под вопросом окажется рентабельность всех нефтяных месторождений Башкирии».

Не трудно прикинуть из этого анализа, что ресурсы известных, даже крупных месторождений, не вселяют надежд на благополучие нефтедобычи без внесения корректив в комплекс поисковых работ. А открытие

месторождений последних 10–15 лет с запасами 100–200 тыс. т при низкой эффективности поисково-разведочных работ едва ли пополнят 12-миллионный (вероятно, и меньший) ежегодный отбор нефти из недр.

Принятая на практике методика поисково-разведочных работ в Башкортостане, как и во многих нефтяных регионах России, базируется на антиклинальной теории (по терминологии И. М. Губкина), то есть на поисках антиклинальных структур, представляющих природные резервуары — ловушки. Вся мировая практика нефтепоисков начиналась с тектонических предпосылок, и она (эта теория) повсюду оправдала себя. Другие многочисленные типы ловушек прямо или косвенно также связаны с тектоникой и палеотектоникой. Действительно, седиментационные нефтегазоносные бассейны, региональные поднятия в них, литофациальные изменения осадков, условия формирования областей и зон нефтегазонакопления в течение геологической истории тесно связаны именно с тектоническими движениями [1, 2].

Однако по мере разворачивания бурения круг разведочных объектов с предполагаемыми структурными ловушками постепенно сужается и в конечном итоге, после выявления некоторого количества поднятий, дальнейшая разведка становится бесперспективной. Выявленные поднятия, как правило, не все содержат скопления нефти и газа. Тому приведенные выше примеры по Башкортостану и другим областям, где продуктивность структур, как уже отмечалось, не превышает 30–35 %. Кроме того, на территории республики обнаружены залежи нефти неструктурного типа: в линзах и дельтовых песчаниках, в пористо-кавернозных и трещинных участках карбонатных толщ и т. д. Сейсморазведка и бурение напрямую установить их пока не могут, за некоторым исключением.

Напрашивается вывод о необходимости включения в комплекс поисково-разведочных работ так называемых прямых геохимических методов. К ним относятся: газогеохимические, битуминологические, гидрогеохимические, литогеохимические, биогеохимические и др. исследования пород, воды и растительного покрова над предполагаемыми в недрах скоплениями углеводородов (УВ) [3–8].

В основу геохимической съемки положено определение содержания в породах подпочвенного слоя рассеянных газообразных углеводородов, мигрирующих из газо-нефтяных или чисто нефтяных залежей к дневной поверхности. Вертикальная миграция УВ, как известно, установленный факт.

В результате миграции газов из нефтегазовых залежей, главным образом, путем диффузии и фильтрации УВ в покрывающие отложения (частично всплывания и переноса водой свободных газов и в растворенном состоянии) над залежью концентрируются аномалии углеводородных газов от кровли залежи до дневной поверхности. Количество и состав газов по вертикали может быть различным. Вместе с тем, какое-то количество газообразных УВ, обусловленное сингенетичным газообразованием в породах, болотах, лесных массивах, всегда имеется, и оно составляет газовый фон.

¹ Газета «Известия Башкортостана». 1998. № 76.

Практическое значение в нефтепоисковом деле представляет высокая степень контрастности аномалии на обычно низком фоне (10^{-4} – 10^{-2} см³/кг). Опыт геохимической съемки показывает, что надежной аномалией для прогноза нефтегазоносности объекта является контрастность в 1,5–2 раза над фоном.

В районах с тектонической нарушенностью слоев, где происходит интенсивная фильтрация и повышенная диффузионная проницаемость, наблюдаемые в поверхностных слоях газовые аномалии будут более четко выражены (степень контрастности достигает нескольких десятков). В тех местах, где проникновение газов в верхние слои затруднено, газовые аномалии будут нечеткими или мало отличающимися от фона.

Газовая аномалия в приповерхностных слоях осадочной толщи может отражаться строго над нефтегазовой залежью и несколько смещенной от нее. По форме она бывает сплошной, кольцевой, пятнистой и линейной.

Обычно на практике определяют содержание в породах сорбированных газов: метана CH₄ и его гомологов — этана C₂H₆, пропана C₃H₈, бутана C₄H₁₀, пентана C₅H₁₂ и гексана C₆H₁₄, содержание органического углеводорода, а также состав неуглеводородных компонентов (азот, двуокись углерода, гелий, аргон, радон, водород), имеющих, в основном, косвенное поисковое значение.

В зоне тектонических нарушений в газах пород концентрируются повышенные значения гелия и радона. Повышенное содержание других газов (CO₂, азот, аргон, H₂S) может фиксировать результаты окислительного разрушения миграционных углеводородных газов. То же самое показывает повышенная концентрация сульфидов железа, серы, закиси железа. Изучение бактерий в почве имеет следующее значение: над газовыми залежами существуют бактерии, окисляющие метан и этан, над нефтяными — пропан-бутаноокисляющие, которых больше, чем над газовыми.

Важное значение в геохимических исследованиях приобретает определение в породах элементов, фиксирующих процесс миграции УВ. К ним относятся слабо подвижные (в избыточных концентрациях): железо, ванадий, кобальт, никель, галлий, свинец, барий, титан и подвижные (дефицитные): стронций, магний, марганец и медь. Например, в штате Монтана в США над залежью нефти стратиграфического типа на глубине 1370 м в верхних слоях почвы и горных пород установлено резкое понижение содержания марганца и железа, а в растениях, наоборот, повышенное содержание элементов.

Термометрические съемки в Днепровско-Донецкой впадине и на Кубани установили над залежью нефти температурную аномалию почвы и грунтов.

Информативность того или иного набора показателей определяется геолого-геохимическими особенностями структурных областей: глубиной залегания залежей и фазовым состоянием УВ, литолого-физическими свойствами покровов, тектонической нарушенностью ловушек, наличием в разрезе пластов каменного угля и обогащенных органическим веществом и т.д. Поэтому очень важно районирование территории по геологическим условиям применимости геохимических методов поисков.

Например, на территории Башкортостана существенное различие имеют Предуральский прогиб и платформенная часть. В первом развиты 100–1000-метровые толщи каменных солей и других галогенных пород, имеются газоконденсатные и газовые залежи, которых нет во второй. В прогибе над рифами не установлены нарушения, а структуры Кинзебулатовского типа почти повсюду разорваны. Здесь же одна зона месторождений залегает не глубже 1 км, другая на глубинах более 1,5–2 км. На платформе характерно развитие грабенообразных прогибов и горстовидных структур, связанных с дизъюнктивной дислокацией. К обоим типам структур приурочены многочисленные залежи нефти. Поэтому прямое поисковое значение приобретает трассирование их на продолжениях уже установленных и выявление новых зон.

В северо-западных районах Башкортостана имеет место совместное залегание угольных и нефтяных пластов в терригенной толще нижнего карбона. Однако степень влияния того или иного пласта на геохимическую картину не известна. Поисковые объекты на открытие новых залежей нефти в этой области еще не исчерпаны.

На территории республики предлагается постановка комплексных физико-геохимических съемок: геохимической (газовой), биохимической и термометрической, с одновременным производством микрокомпонентных анализов грунта, растительности и газов.

В первый период (2 года) работы будут опытно-методические с целью апробации различных методик и приемов в разнородных геологических условиях на некоторых месторождениях и не нефтяных разбуренных структурах, а также на предполагаемых полосах песчаных и карстовых линз.

После установления надежных критериев прогноза нефтегазоносности на базе физико-геохимических методов последует второй этап работ — детальная геохимическая съемка (комплексная) на подготовленных сейсморазведкой и структурным бурением объектах, оцениваемых по общегеологическим критериям как перспективные на поиски нефти и газа. Высокая эффективность прогнозно-рекогносцировочных геохимических поисков показательна по результатам работ в различных регионах: в Прибалтийской синеклизе, Днепровско-Донецкой и Припятской впадинах, Камском Приуралье (Верхнекамская впадина), Самарском Поволжье, Ярославской и Ростовской областях, в Казахстане, Туркменистане, Западном Узбекистане, Тунгусском бассейне и др. Положительные результаты геохимических методов поисков нефти и газа получены в США, Венгрии, Польше, Румынии, ГДР, Сахаре (форт Полиньяк, Марокко) и ряде других регионов [3–8].

Газовая съемка и различные виды геохимических исследований проводились в Башкирии в 1930–40 гг., в 1953–54 гг., вначале в Ишимбайском Приуралье, а затем в западной части республики в пределах нефтяных месторождений (Гуймазы, Серафимовка, Шкапово), в Шаранском, Бакалинском, Чекмагушевском и Дюртюлинском районах.

Результаты работ 1930–1954 гг. оказались малоэффективными (неправильный методический подход, несовер-

шенная и недостаточная чувствительность газоаналитической аппаратуры, несовершенство отбора проб и т. д.). На ряде аномалий, выявленных в 1956–60 гг., в последующем бурением были открыты залежи нефти.

Результаты геохимических съемок показывают, что в тектонически активных зонах получают весьма контрастные аномалии. Таких сильно дислоцированных зон на территории республики достаточно много. Это Уфимско-Оренбургский склон платформы, юго-восточная часть Татарского свода, Предуральский прогиб, передовые складки западного склона Урала и др. В названных зонах широко развиты разрывные нарушения в девонском комплексе отложений вдоль Туймазинско-Балтаевского вала, на всем протяжении Уфимско-Оренбургского склона (узкие малоамплитудные грабены и горсты), Предуральского прогиба (особенно в антиклинальной зоне Кинзбулатовского типа), многочисленные сбросы, взбросы и надвиги в южных и северных районах линейных структур на западном склоне Урала; разрывным нарушениям подвержены и каменноугольные отложения. Сейсморазведка последних лет выявила зоны многочисленных разломов на склонах башкирской вершины Пермско-Башкирского свода.

С целью установления закономерностей в расположении геохимических аномалий в первом экспериментальном этапе исследований рекомендуется охватить в различных геоструктурных областях:

а) погребенные структуры, не изученные глубоким бурением (например, Арларовскую, Темираркинскую, Турсакальскую и другие на западном склоне Урала);

б) площадь газоносной (Беркутовской) и нефтяной (Архангельской) структур и рифовых массивов (нефтеносных Старо-Казанковского, Романовского и газоносного Канчуринского);

в) структуры, примыкающие к грабенообразным прогибам, горстовидным поднятиям и разломам платформенной части [9, 10].

Обратимся теперь к гидрохимии и гидрогеологии пластовых вод и геохимии нефтей, недостаточно учитываемых при проектировании буровых работ на новых поисковых объектах.

В трудах гидрогеологов и геохимиков В. А. Сулина, Г. М. Сухарева, В. Л. Кротовой, А. А. Карцева и др. указывается, что в нефтеносных областях пластовые воды характеризуются: высокой минерализацией и метаморфизацией, низкой сульфатностью, высоким содержанием брома, йода, аммония, наличием бария, стронция и отсутствием V, Ni, Cr, Co, Cu, Mn, Ti и др. Эти показатели вод являются признаками благоприятных условий накопления углеводородов, наличие же стронция и брома — признак закрытости водоносных горизонтов и сохранности залежи нефти.

Можно констатировать, что эти параметры вод на территории республики в большинстве случаев соответствуют указанным выше критериям нефтеносности. Но имеют место и отклонения, закономерности которых еще не вполне ясны. Аномалии в химическом составе вод, надо полагать, обусловлены фаціальными изменениями коллекторов, разрывными нарушениями пород, составом цементирующих веществ, влиянием нефти и т. д.

Неучет гидрогеологии и гидрохимии пластовых вод в ряде случаев привел к отрицательным результатам бурения. Особенно это вышло в зоне линейных складок вдоль области питания вод (западный склон Урала) по всему разрезу от нижней перми до подошвы девона (Арх-Латышская, Саитбабинская, Таушская, Иштуганская, Хлебодаровская и другие структуры). Пластовые воды этой зоны оказались слабо минерализованными и слабо метаморфизованными, с низким содержанием йода, аммония, брома и стронция. Словом, структуры оказались промытыми почти пресными водами.

Геохимия нефтей и газов (особенно углеводородных) может оказать существенную помощь в поисках залежей, указав по фракционному и групповому составу известных на территории нефтей направления латеральной и вертикальной миграции УВ. Однако глубокий и всесторонний анализ геохимии нефтей и газов у нас, к сожалению, еще не выполнен, хотя в общем виде изменения состава и свойств УВ известны.

Изменения фракционного и группового состава, содержание смол, асфальтенов, ванадия, никеля и других элементов в нефти определенно указывают направления миграции и степень сохранности залежей. При миграции нефти в первую очередь отделяются и устремляются ее легкие фракции в сторону подъема пластов, где меньше пластовое давление. Следовательно, в сводах наиболее высоких резервуаров — ловушек будет значительное содержание легких фракций (до 200°) с преобладанием метановых групп; по мере удаления от свода будет увеличиваться содержание нафтеновых и ароматических УВ. При разрушении залежей также будет сказываться уменьшение доли метановых групп, накопление асфальтено-смолистых, азотистых и сернистых соединений, ванадия и никеля.

В юго-восточной части Татарского свода в наиболее повышенных залежах в пласте D-I терригенного девона Туймазинского и Александровского месторождений содержание метановых УВ в легкой фракции составляет 62–65 %, в погруженном Шкаповском — 53 %, а на Уфимско-Оренбургском склоне (юго-восточнее Туймазов) в том же пласте Демского и Добровольского месторождений метановых УВ содержится 58 %; в более приподнятой части склона, в Сергеевском и Уршакском месторождениях — 63 и 67 %. На Пермско-Башкирском своде в Кушкульском месторождении УВ этой группы составляют 67,4 %. На увеличение метановых УВ в погруженных юго-западных районах мог влиять катагенный процесс, вызванный значительной глубиной пласта (до 2500 м) и повышенной температурой (до 45°С). В Туймазах глубина пласта 1600–1730 м, температура 30°С. Повышенное содержание метановых УВ здесь, вероятно, связано с миграционными процессами, а не катагенезом УВ.

Содержание брома и стронция в пластовых водах увеличивается по разрезу сверху вниз с 20 до 380 г/м³ (стронций) и с 20 до 1043 г/м³ (бром) [11]. Минимальные значения характерны для не нефтяного нижнепермского карбонатного комплекса, максимальные — для нефтяного каширского горизонта среднего карбона (брома 290 г/м³),

нижнего карбона, верхнего и среднего девона (брома 230–1043 г/м³, стронция до 380 г/м³).

Минерализация вод кунгурско-ассельского нефтеносного комплекса колеблется от пресных до 40 г/л и метаморфизация от 0,6 до 1,0. В пластовых водах нижнепермских залежей нефти минерализация достигает 190 г/л, метаморфизация 0,6–0,9.

Воды нефтеносных нижнекаменноугольного и верхне-среднекаменноугольного комплексов характеризуются высокой минерализацией (250–280 г/л) и метаморфизацией (0,5–0,7). Содержание ванадия и никеля в нефтях [12], брома и стронция в пластовых водах увеличивается от верхних горизонтов (слабо нефтеносных) к нижним нефтенасыщенным пластам нижнего карбона, верхнего и среднего девона. По составу вод нетрудно определить места перетоков из пласта в пласт и аномальные гидрогеологические и геохимические зоны, приуроченные, например, к грабенообразным прогибам и горстовидным структурам, а также протяженным разломам (Балтаево, Петропавловка и др.).

Поиски крупных и средних залежей нефти и газа в республике с каждым годом становятся все более затруднительными: вероятно, они почти полностью выявлены на глубинах 1200–2500 м, а перспективы открытия нефти в более глубоких додевонских толщах неясны, научно слабо обоснованы. Если геологические предпосылки (тектоника, коллектора, непроницаемые покрывки и др.) более или менее известны, то проблема возможности генерации нефти и газа в этой толще совершенно не изучена. Наше мнение об этом изложено в статье [13]. До постановки специальных геохимических исследований и получения благоприятных результатов нет смысла бурить «сухие» скважины.

Поиски залежей нефти в структурных ловушках, биогермных массивах на платформе, рукавообразных песчаных линзах, хотя и небольших по размерам, еще далеко не ограничены. Но методические подходы к поисковым работам должны совершенствоваться. В области Башкирской вершины Пермско-Башкирского свода работы ведутся на северном склоне вершины, но в небольшом объеме. Здесь открыты Кунгакское, Биавашское, Казанчинское, Южно-Кубиязинское месторождения нефти и газа в каменноугольных и девонских отложениях. Кушкульское месторождение на вершине свода и ряд других на северо-западном склоне повышают перспективы нефтеносности всей территории сводового поднятия. Однако залесенность, плохая обнаженность коренных пород сильно ограничили производство структурных съемок и сейсморазведочных работ. Раскрытие струк-

турных особенностей области возможно, надо полагать, в дешифрировании крупномасштабных аэрофотосъемок в сопоставлении с комплексом результатов геофизических методов разведки. Составление пластовых карт по среднему и нижнему карбону и верхнему девону поможет определить наиболее благоприятные площади нефтегазо-накопления.

Поиски структур на склонах Татарского свода в пределах Башкортостана следует вести, помимо структурных построений по данным бурения и сейсморазведки, на основе палеоструктурных реконструкций. Материалов для этого вполне достаточно.

Внедрение комплекса геохимических исследований с одновременным глубоким анализом материалов геофизики и бурения, надо полагать, существенно повысит эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ в республике.

Литература: 1. *Губкин И. М.* Учение о нефти. Изд. третье, М.: Наука, 1975. 384 с. 2. *Бакиров А. А.* Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1973. 344 с. 3. *Карцев А. А., Табасаранский З. А., Суббота М. И. и др.* Геохимические методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. М.: Гостоптехиздат, 1954. 431 с. 4. *Барташевич О. В., Зорькин Л. М., Зубайров С. Л. и др.* Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1980. 300 с. 5. Проблемы поисков нефти и газа комплексом геофизических и геохимических методов/МИНГ. М. 1989. 138 с. 6. Геохимические критерии формирования скоплений углеводородов и прогноза нефтегазоносности/ВНИГНИ. М. 1988. 190 с. 7. *Карцев А. А., Шургин В. П.* Геохимические методы исследований при поисках нефти и газа. М.: Недра, 1964. 202 с. 8. *Карцев А. А.* Основы геохимии нефти и газа. М.: Недра, 1978. 279 с. 9. *Лозин Е. В.* Тектоника и нефтеносность платформенного Башкортостана. М.: ВНИИОЭНГ, 1994. Ч. 1. 73 с. Ч. 2. 64 с. 10. *Пучков В. Н., Яруллин К. С.* Перспективы дальнейших поисков нефти в Башкортостане//Вестник АН РБ. 1998. Т. 3. № 2. С. 25–36. 11. *Файзуллин М. Х., Яруллин К. С.* Ценные микрокомпоненты в пластовых водах Башкортостана//Ежегодник–1997/ИГ УНЦ РАН. Уфа. 1999. С. 230–233. 12. *Файзуллин М. Х., Яруллин К. С.* Ванадий и никель в нефтях Башкортостана//Вестник АН РБ. 1997. Т. 2. № 3. С. 51–57. 13. *Каримов А. К., Пучков В. Н., Яруллин К. С.* О поисках нефти и газа в додевонских толщах Башкортостана// Вестник АН РБ. 1997. Т. 2. № 1. С. 46–50.