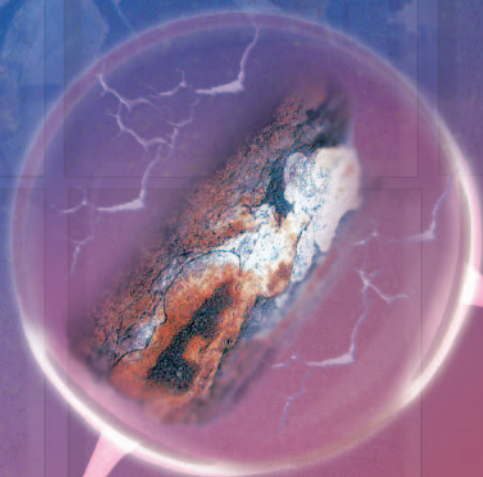


научно-технический журнал

Георесурсы

3(31) 2009



55 лет

Кафедре геологии нефти и газа

Казанского государственного университета

- Казанский государственный университет
- Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
- Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – А.В. Христофоров
e-mail: NKhristo@ksu.ru

Фундаментальные науки: Н.Н. Непримеров, М. Бергеманн (Германия), Э.И. Богуславский, В.Я. Волков, Н. Ванденберг (Бельгия), А.А. Иванов, Д.К. Нургалиев, М.Х. Салахов, К. Сейферт (США), Л.М. Ситдикова, В.З. Слепак (США), Г. Холл (Великобритания), М.Д. Хуторской

Минеральные ресурсы: Р.Х. Муслимов, Т.М. Акчурин, Е.Б. Грунис, Н.С. Гагиятуллин, Н.П. Запывалов, А.Б. Золотухин, И.А. Ларочкина, Ф.М. Хайретдинов, Р.С. Хисамов

Редакционный совет:

А.В. Аганов, А.С. Борисов, О.В. Бодров, С.А. Горбунов, В.Г. Изотов, Г.А. Кринари, Р.Х. Масагутов, И.Н. Плотникова, Р.К. Садыков, В.В. Самарцев, В.М. Смелков, В.А. Трофимов, Ф.Ф. Шагидуллин

Группа маркетинга и дизайна:

Заместители главного редактора:

А.В. Николаев, e-mail: Navan@inbox.ru

Д.А. Христофорова, e-mail: Daria.Khr@mail.ru

Технический редактор: В.Н. Малинина.

Верстка, дизайн: Д.А. Христофорова,

И.С. Абросимова. Дизайн обложек: А.А. Люкшин.

Адрес редакции:

Казанский государственный университет

Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия

Россия: Тел\факс: +7 8432 924454

Великобритания: Voice\Fax:+44 7092 195840 (UK)

США: Voice\Fax:+1 435 304 9361 (USA)

www.georesources.ksu.ru. e-mail: georesources@ksu.ru

Издательство Казанского университета

Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия

Тел\факс +7 8432 924454

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № 77-11725
выдано Министерством Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639

Журнал распространяется через ООО «Информнаука».

Электронная версия журнала содержится на сайте: «eLIBRARY.RU: Российская научная периодика в онлайн».

Подписано в печать 29.09.2009. Цена договорная

Отпечатано в ООО «КартИ». Тираж 1000

420095, Россия, г. Казань, ул. Восстания, 100

Тел\факс: +7 843 5121291, e-mail: karti@inbox.ru

При перепечатке материалов ссылка на журнал «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.

**Статьи**

Р.Х. Муслимов, В.М. Смелков, Р.К. Тухватуллин
Вклад кафедры геологии нефти и газа Казанского университета в научное обеспечение нефтепоисковых работ и создание современных методов разработки нефтяных месторождений 2

Р.Л. Ибрагимов, И.Н. Плотникова
Результаты режимных наблюдений состава подземных вод кристаллического фундамента Южно-Татарского свода 9

В.В. Ананьев, В.М. Смелков, А.В. Кальчева
Проблемы оптимизации системы разработки залежей нефти при опережающем обводнении скважин 14

Р.Х. Муслимов
Проблемы рациональной разработки нефтяных месторождений и воспроизводства запасов для стабильного развития нефтяной отрасли в рыночных условиях 18

А.В. Кальчева
Керн – основной источник получения геологической информации 23

Н.Г. Нургалиева
О климатической природе циклов Ноинского 27

Б.В. Успенский, Е.В. Гордеев
Роль кафедры геологии нефти и газа Казанского университета в решении проблемы освоения природных битумов Татарстана ... 30

А.Г. Нуриев, Н.М. Хасанова
Особенности вещественного состава нижнекаменноугольных отложений Сунчелеевского нефтяного месторождения 34

В.Н. Напалков, Н.Ю. Ильин, М.А. Петров, Р.Ф. Вафин, Р.Р. Сурмашев
Влияние эрозионного вреза на распределение начального пластового давления 36

М.А. Петров, И.М. Насибулин, Н.А. Мисолина, А.Н. Кольчугин, Р.Ф. Вафин, М.П. Круглов, О.В. Казанбаева
Проблема добычи высоковязких нефтей башкирского яруса восточного борта Мелекесской впадины 38

А.Н. Иمامеев, Р.Ф. Вафин, А.Х. Галимов
Гидрогеологическая характеристика пермских залежей аномальновязких нефтей южно-татарского свода в связи с их разработкой 41

В.Н. Напалков, Н.Г. Нургалиева, И.Н. Плотникова
Особенности применения метода соляно-кислотной обработки в кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторах высоковязких нефтей 44

А.Р. Ганеева, Р.А. Батырбаева, Л.А. Галактионова
Опыт применения модифицированных полимер-дисперсных систем на Никольском месторождении нефти 46

**Книги**

Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. *Муслимов Р. Х.* 22

ВКЛАД КАФЕДРЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА КАЗАНСКОГО УНИВЕРСИТЕТА В НАУЧНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕФТЕПОИСКОВЫХ РАБОТ И СОЗДАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Настоящая статья посвящена подведению итогов многолетней творческой деятельности коллектива кафедры геологии нефти и газа по подготовке в Казанском университете геологов-нефтяников и вкладу кафедры и ее выпускников в научное обеспечение нефтепоисковых работ и созданию современных методов разработки нефтяных месторождений.

Ключевые слова: подготовка, геологи-нефтяники, нефтегеологическая специальность, выпускники, методы, разведка, разработка.

Нефтегеологическая специальность **официально** существует в Казанском университете с 1954 г., когда приказом № 80 по КГУ от 11 мая 1954 г. кафедра геологии нефти и геофизических методов разведки, созданная в 1949 г., была разделена на две кафедры: кафедру геофизических методов разведки и кафедру геологии нефти и газа. Однако необходимость подготовки кадров геологов-нефтяников возникла раньше, в 40-х годах, в связи с бурным развитием отечественной нефтяной и газовой промышленности.

Это нашло отражение в приказе № 726 Всесоюзного Комитета по делам высшей школы при Совете народных комиссаров СССР от 4 сентября 1940 г.: «Разрешить Казанскому государственному университету им. В.И. Ульянова-Ленина ввести на старших курсах с 1940–41 уч. года специализацию по геологии нефти и организовать кафедру геологии нефти и газа с лабораторией при ней того же наименования».

Однако осуществлению этой идеи в то время помешала Великая Отечественная война. Но **фактически** подготовка специалистов по геологии нефти и газа стала осуществляться с 1949 о чем мы говорили выше, с момента создания совместной кафедры геологии нефти и геофизических методов разведки.

1949 год знаменателен и тем, что именно в этом году защитил докторскую диссертацию на тему «Нефтеносность палеозоя Башкирии» выпускник геологического факультета 1933 года **Андрей Алексеевич Трофимук**, к тому времени уже Герой Социалистического труда (1944 г.) и лауреат Государственной премии СССР (1946 г.).



Рис. 1. Виктор Иванович Троепольский.



Рис. 2. Семен Самуилович Эллерн.

Ныне имя Андрея Алексеевича носит наша кафедра (приказ по КГУ № 99-0 от 26 мая 2000 г.). Присвоение имени кафедре событие крайне редкое, а может

быть и уникальное в системе Высшего образования России.

Первым заведующим кафедрой был приглашен Виктор Иванович Троепольский, кандидат наук, работавший в тресте «Татнефтегазразведка». На этом посту он проработал в течение 25 лет, вплоть до 1979 г. (Рис. 1).

В 1963 г. Виктор Иванович защитил по совокупности работ докторскую диссертацию на тему «Изучение условий формирования нефтеносных свит девонских, каменноугольных и пермских отложений, их геологической истории и закономерностей размещения в них залежей нефти и битумов», в 1964 г. ему было присвоено ученое звание профессора.

За заслуги в развитии науки, педагогическую и общественную деятельность В.И. Троепольскому было присвоено звание «Заслуженного деятеля науки Татарской АССР» (1975 г.). Он имел звание «Почетного гражданина города Казани».

До последних дней своей жизни, уже будучи профессором-консультантом, Виктор Иванович не переставал верить в наличие нефти на западе Татарстана, хотя дискуссии по этому вопросу не прекращаются и по настоящее время.

На кафедру вместе с В.И. Троепольским пришли опытные геологи и производственники: С.С. Эллерн (Рис. 2), проработавший доцентом на кафедре до конца своей жизни (1986 г.), начальник геологического отдела треста «Татнефтегазразведка» С.П. Егоров, один из первооткрывателей татарской нефти, Лауреат Сталинской премии за открытие Ромашкинского месторождения.



Рис. 3. Кафедра геологии нефти и газа, 1961 г. (Слева направо: Шайдуллин А.К., Смелков В.М., Матяева К.И., Эллерн С.С., Лебедев Н.П., Напалков В.Н., Троепольский В.И., Бадамшин Э.З.)

Семен Самуилович Эллерн – участник Великой Отечественной войны, окончил геологический факультет в 1946 году. Он занял на новой кафедре должность старшего преподавателя, а после защиты кандидатской диссертации в 1952 г. – доцента. Он руководил научно-исследовательской работой студентов, а за время более чем 30-летней преподавательской деятельности на кафедре (до 1986 г.) разработал и читал лекции по многим ведущим курсам.

Область научных интересов Семена Самуиловича характеризовалась весьма широким разнообразием. В частности, он придерживался противоположного, чем В.И. Троепольский, мнения о перспективах нефтеносности запада Татарстана, но такое расхождение во взглядах ничуть не мешало им идти рука об руку, совершенствуя учебный процесс и развивая на кафедре научные исследования.

Наряду с активным участием в общекафедральных тематиках, он всегда интересовался глобальными вопросами нефтяной геологии. Эти исследования в значительной степени обобщены в его монографии «Размещение залежей углеводородов на платформах» (1969 г.). В последние годы его научный потенциал был сосредоточен на изучении условий формирования скоплений природных битумов. Его деятельность распространялась и за пределы университета.

На протяжении ряда лет С.С. Эллерн был членом Рабочей группы по проблемам поисков неантиклинальных ловушек и членом Научного Совета по совершенствованию методики поисковых работ на нефть и газ в СССР.

Окончательно же костяк кафедры сформировался в 50-х – 60-х годах, когда в состав кафедры вошли – В.Н. Напалков (1954 г.), Э.З. Бадамшин (1955 г.), Н.П. Лебедев (1957 г.), Р.К. Тухватуллин (1960 г.), В.М. Смелков (1960 г.) (Рис. 3 – 5).

За 55 лет существования кафедры, ее возглавляли четыре заведующих – В.И. Троепольский (1954–1979 гг.), Э.З. Бадамшин (1979 – 1987), В.М. Смелков (1987 – 2008 г.) и И.Н. Плотникова (2008 г. – по настоящее время).

Такова нехитрая статистика. Но за прошедшие более полвека существования кафедры она превратилась в слаженный научно-педагогический коллектив и, без излишней скромности, является одной из ведущих кафедр геологического факультета.

Из 11 преподавателей – 4 доктора наук, профессора; 5 кандидатов наук, доцентов, 2 ассистента.

Более 40 лет неизменным секретарем кафедры геологии нефти и газа проработала Любовь Ивановна Сушкова (Рис. 6).

Следует отметить, что кафедра занимается изучением различных научных проблем геологии, связанных с нефтяной тематикой. Научные исследования проводились и проводятся в направлении изучения геологического строения и нефтеносности палеозойских и допалеозойских отложений Республики Татарстан и смежных с ней территорий.

В теоретическом плане эти исследования, в конечном итоге, являются глубоким научным обоснованием выявления благоприятных геологических условий образования нефти и формирования ее скоплений. В практическом отношении они представляют собой научно аргументированные рекомендации для нефтегазодобывающих организаций по поискам и разведке месторождений нефти и

газа и научные обоснования рациональных систем разработки месторождений для промышленных предприятий.

Научные прогнозы кафедры способствовали открытию многих месторождений нефти в Татарстане, Ульяновской, Самарской областях и Удмуртии.

Выпускникам кафедры, к сожалению, не довелось участвовать в открытии супергигантского Ромашкинского месторождения. Но многие выпускники кафедры активно участвовали и продолжают участвовать в разработке этого месторождения, создавая и внедряя методы рационального извлечения нефти из недр.

На основании обобщения опыта ускоренной разведки Ромашкинского месторождения научно обоснована комплексная методика подготовки к разработке крупных нефтяных месторождений, заключающаяся в поэтапном проведении геологоразведочных работ (ГРП), целенаправленной работе по обобщению всех материалов геолого-геофизических исследований, повышению роли эксплуатационного бурения в изучении базисного и особенно вышележащих объектов за счет применения новой техники и технологии доразведки. За работу «Разработка и внедрение нового метода доразведки многопластовых месторождений с применением комплекса нейтронных методов» коллективу авторов, в том числе выпускникам КГУ **Н.Г. Абдуллину, К.Е. Агафонову, Е.З. Зорину, Р.Х. Муслимову** в 1977 г. была присуждена премия им. акад. И.М. Губкина, а в 1983 г. за работу «Создание и внедрение высокоинформативных импульсных методов широкополосного акустического и нейтронного каротажа для повышения эффективности поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений» группе ученых, в числе которых был **Р.Х. Муслимов**, присуждена Государственная премия СССР.

Применение новых методов разведки и доразведки позволило сократить объемы глубокого бурения в Татарстане на 3 млн. м и обеспечить прирост 200 млн. т запасов и экономию 450 млн. руб. в ценах 1989 г.

В 1953 – 1956 гг. коллективом кафедры под руководством В.И. Троепольского совместно с трестом «Татнефтегазразведка» было сделано широкое научное обобщение по перспективам нефтеносности севера и запада республики. Несколько позже, в конце 50-х – начале 60-х годов сотрудники кафедры занимались изучением геологии и



Рис. 4. Э.З. Бадамшин (слева) и Р.К. Тухватуллин (справа) по время экспедиционных работ в Западной Сибири.



Рис. 5. На экспедиционных маршрутах Поволжья (с коллегами из МИНХ и ГП им. Губкина, стоят третий слева – Напалков В.Н., пятый – Смелков В.М.), 1961 г.

нефтеносности крупного тектонического элемента на территории Татарстана и смежных областей – Мелекесской впадины. На основе большого фактического материала был изучен структурный план впадины, установлена промышленная нефтеносность ряда площадей, предложены профили бурения глубоких скважин. Результаты исследований были отражены в большой монографической работе «Геологическое строение и нефтеносность Аксубаево-Мелекесской депрессии» (1964 г.).

Следует отметить, что по результатам исследований Мелекесской депрессии были успешно защищены кандидатские диссертации преподавателями Э.З.Бадамшиным, В.Н.Напалковым, Н.П.Лебедевым, аспирантами А.В.Никוליным и И.М.Акишевым.

Начиная с 1959 г. коллектив кафедры интенсивно занимается проблемой пермских природных битумов. В пределах Татарстана и прилегающих территорий Ульяновской и Самарской областей сотрудниками кафедры впервые были подсчитаны геологические запасы битумов, составляющие многие миллиарды тонн.

Кафедра выступила с инициативой широкого использования этого сырья в народном хозяйстве. В настоящее время исследования по изучению пермских битумов, как известно, переросло в одну из важнейших проблем государственного значения.

Исследования пермского битуминозного керна, начиная с 1981 г. проводятся в аналитической лаборатории научно-учебной базы (НУБ), построенной объединением «Татнефть» за городом, около поселка Ореховка Зеленодольского района. В освоение этой научно-учебной базы много сил и времени вложил заведующий лабораторией Л.И. Полушин (Рис. 7). В настоящее время, работающая в ее составе аналитическая лаборатория аттестована на республиканском и аккредитована на Федеральном уровнях усилиями бывшего зав. кафедрой В.М. Смелкова, зав. лаб. А.В. Кальчевой и техника НУБ Н.С. Шайдуллиной.

Поскольку результаты исследований керна являются необходимой информацией при подсчете геологических и промышленных запасов нефти и битумов и разработке УВ-сырья, сегодня работа аналитической лаборатории направлена на изучение основных параметров пород-коллекторов, геохимического состава битумов и содержания в них микрокомпонентов. В работе активно используются разработанные сотрудниками кафедры и лаборатории и внедренные в практику новые методы определения коллекторских свойств терригенных и карбонатных пород.

В 2005 г. доцентом Б.В. Успенским защищена докторская диссертация на тему «Научно-методические основы поиска, разведки и освоения природных битумов», а в 2008 году докторскую диссертацию, посвященную изучению литолого-стратиграфических особенностей пермских отложений, успешно защитила доцент кафедры Н.Г. Нургалеева.

Исследования по проблеме пермских битумов продолжаются и ныне.

С начала 60-х годов сотрудники кафедры – В.И. Троепольский, С.С. Эллерн, Э.З. Бадамшин, Н.П. Лебедев, В.Н. Напалков, Р.К. Тухватуллин, В.М. Смелков – начали проводить целенаправленные палеонтологические, тектонические, литофациальные, коллекторские и геохимические исследования отложений девона и карбона Камско-Кинель-

ской системы прогибов с оценкой карбонатных отложений, в которых было сосредоточено более 60 % прогнозных ресурсов нефти по данным на те годы.

В 1969 году по инициативе кафедры в Казанском университете было проведено региональное совещание по этой проблеме. На основании выявленных закономерностей распределения залежей нефти были даны рекомендации по комплексированию видов и методик поисково-разведочных работ.

Труды этого совещания опубликованы в издательстве КГУ. По результатам исследований карбонатных отложений девона и карбона в Камско-Кинельских прогибах защищена кандидатская диссертация Р.К. Тухватуллиным в 1972 г., позднее, в 1980 г. была защищена диссертация В.М. Смелковым, посвященная нефтеносности среднекаменноугольных отложений Татарии. В 1994 г. защищена кандидатская диссертация Р.А. Батырбаевой (Рис. 8) по перспективам нефтеносности Усть-Черемшанского прогиба этой системы.

Освоение системы внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении явилось выдающимся вкладом наших ученых и производственников в мировую нефтяную науку. В этой области разработки решающую роль сыграли выпускники кафедры геологии нефти и газа.

Достаточно сказать, что большинство главных геологов, начальников геологических отделов и отделов разработки НГДУ, УБР, УПНП и КРС ОАО «Татнефть» сегодня – выпускники кафедры геологии нефти и газа. Кроме того, часть выпускников кафедры возглавляет геологическую службу в независимых нефтяных компаниях Республики, а три из них являются начальниками НГДУ – В.В. Смыков («Ямашнефть»), И.М. Салихов («Нурлатнефть»), В.Ф. Мерзляков («Аксаковнефть», Башкирия).

Патриарх нефтяной отрасли, ученый с мировым именем, В.Н. Щелкачев, высоко оценив работу геологов на Ромашкинском месторождении, сказал следующее: «Вы имеете законное право отметить, что коллектив геологов «Татнефть» и ТатНИПИнефть приобрел для страны только на девонском Ромашкинском месторождении 1 млрд. т нефти». Он указывает, что «проведя работу по коренному исправлению первой Генсхемы геологи «Татнефти» уже обеспечили извлечение этих 728 млн. т» и далее «каждая скважина уже извлекла по 100 тыс. т нефти, а каждая из оставшихся (вместе с намеченными к бурению) должна добыть до конца разработки еще 15 тыс. т (округленно), что вполне реально, учитывая, что текущая обводненность пока равна только 87 %. Следовательно, состояние разработки настолько хорошее, что вполне реален Ваш прогноз о возможности увеличить коэффициент нефтеотдачи с 0,53 до 0,60, т.е. на 7 пунктов. Это означает, что можно дополнительно отобрать еще 275 млн. т нефти». К 2007 г., как известно, из недр Республики Татарстан, в основном из Ромашкинского месторождения, добыт третий миллиард тонн нефти. Если бы с самого начала на месторождении были приняты такие жесткие системы разработки, как на месторождениях Западной Сибири, то разработка Ромашкинского месторождения не была бы столь удовлетворительной, как в настоящее время.

За время существования кафедры на геологическом факультете было подготовлено свыше 1750 геологов-нефтяников.

На кафедре, **по мере возможности**, ведется учет творческой, производственной, научной и общественной деятельности наших выпускников. Примечательно, что абсолютное большинство выпускников не изменило своей профессии и сегодня работает по специальности. При этом следует отметить, что география их деятельности имеет широкий разброс, несмотря на то, что большинство из них работает в Европейской части страны и Западной Сибири.

Многие выпускники кафедры трудятся сегодня и на широких Сибирских просторах. С.В. Рыжов и М.Ф. Нуриев в течение многих лет возглавляли геологическую службу ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз». Сегодня первый из них является главным геологом ОАО «Самаранефть», второй – начальником департамента разработки нефтегазовых месторождений ОАО «Газпромнефть». Выпускники кафедры М.А. Альмухаметов – главный геолог НГДУ «Муравленковскнефть», И.К. Кашапов – главный геолог НГДУ «Заполярьефть», С.З. Сайфутдинов – гл. геолог Хатангской НРЭ, В.А. Бадьянов – зам. генерального директора СибНИИ НП, В.П. Санин – сотрудник «Главтюменнефтегаз» и много, много других.

Также наши специалисты работают в центральных и северных районах Русской платформы (Ярославская, Нижегородская, Вологодская, Архангельская области, Республика Коми и др. областях). Далее идут Восточная Сибирь, Прибалтика и Белоруссия, Украина, Северный Кавказ, Средняя Азия и Казахстан.

Кроме того, много выпускников кафедры осуществляло свою трудовую деятельность по различным контрактам за рубежом (Алжир, Индия, Турция и т.д.) – В.Н. Напалков, Р.З. Шакиров, В.Г. Кафичев, В.И. Азаматов, В.Л. Коцюбинский, В.М. Салажев и др.

Большое число геологов-нефтяников, окончивших геофак КГУ, являлись и являются руководящими работниками – директорами институтов БелНИГРИ, ПермНИПИнефть, ВО ИГИРГИ, УдмуртНИПИнефть, СибНИПИ НП и др., зам. председателя правительства Республики Удмуртия – Савельев В.А., зам. министра нефтяной промышленности СССР – Юдин В.М., Фомин А.В., являлись членами государственных органов России – Совета Федерации – И.А. Ларочкина, Государственной Думы – М.Ф. Магдеев.

Два наших выпускника возглавляли наш родной факультет – Э.З. Бадамшин (1977 – 1978 гг.) и Р.К. Тухватуллин (1978 – 1993 гг.).

С именами очень многих наших выпускников связаны открытия новых месторождений нефти и газа в Урало-Поволжье, Западной Сибири, на Северном Кавказе, в Средней Азии.

По данным кафедры свыше 120 выпускников стали докторами (21) и кандидатами наук (102). Следует иметь в виду, что каждая диссертационная работа представляет существенный вклад в нефтегеологическую науку и производство.

В последние годы с точки зрения производственной деятельности изменилась направленность работы геологов-нефтяников. Сегодня большая их часть работает уже не в разведке и бурении, а в нефтедобыче. При этом, пожалуй, самый большой отряд геологов работает в различных организациях ОАО «Татнефть» (около 400 выпускников).

К сожалению, не поддается учету число наших выпускников, получивших различные награды и звания – заслуженных геологов, заслуженных нефтяников, заслуженных деятелей науки, почетных разведчиков недр, первооткрывателей месторождений и т.д., но два из них отмечены особыми знаками – это **Ренат Халиуллович Муслимов**, которому Президиумом РАН присвоено звание «Рыцарь науки и искусств» и **Виктор Васильевич Смыков**, который за строительство храма-часовни в г. Альметьевске по решению Патриарха Всея Руси Алексия II награжден орденом Святого Благоверного князя Даниила Московского.

Есть среди наших выпускников и Лауреаты Ленинской премии – **Московцев О.А.** и Государственной премии СССР – **И.В. Васильев, Р.Х. Муслимов, Ремеев О.А.**

В 1982 г. за работу «Увеличение нефтеотдачи методом заводнения пластов при высоком давлении нагнетания» большой группе ученых в том числе выпускникам кафедры **Р.Х. Муслимову** и **В.М. Юдину**, была присуждена премия им. акад. И.М. Губкина. В 1991 г. за работу «Создание и широкое промышленное внедрение методов регулирования процессов разработки при заводнении пластов на нефтяных месторождениях Татарстана» большой авторский коллектив, в состав которого входили и наши выпускники – **В.А. Горюнов, Г.Ф. Кандаурова, Р.Х. Муслимов, А.З. Нафиков, А.Т. Панарин, Ф.М. Хайретдинов**, был отмечен премией Миннефтегазпрома СССР.

Во все времена приоритетной остается задача ресурсной базы углеводородного сырья. Эта задача решается двумя путями: традиционным – нефтепоисковыми работами и открытием новых запасов и нетрадиционными – увеличением нефтеизвлечения на ранее открытых нефтяных месторождениях.

Современные проекты разработки в основных нефтедобывающих странах мира направлены, в основном, на извлечение около 30 % запасов нефти, находящихся в недрах. В США и России эта цифра несколько выше. В Татарстане она приблизилась к 42 %, что является средним значением, но в зависимости от геолого-физических условий изменяется от 14 до 60 %.

О значении проблемы повышения нефтеотдачи говорит тот факт, что повышение коэффициента нефтеизвлечения только на 1 % по разведанным ресурсам Татарстана дает увеличение извлекаемых запасов на 85 млн. т.

При активном и решающем участии выпускников кафедры геологии нефти и газа была создана новая высокопродуктивная технология подготовки к промышленной разработке небольших малоэффективных месторождений. Эта технология позволила существенно снизить стоимость подготовки запасов нефти, ускорить (на 2 – 3 года) сроки подготовки месторождений к разработке за счет уменьшения в 4 – 5 раз объемов разведочного бурения и детальных исследований на этапе предварительной разведки. Также за счет внедрения данной технологии было повышено качество подготовки месторождений к подсчету запасов, увеличена эффективность разведочного (до 70 – 80 % удачных скважин) и эксплуатационного (до 95 – 98 % продуктивных скважин) бурения.

Татарстан всегда являлся экспериментальной базой нефтяной промышленности страны по решению многих проблемных вопросов и широкому опробованию новых разработок. И во всех этих работах непосредственное уча-



Рис. 6. Любовь Ивановна Суикова.

стие принимали наши выпускники. Это работы по изучению влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу (Бавлинский эксперимент), ускоренному созданию фронта заводнения (Азнакаевский эксперимент), снижению давления на забое эксплуатационных скважин ниже давления насыщения (Ташлиярский эксперимент), совершенствованию выработки водонефтяной зоны (Азнакаевский эксперимент) и

алевролитов (Альметьевский эксперимент), исследованию влияния на разработку повышенных давлений нагнетания, внедрению новых методов повышения нефтеотдачи и т.д. и т.п. И практически во всех этих работах принимал участие один из ведущих ученых и производственников геологов-нефтяников СССР и России, выпускник 1957 г., а ныне профессор кафедры геологии нефти и газа, консультант Президента РТ по вопросам разработки нефтяных месторождений **Ренат Халиуллович Муслимов**. Более тридцати лет он возглавлял геологическую службу производственного объединения «Татнефть». Под его руководством и при его непосредственном участии открыты десятки новых нефтяных месторождений на территории Татарстана.

Всем своим богатым опытом он делится со студентами на лекциях!

Р.Х. Муслимов внес большой вклад в обоснование новых высокопродуктивных систем разработки нефтяных месторождений, им создана новая классификация современных методов воздействия на пласт и обоснованы геолого-физико-химические критерии их применения, особое внимание уделено обоснованию и эффективности применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи.

По его инициативе была создана и претворена в жизнь «Программа глубокого бурения», в ходе реализации которой на территории Татарстана была пробурена сеть параметрических сверхглубоких скважин на докембрийский фундамент с целью поиска источников и путей миграции углеводородного сырья, а также изучения глубинного строения недр.

Большим достижением нефтяников Татарстана явилось



Рис. 8. Всю свою научную и педагогическую деятельность Р.А. Батырбаева посвятила подготовке геологов-нефтяников.

Рис. 7. Л.И. Полушин.



создание высокоэффективной комплексной системы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, удостоенной в 1994 г. Государственной премии республики Татарстан. Первыми лауреатами этой, только что учрежденной премии, стал авторский коллектив, в составе которого были и наши выпускники **Г.Ф. Кандаурова, и Р.Х. Муслимов**.

И, наконец, **Р.Х. Муслимов** создал и многие годы руководит татарской школой геологов-нефтяников, признанной не только в масштабе бывшего СССР, но и за рубежом.

Однако вернемся примерно на полвека назад. Дело в том, что проведенные в 50-60-х годах работы по улучшению научного обоснования направлений, совершенствованию методики и повышению эффективности геологоразведочных работ заложили реальную основу для выполнения плана прироста запасов нефти и технико-экономических показателей поисково-разведочных работ в республике.

Проведенные работы позволили открыть ряд новых месторождений и большое число залежей нефти.

Эти успехи стали возможны благодаря творческому труду большой армии геологов, из которых следует особо отметить выпускников кафедры:

Н.Г. Абдуллина, И.М. Акишева, Р.Х. Ахметзянова, Е.И. Гасилова, Н.С. Гатиятуллина, А.Г. Губайдуллина, Г.З. Ибрагимов, Н.С. Исхакову, И.Н. Каримова, В.Г. Кафичева, Г.И. Котылева, П.И. Лангуева, И.А. Ларочкину, С.Н. Мельникова, П.Д. Павлова, Л.И. Стафееву, Е.А. Тарасова, П.В. Чиркова, Р.З. Шакирова, И.Н. Шакирова и многих других.

Огромной трудной и исключительно важной работой по подсчету запасов нефти занимались геологи-нефтяники: Н.Г. Ахметзянов, Н.Г. Ахметов, Г.С. Веселов, Э.С. Гришукова, Н.Г. Ильясова, В.И. Кобряков, В.Л. Коцюбинский, В.П. Милицин, Н.Н. Овечкина, Ю.С. Порман, Т.Б. Спиридонова, С.И. Шевцов и другие.

Состояние геологической разведанности недр Татарстана позволяет надеяться на некоторое восполнение отобранных запасов нефти за счет разведки карбонатных отложений девона и карбона.

Проблемой изучения перспектив нефтеносности карбонатных отложений занимались ученые КГУ, ТатНИПИ-нефть, ОАО «Татнефтегеофизика»: Н.Г. Абдуллин, А.Е. Алеев, Л.М. Алиева, Э.З. Бадамшин, Р.А. Батырбаева, Р.Х. Галеев, В.А. Горюнов, А.А. Губайдуллин, А.М. Гуцин, Е.З. Зорин, С.Н. Мельников, И.И. Нагуманов, Н.Г. Нургулиева, В.М. Смелков, Р.К. Тухватуллин, Б.В. Успенский, Р.Г. Хангильдин, Р.Ш. Хайретдинов, Р.С. Шайхутдинов.

Большая работа выпускниками кафедры ведется по нетрадиционным направлениям поисков и использования УВ-сырья. Обоснован большой углеводородный потенциал и перспективность изучения кристаллического фундамента Восточно-Европейской платформы. По современным представлениям ведущих ученых и геологов Татарстан является благоприятным регионом для поисков нефти в более глубоких горизонтах осадочного чехла Русской платформы, в рифей-вендских образованиях и проведения работ по выявлению возможной нефтегазонасности в древнейших породах архейского кристаллического фундамента на больших глубинах (5 – 7 тыс. м). Об этом свидетельствуют уникальные геологические результаты и открытия, полученные в скважинах 20000-Миннибаевской и 20009-Новоелховской на Ромашкинском месторождении, инициатором бурения которых был Р.Х. Муслимов.

В этой глобальной, мирового значения проблеме, удалось сделать многое: доказана тесная связь месторождений в осадочном чехле и их строения с геологическим строением кристаллического фундамента; дано обоснование целесообразности поисков УВ в породах кристаллического фундамента; обоснована научная гипотеза о постоянной «подпитке» нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами за счет подтока углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин. Проведенный анализ позволяет по-новому рассматривать нефтяные месторождения как постоянно развивающиеся объекты, подпитываемые глубинными углеводородами из недр земной коры и мантии. В изучении кристаллического фундамента платформ и современного активного флюидодинамического режима Южно-Татарского свода нужно отметить большую роль нового заведующего кафедрой, доктора геол.-минер наук, профессора И.Н. Плотниковой.

Проблему перспектив нефтеносности пород кристаллического фундамента и осадочной толщи протерозоя решали и продолжают решать выпускники и сегодняшние сотрудники геологического факультета КГУ: Е.М. Аксенов, В.В. Баранов, В.М. Винокуров, К.Н. Доронкин, Н.С. Гатиятуллин, Е.Б. Грунис, А.А. Губайдуллин, Р.Л. Ибрагимов, И.Х. Кавеев, В.И. Козлов, Е.Н. Козлов, Г.А. Кринари, И.Н. Плотникова, Д.В. Постников, Б.С. Ситдииков, В.П. Степанов, В.А. Трофимов, Р.Р. Хасанов, Р.Ш. Хайретдинов и многие другие.

Следующее направление, в котором принимает участие большой коллектив геологов – это начатое в 1970 г. по инициативе Татарского ОК КПСС изучение битумоносности пермских отложений Республики Татарстан. Однако следует отметить, о чем говорилось ранее, первыми подняли эту проблему и произвели подсчет ресурсов битумов Аксубаево-Мелекесской депрессии сотрудники нашей кафедры, выпускники 1957 г. Н.П. Лебедев, Р.К. Тухватуллин, А.К. Шайдуллин под руководством В.И. Троепольского.

Результаты подсчета вызвали неоднозначную, чаще негативную реакцию со стороны многих ученых и производственников, занимавшихся изучением пермских отложений. Но главное, все же результаты подсчета привлекли внимание широкой геологической общественности. Они неоднократно экспертировались, в частности, научными сотрудниками ИГиРГИ, ВНИГРИ и ТатНИПИнефть. В настоящее время, когда пермским природным битумам Татарстана уделяется большое внимание, очевидно, что наши исследования были поставлены своевременно и выполнены с достаточной степенью точности.

Доказана региональная битумоносность пермских отложений Закамской Татарии, существенно уточнены основные закономерности пространственного распределения скоплений природных битумов, основные черты их строения, характер и степень битумонасыщения в скоплениях, представляющих промышленный интерес, и, в основном, определена перспективность различных районов Татарстана.

Проведенные в Татарстане исследования и опытно-промышленные работы по изысканию скважинных методов извлечения битумов показали перспективность и рентабельность разработки залежей битумоносных пород с

применением тепловых методов (внутрипластовое горение, вытеснение паром). При этом на опытном участке Мордово-Кармальского месторождения при разработке скважинными методами с применением внутрипластового горения получена высокая нефтеотдача – около 40 %.

Наряду с сотрудниками кафедры В.Н. Напалковым, Б.В. Успенским, Н.Р. Нургулиевой большую работу по изучению геологии пермских битумов вели и ведут выпускники геофака: Р.Ш. Абдрашитова, И.М. Акишев, Е.К. Арсланова, А.В. Богов, Ю.В. Волков, В.С. Гаврилов, С.Х. Гайнанова, Ф.С. Гилязова, Г.Я. Данилов, Л.И. Дычко, Ф.И. Зиятдинов, В.И. Кобряков, П.Д. Павлов, Г.А. Петров, Б.Э. Хасанов, П.А. Шалин и др.

В настоящее время вступление месторождений Татарстана в позднюю стадию разработки поставили перед геологами-нефтяниками новые проблемы. Связано это с неуклонным снижением добычи нефти и прогрессирующим ростом обводненности продукции. В таких условиях в первую очередь вырабатываются лучшие пласты и возрастает доля трудноизвлекаемых запасов нефти – это в основном водонефтяные зоны и слабопроницаемые коллекторы. Поэтому вопрос создания эффективных методов разработки трудноизвлекаемых запасов приобретает решающее значение. Проблема эта решается путем создания самостоятельной системы разработки с бурением специальных нагнетательных и частично добывающих скважин, использования добывающих скважин обводненных по высокопродуктивным пластам после изоляции последних, организации площадного заводнения с закачкой воды при повышенных давлениях на устьях скважин.

В решении этих проблем большая заслуга выпускников КГУ: В.Г. Гарипова, В.А. Горюнова, Л.И. Ибрагимовой, Г.Ф. Кандауровой, Ю.А. Колесникова, Г.А. Коробковой, А.В. Куприянова, Р.Ф. Латыпова, В.И. Малофеева, В.А. Николаева, А.Т. Панарина, В.И. Полушина, В.В. Тихонова, Б.Э. Хасанова, Р.Б. Хисамова, В.А. Храмовой, В.Н. Шакирова и др.

Постоянная помощь и поддержка выпускников кафедры позволяет обновлять материально-техническую базу кафедры. Так, в 2008 г. при спонсорской помощи ОАО «Татнефть» был расширен компьютерный парк учебного компьютерного класса кафедры. Благодаря этому на кафедре успешно преподаются новые курсы «ГИС-технологии», «Компьютерная обработка данных нефтяной геологии» (Рис. 9), «Основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений».

В 2009 г. благодаря спонсорской помощи ОАО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» и при личном участии главного геолога этой организации – Р.Р. Харитоновой, также выпускника кафедры, оборудована люминесцентно-битуминологическая лаборатория. Благодаря помощи Г.К. Мубаракшина, возглавляющего геологическую службу ОАО «Татнефтепром», приобретены новые приборы для исследования керна и нефти.

В геологическом музее А.А. Штукенберга **20 февраля 2008 года** был открыт новый зал «Геологии нефти», авторами экспозиции которого являются сотрудники кафедры Смельков В.М. и Кальчева А.В.

Большую благотворительную помощь в создании экспозиции зала оказали выпускники кафедры геологии нефти и газа А.С. Якимов, Н.С. Гатиятуллин, И.А. Дышин,



Уважаемые коллеги!

В этом году кафедра геологии нефти и газа Казанского государственного университета отмечает свое 55-летие. За этот немалый срок трудовой путь кафедры ознаменован большими успехами в научно-педагогической деятельности. Ее выпускники не только влились в мощный кадровый потенциал нефтегазовой отрасли Татарстана и России, но и добились больших успехов в различных областях прикладной и фундаментальной науки.

От всей души поздравляю профессорско-преподавательский состав и сотрудников кафедры геологии нефти и газа Казанского государственного университета со знаменательным юбилеем!

Желаю в сложных условиях образовательных реформ успешно внедрять высокоэффективные педагогические технологии, укреплять и развивать созданные на кафедре научные школы, активно содействовать становлению молодых исследователей и педагогов!

А.М. Мазгаров

Президент Академии наук Республики Татарстан



Дорогие друзья и коллеги!

Примите самые искренние и самые теплые поздравления с юбилеем кафедры геологии нефти и газа!

За прошедшие 55 лет геологический факультет и кафедра геологии нефти и газа дали «путевку в жизнь» более полутора тысячам геологов-нефтяников. Выпускники кафедры всегда пользовались и продолжают пользоваться большой востребованностью на предприятиях нефтяной и газовой промышленности России и Татарстана. Они работают практически во всех регионах страны, а многие из них возглавляют геологическую службу нефтегазоразведочных экспедиций, нефтегазодобывающих управлений, нефтяных компаний и акционерных обществ. Среди выпускников кафедры более 130 кандидатов и докторов наук.

За годы своего существования кафедра выросла в слаженный научно-педагогический коллектив и сегодня является одной из ведущих на геологическом факультете Казанского государственного университета.

Желаю всем сотрудникам и преподавателям кафедры геологии нефти и газа жизненной стойкости, неиссякаемой энергии, твердости в достижении поставленных целей, удачи и успехов в работе!

Ф.Ф. Шагидуллин

Помощник Премьер-министра Республики Татарстан по вопросам геологии нефти и газа

Окончание статьи Р.Х. Муслимова, В.М. Смелкова, Р.К.Тухватуллина «Роль кафедры...»



Рис. 9. Занятия по новым курсам проводят аспирант Нуриев А.Г. и ассистент Кальчева А.В.

генеральный директор ЗАО «Нефтеконсорциум» Ф.Х. Валиев и многие другие.

В настоящее время кафедра геологии нефти и газа продолжает занимать ведущие позиции на геологическом факультете.

R.Kh. Muslimov, V.M. Smelkov, R.K. Tukhvatullin. **Research support of oil exploration and creation of advanced oil development methods by the Department of Petroleum Geology of the Kazan State University.**

The article presents a brief history of the Department of Petroleum Geology of the Kazan State University and research contributions of its staff and graduates to oil exploration and development.

Key words: training, petroleum geologists, petroleum geology speciality, graduates, methods, exploration, development.

Ренат Халиуллович Муслимов
Д. г.-м. н., профессор КГУ, член РАЕН,
Консультант Президента Республики Татарстан по разработке нефтяных месторождений.

420008, Россия, Татарстан, Казань, ул. Кремлевская, д. 18. Тел.: (843) 233-73-84.



Вячеслав Михайлович Смелков
К. г.-м. н., доцент кафедры геологии нефти и газа КГУ. Научные интересы: геолого-геохимические основы прогнозирования нефтебитумоносности палеозойских и допалеозойских отложений.

420008, Россия, Казань, Ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843) 292-62-93.



Рид Кашафович Тухватуллин
К. г.-м. н., доцент кафедры геологии нефти и газа КГУ. Научные интересы: изучение карбонатных коллекторов и нефтегазоносности палеозойских отложений.

420008, Россия, Казань, Ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843) 233-79-95.



РЕЗУЛЬТАТЫ РЕЖИМНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

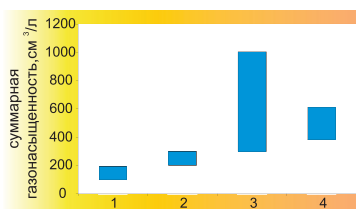
В статье приведены результаты исследований подземных вод кристаллического фундамента Южно-Татарского свода и прилегающих областей. Рассмотрена краткая геолого-гидрогеологическая характеристика докембрийского комплекса пород, представлены результаты наблюдений за составом подземных вод, выполненных в режиме мониторинга в пяти специальных скважинах-пьезометрах. На основе изучения химического и газового состава подземных вод архейско-протерозойского кристаллического комплекса рассмотрен вопрос о перспективах нефтегазоносности фундамента и о его современной геодинамической активности.

Ключевые слова: состав подземных вод, кристаллический фундамент, геолого-гидрогеологическая характеристика, нефтегазоносность фундамента.

Серьезная аргументация в пользу того, что источник нефти месторождений Южно-Татарского свода (ЮТС) и прилегающих территорий находится вне осадочного чехла, ниже кровли кристаллического фундамента (КФ) позволила начать в Татарстане планомерное изучение перспектив нефтегазоносности докембрийского кристаллического комплекса, которое проводится здесь уже более 30 лет. Одним из направлений этих исследований явилось изучение пластовых вод, полученных в скважинах из разуплотненных интервалов разреза КФ. Впервые приток высокоминерализованных рассолов из этих интервалов был получен в 1975 году в скважине 20000-Миннибаевская, после чего пластовые воды КФ изучались постоянно, сначала с целью оценки перспектив нефтегазоносности кристаллического докембрия. Впоследствии цели этих исследований включили целенаправленное изучение изменений микроэлементного и газового состава вод в связи с сейсмической активностью территории, свидетельствующей об активной геодинамике геологической среды изучаемой территории.

Рассмотрим геолого-гидрогеологическую характеристику кристаллических пород докембрия. Всего в пределах Волго-Уральской области выделено 16 архейских и 9 раннепротерозойских комплексов пород. Наиболее древней из стратиграфических подразделений является отрядненская серия, слагающая основание разреза раннего докембрия Волго-Уральской антеклизы. В ее составе преобладают пироксенсодержащие породы, отвечающие по минеральному и химическому составу магматическим об-

Рис. 1. Соотношение значений суммарной газонасыщенности вод осадочного чехла и кристаллического фундамента. 1 – рифей-вендские отложения в районах отсутствия промышленной нефтеносности; 2 – терригенные отложения девона в районах отсутствия промышленной нефтеносности; 3 – терригенные отложения девона, расположенные вблизи промышленных скопелений нефти; 4 – значения, установленные для флюидонасыщенной зоны кристаллического фундамента в интервале 3230 – 5099 м скв. 20000-Миннибаевской.



разованиям с широким спектром основности. Более высокое стратиграфическое положение по отношению к архейской отрядненской серии занимает большечеремшанская серия, которая сложена высокоглиноземистыми биотит-гранат-силлиманит-кордиеритовыми кристаллическими сланцами и гнейсами. Самыми молодыми являются образования азнакаевского комплекса (Муслимов и др., 1996). Породы фундамента метаморфизованы, прорваны интрузиями кислого и основного состава, смяты в складки различных простираций.

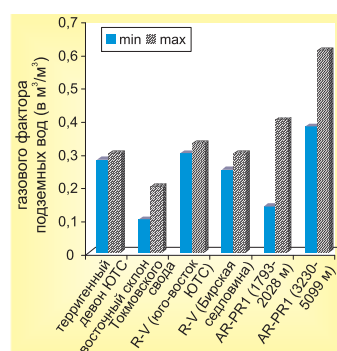


Рис. 2. Газовый фактор подземных вод для различных породных комплексов и тектонических элементов, терригенный девон ЮТС – Данные по исследованию пластовых вод терригенного девона ЮТС, восточный склон Токмовского свода – Результаты исследования скважин 407 и 425, R-V (юго-восток ЮТС) – Результаты исследования скважин 203 и 20005, AR-PR₁ (1793-2028 м) – Результаты исследования вод КФ из скважин №№ 29419, 2092, 966, 11921-Д, 10179-Д, AR-PR₁ (3230-5099 м) – Результаты исследования вод КФ из скважины № 20000-Миннибаевской.

Бурением в кристаллических породах выявлены многочисленные зоны разуплотнения, обладающие различной коллектирующей емкостью и в различной степени флюидонасыщенные. Коллектора фундамента выявлены как в его прикровельной части, так и на глубинах более 5 км. Их мощность различна и варьирует от первых метров до десятков метров (Плотникова, 2004).

С помощью испытателя пласта на трубах, компрессором, глубинными насоса-

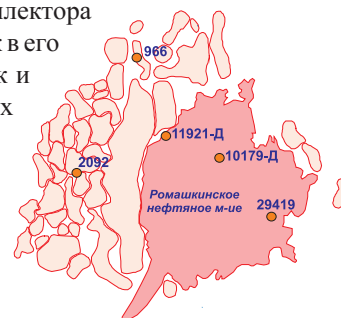


Рис. 3. Схема расположения пьезометрических скважин.

ми испытано более 130-ти объектов – разуплотненных и трещиноватых интервалов фундамента. Примерно в 1/3 из них получены притоки пластовой воды с различной минерализацией. В ряде случаев на основании компонентного состава растворенных газов некоторые объекты оценены как перспективные на нефть и газ. Дебиты воды из различных зон КФ варьируют в широких пределах – от 0,17 до 125 м³/сут при динамических уровнях от устья скважин в пределах 600 – 1500 м. Пластовые давления, в зависимости от глубины залегания разуплотненных зон, изменяются от 19,8 МПа до 54,0 МПа (Ибрагимов, 2004, Муслимов и др., 1996).

По химическому составу подземные воды архейско-протерозойского кристаллического комплекса близки к водам рифейско-вендских отложений и терригенного девона и относятся к хлоркальциевому типу по В.А. Сулину. Общая минерализация их меняется в пределах 234 – 272 г/дм³, плотность 1,18 – 1,19 г/см³. Содержание кальция варьирует от 22 до 42 г/дм³, как и в терригенных отложениях девона и рифей-венда. Коэффициент метаморфизации Na/Cl находится в пределах 0,4 – 0,6; что свидетельствует о высокой степени закрытости недр. В водах содержатся микроэлементы: йод, бром, аммоний и др. (Анисимов и др., 1979; Ибрагимов, 2004, Муслимов и др., 1996).

Несколько иной состав имеют подземные воды, полученные в скважине 20000 Миннибаевской площади. Это хлоркальциевые рассолы, с общей минерализацией от 287 до 332 г/дм³. Содержание кальция достигает 94 г/дм³, натрия уменьшается до 11,5 г/дм³ по сравнению с вышележащими отложениями (54 – 74 г/дм³). Из микрокомпонентов в подземных водах содержатся (мг/дм³): йод – от 6,3 до 9,0; бром – от 1606,0 до 1932,7; аммоний – 3,6. Отмечается увеличение содержания кальция и брома с глубиной, при одновременном увеличении минерализации и снижении содержания натрия и аммония. В составе водорастворенных органических веществ присутствуют (мг/дм³): органический углерод от 97,6 до 137,8; углерод битумной фракции от 0,3 до 0,5 и более, органический азот от 0,02 до 0,2; фенол летучий от 0,1 до 3,9. В скважине 20000 обнаружен бензол, что является прямым показателем возможности обнаружения скоплений углеводородного сырья (Аниси-

мов и др., 1979; Ибрагимов, 2004, Муслимов и др., 1996).

Такие воды характерны для зон длительного отсутствия водообмена и восстановительной обстановки.

Состав водорастворенного газа верхней части разреза архейско-протерозойских отложений в основном метаново-азотный. Газонасыщенность подземных вод колеблется в пределах 0,11 – 0,35 м³/л. Объемная доля азота в пробах 32 – 68 %, метана от 29 до 62 %.

Газонасыщенность нижележащих интервалов (3230 – 3380 м) и (4446 – 4493 м) по результатам испытания скважины 20000 Миннибаевской составляет 0,61; 0,38 м³/л соответственно. Состав газа метаново-азотный. В самом нижнем интервале (4703 – 5099 м, скважина 20000) газонасыщенность вод составляет 450 см³/л. По составу газ метаново-азотный. Объемная доля азота в пробах 67,2 – 76,9 %, метана 11 – 14 %, в небольших количествах (до 5 %) обнаружены тяжелые углеводороды. Из других газов присутствуют: гелий, аргон, водород, кислород, углекислый газ. В целом вверх по разрезу наблюдается увеличение объемной доли углеводородных газов. Содержание метана несколько увеличивается в нижних горизонтах.

В сравнении с газовым составом подземных вод по данным бурения параметрических скважин в пределах Восточно-Европейской платформы, газовый состав вод КФ востока Русской плиты (ЮТС и прилегающих территорий) выглядит следующим образом (Табл. 1). Как видно, воды КФ ЮТС отличаются значительно большим количеством УВ-газов и метана.

По своему химическому и газовому составу подземные воды архейско-протерозойского кристаллического комплекса близки к подземным водам терригенного девона и рифей-вендских осадочных пород.

Газонасыщенность подземных вод архейских КПФ (390-450 см³/л) не уступает водам девонских (298-476 см³/л) и рифейско-вендских (290 см³/л) отложений (Рис. 1, 2). Нефтепродуктивность первых из этих пород установлена и изучена, а вторых – предполагается по комплексу геолого-геофизических данных.

Что касается суммы углеводородных газов, то она для вод архея составляет 12,3 – 16%, достигая в отдельных случаях весьма больших значений (Табл. 1), которые сопоста-

Структуры	Возраст	Скважины	Интервал опробования, м	Газовый состав вод (об. %)						
				N ₂	CO ₂	He	H ₂	УВГ (сумма)	CH ₄	Ar
ЮТС и его склоны	AR-PR ₁	Миннибаевская	4703-5099	до 67	до 0,38	до 5,4	-	до 0,38	до 63	до 0,38
		Другие скважины	1793-2028	до 76,3	до 5,17	до 1,23	до 21,7	0,1-70,2	до 53,8	He опр.
Балтийский щит	AR-PR ₁	Кольская СГ-3	0-300	Состав воздушный						
			300-4500	N ₂ CH ₄ H ₂						
			4500-5850	H ₂ He						
			5850-6900	CO ₂	He	H ₂				
			6900-9200	CO ₂	He	H ₂				
		Гравберг	5452	N ₂	He	H ₂	Ar			
Московская синеклиза	AR-PR ₁	Воротилловская СГ	752-5058	98,3	2,6	0,45	0,02	0,035	0,0021	-
		Смоленская	1118-1129	67,92	1,95	0,14	-	23,6	-	1,15
		Домнинская	1186-1251	91,98	2,21	0,99	3,69	-	-	1,13
		Борисоглебская	610	61,52	10,76	0,11	10,5	16,37	-	0,7
	V-PZ	Опаринская	2188-2205	98,91	0,22	0,84	-	0,87	-	0,6
			1912-1939	94,33	0,42	-	0,42	4,83	-	-
		Макарьевская	1880-1992	95,1	0,10	1,08	2,13	2,03	-	0,52
		Усольцевская	1742-2166	98,2	-	-	-	-	0,15	-
		Глазовская	1396-1406	99,0	0,15	-	-	1,0	-	-
		Нейская	1350-1360	75,0	-	-	-	-	2,5	-

Табл. 1. Газовый состав подземных вод по результатам бурения параметрических и поисковых скважин (Воронцов, 1996; Глубинные... 1976; 1980 и др.).

вимы со значениями, полученными для вод терригенного девона Ромашкинского месторождения (63 – 73%) и рифей-вендских отложений (44,6%). Кроме этого, суммарное количество УВ-газов в водах КФ превосходит сумму углеводородных газов в водах пород девона малоперспективных районов западной Татарии. Кроме того, в водах разуплотненных зон КФ были обнаружены пропан (2,3%), бутан (1,1 – 2,0%) и следы других тяжелых углеводородов, что является прямым признаком нефтеносности кристаллической толщи (Анисимов и др., 1979; Глубинные..., 1980).

Исследование химико-органических критериев оценки нефтегазоносности в скв. 20000-Минниба-

евской позволило установить, что общее содержание $S_{орг}$ в водах КПФ значительно выше фонового для терригенного девона над ЮТС и рифейско-вендских отложений над его юго-восточным склоном. Такие химико-органические показатели вод архейских пород, как битумный углерод, фенолы, окисляемость йодатная и перманганатная, находятся в пределах фоновых значений для вод терригенного девона ЮТС, а в отдельных случаях – значительно их превышают. Концентрация общего органического азота в водах архея (0,58 мг/л) значительно превышает таковую в пластовых водах пашийско-кыновских отложений над ЮТС (Глубинные..., 1980).

В целом по совокупности всех критериев перспектив нефтеносности архейско-протерозойские отложения оцениваются выше малоперспективных земель (терригенная толща девона восточного склона Токмовского свода) и более сопоставимы с перспективами рифейско-вендских и терригенных пород девона Южно-Татарского свода.

С целью изучения возможной динамики компонентного состава вод КФ (которая может свидетельствовать как об активной геодинамике коры и чехла, так и о современной миграции УВ в осадочный чехол) в 1999 году было принято решение об организации изучения подземных вод кристаллического фундамента в режиме постоянных наблюдений. В качестве объекта исследований было выбрано 5 пьезометрических скважин: 966-Уральминская, 2092-Черемшанская, 10179-Д Алексеевская, 29419-Холмовская, 11921-Д Березовская (Рис. 3). Выбор скважин не был случайным, поскольку в каждой из них ранее (в 80-х и 90-х годах прошлого столетия) из разуплотненных зон фундамента уже были получены и исследованы пластовые воды (после соответствующих работ по откачке промывочной жидкости, фильтрата бурового раствора и достижения постоянной минерализации пластовой воды).

Постоянные наблюдения за водами КФ указанных скважин продолжались в течение 2000 – 2003 гг. В процессе этих исследований изучался химический и газовый состав вод фундамента и уровень жидкости в скважинах. Анализировались изменения во времени общей минерализации, плотности, кислотности вод, содержания растворенных газов – метана и суммы тяжелых углеводородов, водорода, гелия, углекислого газа, а также растворенного органического вещества – углерода битумной фракции и азота общего (Ибрагимов, 2004).

№ скважины (кол-во замеров)	Период времени	Плотность воды (г/см ³) min max	рН min max	Содержание, г/дм ³						Минерализация, г/л	Содержание, мг/дм ³		
				Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca	Mg	K+Na		J	Br	NH ₄
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
10179-Д (24)	С января 1993 по ноябрь 2003 гг.	<u>1,154</u> 1,186	<u>4,48</u> 7,79	<u>140,85*</u> 173,75	<u>0,023</u> 0,109	<u>0,000</u> 0,073	<u>17,78</u> 22,59	<u>3,08</u> 5,68	<u>58,01</u> 80,48	<u>226,061</u> 296,748	<u>7,2</u> 9,8	<u>685,1</u> 894,7	<u>104,4</u> 171,0
2092 (30)	С октября 1988 по ноябрь 2003 гг.	<u>1,179</u> 1,191	<u>5,36</u> 8,20	<u>139,23</u> 169,34	<u>0,094</u> 0,158	<u>0,012</u> 0,098	<u>19,87</u> 42,12	<u>0,280</u> 1,174	<u>46,38</u> 68,13	<u>222,29</u> 277,82	<u>3,30</u> 11,3	<u>711,4</u> 813,3	<u>31,1</u> 65,1
966 (35)	С января 1993 по ноябрь 2003 гг.	<u>1,147</u> 1,205	<u>5,6</u> 7,52	<u>113,33</u> 205,51	<u>0,018</u> 0,091	<u>0,012</u> 0,098	<u>32,84</u> 57,08	<u>0,852</u> 5,040	<u>24,54</u> 69,69	<u>179,61</u> 328,952	<u>3,58</u> 10,4	<u>602,7</u> 1259,4	<u>7,20</u> 28,8
29419 (77)	С января 1993 по ноябрь 2000 гг.	<u>1,184</u> 1,193	<u>3,20</u> 7,32	<u>140,85</u> 175,73	<u>0,066</u> 0,065	<u>0,012</u> 0,037	<u>21,735</u> 27,104	<u>4,900</u> 6,705	<u>50,03</u> 77,67	<u>223,86</u> 284,33	<u>5,20</u> 12,9	<u>954,00</u> 1042,7	<u>187,2</u> 214,2

Табл. 2. Изменение состава пластовых вод кристаллического фундамента в период с 1993 по 2003 гг. (в графах с пятой по 14-ую в числителе указано минимальное значение, в знаменателе – максимальное).

Табл.3. Пределы значения содержания тяжелых углеводородов в газовом составе подземных вод архейско-протерозойского возраста за период 2000 – 2003 гг.

№ скв.	Площадь	Общ. содержание углеводородов, объемные доли, %	
		минимальное	максимальное
966	Уральминская	0,21-0,9	6,5-57,490
2092	Черемшанская	0,21-0,73	3,57-21,2
10179-Д	Алексеевская	0,1-5,2	7,2-55,64
11921-Д	Березовская	0,08-2,0	2,8-24,75
29419	Холмовская	0,01-1,02	9,25-70,22

Табл.3. Пределы значения содержания тяжелых углеводородов в газовом составе подземных вод архейско-протерозойского возраста за период 2000 – 2003 гг.

Анализ полученных результатов показал, что на протяжении всего периода наблюдения общесолевой и микрокомпонентный состав вод менялся (Табл. 2). Кислотность вод в скв. 10179-Д, к примеру, являясь слабокислой, в отдельные периоды изменялась до кислой и до слабощелочной. В скв. 2092, на фоне нейтральной и слабой кислотности отмечено возникновение кислой и щелочной сред. Кислотность в скв. 29419 варьировала от кислой до слабощелочной. Выполненное автором исследование взаимосвязи изменения кислотности вод с другими характеристиками их минерального и газового состава показало, что некоторые связи существуют и носят локальный характер проявления. В частности, в скв. 966 выявлена слабая корреляционная зависимость рН от содержания в воде хлора ($\kappa=0,43$ при $n=31$). В других скважинах такой зависимости не обнаружено, но установлена (скв. 10179-Д) корреляционная зависимость рН от содержания HCO_3^- ($\kappa=0,643$ при $n=20$). Для отдельных скважин выявлена зависимость рН от вариаций содержания углекислоты.

Кроме кислотности менялась минерализация вод, содержание в них хлора, железа, бора, меди и молибдена. Некоторые примеры данных вариаций приведены на Рис. 4 – 6. К примеру, во всех скважинах в пробах, отобранных в августе-сентябре 1998 г., отмечено снижение общей минерализации и хлора и некоторое увеличение углекислого газа. В отдельных скважинах это сопровождалось понижением плотности воды, а в других – плотность сохранялась за счет увеличения содержания железа. С июня по сентябрь 2000 г. во всех рассмотренных скважинах по газовым показателям отмечался всплеск содержания водорода, метана, а в отдельных случаях – гелия. Аналогичные изменения выявлены в составе водорастворенного органического вещества, во всех скважинах отмечались всплески содержания общего азота, которые иногда сопровождались увеличением содержания битумного углерода (Ибрагимов, 2004).

В частности, анализ режимных наблюдений подземных вод кристаллического фундамента по 5 скважинам, с 2000 по 2003 гг., показал следующее. Превышают фоновые значения показания водорастворенного органического вещества, особенно значения йодатной окисляемости и летучих фенолов. Колебания значений йодатной окисляемости во времени находилось в пределах от 1 – 5 до 9 – 16 мг/дм³, летучих фенолов от 0,1 – 0,9 до 1,6 – 3 мг/дм³. Верхние пределы их кон-

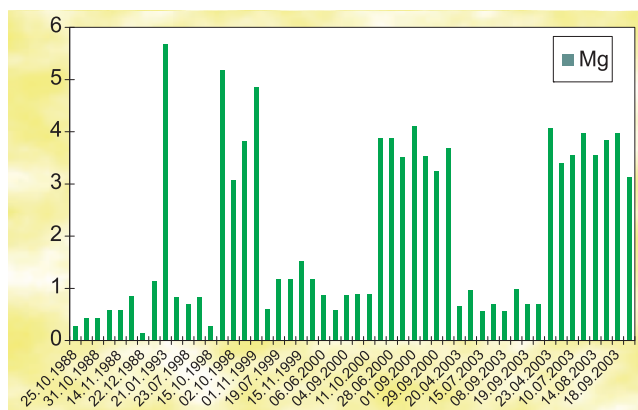


Рис. 4. Изменение содержания магния в водах КФ в скв. 2092).

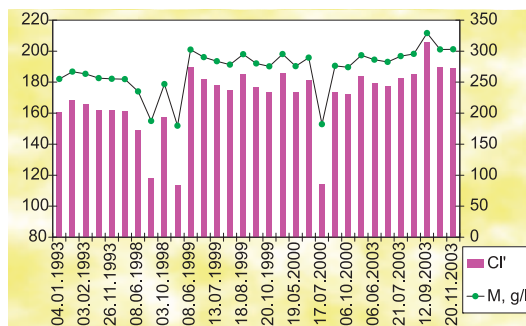


Рис. 5. Изменение минерализации и содержания хлора в водах КФ скважины 966.

центраций соответствуют аномальным значениям и характерны для вод нефтегазовых месторождений.

Более существенные изменения происходили в содержании углеводородной части газового состава вод (Табл. 3).

Анализ результатов временных вариаций газогидрохимических компонентов подземных вод КФ показал их тесную взаимосвязь с сейсмической активностью территории. В качестве индикаторов взаимосвязи были выделены общий азот, водород, метан, в меньшей степени – углекислый газ и гелий.

Однако, наличие факта вариаций гидрохимических показателей, говорит также о другом. В кристаллическом фундаменте на различных глубинах существуют условия для активного перемещения флюидных масс, которое происходит в настоящее время, свидетельствуя об флюидодинамической активности разуплотненных зон КФ. Вариации содержания водорода, углекислоты, азота, бора однозначно свидетельствуют о роли глубинной составляющей в тепломассопереносе, что в свою очередь указывает на современные процессы флюидизации и тепломассопереноса, происходящие в верхней (?) коре изучаемого

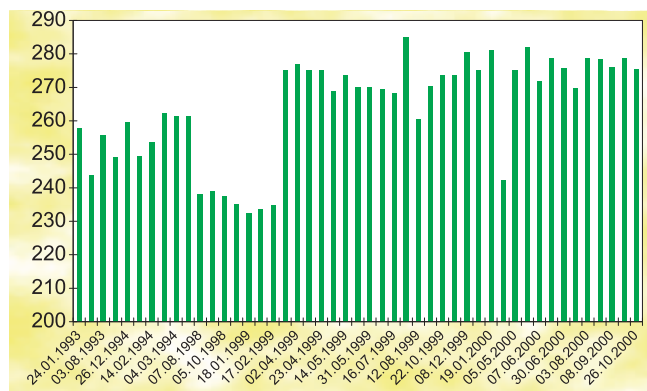


Рис. 6. Вариации минерализации подземных вод КФ в скв. 29419.

региона (Готтих и др., 1988. Иванкин и др., 2001; Кропоткин и др., 1979; Плотникова, 2004). Это подтверждается и результатами мониторинга тепловых полей, выполненного на базе многолетних высокоточных термометрических исследований (Христофорова и др., 2000; Христофорова, 2002).

Сделанный вывод подтверждается результатами изучения геодинамики формирования поля трещиноватости и ориентации дополнительно образующихся трещин, проведенного в районе скв. № 20009-Новоелховской. На основании этих исследований было высказано предположение о высокой геодинамической активности верхнего интервала (до глубины около 12,0 км) Альметьевского блока КФ.

Геодинамическая активность и флюидонасыщенность разуплотненных зон КФ была также подтверждена исследованиями, проведенными с использованием метода трехкомпонентного акустического каротажа для изучения геоакустических шумов с целью получения информации о современных динамических процессах в верхней части земной коры (Троянов, 1998, 2000; Троянов и др., 1998).

Термометрические исследования зон-коллекторов фундамента в глубоких скважинах выполненные в режиме мониторинга на протяжении многих лет под руководством Н.Н.Христофоровой показало, что движение тепломассоперенос не только не прекращается со временем, но и начинает фиксироваться в ранее неактивных зонах.

Выводы

1. Результаты исследования скважин, вскрывших кристаллический фундамент на значительную глубину, показали, что коллекторы КФ обладают фильтрационно-емкостными свойствами. В кристаллических породах фундамента присутствует емкостное пространство, в котором флюиды могут свободно циркулировать и которое может рассматриваться в качестве потенциальной ловушки – места аккумуляции нефти и газа.

2. Газогидрохимические показатели нефтеносности архейско-протерозойских пород кристаллического фундамента соответствуют критериям нефтегазоносности, установленным для высокоперспективных и перспективных отложений осадочного чехла (терригенных отложений девона).

3. По совокупности всех критериев перспектив нефтеносности архейско-протерозойские отложения оцениваются выше малоперспективных земель (терригенная толща девона восточного склона Токмовского свода) и более сопоставимы с перспективами рифейско-вендских и терригенных пород девона Южно-Татарского свода.

4. Компонентный состав растворенных углеводородных газов флюидов, насыщающих разуплотненные зоны КФ однозначно свидетельствует о наличии «тяжелых» углеводородов, являющихся прямыми признаками следов миграции углеводородов нефтяного ряда и возможного наличия их залежей.

5. Динамика газонасыщенности и газогидрохимических показателей разуплотненных зон кристаллического фундамента свидетельствуют о современных геодинамических и флюидодинамических активных процессах в земной коре региона.

Литература

Анисимов Б.В., Доронкин К.Н., Кавеев И.Х. и др. Подземные воды кристаллического фундамента Татарского свода. *Геология нефти и газа*. 1979. № 11. 29-36.

Дорогие коллеги!



Тепло и сердечно поздравляю кафедру геологии нефти и газа КГУ со знаменательной датой – 55-летием со Дня образования. Вы по праву можете гордиться своей историей и предназначением. Открытие Большой нефти в Татарстане требовало от старейшего ВУЗа страны переориентироваться и максимально приблизиться к решению задач и проблем нефтегазодобывающей отрасли. Именно тогда была создана кафедра геологии нефти и газа, родилась особая каста – геологи-нефтяники Татарстана. Создание кадров промышленных геологов во многом способствовало глубокому познанию недр, повышению геологической культуры работы на промыслах и научной организации разработки залежей нефти.

Более полувека Ваша кафедра теснейшим образом связана с нефтяным производством, реализацией и внедрением научных результатов на месторождениях ОАО «Татнефть». В НГДУ «Ямашнефть» особое отношение к знаниям о недрах. С первых дней создания управления стало опытным полигоном по разведке и вводу в промышленную разработку мелких месторождений. Благодаря сложному геологическому строению месторождения требовали индивидуального научно-обоснованного подхода. Не оценим вклад выпускников Вашей кафедры, Троепольского В.И., Смелкова В.М., Лебедева Н.П. и др., которые совместно со специалистами НГДУ стали первопроходцами при освоении трудноизвлекаемых запасов высоковязких нефтей.

Заслуживает уважение высококвалифицированный профессорско-преподавательский коллектив, щедрый на духовную пищу и глубокие профессиональные знания. Ваши лекции незабываемы и оригинальны и привлекают не только студентов, но и производственников нефтяной промышленности. Отрадно, что и сегодня Вы стремитесь идти в ногу со временем, совершенствуете методики преподавания, являетесь признанным центром научных разработок и инноваций.

Геологи всегда считались романтиками и покорителями земных недр. 55 лет – это мгновение в сравнении с геологическим масштабом времени. Поэтому многое еще впереди, и мы уверены, что кафедра геологии нефти и газа будет двигаться дальше к новым достижениям и юбилеям.

Смыков В.В.

Начальник НГДУ «Ямашнефть»

Окончание статьи Р.Л. Ибрагимов, И.Н. Плотниковой «Результаты режимных ...»

Глубинные исследования архейского фундамента востока Русской платформы в Миннибаевской скважине № 20000. Под ред. Р.Х. Муслимова. Казань: Татарское кн. изд-во. 1976. 188.

Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. Под ред. Р.Х.Муслимова. Казань: Татар. кн. изд-во. 1980. 176.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Бурмистенко Ю.Н. и др. Восстановленные флюиды в разрезах нефтегазоносных бассейнов. *Советская геология*. 1988. № 3. 33-48.

Ибрагимов Р.Л. Вопросы гидрогеологии и использования подземных вод при разведке и разработке нефтяных месторождений. Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2004. 140.

Иванкин П.Ф., Назарова Н.И. Глубинная флюидизация Земной коры и ее роль в петрогенезе, соле- и нефтеобразовании. М.: ЦНИГРИ. 2001. 206.

Кропоткин П.Н., Валяев Б.М. Глубинные разломы и дегазация Земли. Тектоническое развитие земной коры и разломы. М.: «Наука». 1979. 257-267.

Муслимов Р.Х., Галдин Н.Е., Гвоздь С.М., Готтих Р.П. и др. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. Казань: «Дента». 1996. 488.

Плотникова И.Н. Современный процесс возобновления запасов углеводородного сырья: гипотезы и факты. *Георесурсы*. 2004. № 1. 40-41.

Плотникова И.Н. Геолого-геофизические и геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. Санкт-Петербург: Недр. 2004. 172.

Троянов А.К. Оценка характера насыщения зон-коллекторов в разрезе кристаллического фундамента по информативным параметрам геоакустических шумов. *Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона*. Казань: Новое Знание. 1998. 191-192.

Троянов А.К., Астраханцев Ю.Г., Исакова Н.Г., Тетерина М.Н. Выделение динамически активных зон в ново-Елховской скважине 20009 по данным трехкомпонентного геоакустического каротажа. *Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона*. Казань: Новое Знание. 1998. 193-195.

Троянов А.К. Изучение современного динамического состояния геологической среды по скважинным наблюдениям геоакустических шумов. Уральский геофизический вестник. Екатеринбург: УрО РАН. 2000. № 1. 88-94.

Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Муслимов Р.Х. Температура и тепловой поток в гранито-гнейсовом слое земной коры (по результатам экспериментальных измерений в скважинах Татарского свода). *Георесурсы*. 2000. № 1(2). 2-11.

Христофорова Н.Н. Тепловой режим литосферы в зонах нефтегазоаккумуляции на примере Волго-Уральского и Предкавказского регионов. *Автореф. дис. на соискание ученой степени д.г.-м. н.* Казань: Изд-во Каз. ун-в. 2002. 34.

R.L. Ibragimov, I.N. Plotnikova. **Monitoring of water from crystalline basement of South-tatar arch.**

Monitoring of water (hydrogeological parameters) from crystalline basement was conducted in selected piezometer wells. Chemical and gas composition of basement waters and fluid levels were monitored in 2000-2003 in these five wells. Basement water monitoring shows changes in total salt, trace-component and gas compositions. These can be related to geological processes occurring in the Earth's crust.

Keywords: composition of basement waters, crystalline basement, geological-hydrogeological characteristics, oil-and-gas content of basement.

Ирина Николаевна Плотникова

Д. г.-м. н., зав. кафедрой геологии нефти и газа КГУ. Научные интересы: проблемы генезиса, миграции и аккумуляции нефти и газа, изучение кристаллического фундамента платформ.



420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843)-292-90-46.

Рафаиль Лукманович Ибрагимов

Д. г.-м. н., гл. гидрогеолог ККГЭ ТГРУ ОАО «Татнефть». Научные интересы: гидрогеология нефтяных и битумных месторождений, поиск и оценка запасов пресных и лечебных минеральных подземных вод.



420000, Россия, Казань, ул. Чернышевского, д.6/2. Тел.: (843) 292-15-36

ПРОБЛЕМЫ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ПРИ ОПЕРЕЖАЮЩЕМ ОБВОДНЕНИИ СКВАЖИН

С учетом известных и вновь полученных данных методами ЯМР, рентгено-дифрактометрии и традиционными исследованиями ядра рассматриваются причины преждевременного обводнения залежей нефти. Осуществлен анализ этих причин на примере бобриковской залежи Аканского месторождения нефти. Даны рекомендации по рационализации системы разработки этой залежи.

Ключевые слова: разработка, обводненность, дебит, водонефтяная зона (ВНЗ), анализы ядра, гидрофобность, проницаемость, вязкость.

Разработка многих месторождений и залежей высоковязких нефтей на территории Республики Татарстан сопровождается высокими темпами их обводненности. Основными причинами преждевременного обводнения являются, прежде всего, особенности геологического строения залежей и отсутствие опыта их разработки.

Для решения этой проблемы авторами проанализирован и обобщен геолого-геофизический и геолого-промысловый материал бобриковской залежи Аканского месторождения нефти, расположенного на западе восточного борта Мелекесской впадины, проведен анализ текущего состояния разработки залежи и эффективности проводимых геолого-технических мероприятий. Отобраны образцы ядра из продуктивной части бобриковского пласта скважин №№ 1933, 2151 и проведены лабораторные исследования ядра.

Залесь нефти бобриковского горизонта Аканского месторождения была открыта поисковой скважиной № 27 в 1959 году. Начальное пластовое давление составило 15,3 МПа. В июне 2003 г. эта скважина по отложениям бобриковского горизонта была введена в пробную эксплуатацию. При этом пластовое давление к концу года снизилось до 12,6 МПа. Годовая добыча нефти составила 2549 т, воды – 168 т, средний дебит нефти – 12 т/сут, жидкости – 12,8 т/сут, обводненность – 6,2 %.

В 2004 г. по бобриковскому объекту был сформирован элемент разработки путем введения в эксплуатацию пяти новых скважин (1925, 1928, 1930, 1931 и 1937). Среднее пластовое давление по шести замерам в 4-х скважинах, в среднем по элементу, составило 12,3 МПа. При величине начального пластового давления в 15,3 МПа падение давления составило за год 3 МПа или – 19,6 %. Из сформированного элемента разработки добыто нефти 11158 т, воды – 2855 т, средний дебит нефти составил 8,5 т/сут, жидкости – 10,7 т/сут, обводненность равна 20,4 %.

На фоне разработки залежи нефти бобриковского горизонта без поддержания пластового давления фиксируются факты быстрого обводнения скважин. Например, скважина № 1930 была введена в эксплуатацию в сентябре 2004 г. с дебитом жидкости 9,5 т/сут, обводненностью 60,5 %, а в декабре этого года обводненность возросла до 98,8 %. Скважина расположена в краевой водонефтяной части залежи. Общая нефтенасыщенная толщина пласта 1,9 м, перфорирован 1 м в кровельной части. Скважина

переведена на вышележащий (башкирский) пласт.

Далее, скважина № 1937 введена в эксплуатацию в марте 2004 г. с дебитом жидкости 9,4 м³/сут и обводненностью 3,8 %. Интенсивное обводнение началось в мае, а в декабре этого же года возросло до 65,2 %. Скважина № 1937 также, как и скважина № 1930, расположена в краевой водонефтяной части залежи. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта C_1bb^3 равна 3,2 м (состоит из 2 пропластков), пласта C_1bb^2 – 1,4 м, из них вскрыто перфорацией верхние 0,7 м. Нижележащий пласт C_1bb^1 – водоносный. Расстояние от подошвы нефтенасыщенного пласта C_1bb^2 до кровли водоносного C_1bb^1 составляет 6,9 м. Таким образом, причиной обводнения пласта C_1bb^3 , по всей видимости, является подтягивание законтурных вод.

В 2005 г. было выполнено 5 замеров пластового давления в 3 скважинах. Среднее значение пластового давления составило 10,5 МПа, или 68,6 % от начального. Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.07.2005 г. составила 24033 т, воды – 5098 т. Средний дебит нефти составил 10,5 т/сут, жидкости – 12,6 т/сут, обводненность достигла 16,7%. В этот период была введена в эксплуатацию скв. № 1927 с горизонтальным стволом, равным 97 м, средний дебит нефти которой составил 28,8 т/сут, жидкости – 29,6 т/сут.

Для выявления причин быстрого обводнения продукции скважин была построена карта первоначальной обводненности (Рис. 1), показывающая, что присутствие воды в продукции скважин напрямую зависит от их близости к ВНК, причём отдельные скважины (например, № 1930) сразу дали при опробовании воду, хотя по данным ГИС нефтенасыщенность продуктивных пород составляет 83,1 % и нижний уровень перфорации находится на абсолютной отметке – 1248,6 м, что выше ВНК на 4,4 м.

В процессе эксплуатации залежи бобриковского горизонта обводненность продукции к сентябрю 2006 г. составила в среднем более 60%.

По результатам пробной эксплуатации сделаны следующие выводы:

- в скважинах снижается пластовое и забойное давление, т. к. закачка воды по объекту не ведется;
- достаточно резко падает дебит нефти в первые месяцы работы отдельных скважин;
- существенно увеличивается обводненность продукции в первые месяцы работы некоторых скважин.

Для анализа причин опережающего обводнения сква-

пиллярные процессы пропитывания и перераспределения жидкостей в пористой среде в пластовых условиях протекают значительно интенсивнее, чем в атмосферных условиях, т. к. с повышением температуры, давления и с увеличением количества растворенного газа в нефти степень гидрофильности образца возрастает вследствие уменьшения адсорбции компонентов нефти стенками породы. Это означает, что нефть не полностью гидрофобизует поверхность минералов также и в пластовых условиях.

Все это дает основание предполагать, что поверхность поровых каналов нефтесодержащих пластов неоднородна по смачиваемости. Поэтому, несмотря на гидрофобизацию пористой среды нефтью, на поверхности минеральных зерен остается значительное количество гидрофильных участков и пластовая вода в той или иной степени смачивает породы многих коллекторов.

Высокие значения проницаемости и гидрофобизация пород позволяют предположить, что в результате эксплуатации скважин вытеснение высоковязкой нефти бобриковского горизонта привело к тому, что в начале разработки из наиболее крупных пор нефть вытеснилась, а в освобожденное поровое пространство пластовая вода стала поступать быстрее, чем вытеснялась оставшаяся нефть.

Активность краевых вод при небольшом размере залежи и высокие фильтрационные параметры пласта приводят к быстрому прорыву воды по подошве к центру залежи. Изоляционные работы не приводят к достижению желаемого результата ввиду кратковременности эффекта.

Приняв во внимание, что глинистая составляющая пород представлена исключительно каолинитом, не разбухающим под действием воды, можно предположить, что в результате применения гидродинамических методов не будут уменьшаться размеры поровых каналов. То есть, не будет препятствий свободной фильтрации жидкостей.

В результате проведенных исследований сделаны следующие выводы:

1. Разработка бобриковской залежи нефти на Аканском месторождении ведётся из высокопористого, высокопроницаемого терригенного коллектора, характеризующегося преимущественно гидрофобным типом поверхности. Глинистая составляющая песчаников не мешает свободному перемещению воды, что приводит к быстрому прорыву воды по подошве к центру залежи.

2. Разработка бобриковской залежи нефти на Аканском месторождении осложнена наличием высоковязкой, тяжелой, высокосернистой, парафинистой, смолистой нефти с низким газосодержанием.

3. Интенсивному обводнению со стороны законтурной части месторождения подвержена 5-метровая по высоте часть бобриковской залежи, лежащая между стратоизогипсами – 1248 м и – 1253 м. Этот факт необходимо учитывать при размещении эксплуатационных скважин, как в части добычи нефти, так и в части выбора интервала перфорации относительно указанных абсолютных отметок.

4. Учитывая небольшой размер залежи нефти бобриковского горизонта, следует воздержаться от внутриконтурного заводнения. Целесообразнее проводить регулирование разработки через отборы жидкости, особенно по скважинам, расположенным вблизи контуров нефтеносности.

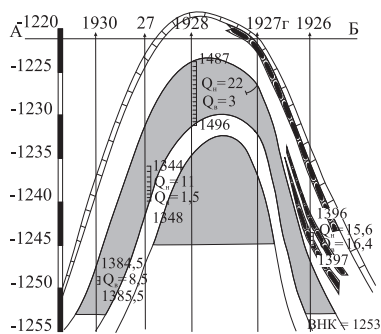


Рис. 5. Геологический профиль по линии А-В Аканского месторождения.

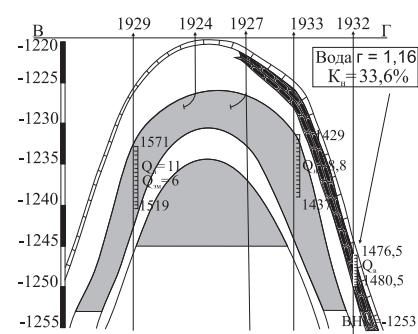


Рис. 6. Геологический профиль по линии В-Г Аканского месторождения.

5. При вскрытии бобриковских песчаников следует обращать внимание на рецептуру буровых растворов, исключая загрязнение призабойной зоны.

Итак, основные причины быстрого обводнения скважин бобриковского горизонта Аканского месторождения – особенности геологического строения залежи, гидрофобность коллектора и высокая вязкость нефти – выявлены. Наиболее благоприятной для размещения скважин является центральная часть залежи. Причём наибольший эффект, в плане получения высоких дебитов, достигается при бурении горизонтальных скважин. Законтурное заводнение также не эффективно в связи с широким внедрением огромных масс воды в залежь по мере отбора запасов нефти.

В принципе, наиболее оптимальным с позиции достижения высокого коэффициента нефтеотдачи, но огромным по затратам, явился бы вариант применения тепловых методов на залежи, который бы позволил снизить подвижность воды в силу снижения вязкости нефти. Однако о таком варианте остаётся только мечтать, так как заранее predetermined его чрезвычайно высокая стоимость.

С другой стороны, опять-таки дорогостоящей по масштабам является идея полной изоляции залежи от её законтурной части, но такое предложение практически невозможно осуществить в полной мере. Однако в небольших масштабах, на отдельных участках залежи такое мероприятие – ограничение водопритока из законтурной части – возможно. Например, продолжать отбирать жидкость из добывающих скважин, полностью обводнившихся и находящихся в приконтурной зоне. Это мероприятие будет способствовать уменьшению обводнённости скважин, находящихся выше по восстановлению пласта на данном участке залежи. Другой вариант – применить технологию «обратного конуса», которая позволяет отбирать безвод-

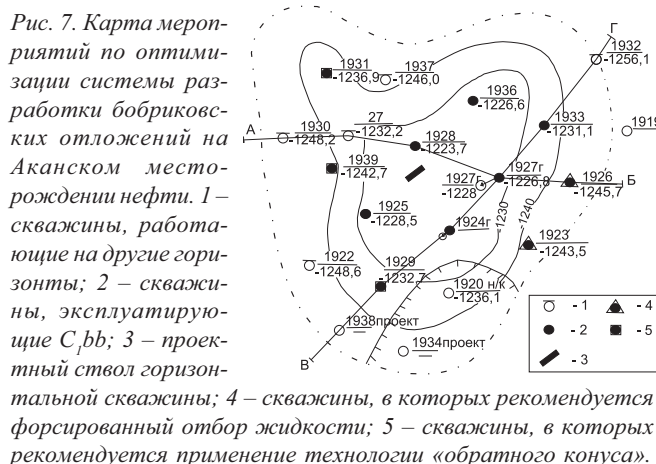


Рис. 7. Карта мероприятий по оптимизации системы разработки бобриковских отложений на Аканском месторождении нефти. 1 – скважины, работающие на другие горизонты; 2 – скважины, эксплуатирующие С₁bb; 3 – проектный ствол горизонтальной скважины; 4 – скважины, в которых рекомендуется форсированный отбор жидкости; 5 – скважины, в которых рекомендуется применение технологии «обратного конуса».



Дорогие Коллеги!

Сердечно поздравляю Коллектив кафедры геологии нефти и газа Казанского государственного университета с 55-летним юбилеем!

С момента основания, кафедра, осуществляя свою деятельность, неуклонно следует своей миссии: обеспечивать расширенное воспроизводство интеллектуальных ресурсов промышленного комплекса России, быть локомотивом научно-технического прогресса нефтегазового производства, как важнейшего фактора устойчивого развития страны.

Невозможно не отметить преподавательский состав кафедры. Это были и есть высокоэрудированные специалисты своего дела, любящие и знающие свое дело, многие из них были опытными геологами-производственниками. Преподаватели всегда щедро делились и делятся своим опытом и знанием со студентами, аспирантами, соискателями.

С самого начала существования коллектив кафедры не ограничивался преподавательской деятельностью, а занимался также научно-исследовательской работой.

За всю историю кафедры созданы не только несколько научно-исследовательских лабораторий, научно-учебная база, но и готовятся высококвалифицированные специалисты, подтверждающие высокий уровень своих знаний, приобретенных за годы учебы, и достойно несущие имя выпускника кафедры геологии нефти и газа Казанского университета в различных организациях Татарстана, Западной и Восточной Сибири, Якутии и других уголков России.

Желаю Вам и коллективу факультета дальнейших успехов в достижении новых производственных и профессиональных вершин, свершения намеченных планов, а также продолжать традиции предшественников факультета и готовить выпускников, работающих на благо промышленности России и преданных раз и навсегда выбранной профессии – геолог-нефтяник.

Мухаметзянов Р.Н.

Советник Генерального директора по науке ОАО «Газпромнефть»

Уважаемые коллеги!

От имени выпускника поздравляю кафедру геологии нефти и газа с 55-летием!

Прошедшие годы позволяют высоко оценить достижения Вашей кафедры. За эти годы подготовлено большое количество специалистов, которые с честью работают на многих предприятиях нашей Родины.

В дни вашего юбилея примите мои поздравления и искренние пожелания всему коллективу кафедры!

А.С. Якимов

Первый заместитель генерального директора ОАО «РИТЭК»

Окончание статьи В.В. Ананьева, В.М. Смелкова, А.В. Кальчевой «Проблемы оптимизации системы...»

ную нефть или нефть с небольшим количеством воды из вышележащей части пласта.

На основании проведенных исследований и полученных результатов была предложена программа мероприятий по оптимизации системы разработки бобриковской залежи на Аканском месторождении (Рис. 7), которая сводится к следующему:

1. Изучить возможность бурения горизонтальной скважины в центральной части залежи. Это может быть либо боковой ствол из скважин №№ 1925, 1928, 1936, либо отдельная горизонтальная скважина в районе между скважинами №№ 1924, 1925, 1927, 1928.

2. Провести экспериментальные работы:

– по форсированному отбору жидкости из скважин №№ 1923, 1926 в зоне ВНЗ вдоль внешнего контура нефтеносности с целью создания барьера для поступающих в залежь краевых вод к горизонтальным скважинам №№ 1924, 1927;

– по применению технологии «обратного конуса» для предотвращения обводнения в ВНЗ. Эту технологию можно отработать либо на скважинах №№ 1922, 1930, 1937, непосредственно находящихся в ВНЗ, либо на скважинах №№ 1929, 1931, 1939, находящихся в непосредственной близости от ВНК.

Таким образом, составленная программа работ по оптимизации системы разработки бобриковской залежи нефти, включает в себя бурение горизонтальной скважины, отбор жидкости из приконтурных скважин и применение так называемой технологии «обратного конуса» на обводнившихся скважинах.

V.V. Ananiev, V.M. Smelkov, A.V. Kalcheva. Optimisation of oil field development under premature flooding conditions.

The causes of premature flooding of petroleum deposits are analysed using existing and new data including those from the Bobrikovsky deposit of the Akanskoye oil field. The authors propose a development optimisation programme for the deposit.

Key words: development of deposits, flooding, discharge, oil/water zone, core analysis, hydrophobicity, horizontal well, inverse cone.

Виктор Валентинович Ананьев

Доцент кафедры геологии нефти и газа КГУ, руководитель Департамента недропользования Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан, к.г.-м.н. Научные интересы: поиск, разведка и проектирование разработки нефтяных месторождений.

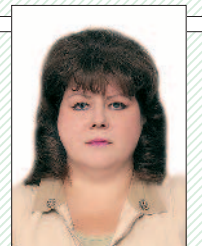
420008, Россия, Казань, Ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843) 296-85-52.



Алла Владимировна Кальчева

Зав. лабораторией кафедры геологии нефти и газа КГУ.

420008, Россия, Казань, Ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843) 233-79-96.



ПРОБЛЕМЫ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ВОСПРОИЗВОДСТВА ЗАПАСОВ ДЛЯ СТАБИЛЬНОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ В РЫНОЧНЫХ УСЛОВИЯХ

В статье представлены исследования кафедры геологии нефти и газа КГУ по проблемам рациональной разработки нефтяных месторождений и воспроизводства запасов для стабильного развития нефтяной отрасли в рыночных условиях.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, коэффициент извлечения нефти, трудноизвлекаемые запасы.

Переход на рыночные реформы в России потребовал от кафедры геологии нефти и газа КГУ изменения направления обучения студентов и ведения научно-исследовательских работ. До этого кафедра в основном специализировалась в области поисков и разведки нефтяных месторождений, одновременно проводя исследования по природным битумам (ПБ). В небольшом объеме велось преподавание отдельных вопросов, связанных с эксплуатацией нефтяных месторождений (бурение и стимуляция скважин, вопросы промысловой геологии). Переход на рыночные условия хозяйствования и старения основных нефтяных месторождений страны потребовали углубления преподавания нефтепромыслового направления и разработки нефтяных месторождений и одновременно учета особенностей разведки и разработки в специфических рыночных условиях. На кафедре стали читаться лекции и проводились исследования по следующим предметам: «Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений», «Современные методы повышения нефтеотдачи пластов», «Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях», «Нефтепромысловое оборудование».

Существенное изменение в рыночных условиях претерпевают вопросы стратегии и тактики геологоразведочных работ (ГРР) и рационального использования недр. Это связано прежде всего с усложнением геологических условий поисков и разработки нефтяных месторождений по мере роста разведанности перспективных территорий и истощения запасов эксплуатируемых месторождений.

В прошлом столетии прогресс в нефтеразведке был достигнут за счет развития геофизических методов (метод ОГТ, трехмерная сейсморазведка), а в последние 25 лет и ряда прямых методов обнаружения нефти и газа. В разработке нефтяных месторождений – внедрение методов заводнения, современных методов увеличения нефтеотдачи и стимуляции скважин. В нефтедобыче – бурение горизонтальных и разветвленно-горизонтальных, многозабойных скважин, бурение с сохранением природной продуктивности пластов, применение новых насосов для добычи нефти и нормального ряда насосов для закачки воды и др.

Были разработаны и созданы методы экономической оценки и оптимизации разработки нефтяных месторождений, которые должны были обеспечить выбор оптимальных проектных решений, отвечающих требованиям ускоренного развития отрасли.

На начальном этапе ведущие специалисты отрасли (А.П. Крылов и др.) применили методику экономического обоснования проектов разработки нефтяных месторождений, согласно которой рациональной считается система разработки, обеспечивающая заданную добычу нефти на месторождении при минимальных затратах и при возможно более полном использовании запасов нефти (Крылов, 1953; 1955). Как показал опыт разработки месторождения, применение этой методики не обеспечивало выбора оптимальной плотности сетки скважин и оптимальных темпов разработки месторождений (Фаттахов, 1978).

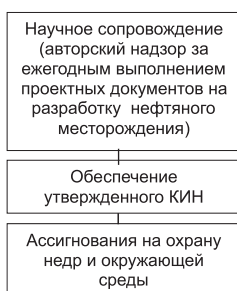
Затем, в 1986 году Центральной комиссией по разработке нефтяных месторождений (ЦКР) был сформулирован другой критерий рациональности, который заключался в обеспечении потребностей народного хозяйства в нефти при возможно меньших народно-хозяйственных издержках и более полном извлечении нефти из недр. Народно-хозяйственный эффект здесь определяется как разность между дисконтированной ценностью добытой нефти за период разработки месторождений, исчисляемой по замыкающим затратам, и дисконтированными предстоящими капитальными и текущими затратами на ее добычу. В этой методике присутствуют также нерыночные понятия как заданная добыча нефти, замыкающие затраты, минимальные народнохозяйственные издержки. Этот критерий рациональности более приемлем, но также имел ряд недостатков и мог применяться только в условиях командно-административной экономики.

В советское время в соответствии с принятыми критериями были сформулированы принципы рациональной разработки нефтяных месторождений, которые сыграли положительную роль в их эксплуатации (Крылов и др., 1948).

Проектная нефтеотдача, являлась важным компонентом государственной системы управления рациональным использованием запасов нефти. В основу этой системы был положен основной принцип рациональной разработки месторождений, который, с нашей точки зрения, весьма удачно сформулирован в учебном пособии Ю.П. Желтова в следующем виде: «Разработка каждого нефтяного месторождения должна осуществляться таким образом, чтобы при заданном объеме материальных и трудовых ресурсов была получена максимальная добыча нефти по стране в целом при возможно полном извлечении из недр всех полезных ископаемых и соблюдении мер по охране окружающей среды».



Рис. 1. Рациональная разработка нефтяных месторождений.



Переход на рыночные методы хозяйствования существенно изменил «правила игры». Если раньше недра и нефтяные предприятия были государственными, то в рыночных условиях недра остались в государственной собственности, а подавляющее большинство нефтяных компаний (НК) акционировались и оказались в частной собственности. Все это объективно меняет взаимоотношения недропользователя и государства, которые должны быть четко сформулированы. Однако в настоящее время мы реально имеем непригодное для защиты интересов государства налоговое законодательство, стимулирующее разработку высокопродуктивных участков, выборочную отработку активных запасов нефти – АЗН («снятие сливок»), опережающие темпы выработки высокопроницаемых пластов и пропластков, приводящие к преждевременному обводнению и отключению скважин, т.е. всему тому, что имеет общее название – нерациональное использование недр.

Отсутствие общепринятой формулировки рациональности разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях явление совершенно не допустимое. Если ее нет, значит, не обозначены цели, которые должны достигаться при разработке нефтяных месторождений. Отсюда следует, что могут применяться различные методы, разная стратегия и тактика разработки. Одни компании стратегию нефтедобычи видят в обеспечении высокого уровня добычи нефти за счет ввода в эксплуатацию высокопродуктивных участков, укрупнения эксплуатационных объектов и разряжения сетки скважин, эксплуатации высокодебитных и остановки малодебитных, обводненных скважин, снижении затрат на внедрение более дорогих МУН и регулирования процессов разработки. К сожалению таких компаний большинство. Они, как правило, возглавляются людьми, пришедшими из других отраслей (в основном экономистами и финансистами). Другие НК стратегию видят в приоритетном повышении нефтеотдачи. Третьи пытаются сочетать вопросы обеспечения высоких уровней добычи с решением проблем повышения нефтеизвлечения.

Ряд авторов предлагают свои формулировки рациональности разработки (В.Д. Лысенко, С.Н. Закиров, А.М. Хавкин и др.), но они не приняты. Нам представляется правильной в современных условиях следующая формулировка: «Разработка каждого нефтяного (газового) месторождения должна проектироваться на современной научно-технической основе, реализовываться с современным научным сопровождением, обеспечивающим получение максимума прибыли при приемлемых для недропользователя сроках окупаемости капитальных вложений, достижение утвержденных значе-

ний текущей и конечной нефтеотдачи, соблюдении правил охраны недр и окружающей среды, а в дальнейшем создавала благоприятные условия для непрерывного совершенствования процессов выработки запасов в целях достижения максимальной, экономически допустимой нефтеотдачи» (Муслимов, 2003; Муслимов, 2005б).

Достижение высокой нефтеотдачи требует дополнительных затрат, а получение большей прибыли – минимума затрат. В этом противоречие интересов государства и бизнеса, которое нужно разрешать.

Конечная нефтеотдача утверждается в ГКЗ, а текущая – в проектом документе на разработку месторождения. Переговорный процесс государства и бизнеса фактически ведется на уровне ГКЗ и ЦКР, где государство и НК должны достигнуть консенсуса. Поэтому роль этих органов становится важнейшей. Выполнение этих условий должно контролироваться государством в лице органов, выдающих лицензию на разработку месторождения, и записывается в лицензионных соглашениях, уточняется по мере изменения проектных показателей и оформляется в качестве дополнений к лицензионным соглашениям. На рисунке 1 показаны механизмы обеспечения рациональности разработки нефтяных месторождений.

Рациональная система разработки должна предусматривать соблюдение правил охраны недр и окружающей среды, полный учет всех природных, производственных и экономических особенностей района, экономное использование природной энергии залежей, применение при необходимости методов искусственного воздействия на пласт. Проектировщики должны руководствоваться принципами рациональности разработки месторождений.

Нами были сформулированы общие принципы рациональной разработки месторождений. Они могут быть общими для всех категорий месторождений нефти (мы сформулировали 10 принципов). Но как показывает опыт, нефтяные месторождения, отличаются большим многообразием геологических условий. Проведенный нами анализ этого многообразия позволил дать геолого-промысловую, классификацию залежей нефти по обобщающему критерию – структуре запасов. В основу ее было положено принятое в геолого-промысловой практике деление запасов на активные (АЗН) и трудноизвлекаемые (ТЗН). Исходя из этого критерия были выделены две основные группы залежей: первая, содержащие преимущественно АЗН, вторая – с преимущественно ТЗН. Соответственно были выделены две группы нефтяных месторождений: высокопродуктивные и малоэффективные (Муслимов, 2003; 2005а).

Поскольку особенности геологического строения месторождений оказывают определяющее влияние на выбор и эффективность систем разработки, исходя из обобщения опыта разработки нефтяных месторождений Татарстана и Волго-Уральской провинции, нами были выработаны принципы разработки применительно к этим выделенным группам.

Для реализации требований рациональной разработки нефтяных месторождений необходимо составить и утвердить на Правительственном уровне «Правила разработки нефтяных и газовых месторождений», в которых дать формулировку рациональности разработки нефтяных месторождений, обязательную для всех недропользователей, и отдельным документом ЦКР утвердить принципы рациональной разработки.

В вопросах рационального недропользования роль геолога является решающей. Он должен управлять разработкой месторождений, начиная от подготовки их к промышленной эксплуатации и в течение всей его эксплуатации (Муслимов, 2003).

Успех рациональной разработки месторождений обуславливается, во-первых, научно-обоснованным выбором системы разработки, во-вторых, непрерывным контролем и оперативным регулированием процессов разработки с учетом новых сведений о геологическом строении и изменении характера насыщенности пластов, получаемых при разбуривании и эксплуатации залежей.

В рыночных условиях существенно возрастают требования к недропользователю за выполнение в полном объеме проектных решений. Последний должен соблюдать требования по рациональной разработке и обеспечить для своего развития хотя бы минимум рентабельности. При невыполнении этих требований ему грозят санкции вплоть до изъятия лицензии (в старой системе за это грозили минимальные штрафы) или стагнация, вплоть до банкротства компании. Поэтому недропользователь должен постоянно держать под контролем состояние разработки в соответствии с действующими правилами и указаниями.

Существенно возрастает роль управления вопросами недропользования и разработки месторождений как со стороны государства, так нефтяных компаний, начиная от выдачи лицензий на геологическое изучение и до выработки извлекаемых запасов. Одновременно недропользователи в рыночных условиях должны особое внимание уделять вопросам контроля и регулирования процессов разработки, без которых нельзя обеспечить ни выполнение требований государства по рациональной разработке недр, ни поступательное развитие нефтяной компании.

Вопросы организации промысловых, промыслово-геофизических и других методов исследования, контроля и регулирования процессов разработки – прерогатива и основная обязанность промыслового геолога.

Следующим приоритетным направлением, в котором также ведущая роль принадлежит промысловому геологу являются вопросы повышения степени нефтеизвлечения.

Основой развития нефтяной промышленности является обеспеченность ее сырьевой базой. В это понятие мы вкладываем как прирост запасов за счет проведения геологоразведочных работ, так и увеличения коэффициента нефтеизвлечения (КИН). Это две составляющие единого процесса воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ).

Несмотря на то, что показатели отбора нефти значительно изменяются в зависимости от характеристики резервуара, в процессе первичного отбора обычно удается извлечь от 10 до 30% нефти, в процессе вторичного отбора – еще 10 – 30% (в сумме 30 – 50%). Извлечение более 40% нефти, находящейся в резервуаре, обычно требует использования методов третичного отбора нефти, что не во всех случаях может быть экономически оправданным.

Хорошо известно, что в большинстве резервуаров половина или две третьих находящихся там углеводородов к моменту окончания добычи извлечь не удастся, так как добыча к этому моменту становится экономически неэффективной. Средний коэффициент извлечения нефти в мировой практике составляет около 35%, на некоторых месторождениях этот показатель достигает 50%. В перспективе в мировой практике ожидается рост значения дан-

ного показателя на уже разрабатываемых месторождениях в среднем до 45%. Примерно такое же положение в России. В Татарстане проектный КИН – 0,416. Но и здесь диапазон его изменения значительный, от 12% до 60%. В результате, после выполнения проектов разработки доля оставшейся нефти может составить от 40 до 88%.

Среднее значение проектной нефтеотдачи за последние 50 лет в РФ уже снизилось в 1,5 раза и стало в 1,2 раза ниже, чем в США, где нефтеотдача много лет растет, хотя структура запасов изначально не лучше нашей. В недрах России остается около 65% запасов (Муслимов, 2007).

Основные причины снижения КИН в РФ заключаются в недостаточном учете при проектировании разработки особенностей геологического строения объектов, игнорировании техногенного изменения месторождений в процессе длительной эксплуатации и оставшегося с советских времен порядка утверждения запасов нефти в ГКЗ, когда нефтеотдача принималась по ТЭО КИН, который в большинстве случаев был выше нефтеотдачи, обоснованном при конкретном проектировании месторождения (Муслимов, 2008а).

Несмотря на всю сложность процессов нефтевытеснения во второй половине прошлого столетия был совершен качественно новый скачок в эксплуатации нефтяных месторождений. Были созданы эффективные системы разработки с применением заводнения, в дальнейшем они были усовершенствованы применительно к различным геологическим условиям. Для повышения нефтеотдачи нашли применение современные гидродинамические МУН (нестационарное заводнение с изменением направлений фильтрационных потоков жидкости в пласте, форсированный отбор на завершающей стадии разработки, ввод недренируемых запасов по отработанным технологиям вовлечения в активную разработку ТЗН) (Рис. 2).

Для повышения КИН вначале были разработаны МУНы первого поколения, которые предназначались для применения на начальных стадиях разработки месторождений при добыче безводной или малообводненной продукции, а затем и частично заводненных пластов. Затем появились более эффективные физико-химические и физические МУН второго поколения, способные увеличивать нефтеотдачу в условиях высокой обводненности продукции – до 90%. Разработанная нами классификация МУН приведена в работе (Муслимов, 2005б).

Опыт показывает, что современные гидродинамические МУН являются основой применения большинства третичных МУН. Вначале необходимо широкое их внедрение на всех объектах, где это возможно. Затем, уже в водной стадии разработки, когда сформировались фильтрационные потоки, эти методы должны дополняться физико-химическими потокоотклоняющими и другими технологиями. Это позволяет получить синэнергетический эффект от внедрения современных технологий. Такой подход рационален на месторождениях, содержащих активные запасы нефти.

А на объектах с трудноизвлекаемыми запасами МУНы и стимуляции скважин необходимо применять с самого начала разработки, так как без них в большинстве случаев здесь не удастся организовать достаточно эффективную систему разработки. Слабопроницаемые коллекторы обычно осваиваются либо с применением гидравлического разрыва пласта, либо кислотных технологий (карбо-

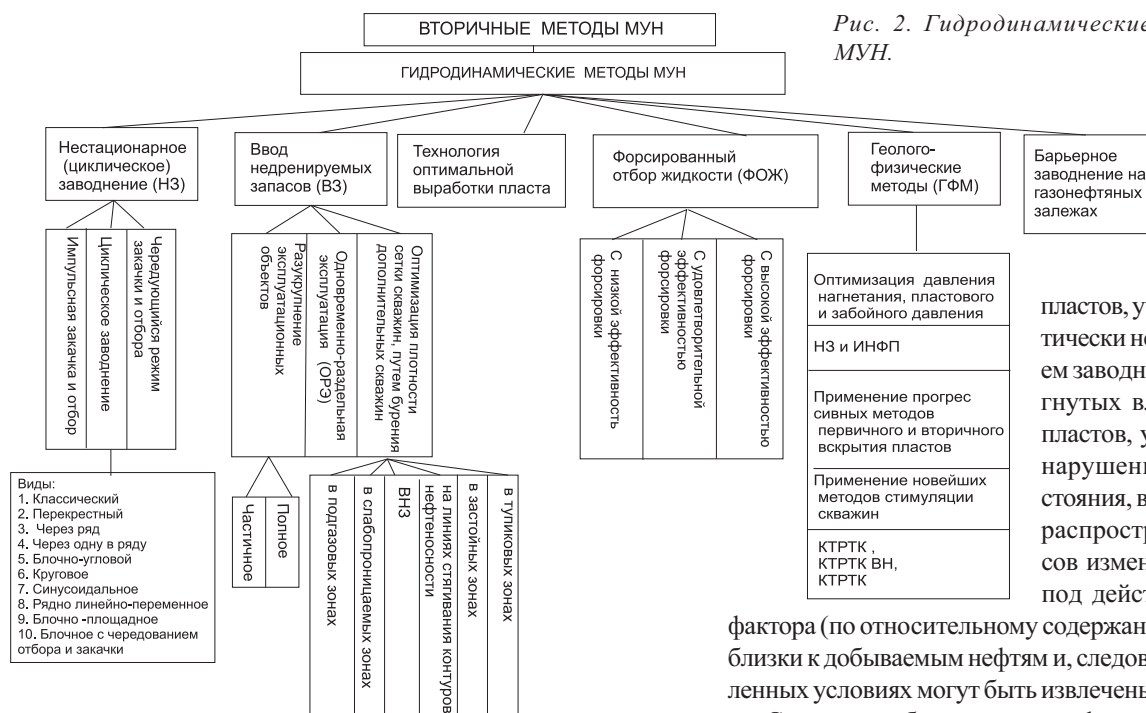


Рис. 2. Гидродинамические МУН.

группы: неизменные (или слабоизмененные) и сильнопреобразованные. В первой группе выделяются две подгруппы: нефти невырабатываемых пластов, участков залежи, практически не затронутые влиянием заводнения; нефти, подвергнутых влиянию заводнения пластов, участков залежи, без нарушения дисперсного состояния, в которых ограничена распространенность процессов изменения свойств нефти под действием техногенного фактора (по относительному содержанию компонентов они близки к добываемым нефтям и, следовательно, при определенных условиях могут быть извлечены).

натные пласты), залежи высоковязких нефтей – с применением потокоотклоняющих технологий, водонефтяные зоны – с помощью технологий горизонтального бурения.

Особенно важно применение МУН на поздней стадии разработки, когда в процессе длительной эксплуатации проявляются в полной мере ранее незаметные недостатки заводнения, на которые мы указывали в ряде работ (Муслимов, 2008а; Муслимов, 2005б).

Необходимо подчеркнуть, что большинство новых методов увеличения нефтеизвлечения приходится применять в поздней стадии разработки, т.е. в стадии высокого обводнения залежей.

Поэтому совершенствование разработки длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений должно проводиться с учетом техногенных изменений в процессе длительной эксплуатации. Кроме того, необходимо учитывать такой осложняющий фактор, как физический износ длительно эксплуатируемых скважин и оборудования.

Однако этим не исчерпываются проблемы поздней стадии. Более эффективное использование созданных мощностей и повышение технико-экономической эффективности нефтедобычи, а также ухудшение свойств ранее считавшейся извлекаемой части запасов в процессе длительной разработки обуславливают необходимость отбора части неизвлекаемых балансовых запасов, т.е. увеличения нефтеотдачи сверх утвержденной и запроектированной. Эта стадия разработки нуждается в более детальном исследовании. Ее нельзя представлять как период медленного монотонного роста обводненности и снижения добычи нефти. Здесь будут периоды стабилизации и падения добычи нефти (Муслимов, 2005а).

Принято считать, что оставшаяся в резервуаре нефть состоит из двух компонентов: целиков нефти в пласте, образовавшихся вследствие обхода потока нагнетаемой воды, и остаточной нефти.

Все это приводит к техногенному снижению проницаемости пласта, а, следовательно, и к техногенному уменьшению продуктивности скважин. Исследования показали, что остаточные нефти (ОН) могут быть разделены на две

Сильнопреобразованные нефти существенно отличаются от извлекаемых на поверхность нефтей. Установлено, что изменение коллоидного состояния сильнопреобразованных нефтей, характерное для второй группы исследуемых объектов, связано с коагуляцией твердых парафинов. Выпадение их в виде осадков в пористой среде оказывает влияние на фильтрационные характеристики пластов и приводит их к «тепловой» смерти. Аномалии в химическом составе наблюдаются в результате выпадения твердых парафинов при охлаждении пласта закачиваемой водой. В остаточных нефтях увеличивается доля масел, так как высокомолекулярные парафиновые углеводороды являются их основной частью. В результате диспропорционирования компонентов добываемые нефти обогащаются смолисто-асфальтеновыми компонентами. Проявление процесса парафиноотложения является результатом длительной прокачки больших объемов холодной воды по высокопроницаемым промытым пластам и пропласткам.

Таким образом, в настоящее время мы имеем дело с техногенно измененными месторождениями, с новыми коллекторскими свойствами пластов, с новыми гидрогеологическим, гидродинамическим, тепловым и физико-химическим режимами. Это надо учитывать при проектировании разработки.

Однако приходится признать, что большинство третичных МУН в настоящее время позволяют извлекать в основном неизменную (подвижную) часть запасов. На увеличение коэффициента вытеснения и выработку малоподвижной части запасов эти методы воздействия практически не влияют. Здесь могут работать тепловые, газовые, микробиологические и волновые МУН, которые должны быть приспособлены применительно к извлечению малоподвижных запасов. А методов извлечения сильнопреобразованных запасов на сегодня вообще не существует.

В последнее десятилетие в Республике Татарстан разработаны и широко внедряются комплексные технологии выработки ТЗН: комплексная технология разработки слабопроницаемых и глинистых терригенных коллекторов; комплексная технология разработки коллекторов, содержащих высоковязкие нефти; комплексная технология раз-

работки карбонатных коллекторов. Эти технологии основаны на выделении самостоятельных эксплуатационных объектов, оптимизации плотности сетки скважин, давления нагнетания, пластовых и забойных давлений, применении циклического заводнения при оптимальных перепадах давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин, внедрении прогрессивных методов первичного и вторичного вскрытия пластов, облагораживании закачиваемой воды, ГРП в слабопроницаемых пластах, применении различных МУН, стимуляции скважин (кислотные технологии для карбонатных коллекторов, термические, термохимические, термо-баро-имиллозионные – для залежей высоковязких нефтей).

Перспективным направлением является бурение горизонтальных и многозабойных скважин в комплексе с применением физико-химических и тепловых МУН. Как показывает опыт ОАО «Татнефть», это позволяет существенно повысить нефтеотдачу за счет увеличения охвата залежи заводнением (Муслимов, 2008а).

В настоящее время основное внимание большого числа исследователей направлено на создание новых технологий МУН и их разновидностей, хотя их разработано достаточно много. Гораздо меньше, чем необходимо, внимание уделяется углубленному изучению геолого-физической характеристики объектов применения МУН и определению оптимальных условий внедрения конкретных технологий на реальных объектах. Только соответствие возможностей (механизмов воздействия) МУН геолого-физической характеристике участков может дать наиболее высокие результаты. Без оптимизации условий применения новых технологий с привязкой к конкретным объектам, т.е. выбора технологий для внедрения на конкретном участке нельзя в полной мере реализовать возможности МУН. Более того, можно не получить дополнительной добычи нефти, или даже иметь отрицательный результат. На нынешнем этапе развития подбор имеющихся или создание новых технологий МУН для конкретных геологических объектов является важнейшей и в то же время слабоизученной проблемой. Здесь без нанотехнологий не обойтись. Проведенные исследования показали, что фильтрационные процессы в нефтегазовых пластах регулируются именно наноразмерными явлениями. Исследования здесь надо начать с изучения деталей геологического строения на нано-уровне (Хавкин, 2008).

Изменение методики построения геологической модели месторождения, дальнейшая доразведка и увеличение коэффициентов нефтеотдачи по нашим расчетам позволит нарастить извлекаемые запасы Ромашкинского месторождения на 770 млн. тонн и продлить срок его разработки на 125 лет (Муслимов, 2008б).

Литература

Крылов А.П. Основные принципы разработки нефтяных залежей с применением нагнетания рабочего агента в пласт. Тр. МНИ. М.: Гостехиздат. Вып.12. 1953.

Крылов А.П. Основные принципы разработки нефтяных месторождений в СССР: Доклад на IV Межд. нефтяном конгрессе в Риме. М.: Гостехиздат. 1955.

Крылов А.П., Глоговский М.М. и др. Научные основы разработки нефтяных месторождений. М.: Гостехиздат. 1948.

Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: изд-во Казанск. ун-та. 2003.

Муслимов Р.Х. Нетрадиционные залежи нефти – существен-

ный потенциал дальнейшего развития старых нефтедобывающих регионов. *Георесурсы*. 1(16). 2005. 2-8.

Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: изд-во «Фэн». 2005.

Муслимов Р.Х. Повышение роли методов увеличения нефтеотдачи в обеспечении воспроизводства запасов нефти. *Георесурсы*. 3(22). 2007. 2-7.

Муслимов Р.Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии. *Нефтяное хозяйство*. №3. 2008. 30-34.

Муслимов Р.Х. Освоение супергигантского Ромашкинского месторождения – выдающийся вклад ученых и специалистов России в мировую нефтяную науку и практику разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*. 4(27). 2008. 2-5.

Фаттахов Б.З. Об опыте оптимального перспективного планирования добычи нефти на уровне района. Методы оптимального планирования добычи нефти. М.: Наука. 1978.

Хавкин А.А. Нанотехнологии в добыче нефти и газа. М: Компания спутник. 2008.

R.Kh. Muslimov. Problems of improved oil field exploitation and reproduction in market conditions.

In this article investigations of oil and gas geology department for the purpose of improved oil field exploitation and reproduction for oil field development in market conditions are presented.

Keywords: methods of oil recovery enhancement, efficient oil recovery, hardly recoverable oils.

Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2009. 727 с.

Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики

Муслимов Р.Х.



В монографии рассмотрена ресурсная база и показаны огромный углеводородный потенциал Земли и нефтегазовые ресурсы различных регионов мира. Проведена глобальная закономерность неравномерного распределения углеводородных ресурсов планеты как по площади (регионам), так и по стратиграфическим комплексам, обуславливающая объективную необходимость торговли углеводородным сырьем между странами и континентами, возникновения и функционирования мировых рынков нефти, газа и продуктов их переработки.

Приведен обзор мировых рынков нефти, показана роль международных организаций, отдельных стран и транснациональных нефтяных компаний в развитии мировых рынков нефти и газа. Показаны ключевая роль законодательной и налоговой политики государства в развитии нефтяного сектора экономики на примере развитых стран Запада и недостатки регулирования природопользованием в России. Рассматриваются вопросы стратегии и тактики геологоразведочных работ, особенности освоения нефтяных ресурсов на поздней стадии разведки и разработки, новые геологические идеи и перспективы воспроизводства запасов в XXI столетии за счет их реализации.

Показана возобновляемость ресурсов углеводородов на крупнейших эксплуатируемых месторождениях, позволяющая продлить сроки их разработки. Приведены основные рыночные понятия системы налогообложения, законодательство в недропользовании, методы оценки целесообразности вложения средств в поиск, разведку и разработку месторождений углеводородов, геолого-экономической оценки и проектирования их разработки.

ISBN 978-5-9690-0099-5

КЕРН – ОСНОВНОЙ ИСТОЧНИК ПОЛУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Керн – это каменная летопись истории земли. С изучения керна начинается поиск, разведка, доразведка, а в дальнейшем и разработка любого месторождения. Глубокое бурение и всестороннее исследование керна являются практически единственными методами, которые позволяют получить достоверную информацию о свойствах и составе веществ на больших глубинах и обеспечивают объективную проверку и интерпретацию дистанционных исследований. Актуальными на сегодняшний день остаются вопросы изучения и сохранения керна, как важнейшего геологического документа.

Ключевые слова: керн, кернохранилище, лабораторные исследования керна.

Не секрет, что поиск необходимой информации нередко приводит людей в библиотеку. Ведь именно там, на книжных полках и в потертых временем переплетах, порой скрывается то, чего не найдешь ни в каких других источниках, и даже в Интернете. У тех, кто занимается геологическим изучением недр и оценкой хранящихся в них полезных ископаемых, библиотека своя. Называется она – кернохранилище.

Кернохранилище – это музей и своеобразная база данных о состоянии земных недр. Это стратегический запас современной науки, который необходимо хранить вечно. По образцам горных пород, взятых из скважин глубиной до 12 километров, можно судить о наличии полезных ископаемых на той или иной территории.

Для обычного человека образец керна – кусочка горной породы, извлеченной из земных глубин, – не более чем просто камень. Для специалистов же это бесценное сокровище наших недр (Рис. 1,2,3), настоящий клад уникальной информации, благодаря которому можно читать геологическую летопись нашей планеты, а также определять все необходимые параметры для подсчета запасов нефти, газа и, получив представление об особенностях строения природного резервуара, определять наиболее рациональные и экономичные способы разработки месторождений.

Значение керна, как основного свидетеля истории Земли, постоянно и неизменно высоко на всех этапах геологического исследования территорий. Оно не изменяется и на месторождениях, разбуренных плотной сеткой скважин, поскольку только на керновом материале можно изучить влияние техногенного фактора на изменение коллекторских свойств пласта и фазовое состояние заключенного в нем флюида. Грамотное и квалифицированное прочтение каменной летописи несомненно повышает эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ, позволяет получить достоверную информацию о свойствах и составе вещества, обеспечивает объективную проверку и интерпретацию дистанционных исследований.

К сожалению, в последнее десятилетие в России повсеместно сокращаются объемы буровых работ, а имеющийся на местах керновый материал часто находится в катастрофических условиях. Как правило, после отбора образцов керна на исследования, керн скважин, в основном, ликвидируется, а образцы – сохраняются в кернохранилищах. Ликвидация многих геологоразведочных пред-

приятий России повлекла за собой безнадзорность и разрушение большинства кернохранилищ. Безвозвратно утерян уникальный керн, поднятый из скважин многих нефтегазовых месторождений. Поэтому сегодня имеющийся на местах керновый материал требует особо бережного и тщательного хранения и изучения. Получение некачественного керна, потери его при транспортировке и хранении существенно снижают эффективность геологических исследований и вызывают необходимость проведения дополнительных геологоразведочных работ по доразведке месторождений. Поэтому вопрос о сохранности полученного кернового материала стоит очень остро и весьма актуален. (Афанасьева, Русаев, 1997).

Необходимо обратить внимание на отношение к керновому материалу федеральных служб таких нефтедобывающих стран, как США, Канада, Норвегия и крупных нефтяных компаний, где сохранение керна и информации, получаемой в процессе его изучения, является общегосударственной задачей и подкреплено соответствующими законодательными актами. Так в центре исследования керна в Калгари (штат Альберта, Канада) хранится около 2 млн. погонных метров керна, при этом сохранен уникальный керновый материал конца XIX в.

В Республике Татарстан в июне 1938 года была пробурена первая структурная скважина на Булдырской структуре, с 1957 года широко разворачивается параметрическое бурение, а с 1970 г. планомерно и целенаправленно проводятся специальные работы по поиску и разведке залежей битумов, бурятся специальные скважины на природные битумы. За эти годы в Татарстане пробурено более 25000 структурных, тестировочных, поисково-разведочных, гидрогеологических, параметрических и специальных битумных скважин. Керн отбирался приблизительно в 60 % скважин. За многолетнюю историю нефтепоисковых работ на территории Татарстана бурением глубоких поисково-разведочных скважин пройдено более 8 млн. метров, а бурением структурно-тестировочных скважин – более 10 млн. метров. В разные годы объемы отбора керна, а также качество и процент его выноса на поверхность были неодинаковыми. В настоящее время, благодаря современным технологиям, успешно осуществляется практически 100% отбор керна. Однако вопрос об условиях его систематизации и бессрочного хранения по-прежнему остается открытым.

Не менее важными проблемами являются полнота и

качество исследования керна, достоверность получаемых данных, сохранение обработанного керна материала и полученных результатов с возможностью их использования в перспективе при решении новых задач оптимизации геологоразведочных работ и разработки месторождений. Используя образцы кернов, геологи и геофизики могут получать точную информацию о литологии пласта, реологическим свойствам флюидов, об особенностях коллектора для создания и уточнения геологических, гидродинамических, геофизических моделей – это лишь несколько примеров важной информации, которая может быть получена в результате успешного выполнения программы по отбору керна.

Отбор керна

Отбор керна может производиться разными способами с использованием различных инструментов в скважинах разного диаметра. Извлекать керн необходимо неповрежденным, чтобы сохранить без изменений механические и физические свойства породы, которая может быть

сплошной и твердой или, состоять из конгломератов, несцементированного песка, угля, сланцев или глины.

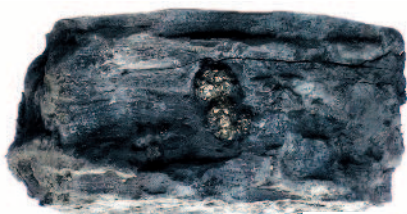


Рис. 1. Аргиллит слоисто-оскольчатый, с крупными кристаллами пирита (до 2 см), бобриковские отложения, глубина образца 1142,0 м.



Рис. 2. Песчаник нефтенасыщенный, с гипсовыми округлыми включениями, бобриковские отложения, глубина образца 1164,0 м.

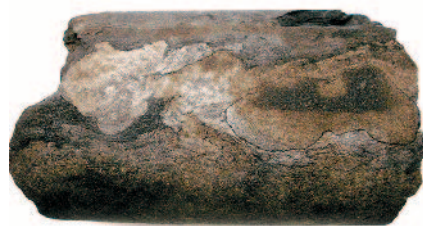


Рис. 3. Переслаивание алевритов, песчаников селективно слабо нефтенасыщенных с аргиллитами перемежающимися, интервал отбора керна 1380,0-1384,0 м.

Рис. 3. Переслаивание алевритов, песчаников селективно слабо нефтенасыщенных с аргиллитами перемежающимися, бобриковские отложения, интервал отбора керна 1380,0-1384,0 м.

Поскольку исследование керна дает нам ту информацию, получение которой другими способами (например, геофизическими исследованиями в скважинах) пока невозможно, планирование работ по отбору керна должно выполняться группой специалистов – геологами, литологами, геофизиками и петрофизиками, перед которыми стоят различные задачи, направленные в комплексе на решение единой проблемы – рациональной выработки запасов нефти и газа, достоверной оценки их запасов на различных стадиях освоения месторождений.

Фактор времени в исследовании керна – один из важнейших при изучении нефтеносности осадочных бассей-

нов. Анализ экспериментальных работ свидетельствует о том, что нефть, содержащаяся в породах, начинает терять легкие фракции сразу же после подъема керна на поверхность, поэтому, по возможности, керн должен парафинироваться (Рис. 4). Легкая нефть и/или конденсат, содержащаяся в керне, по прохождении нескольких дней полностью улетучиваются. Это означает, что керн с буровой должен доставляться оперативно в течение первых дней, что позволит не упустить незначительные признаки нефтеносности и сконцентрировать усилия на их изучение, обращая при этом особое внимание на текстурные особенности толщ, элементы разрывных нарушений.

Отношение к керну является показателем не только уровня геологических знаний любого геолога, но и оценкой степени его профессионализма, его интеллектуального развития. Поэтому воспитание в студентах кафедры геологии нефти и газа – в будущих геологах-нефтяниках – правильного понимания значения керна для производства и для науки является важной и актуальной задачей. Решение этой задачи уже много лет успешно осуществляется во время учебных практик, которые проводятся на научно-учебной базе кафедры геологии нефти и газа Казанского государственного университета.

В соответствии с Программой работ по изучению залежей битумов, утверждённой Татарским ОК КПСС в 1975 г., с целью лучшего осуществления аналитических работ по исследованию образцов горных пород и хранения большого объема получаемого керна структурных и битумных скважин на средства объединения «Татнефть» возле п.Ореховка Зеленодольского района Республики Татарстан, в пригороде г.Казани, в нескольких километрах от железнодорожной станции Обсерватория был выстроен комплекс зданий и сооружений, предназначенных для осуществления научно-исследовательских работ по геологии вязких нефтей и битумов, который распоряжением Министерства нефтяной промышленности СССР № ВМ-3572 от 25 апреля 1980 г. был передан на баланс Казанского государственного университета (КГУ).

На базе данного комплекса по обработке керна согласно приказу ректора КГУ № 47 от 24 апреля 1981 года было создано новое структурное подразделение кафедры геологии нефти и газа – научно-учебная база (НУБ) с кернохранилищем и лабораторным корпусом. Первоначально перед НУБ были поставлены две основные задачи: 1) выполнение утвержденных АН СССР, ГННТ СССР и Госпланом комплексных программ по проблеме «Геология и геохимия природных битумов и вязких нефтей»; 2) подготовка специалистов для нужд народного хозяйства страны по специальности «Геология и разведка месторождений нефтей»



Рис. 4. Запарафинированный керн, отобранный из скважины, 100%-ый вынос керна.



Рис. 5. В кернохранилище научно-учебной базы кафедры геологии нефти и газа хранится более 120 000 учетных единиц уникального каменного материала.



Рис. 6. Каждый образец керна, отобранный для исследования или бессрочного хранения, снабжается этикеткой.

и битумов». В дальнейшем, в связи с развитием материально-технической базы аналитической лаборатории НУБ, массовые работы по исследованию керна были включены в планы пятилеток того времени.

На территории научно-учебной базы кафедры геологии нефти и газа, занимающей 0,6 га земли, находятся: капитальное отапливаемое здание кернохранилища, не отапливаемое кернохранилище ангарного типа, двухэтажный лабораторный корпус и вспомогательные здания. Общий расчетный объем хранения керна более 153 000 п.м. Наличие стеллажей на сегодняшний день позволяет вмещать более 48 000 погонных метров керна, 60% из которых уже заполнены керном структурных, тестировочных, параметрических, оценочных, специальных битумных и глубоких поисково-разведочных скважин.

В кернохранилище научно-учебной базы кафедры геологии нефти и газа Казанского государственного университета (Рис. 5) хранятся более 120 000 учетных единиц (из более 1500 скважин), собиравшегося в течение 30 лет, уникального каменного материала, литологических коллекций и коллекций нефтей и битумов, являющихся национальным достоянием не только Республики Татарстан, но и России (Нургалиева, Кальчева, 1999).

Хранение керна в кернохранилище подразделяется на два этапа: промежуточное хранение вновь поступившего не изученного керна и бессрочное хранение керна, на которое переводятся специально отобранные образцы и коллекции керна, представленные, в том числе, образцами пород из различных регионов России.

Сегодня кернохранилище представляет собой специализированный склад, оснащенный стеллажами. Сотрудниками кафедры геологии нефти и газа была разработана

система учета и хранения керна. Обозначение точного адреса отдельной ячейки стеллажа обеспечивается следующим образом: зал кернохранилища условно разбит на четыре сектора – А; Б; В; Г. Сектор А представляет собой керноразборочный блок, где также осуществляется хранение не изученного керна (подсекторы А/1, А/2, А/3). В секторе Б находятся 5 блоков (сдвоенных рядов) стеллажей. В секторе В находятся 7 блоков стеллажей, в секторе Г – 5 блоков стеллажей. Каждый блок разделен на секции (от 4 до 20 секций в блоке), в каждой секции по 4 полки. Таким образом, каждая ячейка стеллажей имеет свой адрес, состоящий из названия сектора, номера блока стеллажей, названия секции, номера полки. Так, например, ячейка с адресом Б×IV×М×3 находится в секторе Б, в IV блоке стеллажей, в секции М на 3 полке. При этом ячейка стеллажей содержит ящик с разложенными в коробки образцами керна. Почти все как в настоящей библиотеке, только каменной. Образцы керна, прошедшие лабораторные анализы (цилиндрики, кубики, обточки и др.), укладываются на хранение в картонные коробки и в ящики тех же размеров, что и полноразмерный керн. При этом каждый образец, снабжается этикеткой и укладывается в отдельную коробку (Рис. 6). На торцы каждого ящика наклеиваются этикетки с информацией о его содержимом. Ящики в ячейках стеллажей размещаются этикеткой в сторону прохода между стеллажами.

Работа с керновым материалом в кернохранилище состоит из следующих этапов:

1. Приём и регистрация керна.
2. Описание и отбор образцов керна.
3. Подготовка керна и отобранных образцов к длительному хранению.
4. Лабораторные исследования керна.
5. Бессрочное хранение керна.
6. Изучение керна студентами специальности 020305 «Геология и геохимия горючих ископаемых» в период 2-ой учебной практики.
7. Создание базы данных по результатам изучения керна и электронного каталога имеющегося кернового материала.

Прием и подготовка керна к исследованиям

Весь процесс хранения и изучения керна завязан в единый технологический цикл, начиная от приема и первичного осмотра до укладки уже исследованного



Рис. 7. Описание керна.

После отбора и регистрации образцы направляются в аналитическую лабораторию.



керн на стеллажи. Сначала поступившие в кернохранилище ящики с керном поступают в зону приема, раскладываются по порядку номеров слева направо в порядке возрастания глубины, далее проводится их ревизия и сверяется учетная документация. Далее устанавливается соответствие поступившего керна предварительному описанию, выполненному геологом на скважине и каротажным диаграммам. По этим данным можно определить, не вкралась ли в раскладку керна на скважине случайная ошибка, и разложить поступившие образцы породы в строгом соответствии с глубиной.

Исследование керна профильными методами

В единой технологической цепи приема, подготовки и исследования керна полного диаметра неотъемлемыми являются этапы его изучения профильными методами: фотографирование, подробное литологическое описание керна (Рис. 7), в которое входит структура и текстура породы, минералогический состав и характер насыщения, с учетом которых отдельные образцы, характеризующие геологический разрез скважины, направляются на дальнейшие исследования. Необходимо отметить, что литологическое описание керна уточняется, детализируется, пополняется новыми данными о строении толщ горных пород в процессе продвижения керна по всем звеньям технологической цепи.

Любое изучение пород проводится на образцах правильной геометрической формы – цилиндрической или кубической, которые выбуривают из керна и торцуют. Если невозможно изготовить образцы геометрически правильной формы, от них откалываются кусочки произвольной формы. По необходимости производится изготовление шлифов – микрометровых срезов, на которых виден минеральный состав породы.

После отбора и регистрации образцы направляются в аналитическую лабораторию (Рис. 8).

Перед тем как приступить к исследованиям, керн подвергается экстракции и освобождается от нефти, битума и солей. Процесс этот не быстрый – в зависимости от насыщенности образцу требуется для «очистки» от одной недели до месяца и более.

В совокупности материалы исследования керна профильными методами являются основой для создания достоверных геологических моделей перспективных для поиска объектов и месторождений, подсчета запасов залежей углеводородов.

Исследование образцов керна

Исследование свойств горных пород – пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности – является одним из «кирпичиков» нефтяной геологии. Исследование кернового материала началось в Республике Татарстан одновременно со структурным бурением в 1938 году и продолжается в наши дни.

Исследование образцов керна проводится в аккредитованной аналитической лаборатории, находящейся в лабораторном корпусе на территории научно-учебной базы кафедры геологии нефти и газа КГУ. В дело вступает цепочка исследовательского оборудования, определяющая нефте-битумонасыщенность, гранулометрический, ми-

нералогический составы породы, ее пористость, плотность, проницаемость, карбонатность, смачиваемость, электрические и другие свойства. На этой основе потом и рассчитываются запасы месторождений нефти и газа, даются рекомендации для их рациональной разработки.

Стандартные образцы керна и шлифов сохраняются в оперативном архиве лаборатории на период исследований керна, а «не участвующая» в исследованиях порода раскладывается в коробки, изготовленные из гофрокартона, и следует в кернохранилище на бессрочное хранение. В дальнейшем, после проведения всех лабораторных исследований стандартные образцы, порошки и кусочки обработанного керна раскладываются в те же коробки, что и не исследованные части отобранных образцов и также хранятся бессрочно. Интересующий экземпляр находится и выбирается по электронному каталогу.

Информация, получаемая на всех этапах единой технологической цепи подготовки и исследования пород, вносится в базу данных «Лабораторные исследования керна» и в электронный «Каталог кернового материала», разработанные на кафедре геологии нефти и газа КГУ.

Стандартный комплекс исследований керна является основой оценки перспектив нефтеносности новых площадей и толщ земной коры, обоснования и постановки на баланс приращиваемых промышленных запасов нефти и газа, составления и/или уточнения алгоритмов интерпретации материалов ГИС при подготовке геологических, гидродинамических моделей месторождений, при подсчете геологических и извлекаемых запасов углеводородов, рассматриваемых и утверждаемых в Государственной комиссии по запасам.

Но основной задачей на сегодняшний день остается сохранение и бессрочное хранение полноразмерного керна, а не только его образцов и коллекций.

Таким образом, для сохранения уникальных геологических экспонатов – полноразмерных кернов, возраст которых насчитывает миллионы лет, необходимо создать Региональный Центр хранения кернового материала, палеонтологических и литологических коллекций и коллекций нефтей и битумов Республики Татарстан в рамках Единой государственной системы учета и хранения кернового материала, обеспечивающий фундаментальные и прикладные исследования и решающий проблемы комплексной оценки ресурсов недр Татарии.

Литература

- Афанасьева М.С., Русаев А.А. Керн как первичный источник геологической информации: принципы систематизации и хранения. *Тезисы докладов Второго Международного Симпозиума «Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения»*. Санкт-Петербург, 23 – 27 июня 1997. 71 – 72.
- Нургалиева Н.Г., Кальчева А.В. О необходимости создания фондов кернового материала и литологических коллекций Республики Татарстан. *Тезисы докладов юбилейной конференции «Геология и современность»*. Казань. 27 – 28 мая 1999. 108 – 109.

A.V. Kalcheva. **The core as one of the main sources of geological data.**

In present paper some key problems of studying and core preservation at the Geology of Oil and Gas department of Kazan State University have been considered.

Keywords: core, lab core investigations, core depository.

О КЛИМАТИЧЕСКОЙ ПРИРОДЕ ЦИКЛОВ НОИНСКОГО

В работе рассмотрены вопросы цикличности осадочных отложений на примере циклов, выделенных М.Э. Ноинским в классическом разрезе верхнеказанских отложений у села Печищи (р. Волга, вблизи г. Казани). Анализ цикличности проводится на основе данных по изотопным отношениям углерода, кислорода и стронция в карбонатной составляющей разреза. Циклы Ноинского интерпретируются в рамках модели колебаний уровня моря, обусловленных климатическим фактором и фактором «подтока» морской воды.

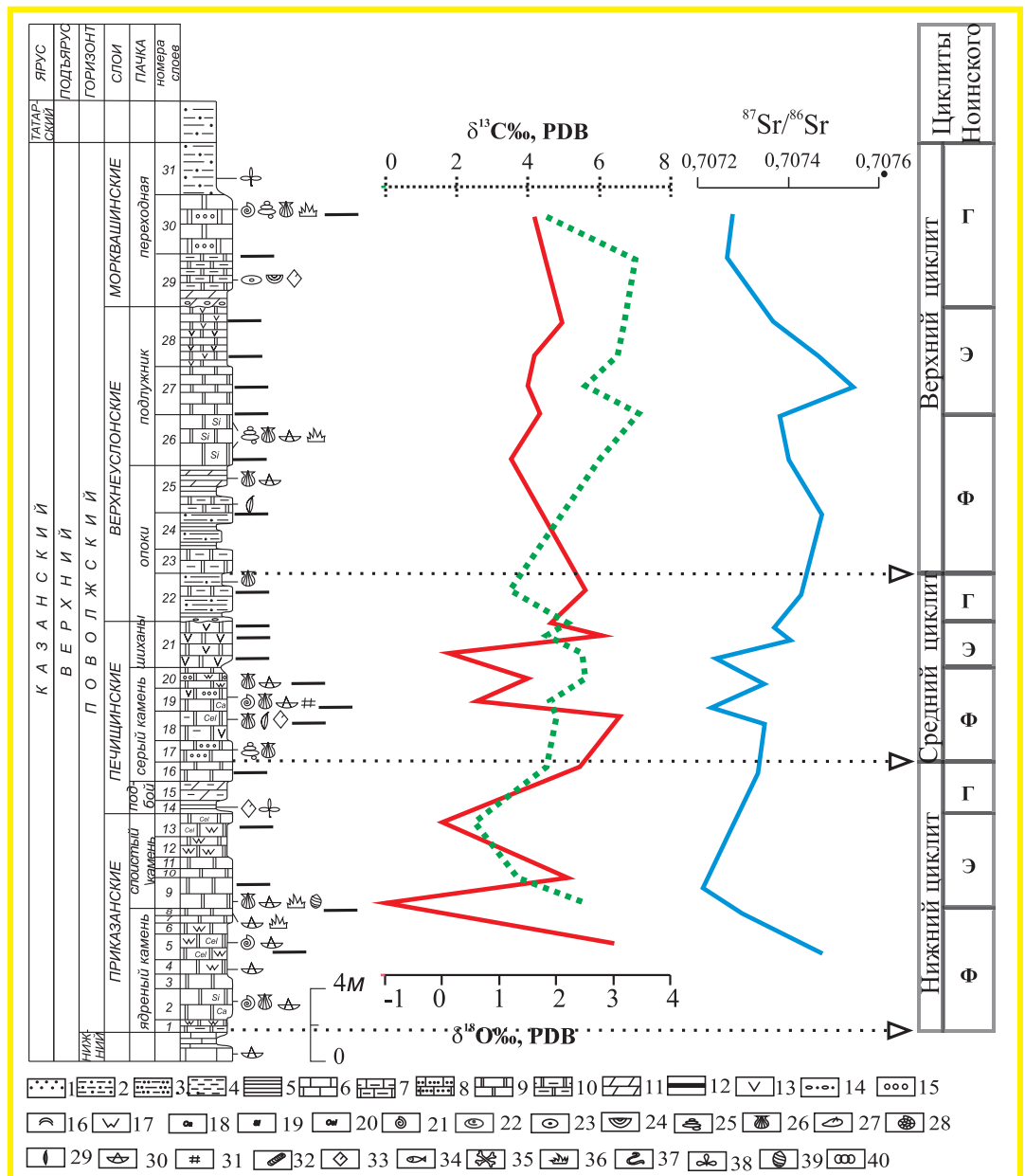
Ключевые слова: циклы Ноинского, верхнеказанские отложения, изотопные отношения углерода, кислорода и стронция.

В настоящей работе предметом рассмотрения являются так называемые циклы Ноинского, которые были выделены в отложениях верхнеказанского подъяруса в сводном разрезе, известном как разрез Печищи. Этот разрез явился объектом, на котором проверялось множество гео-

логических идей, благодаря чему он стал одним из классических объектов исследований геологической науки.

В данной работе цикличность Ноинского обсуждается в свете данных по изотопному составу углерода, кислорода и стронция в карбонатной составляющей разреза.

Рис. Изотопные кривые по разрезу Печищи. Литологическая колонка составлена по (Верхнепермские стратотипы..., 1998). 1 – песчаники, 2 – алевролиты, 3 – алевролиты и песчаники, 4 – алевролиты и глины, 5 – глины, 6 – известняки, 7 – известняки глинистые, 8 – известняки песчанистые, 9 – доломиты, 10 – доломиты глинистые, 11 – мергели, 12 – уголь, 13 – гипсы, 14 – галька и гравий, 15 – оолиты, 16 – строматолиты, 17 – кавернозность, 18 – известковистость, 19 – окремнение, 20 – целестин, 21 – фораминиферы, 22 – остракоды морские, 23 – остракоды неморские, 24 – конхостраки, 25 – гастроподы, 26 – двустворки морские, 27 – двустворки неморские, 28 – наутилоидеи, 29 – брахиоподы беззамковые, 30 – брахиоподы замковые, 31 – мианки, 32 – криноидеи, 33 – чешуя рыб, 34 – местонахождения рыб, 35 – тетраподы, 36 – конодонты, 37 – следы ползания, 38 – остатки растений, 39 – харовые водоросли, 40 – микроспоры; компоненты циклитов Ноинского: Ф – богатые фауной карбонатные слои, Э – эвапориты, Г – глины и мергели.



Базовое расчленение конхиферовых слоев (верхнеказанского подъяруса) было произведено и развито М.Э. Ноинским в 1899 и 1924 гг. (Ноинский, 1899; 1924). Основываясь на повторяемости в разрезе сходных слоев Ноинский объединяет серии в три циклически построенные комплекса, начиная каждый цикл с карбонатных образований и завершая его терригенными образованиями (Ноинский, 1924). Каждый выделенный Ноинским циклит начинается с богатых фауной карбонатов мелководной литорали-супралиторали и приливных равнин, сменяющихся плитчатыми гипсоносными доломитами засоленных лагун побережья, межприливных и надприливных пространств и, наконец, глинисто-мергельными или ангидрит-гипсовыми образованиями застойных водоемов.

Комплексирование данных по изотопным отношениям стронция, углерода и кислорода (Нурғалиева, 2005; Nurgalieva et al, 2007) показало, что вариации изотопных показателей находят свое отражение в циклах Ноинского (Рис. 1).

Согласно гипотезе Ноинского (Ноинский, 1924) природа выделенных им циклов обусловлена тем, что после формирования верхних слоев спириферового горизонта на территории современного Казанского Поволжья определенное время продолжает сохраняться режим внутреннего морского бассейна. Ко времени начала формирования «слоистого камня» инициируется обособление указанного участка и превращение его в водоем с повышенной соленостью, в котором накапливаются гипсоносные доломиты («ракуша», «белый камень»). На следующей стадии изоляции еще более усиливается, соленость вод повышается, и доминирует озерно-лагунный режим (серия «подбой»). Благодаря этой обстановке сформировались, например, мощные залежи гипса в Казанском Поволжье и в Камском Устье.

Озерно-лагунный режим сменяется новой трансгрессией моря (серия «серый камень»), быстро уступающей место режиму обособления (серия «шиханы») и новому господству озерно-лагунного режима (серия «опоки»). Далее цикл повторяется еще раз, и в результате получается третий комплекс: «подлужник» – «переходная серия».

Вообще, полагают, что существуют два генетических типа эвапоритовых бассейнов (Седлецкий и др., 1984). К первому относятся бассейны, располагающиеся в пределах рифтовых и межгорных впадин. Здесь значительную роль отводят эндогенному фактору (гидротермы) в формировании выполняющих их хомогенных отложений. Ко второму типу отнесены бассейны, приуроченные к платформенным прогибам, синеклизам, глубоким впадинам. Ко второму генетическому типу эвапоритовых бассейнов относятся и палеобассейны, в которых формировались эвапоритовые компоненты циклов Ноинского. В их образовании ведущим фактором считается климатический, как и подразумевается собственно эвапоритовой (лагунной, баровой) гипотезой (например, (Шевченко, 1992)).

Согласно этой гипотезе, образование эвапоритовых отложений происходит при выпаривании воды в отгороженной от основного морского бассейна лагуне, соединенной с основным бассейном узким проливом. Соленые бассейны должны быть частично изолированы от открытого моря каким-либо порогом или валом (баром), что дает возможность объяснить увеличение солености

воды. В противном случае, концентрированные рассолы оттекали бы в океан благодаря существованию обратных течений. Подразумевается, что сульфатные или хлоридные отложения, выполняющие эвапоритовый прогиб, с приближением к береговой линии замещаются терригенным шлиром и молассоидами (в нашем случае эпиконтинентальными отложениями белебеевской свиты). Большинство исследователей имеют в виду физический барьер (органогенный риф, песчаный бар или положительную структуру морского дна). Также предлагается модель динамического барьера или выпаривания динамического потока (Scruton, 1953). Согласно этой модели, выпаривание морской воды происходит не в изолированных или полуизолированных бассейнах, а в процессе свободного перемещения потока морской воды со стороны открытого моря в направлении к эвапоритовой, не изолированной в какой-либо степени части бассейна. Эффективность динамического барьера возрастает по мере сокращения канала, соединяющего солеродный бассейн с открытым морем. Перемещение потока морской воды происходит в обширной хорошо прогреваемой зоне мелководья. По мере продвижения вперед вода испаряется, концентрация солей в ней повышается – вплоть до осаждения карбонатного материала. Образуется обширная область карбонатных осадков (карбонатная платформа, карбонатный шельф), которая примыкает к области последующего накопления сульфатов, а затем и хлоридов. Карбонатная платформа, таким образом, выполняет роль подготовительного бассейна, в пределах которого осуществляется предварительное «сгущение» морской воды. Именно таким постепенным «сгущением» воды по мере перетекания из одной части бассейна в другую в условиях аридного климата объяснял Н. М. Страхов (Страхов, 1963) последовательное выпадение карбонатных, сульфатных, хлоридных отложений в заливах виррилского типа.

Субэвральным вариантом гипотезы динамических барьеров является представление о формировании эвапоритов на засоленных приморских равнинах, себхах (Шевченко, 1992). Согласно этим представлениям эвапориты формируются здесь в условиях аридного климата при выпаривании морской воды, пропитывающей рыхлые, пористые отложения (преимущественно терригенные) таких равнин. Убыль воды в результате выпаривания компенсируется фильтрующимся подтоком, просачиванием ее из смежного морского бассейна. В ходе этого подтока от моря к суше из нее последовательно выпадает сначала карбонатный, затем сульфатный и, наконец, хлоридный материал. Хлориды (или сульфаты, если процесс не дошел до образования хлоридов) замещаются в свою очередь терригенными континентальными образованиями.

Есть гипотезы и вовсе обходящиеся без барьера (например, (Sugden, 1963)), согласно которым обширные отмели могли затруднять циркуляцию воды в крупных частично изолированных мелководных морях, приводя к осаждению эвапоритов.

В разбираемом нами случае природа циклов Ноинского, скорее всего, объясняется моделью относительных колебаний уровня моря, связанных с испарением, обусловленным климатическим фактором, а также фактором «подтока» морской воды.

Четко прослеживается корреляция между $d^{13}C$ и чис-

лом видов морской биоты по описанию (Верхнепермские стратотипы..., 1998). Эта связь объясняется тем, что отношение $d^{13}C$ карбонатных скелетов пелагических организмов отражает, прежде всего, изотопный состав суммарной углекислоты, растворенной в воде. В процессе фотосинтеза фитопланктон избирательно поглощает преимущественно углекислоту с легким изотопом ^{12}C . В результате вертикального переноса и последующего разложения остатков отмерших организмов на дне происходит высвобождение изотопно легкой углекислоты. Таким образом, карбонаты скелетных остатков, обитавших в фотической зоне, могут обогащаться тяжелым изотопом ^{13}C . Степень такого обогащения отражает интенсивность изъятия изотопно легкой углекислоты в процессе фотосинтеза, то есть интенсивность продуцирования органического вещества (Найдин, Кияшко, 1989).

По данным комплексования изотопных отношений углерода, кислорода и стронция в карбонатной составляющей (Рис. 1) можно предположить, что первый цикл обусловлен влиянием моря, а два последующих цикла связаны с процессами доминирующего влияния континента и отшнуровывания водоемов от открытого моря (лагунизации). Вариации $^{87}Sr/^{86}Sr$ подтверждают подобный ход событий. Действительно, мы наблюдаем минимальные значения $^{87}Sr/^{86}Sr$ в первом цикле, указывающие на четкую связь бассейна с открытым морем. Во втором цикле значения $^{87}Sr/^{86}Sr$, в целом, увеличиваются, то есть возрастает роль континента (речных стоков). $\delta^{18}O$ также, в общем, увеличивается (на общем фоне наблюдается синхронность и локальных изменений $^{87}Sr/^{86}Sr$ и $\delta^{18}O$), что указывает на усиление процессов испарения в водоеме, приводящих к «утяжелению» кислорода. Локальные «подтоки» морской воды приводят к уменьшению $^{87}Sr/^{86}Sr$ (два выразительных пика во втором цикле Ноинского) и перемешиванию вод моря и лагуны (локальные синхронные уменьшения $\delta^{18}O$). В третьем цикле общее увеличение $^{87}Sr/^{86}Sr$ продолжается (примерно до середины цикла, отражая продолжающуюся изоляцию бассейна осадконакопления от моря), при этом на фоне повышенных значений $\delta^{18}O$ (эвапоритизация) отмечаются локальные «подтоки» морской воды (подобно второму циклу) значительно меньшей силы.

Циклы Ноинского сходны с циклами цехштейновых морей Германии и Англии. В определенной степени они также сходны с лодеровскими циклами, описанными в (Fischer, 1964), в которых богатые фауной карбонатные слои сменяются доломитами приливной и надприливной зон, а затем – красноцветными или зеленоцветными глинистыми породами. Длительность указанных циклов оценивается в 20 – 100 тыс. лет (Fisher & Bottjer, 1991). Такая оценка находит свое развитие в данных спектрального анализа литологических параметров верхнепермских отложений (Nourgaliev, Nourgalieva, 1999; Нурғалиева, Нурғалиев, 2008), указывающих на сопоставимость циклов Ноинского с 100 – 400 тыс. летними циклами эксцентриситета Земли. По классификации (Miall, 1998) это циклы пятого порядка.

Следует заметить, что для более точной оценки длительности циклов Ноинского и уточнения их природы необходимы абсолютная датировка пород и детальный учет перерывов в стратиграфической летописи верхнеказанских отложений.

Литература

- Верхнепермские стратотипы Поволжья. Путеводитель геологической экскурсии. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 1998. 79.
- Найдин Д.П., Кияшко С.И. Изотопный состав кислорода и углерода карбонатных осадков пограничного интервала маастрихтских на Мангышлаке. *Вест. МГУ. Сер. 4. Геология*. 1989. N 6. 55-66.
- Ноинский М.Э. Разрез пермской толщи, выступающей на правом берегу р. Волги близ с. Печищи против г. Казани. *Тр. Казанск. об-ва естествоиспытателей*. 1899. Т. XIII. № 6. 34.
- Ноинский М.Э. Некоторые данные относительно строения и фациального характера казанского яруса в Приказанском районе. *Известия Геологического Комитета*. 1924. Т.13. N6. 565-632.
- Нурғалиева Н.Г. Изотопные соотношения кислорода и углерода в пермских разрезах востока Русской плиты. *Ученые записки Казанского университета, сер. Естественные науки*. 2005. Т. 147. Кн. 3. 37-48.
- Нурғалиева Н.Г., Нурғалиев Д.К. Спектральный анализ рядов литологических параметров в разрезах, содержащих перерывы. *Ученые записки Казанского университета, серия Естественные науки*. 2008. Т.150. Кн. 1. 157-167.
- Седлецкий В. И., Банков А.А., Бойко Н.И. Особенности строения и образования эвапоритовых формаций. *Мат-лы 27 между. геол. конгр. Литол. Секц. Т. 4*. 1984. 63-68.
- Страхов Н. М. Типы литогенеза и их эволюция в истории Земли. 1963.
- Шевченко В.И. Условия верхнеюрских хемогенных отложений Предкавказья. *Бюлл. Моск. О-ва испытателей природы*. Отд. Геол. 1992. 67. вып.2. 104-118.
- Fischer A.G. The Lofer cyclothems of the Alpine Triassic. *Kansas Geol. Surv. Bull.* 1964. 169(1). 107-149.
- Fisher A.G., Bottjer D.J. Orbital forcing and sedimentary sequences (introduction to special issue). *J.Sediment Petrol.* 1991. 61. 1063-1069.
- Miall A.D. The geology of stratigraphic sequences. Springer, Berlin Heidelberg. 1997.
- Nourgaliev D.K., Nourgalieva N.G. Astronomical calibration of the east-Russian Upper Permian Sedimentary Cycles: Preliminary data about duration of the Kazanian stage. *J. Permophiles*. N34. 1999. 15-19.
- Nourgalieva N.G., Ponomarchuk V. A., Nourgaliev D. K. Strontium Isotope Stratigraphy: Possible Applications for Age Estimation and Global Correlation of Late Permian Carbonates of the Pechischi Type Section (Volga River). *Russian Journal of Earth Sciences*. 2007. Vol.9. ES 1002, doi:10. 2205/2007 ES 000221.
- Scruton P.C. Deposition of evaporites. *Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists*. 1953. 37. 2498-2512.
- Sugden W. The hydrology of the Persian Gulf and its significance in respect to evaporate deposition. *Am. J. Sci.* 1963. N261. 741-755.

N.G. Nurgalieva. About climatic nature of cycles by Noinsky.

In present paper the cyclicity of sedimentary rocks was discussed on example of so called cycles by Noinsky discovered in classic outcrop of Upper Kazanian near village Pechischi (river Volga, near Kazan city). The analysis is based on isotope ratios of carbon, oxygen and strontium in carbonate component of section. Cycles by Noinsky are interpreted as model controlled by climate and sea channels.

Key words: cycles by Noinsky, Upper Kazanian, isotope ratios of carbon, oxygen and strontium.

Нурья Гавазовна Нурғалиева

Д.г.-м.н., доцент кафедры геологии нефти и газа Казанского государственного университета.

420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18.
Тел.: (843)-290-57-16.

РОЛЬ КАФЕДРЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА КАЗАНСКОГО УНИВЕРСИТЕТА В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

В работе показано в историческом аспекте значение научных исследований кафедры геологии нефти и газа КГУ при прогнозе, оценке ресурсов, поиске и разведке месторождений природных битумов Урало-Поволжья.

Ключевые слова: природные битумы, ресурсы, литолого-петрографические исследования, методы прогноза, поиск и разведка, геофизические исследования.

В промышленно развитых странах мира, в том числе и в России, все более ощущается дефицит полезных ископаемых – источников энергии и сырья для химической, дорожно-строительной, электротехнической и других отраслей промышленности. Ограниченность запасов традиционной нефти и высокие темпы ее потребления привели к необходимости поиска и вовлечения в топливно-энергетический комплекс альтернативных источников углеводородного сырья, одним из которых являются природные битумы, составляющие значительную долю в ресурсной базе горючих полезных ископаемых. Высокая ценность природных битумов (ПБ) определяется возможностью их многоцелевого использования, благодаря наличию в составе ПБ ценных металлов (ванадий, никель, молибден, рений) и других компонентов, представляющих несомненный интерес для нефтехимического производства.

Поверхностные битумопроявления в пермских отложениях как Поволжского региона, так и на территории Татарстана, известны с древних времен. Но целенаправленное изучение пермских битумов было начато во второй половине прошлого столетия.

В настоящее время перспективные ресурсы и запасы природных битумов в недрах Татарстана однозначно не определены. Подсчеты различных организаций, выполненные в различные периоды времени и различными способами привели к весьма противоречивым результатам.

Первая оценка ресурсов природных битумов Татарстана и смежных районов Ульяновской и Куйбышевской (Самарской) областей была выполнена в 1961 г. сотрудниками кафедры геологии нефти и газа Казанского университета под руководством доцента (впоследствии профессора) В.И. Троепольского.

Эта «молодая» на то время кафедра, созданная в 1954 г., с первых лет своего существования стала заниматься не только изучением девонских и каменноугольных отложений нашего края и их нефтеносности, но и исследованиями пермских отложений, а также состава и свойств содержащихся в них битумов.

Несмотря на то, что в 60–70 годы на фоне интенсивного развития нефтяной промышленности Татарии для многих проблема изучения ПБ казалась второстепенной и надуманной, тема исследования пермских битумов стала для кафедры одним из основных научных направлений, которое традиционно разрабатывается и до сих пор.

С первых лет своего существования кафедра геологии

нефти и газа активно включилась в практические работы по изучению ПБ, развернувшиеся в семидесяти годах прошлого века по инициативе Татарского обкома КПСС и объединения «Татнефть». Об этом свидетельствуют хранящиеся в геологических фондах тома отчетов кафедры с результатами многих тысяч анализов кернов из структурных и специальных битумных скважин, пробуренных с целью поиска ценного сырья (Рис. 1, 2).

В результате исследований были разработаны не только ценные карты и рекомендации по дальнейшему поиску ПБ, но и разработаны новые методики и приборы для изучения пермских коллекторов, получены патенты и авторские свидетельства на способы разработки скоплений битумов.

В восьмидесятые годы прошлого века, в связи с созданием научно-учебной базы кафедры, исследование пермских отложений было поднято на новый уровень, благодаря новым возможностям изучения уникального кернового материала по скважинам структурного и глубокого бурения.

Трудно перечислить все доклады и выступления сотрудников кафедры по пермской и битумной тематике на прошедших за минувшие годы конференциях, симпозиумах и совещаниях. Все работы осуществлялись в творческом содружестве с производственным объединением «Татнефть», институтами «ТатНИПИнефть», ИОФХ КНЦ РАН, ВНИИУС, трестом «Татнефтегазразведка», ТГРУ, КГЭ и другими организациями.

Долгие годы этими исследованиями руководил Виктор Иванович Троепольский, профессор, в течение 25 лет возглавлявший кафедру геологии нефти и газа, заслуженный деятель науки ТАССР, столетие со дня рождения которого отмечалось не так давно.

Широкая эрудиция Виктора Ивановича, его способность подходить к решению научных проблем объективно, фундаментально, с большой детальностью и тщательностью, позволили создать на кафедре большую библиотеку научной литературы, включая периодические издания, на многих из которых рукой Виктора Ивановича сделаны пометки с рекомендациями ознакомиться для студентов или сотрудников кафедры.

Ещё до перевода в Казанский университет, работая научным руководителем ЦНИЛа в «Татгеолтресте» (трест «Татнефтегазразведка»), В.И. Троепольский выполнил более 50 научных исследований, многие из которых были

посвящены изучению пермских отложений отдельных районов и площадей Татарии. В 1948 г. в сборнике «Геология и нефтеносность Татарской АССР» публикуется его статья по нефтеносным свитам, где приводится обзор всех известных к тому времени данных по пермским отложениям.

Впоследствии научные работы В.И. Троепольского и сотрудников кафедры по пермской тематике носили разнообразный характер. С одной стороны они включали детальное изучение отдельных месторождений ПБ – Сугушлинского, Мордово-Кармальского, Горского, Сюкеевского и других. С другой стороны в них решались региональные задачи по изучению закономерностей размещения и условиям формирования месторождений битумов в пермских отложениях Татарии или по продуктивным толщам Мелекесской впадины и Татарского свода, проводились методические разработки для изучения коллекторских свойств, в том числе рыхлых пород, характерных для уфимских отложений; и исторические исследования. Закономерным итогом всего этого являлись не только вышеупомянутые отчёты и доклады, но и статьи в многочисленных научных сборниках и монографиях кафедры. Таких, например, как «Геология и нефтеносность Аксубаево-Мелекесской депрессии», «Пермские битумы Татарии», «Геолого-геохимические основы освоения битумных месторождений Среднего Поволжья», «Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан». А сколько сил и, наверное, здоровья стоили Виктору Ивановичу создание Научно-учебной базы, организация Общегородского семинара по геологии и геохимии нефти и природных битумов!

Вышеупомянутую монографию по Аксубаево-Мелекесской депрессии Виктор Иванович писал вместе с доцентом кафедры Семеном Самуиловичем Эллерном – участником войны, который уже в мирное время продолжил на геофаке КГУ прерванное войной образование. Вместе с В.И. Троепольским и С.П. Егоровым, Семён Самуилович вошёл в первый состав кафедры, запечатлённый на старой фотографии. Человек широкой эрудиции и планетарного мышления, С.С. Эллерн находил время и для глобальных исследований скоплений углеводородов на древних платформах. Стратиграфия, тектоника, литология пермских отложений – везде Семён Самуилович сумел сказать своё слово, под его эгидой на кафедре была проведена типизация разрезов казанских отложений.

Геология, ещё со времён Вернадского и Ферсмана, неотделима от геохимии. Без этой науки не обойтись при



Рис. 1. Слева направо: В.И.Троепольский, Р.К.Тухватуллин, В.Н.Напалков, В.М. Сметков.



Рис. 2. Р.К.Тухватуллин проводит полевое описание ядра и отбор образцов для исследований.

решении вопроса генезиса полезных ископаемых и их скоплений в земной коре. Поэтому большое внимание на кафедре всегда уделялось и уделяется геохимическим исследованиям, направленным на изучение свойств природных битумов и нефти, а также рассеянного органического вещества пород по всему геологическому разрезу, от протерозоя до верхней перми включительно. Главным геохимиком кафедры по праву можно назвать Николая Павловича Лебедева (Рис. 3), прошедшего путь от лаборанта до доцента. Ответственный исполнитель большинства геохимических разделов в исследованиях кафедры Н.П. Лебедев вместе с сотрудниками битумной лаборатории (Рис. 4) проводил комплексные исследования ПБ и вмещающих пород, изучая групповой состав и физические свойства битумов, содержание в них гетероэлементов. Также объектом его исследований были степень катагенеза пород осадочного чехла, закономерности распределения УВ и органического вещества пород по стратиграфическим комплексам и тектоническим зонам.

Говоря о Н.П. Лебедеве, можно смело утверждать, что он был живым воплощением русской пословицы: «Терпение и труд всё перетрут». Достаточно вспомнить, как он, допоздна оставаясь в кафедральной лаборатории, долго и упорно работал над кандидатской диссертацией с таким, казалось бы, коротким и простым названием – «Пермские битумы Татарии».



Рис. 3. Лебедев Н.П.

Другое научное направление кафедры по методам разработки битумных месторождений, возглавил доцент Владислав Николаевич Напалков (Рис. 5). В 1971 г. по возвращении из трехгодичной командировки в Алжирском нефтяном и текстильном центре, где он занимался преподавательской деятельностью, Владислав Николаевич активно включился в исследования по битумной тематике, сконцентрировав свое внимание на изучении коллекторских свойств и структуры порового пространства пород-коллекторов. Затем по рекомендации Обкома КПСС и по поручению заведующего кафедрой В.Н. Напалков начал работать над проблемой повышения эффективности разработки залежей ПБ. Разработанные для производства практические рекомендации основывались на использовании установленных им особенностей геологического строения резервуаров залежей и строения битумных тел.

Под его руководством проводились исследования эффективности соляно-кислотной обработки битуминозных карбонатных пород, устойчивости структуры порового пространства пород-коллекторов при термодинамическом воздействии на них; фазовой проницаемости битуминозных пород-коллекторов. Результаты работ были воплощены в 5 авторских свидетельствах, 2 патентах, а также в статьях и докладах на Международных и Всесоюзных конференциях.

Около 40 лет над проблемой освоения природных битумов на кафедре работает Борис Вадимович Успенский, который после окончания в 1973 г. Казанского го-



Рис. 4. Сотрудницы геохимической лаборатории (слева направо): Курбангалеева Н.Г., Клементьева Л.И., Шарипова Н.С., Носова Ф.Ф.

сударственного университета был распределен, за проявленные способности к научной и педагогической деятельности, на кафедру геологии нефти и газа КГУ. С этого момента он практически непрерывно занимается научно-исследовательской и педагогической работой, пройдя путь от научного сотрудника до профессора кафедры.

Его научно-исследовательская деятельность, вылившаяся в подготовку кандидатской и докторской диссертаций (защищенные соответственно в 1985 и 2005 гг.), всегда была направлена на изучение геологии, условий формирования и закономерностей размещения ПБ, а также на разработку научно-методических основ их поиска, разведки и освоения.

Им разработаны критерии перспектив нефтебитуминозности верхней части геологического разреза платформенных территорий, создана методология изучения нефтебитумоперспективных площадей и объектов. Б.В. Успенский, тесно сотрудничая с выпускниками кафедры геофизики КГУ Боровским М.Я., Слепаком З.М., Успенским И.В., Хабибуллинским Р.К., Швыдкиным Э.К. разработали и апробировали различные виды геофизических исследований при прогнозе, поиске, разведке и контроле за разработкой битумных месторождений.

Комплексные исследования пермских отложений проводит доцент Н.Г. Нурғалиева (Рис. 6), выпускница кафедры 1988 года, ставшая в 2007 году доктором геолого-минералогических наук. Основным направлением ее научной деятельности являются литология и стратиграфия, в первую очередь, пермских отложений, включая и другие комплексы осадочного чехла, условия их формирования и закономерности распределения в них битумо- и нефтенасыщенных пород.

Выпускник кафедры 1962 г., инженер Е.В. Гордеев, наряду с научно-исследовательской работой по изучению геологии и нефтеносности Камско-Кинельской системы прогибов, активно участвовал в исследованиях пермских битумов. В 1984 – 1986 гг. Е.В. Гордеев под руководством



Рис. 5. Занятия по изучению нефтепромышленного оборудования проводит доцент В.Н. Напалков.



Рис. 6. Н.Г. Нурғалиева.

профессора В.И. Троепольского и при участии сотрудников КИСИ и ИОФХ выполнял задание Совмина ТАССР по выявлению возможностей разработки Сюкеевского месторождения природных битумов.

В течение долгих лет рядом с Е.В. Гордеевым жила и работала его супруга – Галина Викторовна Виноходова (Рис. 7), также посвятившая свой профессиональный путь битумной проблеме Татарстана. Будучи геофизиком по специальности, она много и успешно занималась интерпретацией геолого-геофизических материалов по различным скважинам, а также выполняла структурно-тектонические построения. Вместе с С.С. Эллерном Г.В. Виноходова стала автором выделения нескольких литолого-фациальных типов разрезов пермских отложений на территории Татарстана и смежных областей и подробного расчленения этих типов разрезов на пласты, что легло в основу утвержденной для геологической службы Республики Татарстан литостратиграфической схемы пермских отложений. Совместно с Успенским Б.В. и Боровским М.Я. Галина Викторовна работала над изучением перспектив битуминозности малоизученных земель Республики Татарстан.

Невозможно назвать всех сотрудников кафедры – преподавателей, инженеров, лаборантов, которые внесли свой вклад в решение трудной проблемы пермских битумов. Сегодняшний коллектив кафедры геологии нефти и газа всех их вспоминает с благодарностью и продолжает научные исследования по изучению геологического строения природных резервуаров, условий их формирования, определения критериев перспектив нефтебитуминозности верхней части разреза платформенных территорий; закономерностей распределения химического состава анализа и выбора методических приемов прогноза, поисков и разведки месторождений полезных ископаемых; разработки методологии и совершенствовании технологических основ добычи и переработки высоковязких нефтей и природных битумов.

Исследования проводятся на высоком уровне, с использованием современного оборудования и компьютерных технологий.

Приходит молодёжь, защищаются диссертации. И остаётся уверенность, что кафедра геологии нефти и газа Казанского университета способна занять достойное место в решении многих не решённых еще проблем нефтяной геологии Татарстана, будь то пермские битумы, нефтеносность кристаллического фундамента или перспективы западных районов республики.



Рис. 7. Виноходова Галина Викторовна.

B.V. Uspensky, E.V. Gordeev. Role of oil and gas geology department of Kazan University in natural bitumen developing.

In this work importance of scientific investigations of oil and gas geology department at Kazan University are presented in historical aspect. Department role in prediction, valuation of resources, searching and exploring natural bitumen fields of Volga-Ural region are examined.

Keywords: natural bitumen, resources, lithologic-and-petrographic investigations, predicted methods, search and exploring, geophysical investigations.

Талисман из глубины веков



... Нередко мысли о будущей профессии, которая впоследствии становится делом всей жизни, у человека формируются исподволь, как-то незаметно для себя. Так произошло и со мной.

Около моей родной деревни Старое Альметьево Сармановского района находились медные рудники, разработка которых началась еще до пугачевских времен, в XVII-XIX в.в. Их шахты и были основным местом детских игр. Они притягивали детвору со всей округи, будто магнитом, и все, как завороченные, снова и снова спускались и плутали во владениях Хозяйки Медной горы, за характерное свечение в народе ее называли «Зянгар тау» – «Голубая гора»... Так, видимо, во мне и проснулся разведчик недр. В районе деревни также вели работы геолого-геофизическая экспедиция, буровики. Нам нравилось наблюдать за ними. Интерес был большой, и он в немалой мере поспособствовал тому, что появилось желание связать свою жизнь с геологией. К счастью, мечте моей суждено было сбыться, в 1971 году я стал студентом геологического факультета Казанского университета. Ставшая моим талисманом «Голубая гора», и по сей день является достопримечательностью нашего края, о ней мы неизменно рассказываем вновь прибывшим геологам. А пару лет назад организовали экспедицию по исследованию веками забытых тоннелей и увидели немало интересного.

Спасибо преподавателям, которые шаг за шагом раскрывали перед нами все новые и новые секреты нашей будущей специальности, сумели донести до нас не только ее ответственность, но и романтику, творческую и поисковую особенность. Пользуясь случаем, от имени выпускников-джалильцев поздравляю профессорско-преподавательский состав, всех выпускников и студентов кафедры геологии нефти и газа со знаменательным событием. Желаю всем нам дальнейших успехов на однажды и навсегда выбранном поприще, новых открытий, а нашей альма-матер – процветания!

Мирзаев Салихов

Главный геолог НГДУ «Джалильнефть» ОАО «Татнефть»

Когда поступали учиться, мы гордились тем, что поступаем в Казанский Государственный университет!

Обучаясь в КГУ, мы гордились тем, что учимся на геологическом факультете!

Закончив учебу, мы гордились дипломом инженера – геолога по нефти и газу!

Я только с годами осознал и начал гордиться тем, что я выпускник кафедры ГЕОЛОГИИ НЕФТИ и ГАЗА! Это происходило по мере возрастания ответственности. Много означает быть определяющим – главным лицом, отвечающим за запасы углеводородов, на чем строится добывающая промышленность. Ответственность промыслового геолога – работодателя всем остальным: геофизикам, буровикам, капитальному и текущему ремонту, технологам, строителям доверяется выпускнику кафедры ГЕОЛОГИИ НЕФТИ и ГАЗА!

Энергетическая составляющая человеческого бытия современности играет определяющую роль, как в глобальной политике, так и в масштабе материков, государств. В руках тонких политиков и умных хозяйственников она преобразовывает любой зной и холод в цветущий рай. За примерами тоже далеко ходить не нужно: Объединенные Арабские Эмираты и наш родной Татарстан! Осознавать то, что ты участник положительных изменений в обществе и это благодаря знаниям, полученным в Казанском университете, окрыляет и придает творческие силы.

Кафедра геологии нефти и газа родилась на заре нефтяной промышленности Татарстана. Она росла и развивалась вместе с Ромашкинским месторождением. Готовила кадры для всей страны, а промыслы республики комплектовались почти на 100% специалистами из КГУ. Мое поколение с благодарностью вспоминает В.И.Тропольского, С.С.Эллерн, Э.З.Бадамшина, Н.П.Лебедева за те знания, которые от них получили. Мы благодарим В.М.Смелкова, Р.К.Тухватуллина, В.Н.Напалкова, Е.В.Гордеева, Л.И.Полушина, Л.И.Сушкову и весь коллектив, за сохранение кафедры в труднейшие годы и высокий уровень подготовки кадров в смутные времена. Спасибо Вам за то, что Вы выдержали и дождалась пополнения кафедры, согласно законам диалектики, кадрами, которые выросли на Ромашкинском месторождении. Ренат Халиуллович Муслимов и Ирина Николаевна Плотникова дали мощнейший импульс в развитие кафедры.

От имени коллектива геологов НГДУ «Азнакаевскнефть», состоящего на 73% из выпускников кафедры геологии нефти и газа, поздравляю коллектив кафедры с 55-летним юбилеем, желаю всем здоровья, творческого вдохновения, талантливых студентов, способных прославить кафедру.

Хусаинов В.М.

Главный геолог НГДУ «Азнакаевскнефть» ОАО «Татнефть»

Окончание статьи Б.В. Успенского, Е.В. Гордеева «Роль кафедры геологии нефти и газа...»

*Борис Вадимович
Успенский*

Д.г.-м. н., профессор, заслуженный нефтяник РТ. Научные интересы: геология, геофизика, поиск, разведка и разработка месторождений природных битумов и высоковязких нефтей.



Кафедра геологии нефти и газа КГУ. 420008, Россия, Казань, Ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843)292-90-46.

Евгений Владимирович Гордеев

Инженер. Научные интересы: изучение геологического строения системы прогибов, исследования по выявлению возможностей разработки месторождений природных битумов, методические работы по изучению коллекторских свойств пород.



Кафедра геологии нефти и газа КГУ. 420008, Россия, Казань, Ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843)292-90-46.

ОСОБЕННОСТИ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СУНЧЕЛЕЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В настоящей работе представлены результаты литолого-минералогических исследований керна нижнекаменноугольных отложений скважины 3 «врезовой» зоны Сунчелеевского месторождения Восточного борта Мелекесской впадины методами оптической микроскопии и ЭПР-спектроскопии. Выявлены некоторые литолого-минералогические и литолого-парамагнитные особенности строения нижнекаменноугольных отложений, выражающие литолого-стратиграфическую зональность разреза.

Ключевые слова: месторождения нефти, визейский «врез», ЭПР-спектроскопия и оптическая спектроскопия, коллектор нефти и газа.

Сунчелеевское месторождение в региональном тектоническом отношении приурочено к восточному борту Мелекесской впадины, к зоне развития визейских «врезов», выполненных терригенными отложениями и углестыями сланцами увеличенных мощностей.

Эрозионные «врезы» по стратиграфическому положению выполняющих их пород разделяются на две возрастные группы. Эрозионные ложбины первой группы заполнены радаевско-бобриковскими терригенными образованиями, лежащими на размытой поверхности турнейского яруса. Отложения, выполняющие «врезы» второй группы, представлены терригенными породами, которые залегают среди известняков с турнейской фауной, что позволяет отнести их по времени образования к турнейскому веку (Васясин и др., 1974). Однако большинство исследователей (например, (Войтович, Шельнова, 1976)) объединяют эти разновозрастные образования и считают, что они накапливались в одних и тех же речных и озерно-болотных условиях визейского века при активном участии карста. Критериями выделения эрозионно-карстовых врезов (Ларочкина, 2008) являются, в основном, сейсмические критерии (прогибание отражающего горизонта, связанного с турнейской или башкирской денудационной поверхностью; появление дополнительных отражений в толще отложений, выполняющих «врез»; нарушение корреляции отражений в теле «врезовой» толщи; образова-

ние петель возврата отраженных волн для врезов с крутыми бортами). В то же время явные вещественные признаки закарстованности известняков пока обнаружить не удалось. Кроме того, часто отмечается переслаивание терригенных и карбонатных пород слоев, слагающих пограничную зону турнейского и визейского ярусов. Обнаружены также признаки фаций подводных дельт во «врезах», а в заволжском и кизеловском горизонтах – такой признак континентальных фаций как аутигенный каолинит (Васясин и др., 1974). На восточном борту Мелекесской впадины, в районе Аксубаевской палеовозвышенности (Войтович, Шельнова, 1976) отложения турнейского яруса существенно отличаются от своих аналогов на остальной части впадины и сопредельном западном склоне Южно-Татарского свода. Наряду с закономерным сокращением мощности горизонтов в направлении указанной палеовозвышенности в их кровле появляются прослои терригенных пород, свидетельствующие о континентальном перерыве не только в конце заволжского и кизеловского времени, но также и в конце малевского, упинского и черепетского времени (Васясин и др., 1974; Ларочкина, 2008). Как известно, существование континентальных условий предполагает возможность возникновения русловых отложений.

Скважина 3 приурочена к «врезовой» зоне (в бортовой части) (Рис. 1). Ее разрез в изучаемой части нижнего карбона представлен турнейскими карбонатами и бобриковско-тульскими терригенными породами (песчаниками, глинистыми песчаниками, алевролитами) (Рис. 2). Нефтенасыщенность (преимущественно слабая – в основном с неподвижным или слабо подвижным флюидом) установлена в интервалах 1238 – 1247,5 м (визейские отложения), 1249,2 – 1259,5 м (турнейские отложения). По геофизическим данным установлены довольно высокие значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород: пористости, проницаемости и нефтенасыщенности (Рис. 2).

Разрез скважины 3 представляет собой пример сложной по распознаванию границы между турнейским и визейским ярусами.

Действительно, если рассмотреть заключение по материалам ТНГФ, то граница между верхнетурнейским подъярусом и визейским ярусом (представленным в скважине, начиная с бобриковских отложений) проходит на глубине 1249,2 м, при этом не охарактеризованным ока-



зался переходный интервал от 1247,5 до 1249,2 м.

Для распознавания исследуемой границы целесообразно проведение литолого-минералогических исследований образцов керн, который удалось извлечь из этой скважины.

В настоящей работе представлены результаты, полученные методом оптической микоскопии и методом электронного парамагнитного резонанса (ЭПР). Выбор этих методов обусловлен тем, что они являются достаточно эффективными для выявления литолого-минералогических и литолого-парамагнитных признаков стратифицированности осадочных пород. Всего было изучено 14 образцов (Рис. 2).

По исследованию в шлифах выявлены характерные типы пород в изученном керне (Рис. 3). Флюидоупор нефтенасыщенного интервала песчаников представлен алевролитом мелко-среднезернистым с неоднородной текстурой. Обломочный материал представлен, в основном, кварцем. Зерна кварца полуокатанные и окатанные. Цемент представлен глинистым веществом базально-порового типа. Встречаются отдельные зерна кремней и полевых шпатов. Отмечаются углистые включения и пирит. Коллектор в нефтенасыщенном интервале с кровлей на глубине 1238 м сложен песчаником кварцевым, средне-, мелкозернистым. По относительной размерности зерен отмечается неравномернозернистая структура. По степени окатанности зерна окатанные, полуокатанные, угловатые.

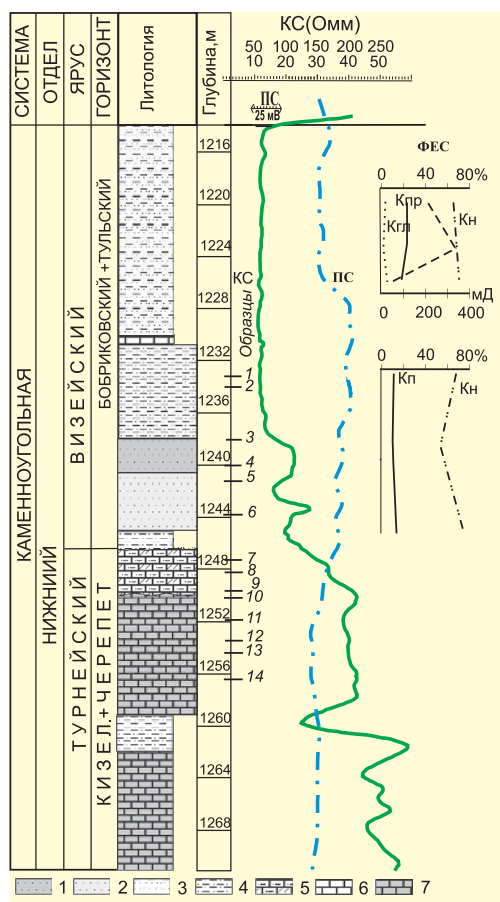
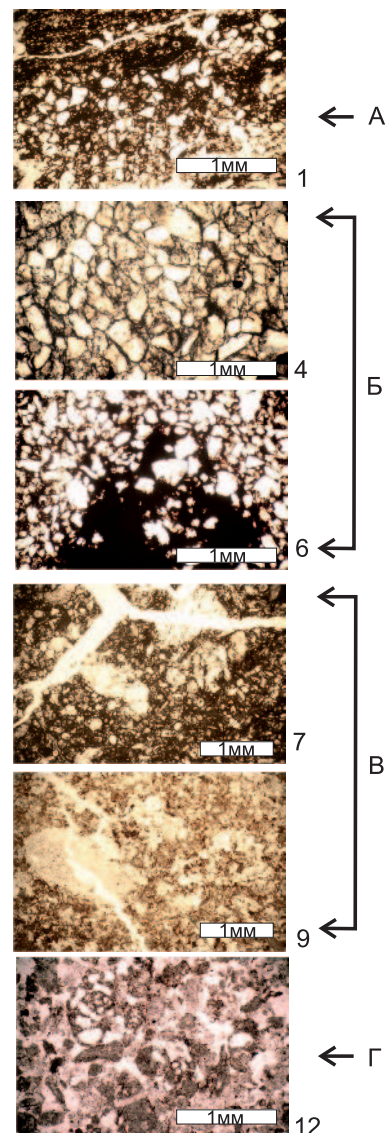


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез скважины 3, Сунчелевское месторождение. 1 – нефтенасыщенный песчаник; 2 – слабо нефтенасыщенный песчаник; 3 – переслаивание аргиллитов, алевролитов, глинистых песчаников; 4 – переслаивание алевролитов и глинистых песчаников; 5 – переслаивание мергелей и известняков; 6 – известняк; 7 – нефтенасыщенный известняк.

Рис. 3. Литолого-минералогическая зональность керн скв. 3 в шлифах. А – Флюидоупор (бобриковский): Алевролит глинистый; Б – Бобриковские средне-, мелкозернистые кварцевые песчаники; В – Граница между турнейским и визейским ярусами (известняк глинистый, переходящий в мергель известковистый); Г – Турнейский органогенно-обломочный известняк.



Минеральный состав: 85 – 90 % кварца. Многие зерна подвергнуты изменениям: отмечаются корродированность зерен и срастание зерен. Цемент представлен преимущественно глинистым веществом. Доля цемента в породе – 10 – 15%. Цемент порового типа выполнения.

Наибольший интерес представляют образцы 7 и 9 (Рис. 3), которые, собственно, и характеризуют пограничную зону между турнейским и визейским ярусами. Данные образцы представляют известняки сгустково-детритовые глинистые, переходящие в мергели известковистые. Отмечается высокая степень неоднородности пород. Характерны микротрещиноватость и крупные кристаллы кальцита. Наблюдаются единичные фрагменты растительного детрита.

Образец 12 (Рис. 3) представляет собой «классический» турнейский органогенно-обломочный известняк, сложенный обломками фораминифер и другого зоо-, фитогенного материала, сцементированного глинисто-кальцитовым цементом базально-порового типа.

Спектры ЭПР порошковых проб пород по отобранным образцам показаны на Рис. 4.

Образец 7 (черные кривые – Рис. 4), опробованный в трех своих зонах по вертикальной составляющей керн, зафиксировал литолого-парамагнитный переход, подтверждаемый и шлифами (Рис. 3), который, видимо, указывает на вероятную границу между турнейским и визейским ярусами. Этот переход знаменует смену турнейских известняков (синие кривые с характерными спектрами Mn^{2+} в кальците – Рис. 4) бобриковскими терригенными образованиями с сигналами от радикалов кварца и сульфатных радикалов.

Таким образом, устанавливаются достаточно выразительные литолого-минералогические и литолого-парамаг-

ВЛИЯНИЕ ЭРОЗИОННОГО ВРЕЗА НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАЧАЛЬНОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

На изучаемой территории имеет место широтная дифференциация пластового давления в массивной карбонатной залежи нефти турнейского возраста, вызванная наличием эрозионного вреза вышележащих толщ. В данной работе выявлена причина влияния эрозионного вреза на пластовое давление в нефтяной залежи.

Ключевые слова: пластовое давление, эрозионный врез, залежь нефти.

В административном отношении нефтяное месторождение расположено в Аксубаевском районе Республики Татарстан и в тектоническом плане приурочено к северо-восточной части восточного бортового склона Мелекесской впадины.

Залежь нефти турнейского яруса является одним из трех основных эксплуатационных объектов на месторождении, важной особенностью которой является осложненность терригенными врезами бобриковского возраста.

Залежь по своему строению относится к типу массивных. Отложения турнейского возраста сложены преимущественно высокопроницаемыми известняками нескольких структурно-генетических разностей, характеризующихся микро- и макротрещиноватостью хаотичного и субвертикального направления, которая является основной флюидопроводящей системой (при преимущественно тре-

щинно-поровый тип) (Муслимов, 1999). По результатам исследований пластовых и поверхностных проб, нефть залежи можно отнести к классу тяжелых, сернистых, высоковязких. Динамическая вязкость пластовой нефти турнейской залежи составляет 145,7 мПа·с (Шавалиев, 2002).

На карте изобар начальных пластовых давлений (Рис. 1) видно, что значения давлений на залежи изменяются в широких пределах от скважины к скважине, причем наблюдаются различия значений пластовых давлений в зоне эрозионного вреза и на территории с «нормальным» (безврезным) типом разреза. Так, в скважине № 11 начальное пластовое давление равно 4,7 МПа, а в скважине № 16 – 12,1 МПа.

В результате анализа карты изобар была выявлена закономерность распределения пластового давления по территории, т.е. на территории с нормальным типом разреза

Окончание статьи А.Г. Нуриева, Н.М. Хасановой «Особенности вещественного состава...»

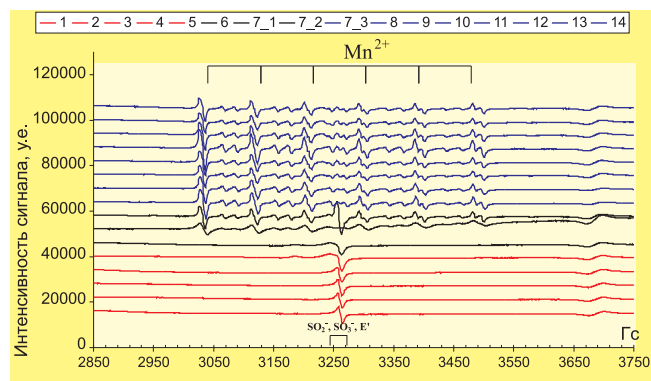


Рис. 4. ЭПР-спектроскопия нижнекаменноугольного разреза скв. 3 (Рис. 2), Сунчелевское месторождение, Восточный борт Мелекесской впадины. Пограничная зона выделена серией кривых с черным абрисом.

нитные признаки стратифицированности нижнекаменноугольной толщи (в объеме верхнетурнейского яруса и бобриковского горизонта). А граница между турнейским и визейским ярусом скорректирована до глубины 1246,5 м (Рис. 2).

Литература

Васясин Г.И., Напалков В.И., Кринари Г.А. О континентальных и лагунных фациях турнейского яруса Татарии. *Материалы по геологии востока Русской платформы*. Казань: Изд-во Казанского ун-та. Вып. 4. 1974. 60-67.

Войтович Е.Д., Шельнова А.К. Влияние предвизейских эрозионных врез на размещение нефти в нижнекаменноугольных от-

ложениях Татарии. *Геология нефти и газа*. №3. 1976. 17-22.

Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: ООО «ПФ ГАРТ». 2008.

A.G. Nuriev, N.M. Khasanova. Material constitution features of Lower Carboniferous sediments of Synchelevskoe oil field.

In present paper results on Lower Carboniferous core studies by thin sections microscopy and ESR – spectroscopy have been discussed on example of one borehole within incised paleo-valley zone of Eastern slope of Melekess depression. Some lithological and paramagnetic features of Tournaisian and Visean have been determined.

Keywords: oil field, Visean incised valley, optical spectroscopy, ESR – spectroscopy, petroleum and gas reservoir.

Аннур Гантрауфович Нуриев
Аспирант кафедры геологии нефти и газа КГУ.

420008, Россия, Татарстан, Казань, ул. Кремлевская, д. 18. Тел.: (843) 233-79-92.



Наиля Митхатовна Хасанова

Кандидат физико-математических наук, с.н.с. лаборатории ФМА кафедры минералогии КГУ.

420008, Россия, Татарстан, Казань, ул. Кремлевская, д. 18. Тел.: (843) 233-79-92.

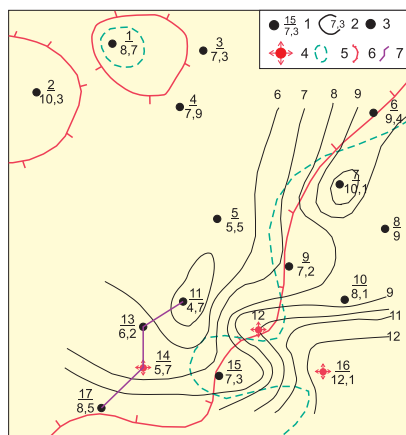


Рис. 1. Карта изобар начального пластового давления нефтяной залежи турнейского яруса. 1 – 15 – номер скважины, 7,3 – пластовое давление (МПа); 2 – изобары; 3 – добывающая скважина; 4 – нагнетательная скважина; 5 – граница вреза (2004 г.); 6 – граница вреза (2008 г.); 7 – линия геологического профиля.

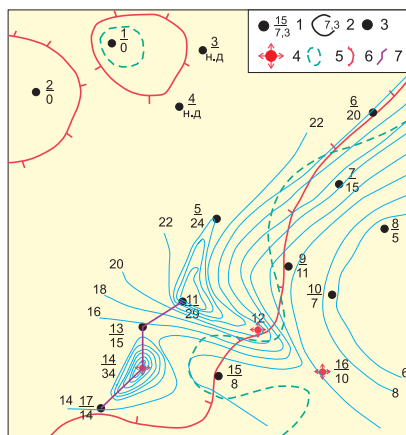


Рис. 2. Карта изопакит терригенных отложений визейского яруса нефтяного месторождения. 1 – 15 – номер скважины; 8 – толщина (м); 2 – изопакиты. Усл. обозн. см. Рис. 1.

пластовые давления по скважинам выше, а именно в юго-восточной части поднятия, чем там, где присутствуют эрозионные врезы. Так же подтверждением данной закономерности могут служить скважины № 2 с начальным пластовым давлением 10,3 МПа, и № 1 – 8,7 МПа, которые находятся в западной части поднятия и вскрывают нижнекаменноугольные отложения с нормальным типом разреза. Пластовое давление в этих скважинах так же значительно выше, чем в скважинах, пробуренных в зоне эрозионного вреза. Очевидно, что на территории эрозионного вреза терригенные породы, перекрывающие размытую поверхность карбонатных пород турнейского яруса, менее плотные. Отложения бобриковского горизонта представлены аргиллитами, алевролитами, углями и песчаниками и, лишь в нескольких скважинах, глинами (Рис. 3). Отсюда и пластовые давления на территории эрозионного вреза ниже, в отличие от пластовых давлений на территории с нормальным типом разреза, следовательно, чем дальше расположены скважины от эрозионного вреза, тем породы более плотные и, соответственно, пластовые давления выше. Перераспределение пластового давления также происходит по палеоруслу, вдоль границы эрозионного вреза, за счет литологического состава и выдержанности песчаных пород-коллекторов. Это хорошо видно по карте изобар начальных пластовых давлений (Рис. 1). В

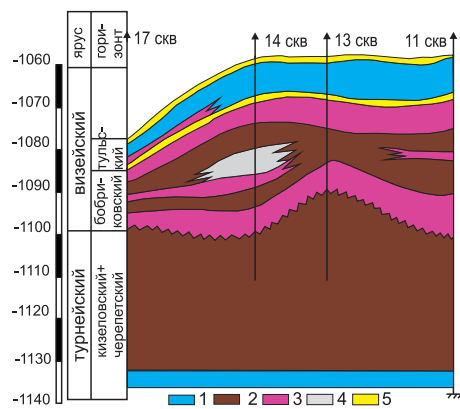


Рис. 3. Геологический профиль нижнекаменноугольных отложений нефтяного месторождения. 1 – водонасыщенные песчаники и известняки; 2 – нефтенасыщенные песчаники и известняки; 3 – глины, аргиллиты, алевролиты; 4 – угли; 5 – плотные известняки.

связи с этим первоначальная граница эрозионного вреза по данным сейсморазведки МОГТ-2Д 2004 года была пересмотрена и перенесена. В дальнейшем правомерность переноса границ подтвердилась сейсморазведкой МОГТ-2Д в 2008 году, дополненной гравиразведкой и электроразведкой (Рис. 1) В результате построения карты изопакит терригенных отложений визейского яруса, было выявлено несколько скважин, на территории эрозионного вреза, вскрывшие терригенные отложения с наибольшей толщиной (Рис. 2). Например, скважина № 14 с толщиной терригенных отложений 34 м, скв. № 11 с толщиной 29 м (Рис. 3).

Сопоставив карту изобар начальных пластовых давлений с картой толщин терригенных отложений визейского яруса, можно сделать вывод, что на изучаемом участке, на территории с неполным типом разреза имеется зависимость изменения пластового давления от толщины терригенных отложений бобриковского возраста. В скважинах, где толщина бобриковских отложений больше, пластовые давления ниже, чем в скважинах с меньшей толщиной последних (Рис. 1,3). Это все может свидетельствовать о возможной гидродинамической связи карбонатных пород с терригенными, вызванной различными фильтрационно-ёмкостными свойствами пород перекрывающих турнейский ярус в зоне эрозионного вреза с породами, перекрывающими тот же ярус на территории с нормальным типом разреза. Этот факт в дальнейшем следует учитывать при выборе оптимальной системы разработки и организации системы поддержания пластового давления.

Литература

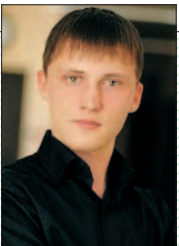
Муслимов Р.Х., Васясин Г.И., Шакиров А.Н., Чендарев В.В. Геология турнейского яруса Татарстана. Казань. Издательство «Мониторинг». 1999. 186.
Шавалиев А.М. Технологическая схема разработки нефтяного месторождения. Бугульма. ТатНИПИнефть. 2002. 120.

V.N. Napalkov, N.U. Ilyin, M.A. Petrov, R.F. Vafin, R.R. Surtmashev. **Effect of erosion incisions on the distribution of the initial reservoir pressure.**


In the study area there is a differentiation latitude reservoir pressure in a massive carbonate deposits of oil turney age caused by erosion incisions overlying thick. In this paper, identified the reasons for the impact of erosion damage to the reservoir pressure.

Keywords: reservoir pressure, erosion incisions, oil deposit.

Никита Юрьевич Ильин
Инженер кафедры геологии нефти и газа КГУ.
420008, Казань, КГУ, ул. Кремлевская д.18. Тел.: (843)292-90-46.



Рустам Раянович Сурмашев
Инженер-исследователь Института проблем экологии и недропользования Академии Наук РТ.
420087, Казань, ул. Даурская, д.28. Тел.: 917-884-22-92.



М.А. Петров¹, И.М. Насибуллин², Н.А. Мисолина², А.Н. Кольчугин¹
Р.Ф. Вафин¹, М.П. Круглов³, О.В. Казанбаева⁴

¹Казанский Государственный Университет, Казань, Petrov.M.A@mail.ru

²ОАО «НИИНефтепромхим», Казань, lab103@ya.ru,

³ЗАО «Предприятие Кара Алтын», Альметьевск, ruslan@karaalтын.ru

⁴ОАО «Кондурчанефть», Нурла

ПРОБЛЕМА ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ БАШКИРСКОГО ЯРУСА ВОСТОЧНОГО БОРТА МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ

В статье рассмотрены вопросы геологического строения отложений башкирского яруса восточного борта Мелекесской впадины, а так же некоторые методы, применяемые при добыче нефти из данных отложений.

Ключевые слова: карбонатные коллектора, отложения башкирского яруса, трещиноватость, методы воздействия на пласт, обработка призабойной зоны.

В основу работы положены данные исследований по минералого-литологическому изучению кернового материала, отобранного из отложений башкирского яруса среднего карбона восточного борта Мелекесской впадины.

В Республике Татарстан (РТ) с карбонатными коллекторами по ориентировочным оценкам связано 40 – 50 % потенциальных ресурсов нефти. Изначально разрабатывались высокопродуктивные терригенные, тогда как карбонатные коллектора начали внедряться в разработку только в конце 70-х годов 20 века. По этой причине, на сегодняшний день выработка запасов на месторождениях РТ с высокопродуктивными терригенными коллекторами достигла значительных величин, и, в связи с этим, возросла роль остаточных запасов, сосредоточенных в сложностроенных карбонатных коллекторах. По данным Р.Х. Муслимова (Муслимов, 2005) в осадочном разрезе Татарстана в окско-башкирском карбонатном комплексе сосредоточено 390 залежей нефти, что составляет 14,4 % от общего количества залежей нефти. Из них большая часть в тектоническом плане приурочена к восточному борту Мелекесской впадины.

По данным исследований, приведенных в работе «Карбонатные породы визейского, серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона» (Морозов и др., 2008), отложения башкирского яруса в пределах восточного борта Мелекесской впадины в основном сложены следующими структурно-генетическими типами известняков: биокластово-зоогенными, литокластовыми и пелитоморфными. В зависимости от различных сочетаний в разрезе названных известняков, авторами работы (Морозов и др., 2008) выделяются три типа разрезов. Данный факт значительно усложняет, а иногда и делает невозможной, корреляцию отложений башкирского яруса не только в пределах структур второго порядка, но даже между соседними скважинами. Это очевидно связано с различ-



Рис. 1. Схема седиментогенеза карбонатов в башкирском веке (по В.П. Морозову).

ными условиями седиментогенеза карбонатов в башкирском веке (Рис. 1) и селективным действием наложенных вторичных процессов.

Неоднородное строение залежей нефти башкирского яруса обусловлено литологической неоднородностью разреза, различной подверженностью пород вторичным наложенным процессам, неравномерной насыщенностью пород, трещиноватостью.

Рассмотрим разрезы скважин с Аделяковского месторождения скв. №8691 (Рис. 2) и Аканского месторождения скв. №2106 (Рис. 3), в которых производилось изучение керна, отобранного из отложений башкирского яруса. Аделяковское и Аканское месторождения нефти тектонически приурочены к Вишнево-Полянской террасе и южной части Усть-Черемшанского прогиба восточного борта Мелекесской впадины соответственно.

Разрез отложений башкирского яруса в скважине №8691 Аделяковского месторождения нефти сложен литокластовыми (Рис. 4) и, преимущественно, биокластово-зоогенными (Рис. 5) известняками. Неоднородность разреза определяется чередованием интервалов плотных, равномерно и неравномерно кавернозных пород. Причем, кавернозность в основном развита в биокластово-зоогенных известняках, а литокластовые известняки, в большей степени, являются плотными породами.

Разрез скважины №2106 Аканского месторождения нефти сложен преимущественно биокластово-зоогенными известняками. Нижняя часть разреза представлена пелитоморфными известняками (Рис. 6). Неоднородность разреза по коллекторским свойствам связана с чередованием пород в различной степени подверженных вторичным изменениям. Это очевидно связано со структурными особенностями различных типов известняков (Морозов и др., 2008).

Также одним из факторов, определяющим фильтрационно-емкостные свойства коллекторов башкирского яруса месторождений нефти восточного борта Мелекесской впадины, является трещиноватость карбонатных пород (Рис.6) Существенную роль в развитии трещин в рассматриваемых отложениях играет трещиноватость пород фундамента (Муслимов и др., 1999) линеаментный анализ показал, что самая высокая плотность 0,847 км/км² линеа-

ментов на территории Татарстана приходится на восточный борт Мелекесской впадины).

Наличие трещиноватости и кавернозности пород башкирского яруса позволяет отнести их по классификации Е.М. Смехова (Смехов, Дорофеева, 1987) к сложным коллекторам.

Трещиноватость в исследуемых отложениях имеет двоякое значение. С одной стороны такая высокая трещиноватость пород приводит к разрушению залежи нефти (что доказывает высокая вязкость и плотность нефтей: 0,917 г/см³, 0,915 г/см³, 0,890 г/см³; содержащихся в изучаемых отложениях) и преждевременному обводнению скважин. С другой стороны, трещинки, не залеченные вторичным кальцитом, содержат нефть и являются дополнительной емкостной и флюидопроводящей системой, что особенно важно в условиях высоковязких нефтей, когда подвижность нефти очень мала.

Таким образом, вышеописанное строение разреза, его изменчивость даже в пределах локальных структур, его неоднородность по строению и емкостным свойствам, а также трещиноватость позволяют говорить о более тщательном подходе к разработке залежей нефти. Это объясняется тем, что основные приемы, применяемые при эксплуатации залежей, очень сложно адаптируются к вышеописанным геологическим условиям и могут оказаться нерентабельными.

Заводнение. Методы заводнения коллекторов очень широко применяются при разработке месторождений нефти на территории РФ. Однако в данных геологических условиях (высокая вязкость нефти, неоднородный и трещиноватый коллектор) заводнение будет крайне нерентабельным, т. к. приведет к преждевременному обводнению добывающих скважин. Вероятнее всего из-за сильно дифференцированной вязкости нефти и воды, нагнетаемая вода по трещинам прорвется к добывающим скважинам.

Оптимизация плотности сетки скважин. «Чем плот-

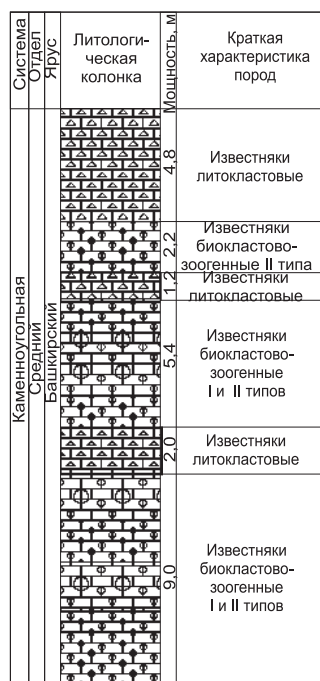


Рис. 2. Литологический состав башкирского яруса. Аделяковское месторождение. Скважина 8691.

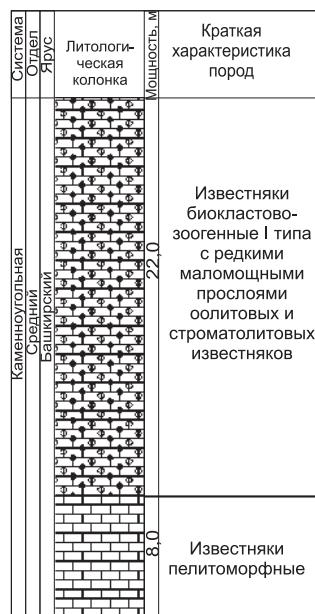


Рис. 3. Литологический состав башкирского яруса. Аканское месторождение. Скважина 2106.

K _{прон} начальный, мкм ²	Композиция	K _{прон} конечный, мкм ²	K _и коэффициент интенсификации
			(K _{рез} /K _{нач})*100%
0,05	HCl, 15 % + СНПХ-8903А	0,1	200
0,073	HCl, 15 % + СНПХ-8903А	0,13	178
0,068	HCl, 15 % + СНПХ-8903А	0,192	282
0,55	HCl, 15%	прорыв	прорыв
0,54	HCl, 15%	0,715	132
0,049	HCl, 15%	0,06	122

Табл. 1. Проницаемость образцов керна до и после обработки.

нее сетка скважин, тем лучше охват залежи дренированием и условия для применения методов заводнения» (Муслимов, 2003). У этого метода существует ограничение – он хорошо реализуется в условиях, когда удельные запасы нефти на одну скважину достигают значительных величин и бурение дополнительных скважин оправдывает себя. К сожалению, не каждый недропользователь может себе позволить уплотнить сетку скважины, даже ради достижения более высокого K_и.

Тепловые методы. Учитывая глубину залегания нефтеносных пород башкирского яруса, пожалуй, одним из рентабельных методов может оказаться сухое внутрипластовое горение (СВГ). Остальные тепловые методы, скорее всего не оправдают себя из-за потерь теплоты на нагрев колонны или же из-за конденсации пресной воды из пара, которая в сочетании с высоковязкой нефтью создаст эмульсионные пробки в пласте. Большим минусом СВГ является то, что после инициации процесс окисления в пласте практически не управляем и может привести к необратимым изменениям в структуре пород-коллекторов.

Физико-химические методы. Пожалуй, самыми распространенными физико-химическими методами являются методы с добавлением в нагнетаемую в пласт воду составов, повышающих вязкость воды, что позволяет выровнять фронт заводнения коллектора. Однако, при таком неоднородном строении коллектора продвигаемая оторочка «вязкой» воды будет разбита о литологическую неоднородность, что не приведет к должному эффекту.

Воздействие на призабойную зону пласта и интенсификация притока флюида из скважины. Данные методы воздействия играют очень важную роль при разработке сложнопостроенных коллекторов башкирского яруса, особенно, когда другие методы воздействия являются нерентабельными или малоэффективными. Одним из самых распространенных методов воздействия на карбонатные коллектора является метод солянокислотного воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП). Применение такого воздействия позволяет недропользователю стимулировать добычу и за более короткий срок окупить средства, вложенные в разработку залежи.

Целесообразность и рентабельность большинства методов воздействия на пласт и ПЗП в геолого-промысловых условиях башкирского яруса подвергается большому сомнению. Однако, на сегодняшний день, на всех промыслах РТ, ведущих добычу из карбонатных коллекторов, используется метод солянокислотного воздействия на ПЗП. В работе (Васясин и др., 2008) проанализирована эффективность воздействия реагентов на основные карбонатные породы-коллекторы палеозоя Татарстана (Рис. 7).

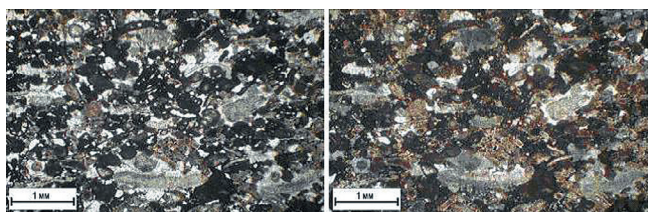


Рис. 4. Известняк литокластовый. Левый снимок один николь, правый – николи скрещены.

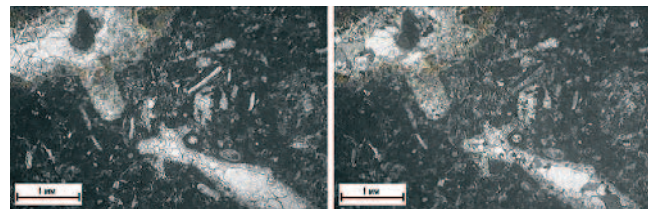


Рис. 5. Известняк биокластово-зоогенный. Нефтенысыщенная часть образца. Кавернозность. Левый снимок один николь, правый – николи скрещены.

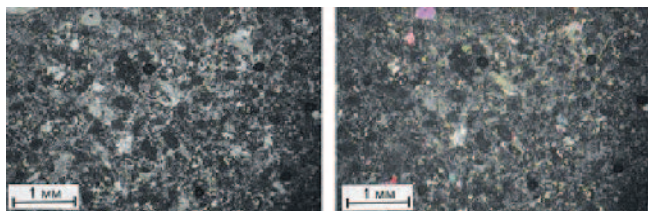


Рис. 6. Известняк пелитоморфный с высоким содержанием органических остатков. Трещинки растворения, частично залеченные вторичным кальцитом. Левый снимок один николь, правый – николи скрещены.

Из рисунка следует, что солянокислотные обработки, проведенные в карбонатных отложениях нижнего и среднего карбона взятые в совокупности, наилучшие результаты показали в турнейском ярусе, заметно хуже в башкирском ярусе и еще хуже в верейском горизонте московского яруса.

Для повышения успешности солянокислотных обработок, учитывая специфичность геологического строения и физико-химических условий пласта, специально для отложений башкирского яруса восточного борта Мелекесской впадины в лаборатории ОАО «НИИНефтепромхим» осуществлялся подбор солянокислотного состава и технологии для обработки ПЗП.

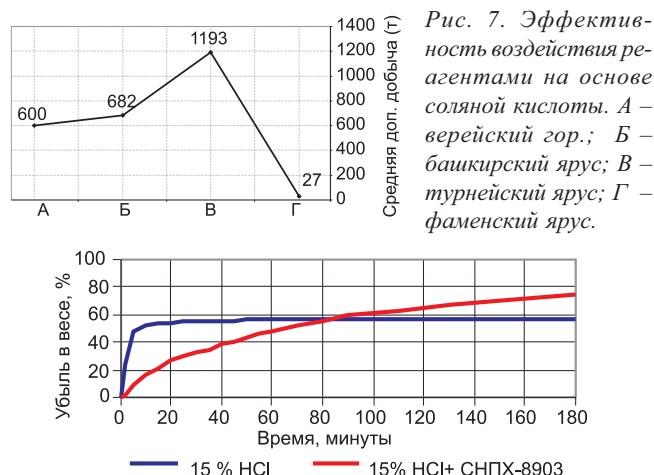


Рис. 7. Эффективность воздействия реагентами на основе соляной кислоты. А – верейский гор.; Б – башкирский ярус; В – турнейский ярус; Г – фаменский ярус.

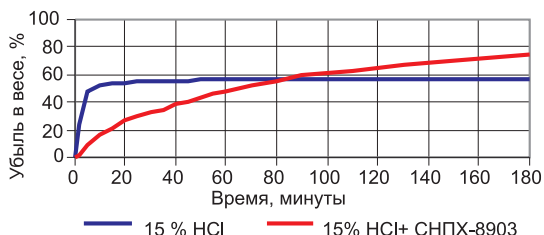


Рис. 8. График убыли в весе образца яруса при взаимодействии с 15% HCl и 15%HCl+СНПХ-8903А.

Для оценки растворяющей способности составов в статических условиях растворялся образец яруса и через каждые 2 минуты производился замер массы образца. На Рис. 8 приведен график убыли в весе образца нефтенасыщенного яруса во времени. По кинетическим кривым, приведенным на графике, видно, что соляная кислота без добавок теряет свою концентрацию за первые 20 минут, а соляная кислота с добавкой СНПХ-8903А приобретает замедляющее действие, что позволит составу более равномерно и глубоко проникать в пласт и, как следствие, возрастает радиус обработки призабойной зоны.

Также был проведен эксперимент с имитацией пластовых условий на естественном ярусе, отобранного из отложений башкирского яруса Аканского месторождения (Табл. 1). Сначала производился замер проницаемости яруса по модели пластовой воды ($K_{\text{прон}}$ начальный), затем через образец прокачивался солянокислотный состав, и снова замерялась проницаемость ($K_{\text{прон}}$ конечный). Результат эксперимента характеризует $K_{\text{и}}$ – коэффициент интенсификации, показывающий отношение проницаемости образца после обработки ($K_{\text{рез}}$) к проницаемости образца до обработки композицией ($K_{\text{нач}}$).

Как видно из Рис. 9, солянокислотный состав с добавкой СНПХ-8903А проникает в образец яруса равномерно, прорабатывая всю площадь образца, а 15% HCl проникает в образец точно, прорабатывая лишь самые проницаемые участки.

Таким образом, учитывая сложность геологического строения залежей, высокую вязкость нефти, низкую эффективность применения основных методов воздействия на залежь, недропользователям, ведущим добычу нефти из коллекторов башкирского яруса восточного борта Мелекесской впадины необходимо применять методы солянокислотного воздействия на ПЗП. Эксперименты, проведенные в ОАО «НИИНефтепромхим», показывают, что добавление к HCl СНПХ-8903А приведет к значительно большему эффекту от СКО, нежели чем от обычной соляной кислоты.

Литература

Васясин Г.И., Насибулин И.М., Харитонов Р.Р., Морозов В.П. Геология и особенности применения технологии кислотного воздействия на карбонатный нефтяной пласт. Нефтепромысловое дело. №10. 2008. 20 – 25.

Морозов В.П., Королев Э.А., Кольчугин А.Н. Карбонатные породы визейского, серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона. Казань: ПФ Гарт. 2008.

Муслимов Р.Х. и др. Геология турнейского яруса Татарстана. Казань: Изд-во Мониторинг. 1999.

Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во Казанского Университета. 2003.

Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ. 2005.

Смехов Е.М., Дорофеева Т.В. Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа. Ленинград: Недра. 1987.

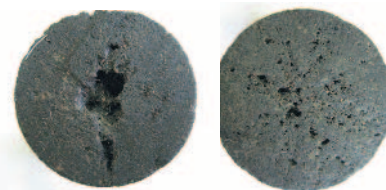


Рис. 9. Образцы карбонатного яруса после обработки солянокислотными составами. Слева – 15% HCl, справа – 15% HCl+СНПХ-8903А.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРМСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ АНОМАЛЬНОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА В СВЯЗИ С ИХ РАЗРАБОТКОЙ

В работе приведены результаты гидрогеологических исследований водоносных горизонтов пермских залежей аномальновязкой нефти в пределах Южно-Татарского свода и сделан вывод о перспективности использования подземных вод при разработке залежей тепловыми методами.

Ключевые слова: аномальновязкая нефть, водоносный горизонт, подземные воды, дебит воды, минерализация.

Одной из основных проблем топливно-энергетического комплекса России в целом и Республики Татарстан (РТ) в частности, в начале XXI века является освоение альтернативных источников углеводородного сырья, в первую очередь – аномальновязких нефтей (АВН).

АВН – продукты гипергенных изменений нефти, обладающие аномально высокой вязкостью, широко развиты в пермских отложениях РТ. Нефтеносными являются залегающие на глубинах до 450 м терригенные и карбонатные породы-коллекторы ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов нижнего отдела, а также уфимского и казанского ярусов среднего отдела пермской системы. В настоящее время только на территории РТ выя-

лено свыше 450 (Муслимов и др., 2007) залежей АВН.

Вовлечение в разработку месторождений АВН – сложная, многогранная задача, решение которой затрагивает технологические, экономические и другие аспекты. Высокая вязкость нефти не позволяет добывать ее традиционными методами. Проведенные в РТ исследования и опытно-промышленные работы (ОПР) показали перспективность и рентабельность разработки залежей нефтеносных пород тепловыми методами, применение которых подразумевает использование большого количества воды, поэтому для более эффективного извлечения нефти необходимо изучать подземные воды (ПВ) месторождений. В отличие от вод нефтяных месторождений карбона и дево-

Окончание статьи М.А. Петров, И.М. Насибулин, Н.А. Мисолина... «Проблема добычи...»

M.A. Petrov, I.M. Nasibulin, N.A. Misolina, A.N. Kolchygin, R.F. Vafin, M.P. Kruglov, O.V. Kazanbaeva. **The problem of mining highly oils Bashkir time tier east side Melekesskoy depression.**

The article discussed the geological structure of deposits Bashkir tier east side Melekesskoy depression, as well as some techniques used in extracting oil from these deposits.

Key words: carbonate reservoirs, sediment layers of the Bashkir, fracturing, methods of influence on the formation, processing bottomhole.

Михаил Александрович Петров
Инженер кафедры геологии нефти и газа КГУ.

420008, Казань, КГУ, ул. Кремлевская д.18. Тел.: (843)292-90-46.



Ильшат Маратович Насибулин

Начальник отдела разработки и внедрения методов увеличения нефтеотдачи ОАО «НИИНефтепрохим». Научные интересы: геология, нефтеносность карбонатных коллекторов и инновационные технологии увеличения нефтеотдачи.

420045, Россия, г. Казань, ул. Н.Ершова, 29.
Тел.: (843) 272-52-14.



Наталья Анатольевна Мисолина

Младший научный сотрудник ОАО «НИИНефтепрохим». Научные интересы: геология и нефтеносность карбонатных коллекторов.

420045, Россия, г. Казань, ул. Н.Ершова, 29.
Тел.: (843) 272-52-14.



Антон Николаевич Кольчугин

Аспирант кафедры минералогии и петрографии.

420008, Казань, КГУ, ул. Кремлевская д.18.
Тел.: (843)292-96-92.

Михаил Павлович Круглов

Главный геолог ЗАО «Предприятие Кара Алтын».

423450, Россия, РТ, Альметьевск, ул. Тимирязева, 47.
Тел.: (8553) 25-94-56.

Оксана Владимировна Казанбаева

Главный геолог ОАО «Кондурчанефть».

423000, Россия, РТ, г. Нурлат, ул. Советская, д. 100.
Тел.: (8-245) 54958.

на, представляющих собой однотипные хлоридно-натриевые рассолы (хлор-кальциевый тип по В.А. Сулину) (Анисимов и др., 1996; Хисамов и др., 2007) с общей минерализацией до 200 – 260 г/л, ПВ пермских нефтяных залежей более разнообразны по составу и минерализации.

В данной работе обобщены результаты гидрогеологических исследований водоносных горизонтов пермских залежей АВН в пределах Южно-Татарского свода и дана их гидродинамическая и гидрохимическая характеристика.

Ниже приведены характеристики водоносных горизонтов (ВГ).

Нижнеуржумский карбонатно-терригенный ВГ распространен повсеместно. Наиболее проницаемыми являются мелкокристаллические известняки. Для изучения водообильности и состава воды из интервала 10,7 – 20,6 м проведена опытная откачка, с понижением уровня до 2,3

м, суточный дебит при этом составил 112,3 м³/сут. (Рис. 1, Табл. 1). ПВ являются напорными.

Вода без вкуса, цвета и запаха хлор-магниевого типа (Беляев, Иمامеев, 2004).

Верхнеказанский (верхнеуслонско-моркваинский) карбонатно-терригенный ВГ развит повсеместно. Водовмещающими породами являются мелкозернистые песчаники и глинистые известняки. При проведении опытной откачки из интервала 44,2 – 60 м при понижении уровня воды на 1,7 м получен дебит 82 м³/сут., коэффициент водопроницаемости составил 53,6 м²/сут. (Рис. 2, Табл. 1). Вода без вкуса, запаха и цвета хлор-магниевого типа. Питание ВГ происходит за счет атмосферных осадков и перетоков из выше- и нижележащих горизонтов, разгрузка – в виде родников.

Верхнеказанский (приказанско-печищенский) карбонатно-терригенный ВГ залегает на глубинах от 112 до 120 м. ПВ приурочены к мелкозернистым песчаникам пачки «ядренный камень» приказанской свиты толщиной до 2 м. Воды являются порово- и трещинно-пластовыми. Из ВГ получены притоки воды суточным дебитом 72,6 м³/сут. при понижении уровня на 6 м, коэффициент водопроницаемости составил 6 м²/сут. (Рис. 3, Табл. 1).

Вода без вкуса, цвета и запаха сульфатно-натриевого типа. Питание свиты осуществляется за счет атмосферных осадков и перетоков из выше- и нижележащих горизонтов.

Нижнеказанский (камышлинско-барбаинский) терригенный ВГ распространен повсеместно. Водовмещающими породами являются мелкокристаллические известняки и песчаники толщиной 2,5-4 м, залегающие на глубинах 141-169 м. По условиям циркуляции и насыщения воды трещинно-пластовые и порово-пластовые, напорные. По результатам опытной откачки из интервала 148,5 – 168 м при понижении уровня воды до 45 м дебит воды составил 92 м³/сут. (Рис. 4, Табл. 1). Вода без цвета и запаха, сульфатно-натриевого типа. Питание водоносных горизонтов комплекса осуществляется за счет атмосферных осадков и перетоков с выше- и нижележащих горизонтов.

Нижнеказанский (байтуганский) терригенно-карбонатный ВГ. Пластовые воды вскрыты на глубине от 165,5 до 169,5 м. Они приурочены к глинистым известня-

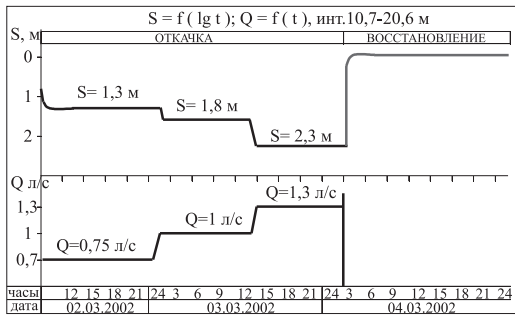


Рис. 1. Результаты трехрежимной опытной откачки из интервала 10,7 – 20,6 м.

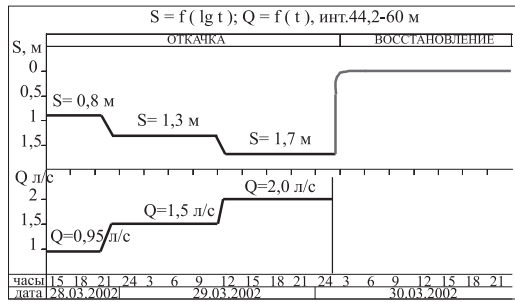


Рис. 2. Результаты трехрежимной опытной откачки из интервала 44,2 – 60 м.

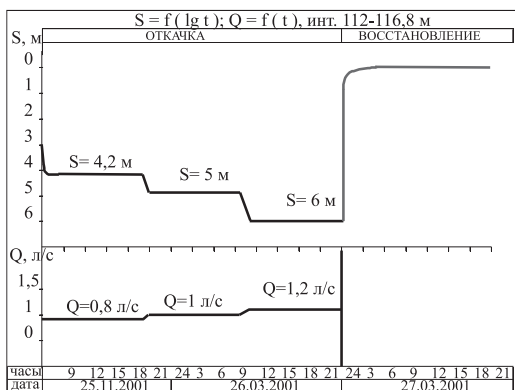


Рис. 3. Результаты трехрежимной опытной откачки из интервала 112 – 116,8 м.

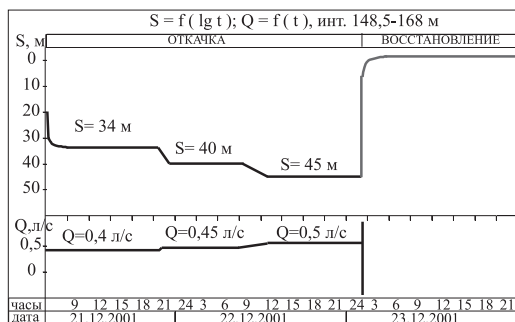


Рис. 4. Результаты трехрежимной опытной откачки из интервала 148,5 – 168 м.

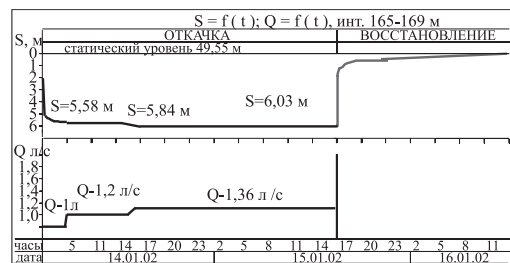


Рис. 5. Результаты трехрежимной опытной откачки из интервала 165 – 169 м.

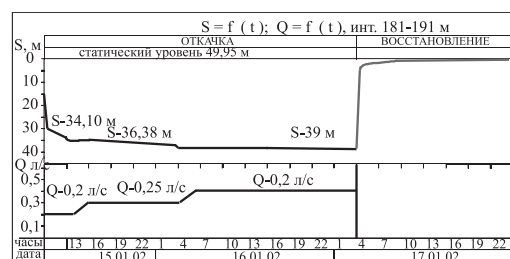


Рис. 6. Результаты трехрежимной опытной откачки из интервала 181 – 191 м.

ВГ*	I режим		II режим		III режим		Q, м ³ /сут	Коефф. водо-пров. м ³ /сут	Минерализация, г/дм ³
	пон. уровня, м	Q, л/с	пон. уровня, м	Q, л/с	пон. уровня, м	Q, л/с			
1	1,3	0,75	1,8	1	2,3	1,3	112,3	32	0,99
2	0,8	0,95	1,3	1,5	1,7	2	82	53,6	2,19
3	4,2	0,8	5	1	6	1,2	72,6	6	0,83
4	34	0,4	40	0,45	45	0,5	н.д.	н.д.	2,92
5	5,58	1	5,84	1,2	6,03	1,36	117,5	7,8	1,92
6	34,1	0,2	36,38	0,25	39	0,2	34,6	2	5,57

Табл. 1. Результаты трехрежимной опытной откачки по водоносным горизонтам. *Водоносные горизонты: 1 – нижнеуржумский карбонатно-терригенный; 2 – верхнеказанский (верхнеуслонско-морквашиинский) карбонатно-терригенный; 3 – верхнеказанский (приказанско-печищенский) карбонатно-терригенный; 4 – нижнеказанский (камьшилинско-барбаишинский) терригенный; 5 – нижнеказанский (байтуганский) терригенно-карбонатный; 6 – шешминский терригенный.

кам толщиной 1 – 2 м. Воды порово- и трещинно-пластовые. Вода без вкуса, цвета и запаха сульфатно-натриевого типа. Суточный дебит при понижении уровня воды до отметки 6,03 м составил 117,5 м³/сут., коэффициент водопроницаемости – 7,8 м²/сут. (Рис. 5, Табл. 1).

Шешминский терригенный ВГ приурочен к песчаникам глинисто-песчаной толщи шешминской свиты. Водовмещающими породами являются мелкозернистые битумонасыщенные песчаники. Воды порово- и трещинно-пластовые. ПВ шешминского ВГ вследствие перекрывающего их мощного водоупора «лингуловые глины» байтуганского горизонта, являются напорными. По данным опытной откачки, проведенной в скважине в интервале 181 – 191 м, суточный дебит составил 34,6 м³/сут., коэффициент водопроницаемости 2 м²/сут. при понижении уровня воды до 39 м (Рис. 6, Табл. 1).

Полученная вода с запахом сероводорода и нефтепродуктов, с обильной примесью частиц нефти, солончатая на вкус, опалесцирующая. Тип воды гидрокарбонатно-натриевый. Питание и разгрузка водоносных горизонтов комплекса происходит за счет перетоков из выше- и нижележащих горизонтов.

Результаты и расчеты дебита, коэффициента водопроницаемости, минерализации по данным трехрежимной опытной откачки приведены в Табл. 1.

При проведении опытных откачек из скважин отбирались пробы воды для определения в лабораторных условиях количественного содержания нитрат-иона, йода, бора, брома, железа, а также pH и коррозионная активность водной среды (Табл. 2).

Таким образом, ПВ залежей АВН характеризуются неоднородными гидрохимическими и гидрогеологическими условиями, воды преимущественно соленые и рассольные хлор-магниевого, сульфатно-натриевого и гидрокарбонатно-натриевого типов, содержащие в себе бор, бром, йод и нитраты. Также, в воде отмечается присутствие сероводорода в высоких концентрациях, что ряд исследователей (Анисимов и др., 1996; Хисамов, 2007) связывают это с разрушением залежей в присутствии сульфатных вод. Вследствие повышенной минерализации для хозяйственно-питьевого водоснабжения воды рассмотренных ВГ непригодны, но результаты опытных откачек (по величине притока и коэффициенту водопроницаемости)

Показатель	pH	нитрат-ион, мг/дм ³	йод, мг/дм ³	бор, мг/дм ³	бром, мг/дм ³	железо, мг/дм ³	коррозионная активность, г/м ² час
Значение	6,45 – 8,31	0,29 – 0,66	1,27 – 13,9	2,7 – 9,2	1,03 – 16,8	21,33	1,21 – 1,91

Табл. 2. Результаты лабораторных исследований ПВ.

позволяет нам говорить о том, что воды могут быть использованы при разработке месторождений АВН тепловыми методами, отсутствие в водах механических примесей и низкие значения коррозионной активности будут способствовать долгосрочной работе эксплуатационных скважин.

Литература

Анисимов Б.В., Ибрагимов Р.Л., Гилязова Ф.С. Подземные воды пермских битумных месторождений Республики Татарстан. *Пермские отложения Республики Татарстан: Материалы республиканской пермской геологической конференции*. Казань: Изд-во «Экоцентр». 1996. 236 – 241.

Беляев Е.В., Иمامев А.Н. Бурение разведочных скважин на природные битумы. Казань. 2004.

Хисамов Р.С. и др. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. Казань: Изд-во «ФЭН». 2007. 295.

Муслимов Р.Х. и др. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Казань: Изд-во «ФЭН». 2007. 316.

A.N. Imameev, R.F. Vafin, A.H. Galimov **Hydrogeological characteristic of permian deposits of abnormally viscous oil in the South-Tatar arch in connection with their development.**

In this work we present the results of hydrogeological studies water Permian deposits of abnormally viscous oil in the South-Tatar body and concluded that the viability of groundwater use in the development of deposits by thermal methods.

Key words: abnormally viscous oil, aquifer, underground waters, water discharge, mineralization.

Амир Нуриевич Иمامев

Канд. геолого-минералогических наук, доцент КГАСУ. Область научных интересов: гидрогеология, геология соляных и нефтяных месторождений.

420043, Россия, Казань, ул. Зеленая, 1, корп. 2. Тел.: 8(843)238-25-53.

Рустем Фердинантович Вафин

Ассистент кафедры геологии нефти и газа КГУ. Область научных интересов: нефтепромысловая геология, геология месторождений нефти и газа.

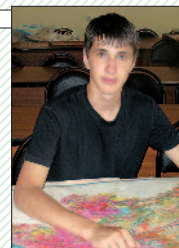
420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел.: 8(843)292-90-46.



Адель Халилович Галимов

Студент кафедры геологии нефти и газа КГУ. Область научных интересов: геология месторождений нефти и газа.

420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел.: 8(843)292-90-46.



ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ В КАВЕРНОЗНО-ТРЕЩИНОВАТЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

В статье рассмотрены особенности применения соляно-кислотной обработки (СКО) кавернозно-трещиноватых коллекторов на месторождениях высоковязкой нефти и битумов. Проанализированы возможные причины отрицательных результатов СКО. Обоснована необходимость использования природных особенностей битумного тела и его резервуара при проведении СКО в карбонатных коллекторах пермских отложений.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, кавернозно-трещинный коллектор, карбонатные породы, эффективность, закачка, битумы, нефть.

Метод соляно-кислотной обработки (СКО) продуктивных карбонатных пород-коллекторов широко применяется в нефтяной промышленности. В настоящее время разработано и внедрено в производство большое количество разнообразных технологий СКО, позволяющих эффективно применять их в конкретных условиях. Все они основываются на учете особенностей вещественного состава пород, структуры пустотного-порового пространства и фазовой проницаемости продуктивных пластов. Большинство технологий СКО актуально для залежей подвижной маловязкой нефти, запасы которых в пределах Урало-Поволжья значительны. В связи с этим неизбежно ведутся работы по совершенствованию существующих и разработке новых технологий, особенно применительно к специфике залежей высоковязких нефтей и битумов. При этом существенным фактором является оценка возможностей эффективного воздействия модификаций СКО с учетом конкретных показателей фазовой проницаемости продуктивного коллектора.

Вопрос обеспечения фазовой проницаемости продуктивного пласта решается с помощью тепловых и химических методов. Оптимальное решение этого вопроса должно быть основано на более полной оценке и учете геологических условий каждого конкретного месторождения.

В настоящей работе обсуждаются особенности применения СКО на залежах высоковязкой нефти в карбонатных кавернозных и трещиноватых коллекторах. Известно, что эти залежи, установленные, например, в верей-башкирских отложениях, на нижних ступенях Мелекесской впадины, являются одними из наиболее сложных объектов для разработки, так как характеризуются низким коэффициентом нефтеотдачи и быстрым обводнением продукции. По данным (Насибуллин, Васясин, 2008) сложное строение карбонатных коллекторов Аканского месторождения выражается в затрудненном расчленении и корреляции

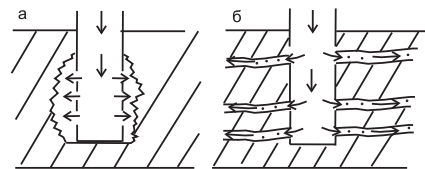


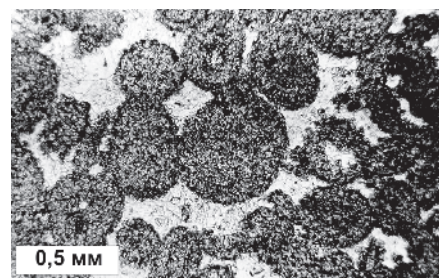
Рис. 1.

разрезов по материалам ГИС из-за большого числа плотных и быстро замещающихся карбонатных прослоев. По сравне-

нию с турнейскими карбонатами для верей-башкирских карбонатов характерно более высокое содержание нерастворимого остатка, что приводит к увеличению времени нейтрализации кислоты. Существенным достижением работ, выполненных под руководством Г.И. Васянина, является разработка композиций с замедлителем реакции на моделях пластов. Однако следует заметить, что применение этих композиций в реальных пластах часто осложняется структурой трещин, их густотой, степенью раскрытости и направленностью. Учет этих параметров исключительно важен для достижения положительного эффекта от СКО и последующего освоения скважин. К сожалению, изучение кернового материала сводится, в основном, к рассмотрению вещественного состава матрицы породы, а также очертаний, размеров и взаимного расположения зерен и форменных элементов, слагающих матрицу породы и цементирующее вещество. Ориентированный керн изучается крайне редко, поэтому практически отсутствуют данные о трещиноватости пород, оказывающей значительное влияние на фильтрацию флюидов в резервуаре месторождений. В какой-то степени эта проблема может быть решена за счет кавернометрии и фотографирования стенок скважины в продуктивном интервале (как практиковалось в ТатНИПИнефть). Но и этот способ чреват трудностями из-за невозможности качественной отмывки стенок скважины с вязкой нефтью.

В определенной степени, переход от лабораторных моделей пласта к реальным условиям разработки лежит через опытно-промышленные работы. Показательным примером является опыт разработки трещиноватых коллекторов башкирской залежи высоковязкой нефти на опытном участке №2 залежи 302 Ромашкинского месторождения (Комплексные исследования..., 2003.). Продукция сква-

Рис. 2. Иглайкинская площадь, скв.8078. Нижнеказанский подъярус, камышлинский горизонт. Долomit образованный по первичному оолитовому известняку.



жины характеризуется начальной большой и затем быстро растущей обводненностью. Это, несомненно, связано с интенсивной трещиноватостью пород при их довольно низкой физической характеристике самой матрицы. Применение традиционных методов воздействия СКО привело, в основном, к отрицательным результатам, то есть к дальнейшему возрастанию обводненности продукции. Институтом ТатНИПИнефть было проведено исследование по закачке в нагнетательные скважины индикаторов (третий), которые показали высокую скорость фильтрации воды. Индикатор был обнаружен в эксплуатационной скважине уже на следующей стадии после закачки. Однако, почти за полгода из пласта было извлечено лишь 3,66 % трития от трития, закачанного в пласт. Основного подхода оторочки отмечено не было. Воды же было извлечено почти 16 тыс. м³. Этот факт, очевидно, указывает на то, что вертикальные трещины преобладают над горизонтальными, а значит, и работа нагнетательных скважин в таком случае практически малоэффективна. Основная масса воды смешалась с пластовой подошвенной водой. Лишь незначительная часть ее поступила на забой добывающих скважин. При непрерывной работе эксплуатационной скважины со временем происходит прорыв по макротрещинам подошвенной воды по причине большой разницы в вязкости нефти и воды. Единственный выход из этой ситуации – ограничение притока воды. Специалистами ТатНИПИнефть был предложен метод «Термокейс», основанный на применении горячей высоковязкой нефти, заполняющей под давлением основные фильтрующие трещины и отделяющий тем самым подошвенные воды. В результате обработки дебиты нефти возросли от 2 до 4 раз, а обводненность резко снизилась, что указывает на значительное влияние вертикальной трещиноватости на характер продукции скважин. Кроме того, по данным изучения керна из двух горизонтальных скважин подтвердилось преобладание вертикальных трещин над горизонтальными.

Таким образом, метод изучения кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторов с помощью индикаторов является наиболее эффективным и перспективным.

Наиболее полный эффект воздействия кислоты на породы, содержащие высоковязкую нефть, выражается в проникновении ее в пустотно-поровое пространство и контакте с поверхностью зерен и форменных элементов, слагающих породу. Увеличение подвижности нефти происходит за счет повышения температуры вследствие экзотермической реакции в пустотно-поровом пространстве. Например, карбонатные образцы, обработанные на кафедре геологии нефти и газа хлористым ацетилем, продемонстрировали увеличение фазовой проницаемости в 3 – 7 раз.

В ходе экспериментов были также получены результаты, указывающие на снижение эффективности повторных кислотных обработок. Это снижение обуславливается не только естественной выработкой пласта и снижением пластового давления, но и выпадением в процессе эксплуатации скважины смолисто-асфальтеновых компонентов в призабойной зоне скважин при снижении давления насыщения и дегазирования нефти.

Одним из объектов применения СКО могут являться карбонатные коллекторы пермских отложений, содержащие природные битумы, которые практически неподвижны. При интенсивном и равномерном битумонасыщении

коллекторы в фазовом отношении практически непроницаемы. Поэтому условия применения СКО и ее задачи применительно к битумным залежам в этих коллекторах будут специфическими.

Главной задачей является выявление фазопроницаемых интервалов – своеобразных природных «окон» фильтрации во вскрытом скважиной разрезе (Рис. 1). Наличие «окон» фильтрации, частота и толщина прослоев, прослоев и каналов определяются степенью деградации залежей и вторичными процессами наложенного эпигенеза, способными «залечить» «окна» фильтрации эпигенетическим гипсом и кальцитом. Выявление распределения «окон» фильтрации в разрезе – это сложная задача. В определенной мере она решается с помощью дебитометрии и термометрии, детального анализа кривых ГИС и керновых исследований с частотой отбора керна через 0,2 м и измерениями по нему фазовой проницаемости и битумонасыщенности. При обнаружении по этим данным «окон» фильтрации необходимо подробно изучить типы пород-коллекторов, представляющие эти промытые зоны. Установление этих типов важно при выборе и дальнейшем применении композиций кислот.

Например, типоморфизм карбонатных битумонасыщенных пород казанского яруса определяется характером взаимоотношения следующих наиболее характерных структурных элементов (Нурғалиева, 2000): мелкие округлые зерна доломита (размер зерен 0,05 – 0,001 мм и менее 0,001 мм); зерна доломита более или менее корродированы и частично замещены кальцитовыми зернами от тончайших до крупных (до 0,1 – 0,5 мм); форменные элементы структуры первичного органогенно-обломочного и оолитового известняка с размерами 0,1 – 0,5 мм; форменные элементы в виде сгустков и комков с размерами 0,1 – 0,5 мм; псевдоморфозы кальцита по доломиту сложены мозаикой из зерен кальцита (0,01 – 0,08 мм); замещающий кальцит регенерирует структуры первичного известняка, существовавшие до его доломитизации.

Чаще всего повышенные значения битумонасыщенности и фазовой проницаемости связаны с доломитами, образованными по первичным органогенным и оолитовым известнякам (например, на Иглайкинской площади – Рис. 2).

В заключение отметим, что из-за низкой фазовой проницаемости по воде интенсивно и равномерно битумонасыщенных пород-коллекторов продавливать кислоту в битумный пласт нерационально. Следует выявлять «окна» фильтрации в битумном теле и улучшать их проницаемость с помощью СКО. Первоочередными объектами для СКО должны быть скважины, вскрывшие залежи битумов в карбонатных породах, сложенных форменными элементами структуры первичного органогенно-обломочного и оолитового известняка.

Целенаправленное использование природных особенностей строения битумного тела и его резервуара является логически необходимым. Это поможет избежать высоких непроизводительных затрат на обработку призабойной зоны и создаст условия для повышения эффективности применения тепло- и химреагентов за счет увеличения площади их контактов с битумной породой.

Литература

Нурғалиева Н.Г. Микроструктурные характеристики литотипов казанских битумонасыщенных отложений северо-восточного

УДК: 550.849

А.Р. Ганеева¹, Р.А. Батырбаева¹, Л.А. Галактионова²

¹Казанский государственный университет, Казань

²ООО «НПФ «Иджат», Казань

ganeeva.al'bina@gmail.com

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ПОЛИМЕР-ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ НА НИКОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ

В статье рассматривается опыт применения технологии модифицированных полимер-дисперсных систем на отложения нижнего карбона опытных участков Никольского месторождения нефти. Приведены расчёты технологической и экономической эффективности применения технологии, а также графики расчёта дополнительной добычи нефти по различным методикам.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, методы увеличения нефтеотдачи, обводнение, дополнительная добыча нефти.

В условиях нарастающего экономического кризиса и падения нефтяных цен актуальность застарелых проблем нефтегазовой отрасли России только увеличивается. В первую очередь речь идет о недопустимо низком коэффициенте извлечения нефти. Известно, что КИН в нефтяной промышленности РФ падает уже более 25 лет – с уровня 40 % в начале 1980-х годов до 30 % и ниже в последние годы.

Решение проблемы повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами связано с созданием новых и усовершенствованием существующих физико-химических методов, обеспечивающих более полное извлечение нефти и уменьшением добычи попутной воды.

В начале 80-х годов Газизовым А.Ш. с соавторами для регулировки заводнения неоднородных пластов и увеличения конечной нефтеотдачи было предложено использовать полимердисперсные системы (ПДС). Сущность воздействия ПДС заключается в повышении фильтрационного сопротивления высокообводненных промытых интервалов послойно-неоднородного пласта путём последовательного нагнетания в пласт через нагнетательные скважины слабо концентрированного полимерного раствора и глинистой суспензии с последующим образованием в пористой среде устойчивого к размыву осадка.

Никольское месторождение открыто в 1981 г. как Камбарское месторождение, а в 1996 г. отделено от Камбарского как самостоятельное (Волго-Уральская НПП, Республика Удмуртия). На месторождении в промышленной разработке находится тульский горизонт визейского яруса (пласты C_{II} и C_{III}). Продуктивная толща этих пластов представлена песчаниками мелкозернистыми, кварцевыми, массивными и алевролитами разномерными. Средняя пористость продуктивных пластов составляет 21 %, нефтенасыщенность – 71,8 %, проницаемость – 0,344 мкм², что ниже показателей аналогичных пластов Вятской площади. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,3 м.

Для Никольского месторождения (визейские отложения) начальная пластовая температура составляет 26 °С, начальное пластовое давление – 14,4 МПа. Вязкость нефти

№ участка нагнетательных скважин	Объем закачанных реагентов, м ³				Расход реагентов, т.				
	Всего:	В том числе:				Алломо-хлорид-А	ПАА	Глино-порошок	АМГ
Алломо-хлорид-А	ПАА	Гл. суспензия	Тех. вода	Алломо-хлорид-А	ПАА				
3305	704	18	300	200	186	21,6	0,19	4,8	
3321	2310	16	828	894	476	19,2	0,605	19,5	0,05
3336	2137	18	950	900	269	21,6	0,6	18	0,05

Табл. Технологические параметры обработок нагнетательных скважин Никольского месторождения по технологии МПДС.

Окончание статьи В.Н. Напалкова, Н.Г. Нурғалиевой, И.Н. Плотниковой «Особенности ...»

борта Мелекесской впадины. *Георесурсы*. N1(2). 2000. 28-35.

Насибуллин И.М., Васясин Г.И. Методическое решение проблемы подбора эффективных кислотных композиций для интенсификации добычи нефти на Аканском месторождении ЗАО «Предприятие Кара-Алтын». Фонды НИИ «Нефтепромхим». Казань. 2008.

Комплексные исследования по уточнению геологического строения и изучению характера распространения трещиноватости пород осадочного чехла 301-302 залежей. ТатНИПнефть. Бугульма. 2003.

V.N. Napalkov, N.G. Nurgalieva, I.N. Plotnikova. **Efficiency of Application of the Hydrochlorid-Acid Formation Treatment in the Cavernous-Fractured Reservoirs of the Extra-Heavy Crude Oils and Bitumen Fields.**

Article is devoted questions of application of the hydrochlorid-acid formation treatment (HAFT) in the cavernous-fractured reservoirs of the extra-heavy crude oils and bitumen fields. Influence

of a direction of cracks of breeds on efficiency of application HAFT is studied. The possible reasons of negative results of the HAFT are analysed. Necessity of use of natural features of a bitumen body and its reservoirs is proved at carrying out of HAFT in carbonate rocks of the Perm deposits.

Key words: hydrochlorid-acid formation treatment, cavernous-fractured reservoirs, carbonate rocks, efficiency, bitumen, oil, injection.

Владислав Николаевич Напалков

К. г.-м. н., доцент КГУ. Научные интересы: геолого-геохимические основы прогнозирования нефтебитумоносности палеозойских отложений, разработка битумных и нефтяных месторождений.

420008, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843)292-90-46.

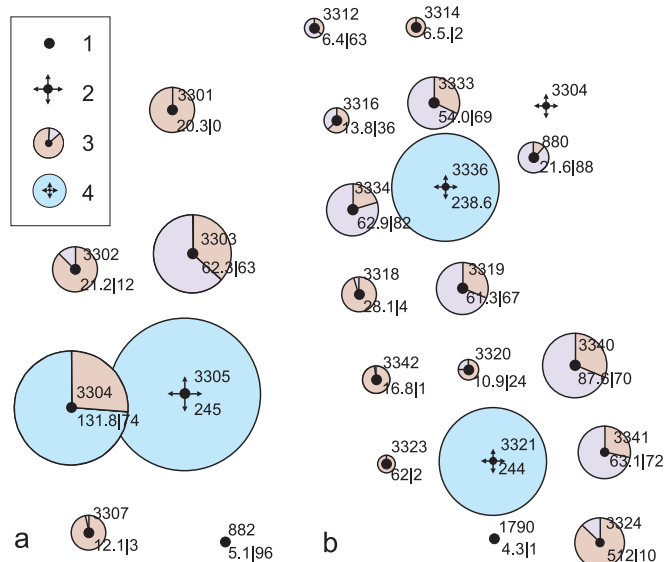


Рис.1. Карты текущих отборов опытных участков №1 (а) и №2 (б). 1 – скважина; 2 – скважина нагнетательная; 3 – доля минерализованной воды и доля нефти; 4 – объем закачки воды.

в пластовых условиях составляет в среднем 27,8 мПа·с (по $C_{II} - 30,3$ мПа·с, по $C_{III} - 26,6$ мПа·с), плотность – 0,8832 т/м³, объемный коэффициент – 1,028, давление насыщения нефти газом – 8,2 МПа, газосодержание – 10,9 м³/т. В пластовой нефти содержится серы – 2,45 %, парафинов – 3,32 %. Таким образом, нефть Никольского месторождения – повышенной вязкости. Разгазированная нефть относится к высокосернистым, парафиновым, высокомолекулярным нефтям, при 20°С имеет плотность 0,896 г/см³ (Уточненная технологическая схема..., 2005).

Физико-химические основы применения технологии.

При совместном закачивании глинистой суспензии и раствора полиакриламида (ПАА), по разработанной НПФ «Иджат» технологии, в пластовых условиях образуется полимерглинистый комплекс, избирательность воздействия которого на продуктивный пласт основывается, с одной стороны – на преимущественном образовании новой системы в высокопроницаемой части пласта, с другой – отсутствием условий взаимодействия ПАА с минеральными частицами в нефтенасыщенной среде.

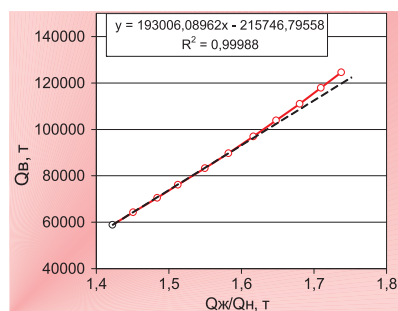
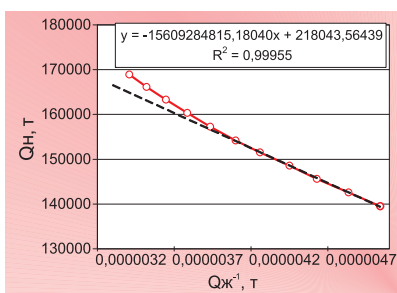


Рис. 3. График изменения добычи нефти по различным характеристикам вытеснения по методике Назарова С.Н. – Сипачева Н.В. после обработки МПДС с периодом преддыстории 6 мес. (опытный участок №1).



Приготовленная композиция представляет собой особый вид твердых тел, сочетая в себе свойства твердых тел, эластомеров, содержащих в своем составе нерастворимые соли в качестве упрочняющей гелевой структуры. Они способны как твердые тела – сохранять свою форму, а как эластомеры – развивать большие упругие обратимые деформации при нагружении.

Геологические критерии применения технологии и требования, предъявляемые объекту воздействия. Выбранный объект воздействия должен отвечать следующим условиям:

- приемистость – не менее 200 м³/сут., при допустимом давлении закачки;
- вязкость нефти в интервале от 4 до 300 мПа·с;
- температура пласта от 15 до 50°С;
- пласт неоднородный или трещиновато-поровый;
- обводненность >98 %;
- пористость >16% (Газизов, 2002);

Анализ показателей разработки опытных участков с нагнетательными скважинами №№ 3305, 3321 и 3336 показал (Рис. 1), что основной проблемой является опережающее заводнение по наиболее проницаемому пласту C_{III} , в то время как вышележащий пласт C_{II} , содержащий значительные основные остаточные запасы нефти, заводнением охвачен слабо. В сложившихся условиях необходимы работы, направленные на увеличение коэффициента охвата пластов воздействием. С этой целью предложено провести обработку нагнетательных скважин №№ 3305, 3321 и 3336 по технологии повышения нефтеотдачи пластов с применением МПДС (Табл.).

Расчеты технологической эффективности проводились по различным характеристикам вытеснения по общепринятым методикам Б.Ф.Сазонова, Г.С. Камбарова, Назарова С.Н. – Сипачева Н.В. (Рис. 2 – 5). Базовый период преддыстории брался исходя из наиболее высокого коэффициента корреляции. За итоговый результат приняты средние показатели расчетов по характеристикам вытеснения Дополнительная добыча нефти по двум опытным участкам через 4 месяца (июль 2008) после воздействия МПДС составила 8748 т, снижение объемов попутно-извлекаемой воды – 31636 т при продолжающемся технологическом эффекте.

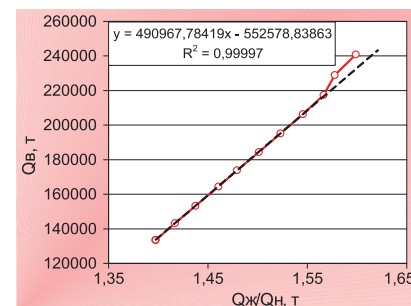
Расчет экономической эффективности воздействия модифицированных полимерно-дисперсных систем (МПДС) проводился по формуле:

$$П_{\text{бал}} = (Ц \times \Delta Q_{\text{н}} - \text{НДС} - \text{НДПИ} - \Delta Z_3 - Z_{\text{мун}} - Z_{\text{ком}} - \text{Пошлина}_{\text{эксп}})$$

$$П_{\text{бал}} = [(2624\text{т} \times 24300\text{р}) + ((6124\text{т} \times 9000\text{р}) - 18\%) - (8748\text{т} \times 4856\text{р}) - 1\,436\,000\text{р} - (8748\text{т} \times 1300\text{р}) - (2624\text{т} \times 10\,000\text{р}) - (8748\text{т} \times 400\text{р})] = 23\,930\,432\text{р.}$$

$$П = П_{\text{бал}} \times (1 - h_{\text{пр}}) = 23\,930\,432\text{р} \times 0,76 = 18\,187\,128\text{р.}$$

Рис. 4. График изменения добычи нефти по различным характеристикам вытеснения по методике Сазонова Б.Ф. после обработки МПДС с периодом преддыстории 6 мес. (опытный участок №2).



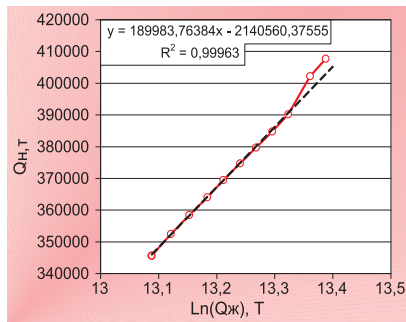


Рис. 5. График изменения добычи нефти по различным характеристикам вытеснения по методике Камбарова Г.С. после обработки МПДС с периодом предыстории 6 мес. (опытный участок №2).

Выводы

- Расчет дополнительной добычи по трем методикам показал сходимость результатов.
- Для обобщения результатов вычислены средние значения добычи нефти по трем методикам.
- Дополнительная добыча нефти по двум опытными участкам через 4 месяца (июль 2008 г.) после воздействия МПДС составила 8748 т., снижение объемов попутно-извлекаемой воды – 31636 т.
- Технологический эффект продолжается, поэтому метод рекомендуется к применению на других опытных участках Никольского месторождения нефти.
- Экономическая эффективность воздействия модифицированных полимерно-дисперсных систем (МПДС) за вычетом всех налогов и издержек через 4 месяца (июль 2008 г.) составила 18 187 128 р.

Литература

Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. М.: Недра. 2002.
 Уточненная технологическая схема разработки Никольского нефтяного месторождения. ОАО «УНПП НИПИнефть». Ижевск. 2005.

A.R. Ganeeva, R.A. Batirbaeva, L.A. Galaktionova. **Application experience of modified polymer-disperse systems on Nikolsky oil field.**

In given article the case record of technology of the systems modified polymer-disperse on depositions bottom carboniferous oil field Nikolsky's skilled leases is esteemed. Calculations technological are resulted and economic efficiency of application of technology, schedules of calculation of a complementary oil recovery on various are resulted by methods of application, the applicable deductions and recommendations are drawn.

Keywords: oil recovery factor, methods of increasing oil recovery, water encroachment, complementary oil recovery.

Альбина Ринатовна Ганеева

Аспирант кафедры геологии нефти и газа КГУ.

420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел.: +79053171888.



Рауза Ахатовна Батырбаева

Доцент кафедры геологии нефти и газа КГУ, к.г.-м.н. Научные интересы: геолого-геохимические основы прогнозирования нефтебитумоносности.

420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843) 233-79-92.



Лидия Алексеевна Галактионова

Тех. директор ООО «НПФ Иджат».

Россия, Казань, ул. Ершова, 81б. Тел.: (843) 247-84-00.

На кафедре геологии нефти и газа Казанского государственного университета были изданы книги: Геологическое строение и нефтеносность Аксубаево-Мелекесской депрессии, В.И. Троепольский, С.С. Эллерн; Пермские битумы Татарии, В.И. Троепольский; Татария в девонский период, В.И. Троепольский, С.С. Эллерн; Критерии оценки перспектив нефтеносности карбонатных отложений, Э.З. Бадамшин; Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти в карбонатных отложениях среднего карбона Татарии, В.И. Троепольский, Э.З. Бадамшин, В.М. Смелков; Перспективы поисков нефти в карбонатных отложениях Татарского свода, Н.Г. Абдуллин, Э.З. Бадамшин, Р.Х. Муслимов; Перспективы поисков и разведки нефтяных месторождений; Геология битумов и битумо-вмещающих пород; Геология и разведка нефтебитумоносных комплексов; Геология и геохимия нефтей и природных битумов; Продуктивные битуминозные толщи пермских отложений Мелекесской впадины и Татарского свода; Критерии оценки перспектив нефтебитумоносности; Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения, Р.Х. Муслимов; Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирования, оптимизация и оценка эффективности, Р.Х. Муслимов; Нефтегазосность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений, Р.Х. Муслимов; Методы прогноза, поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений, Р.Х. Муслимов, В.В. Ананьев, М.М. Смелков, Р.К. Тухватуллин; Геологи-нефтяники – выпускники Казанского университета и другие.

