УДК: 552.578.2

Д.К. Нургалиев, И.Ю. Чернова, И.И. Нугманов
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань
danis.nourgaliev@ksu.ru, inna.chernova@ksu.ru

СОВРЕМЕННАЯ ГЕОДИНАМИКА И СВОЙСТВА НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Авторами выполнен анализ изменчивости физических свойств нефтей залежей, находящихся в различных геодинамических обстановках. Обнаружены значимые различия средних величин плотности нефти в залежах, располагающихся в зонах с низкой и высокой геодинамической активностью. Результаты исследования свидетельствуют о значительной роли процессов разрушения и переформирования залежей нефти в последнюю неотектоническую фазу на территории Татарского свода и прилегающих площадях.

Ключевые слова: современная геодинамика, плотность нефти, вязкость нефти, неотектоника.

Изучение проявлений современной геодинамики может дать важную информацию о влиянии современных деформаций земной коры на текущее состояние залежей нефти и газа. Накопление и анализ результатов исследований, проводимых в этом направлении, возможно, в будущем даст ключ к пониманию процессов, протекающих внутри залежи в периоды активных движений блоков земной коры и в периоды тектонического спокойствия. Что, в итоге, приблизит нас к пониманию процессов формирования и разрушения залежей нефти и газа (Ласточкин, 1971; Nourgaliev et al, 2006).

Рельеф дневной поверхности и связанные с ним ландшафты являются наиболее чувствительными и комплексными индикаторами проявлений современной геодинамики. Поэтому методика выявления и анализа рельефообразующих процессов (в частности, определение количественных оценок амплитуд и скоростей современных движений блоков земной коры) должна быть одним из основных элементов методики исследования влияния неотектонических процессов на нефтеносность территорий.

Для оценки геодинамической активности территории Республики Татарстан авторы использовали морфометрический метод поиска и анализа неотектонических структур (Философов,1975), основанный на анализе форм дневного рельефа. Ранее авторами была разработана методика создания серий морфометрических поверхностей с использованием инструментария геоинформационных систем (Чернова и др., 2010а); показана информативность метода для обнаружения неотектонических структур разного ранга, размера и интенсивности проявления в современном рельефе (Чернова и др., 2010а). В работах (Чернова и др., 2010а; Чернова и др., 2010б) обосновывается положение о том, что одна из разновидностей морфометрических поверхностей – разность базисных поверхностей первого и второго порядков – отражает современное тектонодинамическое состояние верхней части земной коры.

Разность базисных поверхностей 1-го и 2-го порядков (Философов,1975; Чернова и др., 2010б) обнаруживает направленность и интенсивность тектонических движений (Рис. 1), произошедших в период времени между современным и самым поздним (активным) этапами истории развития рельефа (не ранее плейстоцена). Свойство данной поверхности отображать современную геодинамическую обстановку мы попытались использовать при изучении пространственной изменчивости физических свойств нефтей месторождений Республики Татарстан.

Нефтеносность Республики Татарстан изучена достаточно хорошо. Для исследования влияния неотектоники на современную флюидодинамику в масштабах региона мы использовали архивы данных по определению физико-химических свойств нефтей месторождений РТ. Из базы данных были извлечены данные по плотности и вязкости нефтей, отобранных из отложений карбона и девона в период с 1955 по 2005 гг.

На настоящий момент для нефтей Татарстана установлен ряд закономерностей, к которым относятся: 1) уменьшение значений плотности и вязкости нефтей сверху вниз по разрезу осадочного чехла (Нефтегазоносность Респуб-

Рис. 1. Схема геодинамической активности территории Республики Татарстан.

лики Татарстан…, 2007); 2) уменьшение значений плотности и вязкости нефтей по латерали в направлении с запада на восток (Нефтегазоносность Республики Татарстан…, 2007); 3) вариации физических и химических свойств нефтей во времени (Муслимов и др., 2004; Nourgaliev and et al, 2006; Plotnikova, 2008). Кроме того, ряд исследователей указывали на факты подтока свежих порций нефти из нижележащих слоев в вышележащие, смешивание нефтей разного состава и возраста, и как следствие этого, наблюдение аномальных соотношений величин вязкости и плотности и др. свойств нефти (Каюкова и др., 2004). Целью нашего исследования было изучение изменчивости свойств нефтей залежей, находящихся в различных геодинамических обстановках. Для анализа использовались результаты определения физико-химических свойств 4197 проб нефтей, отобранных из 580 скважин 88 нефтяных площадей и участков. Свойства нефтей, представленные в базе данных, были определены в различное время в различных лабораториях, методики отбора проб нефтей из различных скважин несколько различались, отличались также методики измерения физических параметров. Поэтому мы не можем реально оценить степень влияния методики измерений в каждом конкретном случае. Например, значения вязкости в большей мере зависят не только от газонасыщения, но и от состава газов и мы полагали, что шум в использованных измерениях очень большой, в особенности – в данных по вязкости. Попытки построить регрессии между физическими параметрами нефти и неотектоническим фактором оказываются безрезультатными. Поэтому была поставлена и решена намного более простая задача – задача оценки влияния геодинамического фактора на свойства нефтей.

Для проверки гипотезы о влиянии неотектонического фактора на физические свойства нефтей был выполнен однофакторный дисперсионный анализ (Боровиков, 2003), где в качестве зависимых переменных выступали плотность и вязкость нефтей, а в качестве группирующей переменной уровень геодинамической активности. Дисперсионный анализ на основе статистического критерия показывает, есть ли статистически значимые различия средних в группах зависимых переменных. Если есть, то это означает, что объекты внутри группы ведут себя похоже (имеют похожие свойства), но ведут себя отлично от объектов других групп.

Предварительно значения ячеек морфометрической поверхности были классифицированы. Для классификации был применен метод квантиль (Митчелл, 1999), при котором группирование объектов в классы происходит таким образом, что каждый класс содержит приблизительно одинаковое количество объектов. В данном случае значения ячеек представляют амплитуды вертикальных движений, выраженные в метрах. Значения были сгруппированы в 3 класса, где точки прерывания были определены как 2 и 12 м.

Таким образом, было выполнено районирование исследуемой территории по степени геодинамической активности: с интенсивностью от 0 до 2 м (группа 1 – низкая интенсивность), с интенсивностью от 2 до 12 м (группа 2 – средняя интенсивность), и с интенсивностью от 12 м до 120 м (группа 3 – высокая интенсивность). Далее данные экспортировались из геоинформационного пакета и обрабатывались в программе STATISTICA 6. Дисперсионный анализ проводился отдельно для образцов нефтей из отложений девона и карбона.

На рисунках 2 и 3 представлены результаты дисперсионного анализа. Анализ показал, что различия средних по группам статистически значимы только для значений плотности (на p-уровне равном 0.05). Для нефтей отобранных из отложений карбона и девона характерна одна и та же зависимость – более низкое среднее для группы 2 в сравнении со средними групп 1 и 3. Причем основной вклад в «значимость» различий дают различия средних групп 1 и 2. Значимые различия плотностей нефти для групп 2 и 3 отсутствуют. Значимых различий по

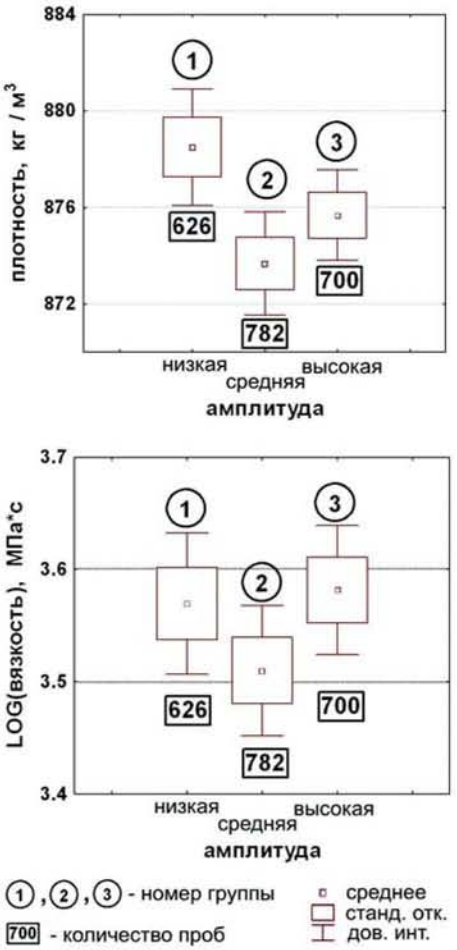

Рис. 2. Распределение физических свойств нефтей залежей, находящихся в различных геодинамических обстановках (3 группы). Отложения карбона.

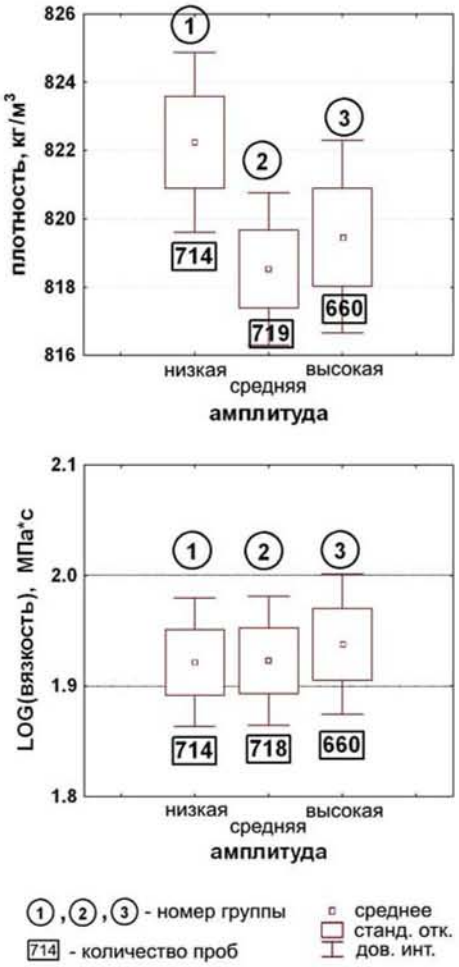

Рис. 3. Распределение физических свойств нефтей залежей, находящихся в различных геодинамических обстановках (3 группы). Отложения девона.

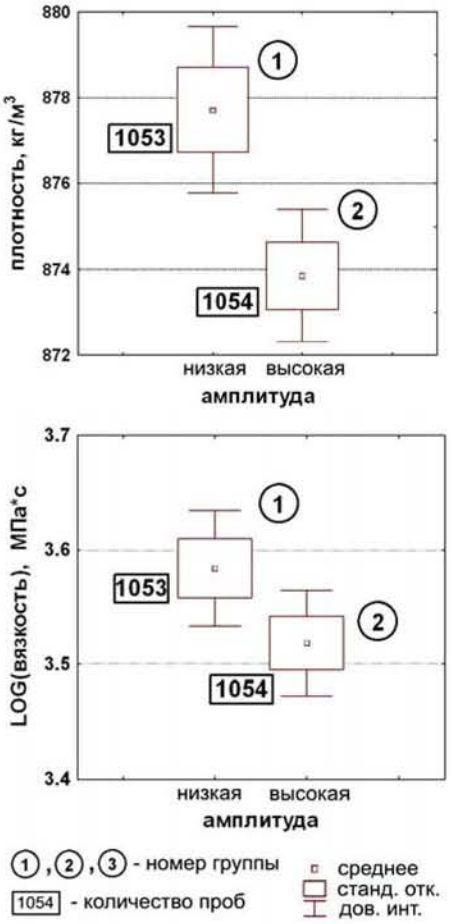

Рис. 4. Распределение физических свойств нефтей залежей, находящихся в различных геодинамических обстановках (2 группы). Отложения карбона.

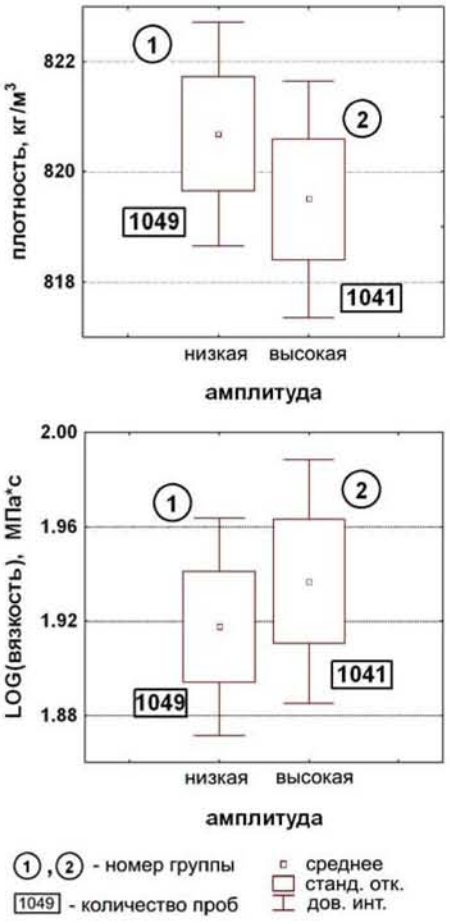

Рис. 5. Распределение физических свойств нефтей залежей, находящихся в различных геодинамических обстановках (2 группы). Отложения девона.

вязкости обнаружено не было. Но стоит отметить, что в целом вязкость образцов группы 3 несколько выше вязкости образцов из групп 1 и 2.

Поскольку значимых различий между группами 2 и 3 (для плотности нефтей) выявлено не было, мы приняли решение выполнить переклассификацию ячеек морфометрической поверхности с разбиением на 2 класса (метод классификации квантиль, точка разрыва классов – 6 м). Далее различия средних плотностей и вязкостей нефти уже исследовались для 2-х групп: с интенсивностью от 0 до 6 м (группа 1 – низкая интенсивность), и с интенсивностью от 6 до 120 м (группа 2 – высокая интенсивность). Рисунок 4 показывает, что различия средних двух групп для плотности нефти из отложений карбона значимые, даже с учетом вариаций значений внутри групп. В зонах с низкой геодинамической активностью нефти в залежах более плотные, в зонах с высокой геодинамической активностью – более легкие. Для значений плотности проб нефти, отобранных из отложений девона, наблюдается та же тенденция (Рис. 5), но здесь статистически значимые различия отсутствуют. Значимых различий по вязкости нефти из залежей, располагающихся в зонах высокой и низкой геодинамической активности и для отложений карбона, и для отложений девона обнаружено не было.

Результаты дисперсионного анализа приводят нас к выводу о наличии влияния геодинамического (неотектонического) фактора на формирование свойств нефтей. Мы можем уверенно говорить о различиях в плотности нефти в залежах, располагающихся в зонах с низкой и высокой геодинамической активностью (3 из 4-х гипотез о равенстве средних плотностей нефти были отвергнуты, а различия средних для групп 1 и 2 признаны значимыми).

В чем же состоит физико-геологическая суть полученного результата? В процессе «старения» залежи, легкая фракция диффундирует сквозь покрышку или же по возможности мигрирует по порам вверх по разрезу, это приводит к росту плотности и вязкости нефти. Плотность нефти не увеличивается, если очень мощная покрышка не позволяет легкой фракции уходить из залежи, и также отсутствуют пути миграции нефти по порам вверх по разрезу. Плотность нефти может понизиться только в случаях поступления в залежь легких фракций или увеличения температуры. Таким образом, полученные результаты можно интерпретировать как результат различного соотношения интенсивности двух процессов – формирования (переформирования) и разрушения залежей в различных геодинамических условиях. Получается, что в областях с низкой неотектонической (геодинамической) активностью преобладает процесс разрушения – идет естественное разрушение («старение») залежей, что приводит к увеличению плотности нефти. А в областях с высокой геодинамической активностью преобладает процесс формирования (переформирования) залежей. Необходимо напомнить, что высокая геодинамическая активность означает высокую амплитуду (возможно, и скорость) поднятия территории в последнюю неотектоническую фазу. Становится понятным, что на территориях, поднятых за последнее время, залежи в большинстве случаев переформированы за счет разрушения нижележащих, поэтому плотность нефти в таких залежах пониженная. Различие геодинамических обстановок, по-видимому, более существенно для залежей расположенных в отложениях карбона: здесь процессы старения залежей идут быстрее, чем у залежей, расположенных ниже по разрезу, поэтому и различия в плотности нефти более значительные.

Таким образом, полученные данные позволяют говорить о значительной роли процессов разрушения и переформирования залежей нефти в последнюю неотектоническую фазу на территории Татарского свода и прилегающих площадях. Видимо тектонические процессы приводят к разрушению одних залежей и формированию других залежей выше по разрезу. Такие процессы происходили на данной территории неоднократно, что приводило к разрушению залежей в отложениях девона и формированию залежей в отложениях карбона и перми. Можно полагать, что это один из основных механизмов разрушения

залежей углеводородов в осадочном чехле. Видимо, гигантское Ромашкинское месторождение могло быть сформировано в результате этого процесса. Другое важное предположение на основе полученного результата состоит в том, что все залежи данного региона не могут быть очень древними, вряд ли они смогли бы пережить несколько таких тектонических фаз (Нургалиев и др., 2008, 2009).

Работа выполнена в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 годы.

Литература

Боровиков В. STATISTICA. Искусство анализа данных на компьютере: Для профессионалов.2-е изд. СПб.: Питер. 2003.

Каюкова Г.П., Миннегалиева А.М., Романов Г.В., Шарипова Н. С., Носова Ф.Ф., Лукьянова Р. Г, Жеглова Т.П., Нечитайло Г.С. Динамика изменения геохимических параметров состава нефтей в пределах Южно-Татарского свода. Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. *Тезисы Второй Международной конференции.* 19-21 октября. Москва. 2004. РГУ Нефти и газа имени И.М. Губкина. Том I. 61-62.

Ласточкин А.Н. О неотектонических критериях нефтегазоносности. *Изв. ВГО.* 1971. № 3. 201-215.

Митчелл Э. Руководство ESRI по ГИС анализу. Т. 1: Географические закономерности и взаимодействия. Нью-Йорк: ESRI Press. 1999.

Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалиев Д.К. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. *Геология нефти и газа, спецвыпуск. Материалы межрегионального совещания «Роль новых геологических идей в развитии старых нефтедобывающих регионов в первой четверти XXI столетия».* 2004. 43-49.

Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Под ред. Р.Х. Муслимова. Т.1. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2007.

Нургалиев Д.К., Хасанов Д.И., Чернова И.Ю., Нугманов И.И., Даутов А.Н. Научные основы современной технологии прогнозирования нефтегазоносности территорий. *Учен. зап. Казан. ун-та.* Сер. Естеств. науки. 2009. т.151. книга 4. 192-202

Нургалиев Д.К., Чернова И.Ю. Современные технологии прогнозирования и поиска залежей углеводородов (на примере западной части территории Республики Татарстан). *Георесурсы.* № 4(27). 2008. 39-41.

Философов В. П. Основы морфометрического метода поисков тектонических структур. Под ред. проф. Вострякова А. В. Изд-во Саратовского ун-та. 1975. 232.

Чернова И.Ю., Нугманов И.И., Даутов А.Н. Применение аналитических функций ГИС для усовершенствования и развития структурно-морфологических методов изучения неотектоники. *Геоинформатика/Geoinformatica.* № 4. 2010а. 9-23.

Чернова И.Ю., Нугманов И.И., Даутов А.Н., Крылов П.С. Мониторинг рельефообразующих процессов с применением фотограмметрии и ГИС. *Изв. Самар. Науч центра РАН.* Том 12(33). №1 (4). 2010б. 1170-1176.

Irina N. Plotnikova. New data on the present-day active fluid regime of fractured zones of crystalline basement and sedimentary cover in the eastern part of Volga-Ural region. I*nt J Earth Sci (Geol Rundsch)* (2008) 97:1131-1142. DOI 10.1007/s00531-007-0274-z.

Nourgaliev D.K., Muslimov R.Kh., Sidorova N.N., Plotnikova I.N. Variation of i-butane/n-butane ratio in oils of the Romashkino oil field for the period of 1982–2000: Probable influence of the global seismicity on the fluid migration. *Geochemical Exploration.* 2006. V. 89. 293–296.

D.K. Nourgaliev, I.Yu. Chernova, I.I. Nugmanov. **Present-day geodynamics and properties of the oil of oil fields of the Republic Tatarstan.**

The authors analyzed the variability of the physical properties of oil deposits in different geodynamic settings. There is a significant difference in mean values of the density of oil in fields located in areas with low and high geodynamic activity. These results indicate the significant role of the processes of destruction and reformation of oil deposits in the last phase of neotectonics of Tatar arch and surrounding areas.

Keywords: geodynamics, oil density, oil viscosity, neotectonics.

Данис Карлович Нургалиев

д.г.-м.н., проректор по научной деятельности КФУ, директор Института геологии и нефтегазовых технологий

Инна Юрьевна Чернова

к.г.-м.н., доцент кафедры геофизики.

Ильмир Искандарович Нугманов

ассистент кафедры геофизики.

Казанский (Приволжский) федеральный университет. Институт геологии и нефтегазовых технологий.

420008, Казань, ул. Кремлевская, 18.

Тел.: (843)292-72-88, (843)233-73-75.