

научно-технический журнал
Георесурсы

1(51) 2013

20 ЛЕТ

ТАТАРСКОМУ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОМУ
УПРАВЛЕНИЮ ОАО "ТАТНЕФТЬ"

75 ЛЕТ

С НАЧАЛА
ЦЕЛЕНАПРАВЛЕННЫХ
РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ
В ТАТАРСТАНЕ



- Казанский (Приволжский) федеральный университет
- Академия наук Республики Татарстан
- Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – Анатолий Владиславович Христофоров, e-mail: mail@geors.ru

Фундаментальные науки: Н.Н. Непримеров, М. Бергеманн (Германия), Э.И. Богуславский, Д. Мерсерат (Франция), Л.Р. Тагиров, В.В. Самарцев, Л.М. Ситдикова, А.Н. Саламатин, Н. Ванденберг (Бельгия), Г. Холл (Великобритания), М.Д. Хуторской, М.Х. Салахов, Дж. Пурт (Франция)

Минеральные ресурсы: Р.Х. Муслимов, Д.К. Нургалиев, Н.П. Запывалов, Е.Б. Грунис, Р.С. Хисамов, Р.Х. Масагутов, В.А. Трофимов

Редакционный совет:

А.В. Аганов, Н.С. Гатиятуллин, Р.К. Сабилов, И.А. Ларочкина, И.Н. Плотникова, В.Г. Изотов, Н.М. Хасанова, О.П. Ермолаев, А.С. Борисов, Ю.А. Волков, Ю.А. Нефедьев

Редакция:

Заместитель главного редактора: Дарья Христофорова e-mail: Daria.Khr@mail.ru
 Руководитель редакционной группы: Ирина Абросимова
 Верстка и дизайн: Артем Люкшин
 Специалист pr/press: Александр Николаев
 Работа с клиентами: Елена Жукова

Адрес редакции:

Казанский (Приволжский) федеральный университет
 Кремлевская 16а, офис 118, Казань, 420008, Россия
 Тел: +7 843 2924454, +7 937 7709846
 Факс: +7 843 2924454
www.georesources.ksu.ru e-mail: mail@geors.ru

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832
 выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи,
 информационных технологий и массовых коммуникаций

Журнал включен в новый «Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук» (Решение ВАК Минобрнауки РФ от 25.02.2011)

Журнал включен в международную систему цитирования **Georef** и систему РИНЦ

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
 Подписной индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639
 Журнал распространяется через компании «Информнаука» и «Интер-почта»
 Электронная версия журнала содержится на сайте: «eLIBRARY.RU: Российская научная периодика в онлайн».

Издательство Казанского университета
 Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
 Тел: +7 843 2924454

Подписано в печать 25.03.2013. Тираж 1000
 Отпечатано в ЗАО "Издательский Дом "Казанская Недвижимость". Цена договорная
 420029, Россия, г. Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, офис 324. Тел/факс: +7 843 5114848
 e-mail: 114848@mail.ru

При перепечатке материалов ссылка на журнал «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.

Статьи

- Н.С. Гатиятуллин, Е.А. Тарасов, Т.В. Гилязова, В.Б. Либерман, А.Р. Баратов**
 Выполнение федеральных программ в Татарском геологоразведочном управлении ОАО «Татнефть» 3
- Р.Н. Гатиятуллин, П.И. Кашуркин, М.Х. Рахматуллин, А.Р. Баратов**
 Комплексная система геодинамического мониторинга юго-востока Татарстана 8
- С.Е. Войтович, Т.П. Ахманова, Н.В. Акчурина**
 Основные принципы подсчета запасов сверхвязких нефтей республики Татарстан 13
- Н.С. Гатиятуллин, А.Р. Баратов, В.Б. Либерман**
 Нефтеносные недра Татарстана в аспекте гипотезы дегазации Земли 17
- С.Е. Войтович, М.Г. Чернышова, Л.Г. Гаврилина, Р.И. Гатауллин, Ю.А. Гринько, И.В. Дергунов**
 Развитие геофизических и геохимических методов исследования для геологоразведочных работ поиска и разведки месторождений нефти и газа 22
- Н.С. Гатиятуллин, В.В. Баранов**
 О состоянии геологической изученности осадочного докембрия в Татарстане 27
- М.Г. Чернышова, Л.Г. Гаврилина, И.Г. Ганиев**
 Внедрение новых технологий в сфере контроля за эколого-техническим состоянием скважин 31
- Р.Л. Ибрагимов, В.А. Покровский**
 Прогнозная оценка распространения пресных подземных вод в восточной части Татарстана 33
- И.Е. Шаргородский, А.З. Ахметшин**
 Нефтеносность пермских отложений в северной части Оренбургской области 36
- Р.Л. Ибрагимов, Т.Г. Бердников, Н.К. Павленко**
 Перспективы поиска и особенности формирования минеральных вод в Тетюшском районе Республики Татарстан 40
- Р.Л. Ибрагимов, М.Ф. Магдеев, М.Г. Чернышева**
 Основные направления поисково-разведочных работ на пресные подземные воды для нужд санатория «Ромашкино» 44
- Н.С. Гатиятуллин, В.В. Баранов**
 Докембрий недр Татарстана. Проблемы дальнейшего изучения *В порядке дискуссии* 46

На обложках

20 лет Татарскому геологоразведочному управлению ОАО «Татнефть» и 75 лет с начала целенаправленных работ на нефть и газ в Татарстане

Georesources is an official journal of
 • Kazan (Volga region) Federal University
 • Academy of Science of Tatarstan Republic
 • Exploration Department of TatNeft Petroleum Co.

Executive Board:

Editor in Chief – Anatoly Khristoforov
 e-mail: mail@geors.ru

Fundamental Science: N. Neprimerov,
 M. Bergemann, E. Boguslavsky, D. Mercerat,
 L. Tagirov, V. Volkov, V. Samartsev, L. Sitdikova,
 A. Salamatin, N. Vandenberg, G. Holl, M. Salakhov,
 M. Khoutorskoy, J. Poort

Applied Researches: R. Muslimov,
 D. Nourgaliev, E. Grunis, R. Khisamov,
 N. Zapivalov, R. Masagutov, V. Trofimov

Advisory Board:

A. Aganov, N. Gatiyatullin, R. Sabirov,
 I. Larochkina, V. Izotov, I. Plotnikova, N. Khasanova,
 O. Ermolaev, A. Borisov, Ya. Volkov, Ya. Nefediev

Editorial Office:

Deputy editor: Daria Khristoforova,
 e-mail: Daria.Khr@mail.ru
 Editor: Irina Abrosimova
 Manager: Elena Zhukova
 Prepress by Alexander Nikolaev
 Design by Artem Lukshin
 Translator: Vladislav Badalov

Editorial address:

Kazan (Volga region) Federal University
 Kremlevskaya 16a, off. 118, Kazan, 420008, Russia
 Phone: +7 843 2924454, +7 937 7709846
 Fax: +7 843 2924454

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

Registered by the Federal Service for Supervision
 of Communications and Mass Media.
 No. PI № FS77-38832

The Journal is included in the international
 databases of **Georef**

Subscription index in the Russian
 Rospechat Catalogue: **36639**
 You can find full text electronic versions
 of the Journal on www.elibrary.ru
 (Russian Scientific Electronic Library)

The Journal is issued 4 times a year
 Circulation: 1000 copies
 Issue date: 25.03.13
 Printed by «Izdatelsky Dom
 «Kazanskaya Nedvizhimost», JSC
 Sibirsky Tract Street 34, Kazan, 420029, Russia
 build. 4, off. 324. Phone/Fax: +7 843 5114848
 e-mail: 114848@mail.ru

All rights protected. No part of the Journal materials
 can be reprinted without permission from the Editors.

articles

- N.S. Gatiyatullin, E.A. Tarasov, T.V. Gilyazova, V.B. Liberman,
 A.R. Baratov**
 Implementation of Federal Programs in Tatar Geological
 Exploration Department of JSC «Tatneft» 3
- R.N. Gatuyatullin, P.I. Kashurkin, M.Kh. Rahmatullin,
 A.R. Baratov**
 Complex System of Geodynamic Monitoring of the South-East
 of the Republic of Tatarstan 8
- S.E. Voitovich, T.P. Akhmanova, N.V. Akchurina**
 Basic Principles of Calculation of Ultra-viscous Oil Reserves
 of the Republic of Tatarstan 13
- N.S. Gatiyatullin, A.R. Baratov, V.B. Liberman**
 Oil bearing Resources of Tatarstan in Terms of the
 Hypothesis of the Earth Degassing 17
- S.E. Voitovich, M.G. Chernishova, L.G. Gavrulina,
 R.I. Gataullin, Yu. A. Grinko, I.V. Dergunov**
 Development of Geophysical and Geochemical
 Methods of Research for Exploration and Prospecting
 of Oil and Gas Fields 22
- N.S. Gatiyatullin, V.V. Baranov**
 Conditions of Geological Exploration Degree of Sedimentary
 Pre-Cambrian in the Republic of Tatarstan 27
- M.G. Chernishova, L.G. Gavrulina, I.G. Ganiev**
 Implementation of New Technologies in the Monitoring
 of Environmental and Technical State of Wells 31
- R.L. Ibragimov, V.A. Pokrovsky**
 Predictive Assessment of Fresh Groundwater Distribution
 in the Eastern Part of Tatarstan 33
- I.E. Shargorodskiy, A.Z. Akhmetshin**
 Oil bearing of Permian Sediments in the Northern Part
 of Orenburg Region 36
- R.L. Ibragimov, T.G. Berdnikov, N.K. Pavlenko**
 Prospects of Search and Peculiarities of
 Mineral Waters Formation in the Tetyushsky region
 of the Republic of Tatarstan 40
- R.L. Ibragimov, M.F. Magdeev, M.G. Chernishova**
 Main Directions of Fresh Groundwater Exploration
 for the Needs of the «Romashkino» Sanatorium 44
- N.S. Gatiyatullin, V.V. Baranov**
 Issues of Further Study of Precambrian of Mineral
 Resources of Tatarstan 46

Н.С. Гатиятуллин, Е.А. Тарасов, Т.В. Гилязова, В.Б. Либерман, А.Р. Баратов
 Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть», Казань
 tgru@tatneft.ru

ВЫПОЛНЕНИЕ ФЕДЕРАЛЬНЫХ ПРОГРАММ В ТАТАРСКОМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОМ УПРАВЛЕНИИ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

В статье рассмотрены работы, выполняемые Татарским геологоразведочным управлением по Государственным контрактам с Министерством природных ресурсов России. Основными из них являются бурение 4-х опорно-параметрических скважин; геолого-геофизические работы по прогнозу техногенных землетрясений на Ромашкинском и Казанском геодинамических полигонах; оценка ресурсного потенциала пресных подземных вод Волго-Сурского и Камско-Вятского артезианских бассейнов; тематические исследования в рамках контракта «Региональные геофизические работы на территории Северо-Татарского свода, Мелекесской впадины, Южно-Татарского свода, с переинтерпретацией региональных сейсмических профилей в зонах сочленения крупных тектонических элементов» и др. Всего с 2002 по 2012 гг. ТГРУ участвовало (качестве исполнителя или соисполнителя) в выполнении 13 федеральных программ.

Ключевые слова: Государственный контракт, параметрические скважины, землетрясения, пресные подземные воды, комплексная интерпретация, миграция, прогноз, нефтегазоносность, информационная модель.

Огромное значение в становлении, развитии и в общероссийском признании специалистов-геологов Татарского геологоразведочного управления сыграло выполнение работ по Государственным контрактам с Министерством природных ресурсов России.

В 2002 году были заключены 6 контрактов в рамках реализации федеральной программы «Экология и природные ресурсы России 2002-2010 гг.»:

- бурение 4-х опорно-параметрических скважин;
- «Геолого-геофизические работы по прогнозу техногенных землетрясений на Ромашкинском и Казанском геодинамических полигонах»;
- «Оценка ресурсного потенциала пресных подземных вод Волго-Сурского и Камско-Вятского артезианских бассейнов в пределах Республики Татарстан и его локализация для обеспечения населения республики защищенными источниками водоснабжения»;
- тематические исследования в рамках контракта «Региональные геофизические работы на территории Северо-Татарского свода, Мелекесской впадины, Южно-Татарского свода, с переинтерпретацией региональных сейсмических профилей в зонах сочленения крупных тектонических элементов».

Заключение Государственных контрактов и выполнение работ по ним имело огромное значение для республики, т.к. давало возможность локализации и оценки ресурсного потенциала нераспределенного фонда недр Республики Татарстан с целью восполнения запасов минерального сырья.

Работы проводились на участках нераспределенного фонда недр с целью повышения их привлекательности в отношении перспектив нефтегазоносности для потенциальных инвесторов и последующего проведения аукционов. Задачи бурения параметрических скважин: изучение разреза палеозойского осадочного чехла, рифей-вендских осадочных комплексов, докембрийского кристаллического основания центральной части Северо-Татарского свода, юго-западного борта Южно-Татарского свода, центральной части Мелекесской впадины изучение возможных источников и путей миграции углеводородов, оценка

перспектив нефтегазоносности. В пробуренных скважинах №33, 34, 1001, 20010 были проведены литологические, палеонтологические, петрофизические и геохимические исследования керна, стратиграфическое расчленение разреза, выявление нефтеперспективных комплексов, пород-коллекторов и покрышек, определение коллекторских свойств нефтеперспективных горизонтов, оценка нефтегазогенерационного потенциала мендым-доманиковой толщи, составление эталонной коллекции керна, составление сводного геолого-геофизического и литолого-стратиграфического разреза скважин, оценка перспектив нефтеносности малоизученных нефтеперспективных комплексов. Таким образом, бурение параметрических скважин дало возможность собрать уникальный геологический материал по геологическому и тектоническому строению прибортовых частей Камско-Кинельской системы прогибов, и несмотря на то, что бурение скважин не выявило промышленно-значимых скоплений углеводородов в осадочном чехле, результаты работ для целей прогноза нефтегазоносности и уточнения региональной геологии Западного Татарстана стали базовыми для определения дальнейших перспективных направлений геологоразведочных работ.

В рамках Государственного контракта № 4-К-66 «Бурение 2-х параметрических скважин на Трудолюбовском и Новоелховском участках (скв. №№ 1001 Трудолюбовская; 20009 Ново-Елховская)» были продолжены работы по строительству сверхглубокой скважины №20009 Ново-Елховской (проектная глубина 7000м). Скважина была начата бурением еще в 1988 году и к началу продолжения работ имела забой на глубине 5881м. Попытка продолжить бурение до проектной глубины не увенчалась успехом из-за сложных горно-технических условий (неустойчивость пород кристаллического фундамента). Было принято решение спустить промежуточную эксплуатационную колонну на максимально возможную глубину (5622м), испытать открытую призабойную зону (5622-5881м). В результате испытания свабированием на пяти режимах со снижением уровня до глубины 850, 1060, 1250, 1450 и 1650м были получены незначительные притоки (до 100л) слабогазированного фильтрата бурового раствора.

В авторском надзоре и контроле над выполнением работ по данному контракту, обобщении полученных результатов принимали участие как сотрудники ТГРУ, так и специалисты Казанского государственного университета (Н.Н. Христофорова, Р.Р. Хасанов), Министерства экологии и природных ресурсов РТ (И.Н. Плотникова), НВП «Геоакустик» (И.А. Чиркин). В итоговом отчете по результатам комплексного обобщения материалов бурения и испытания выделены не просто «аномальные» пласты, а целые «аномальные» зоны, выделяющиеся по термограммам, каротажным материалам, по газовому каротажу. Эти зоны контрастно выделяются в нижней части разреза в интервалах 4610-5000 и 5280-5880 за счет появления в УВ-спектре тяжелых гомологов метана (Рис. 1).

В последующие годы (2005-2006) уже в рамках нового Государственного контракта «Опробование первоочередных объектов скважины №20009 Ново-Елховской, комплексный анализ результатов испытания и выделение перспективных зон на поиски углеводородов с учетом материалов сверхглубокого бурения Республики Татарстан» работы по сверхглубокой скважине №20009 Ново-Елховской были продолжены.

Государственный контракт «Геолого-геофизические работы по прогнозу техногенных землетрясений на Ромашкинском и Казанском геодинамических полигонах» начался с 2002 года и продолжался до конца 2004 года. Целевым назначением работ по контракту было создание систем высокочувствительной регистрации землетрясений и геодезических служб Ромашкинского и Казанского геодинамических полигонов, обеспечение их функционирования; предотвращение и снижение ущерба от катастрофических и опасных геологических процессов на территориях Ромашкинского и Казанского геодинамических полигонов на основе закономерностей проявления возбужденной сейсмичности и вероятностей возникновения землетрясений, а также современных движений земной поверхности; прогноз активизации сейсмической активности в связи с интенсивностью добычи нефти (Рис. 2).

Параллельно проведению сейсморазведочных работ и бурению параметрических скважин выполнялся ряд научно-тематических работ, проводимых за счёт контракта «Региональные геофизические работы на территории Северо-Татарского свода, Мелекесской впадины, Южно-Татарского свода, с переинтерпретацией региональных сейсмических профилей в зонах сочленения крупных тектонических элементов», где ТГРУ являлось субподрядчиком ОАО «Татнефтегеофизика» и, в свою очередь, работало с главными московскими институтами: ФГУП ГНЦ ВНИИгеосистем, ФГУП ВНИГНИ, ФГУП ИГиРГИ, а также с КГУ, ГУП НИЦ ТИЗН и ПБ, ЦНИИгеолнеруд и др.

Впервые была проведена огромная научно-обобщающая работа с целью оценки перспектив нефтеносности

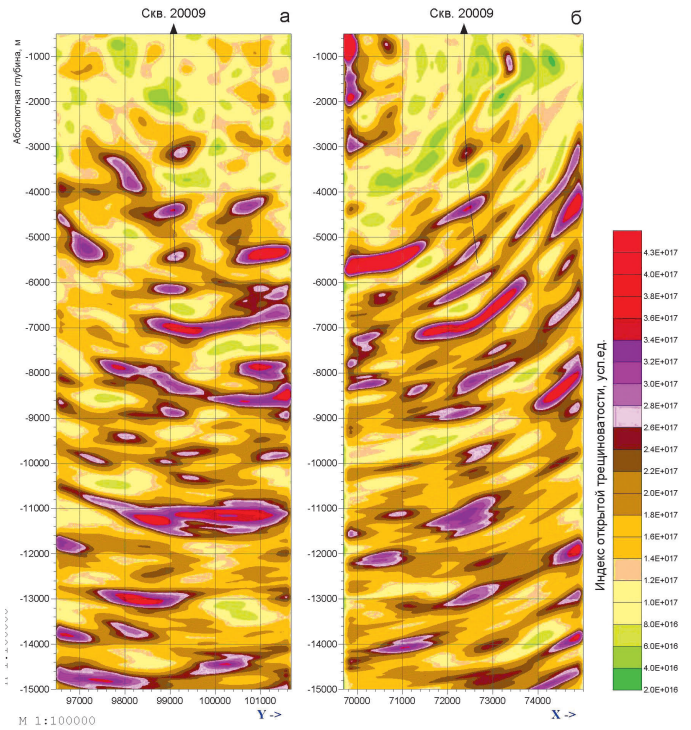


Рис. 1. Республика Татарстан. Сопоставление широтного (а) и меридионального (б) вертикальных разрезов открытой трещиноватости через скв. 20009 по данным СЛБО (НВП «Геоакустик»).

малоизученных территорий Волго-Уральской области по десяти направлениям:

1. «Комплексная интерпретация данных региональной геохимической съемки, выполненной на территории РТ в 2000-2001 гг.» (основной исполнитель – ФГУП ГНЦ ВНИИгеосистем), где проведена обработка, интерпретация материалов атмогеохимической и гамма-спектрометрической авиационных съемок, выполненных в 2000-2001 гг. над центральной и западной частью территории Республики

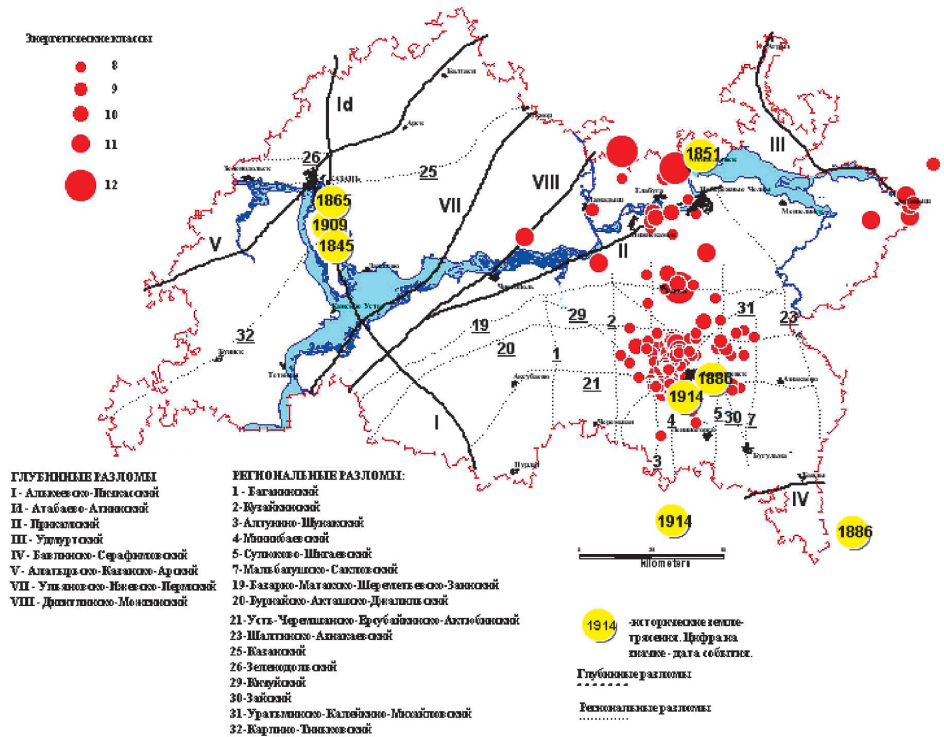


Рис. 2. Карта основных разломов и эпицентров исторических (с 1845 г.) и современных (1982-2003 гг.) землетрясений РТ (по Мирзоеву К.М., Степанову В.П., ТГРУ, 2002).

Татарстан с целью экспрессного прогнозирования нефтеперспективных объектов.

2. «Переинтерпретация данных сейсморазведки по методике СЕМ ЧВЗ с целью разработки модели строения палеозойских отложений Северо-Татарского свода» (основной исполнитель ФГУП ВНИГНИ), где были разработаны типовые модели девонско-каменноугольных отложений, построены модели палеозойских отложений по линиям региональных профилей и объемные модели франских и фаменско-тернейских отложений Северо-Татарского свода и зон его сочленения с Казанско-Кировским прогибом и Мелекесской впадиной, что позволило сделать ряд выводов и рекомендаций по перспективности нефтегазоносных комплексов (Рис. 3).

3. «Геолого-геофизические исследования процесса формирования и переформирования крупных нефтяных месторождений на основе исследования глубинного строения земной коры и вертикальной миграции флюидов и петролого-геодинамический анализ эволюции кристаллического фундамента Волго-Уральского региона» (соисполнитель КГУ), где сделано выявление и оконтуривание зон новейшего (или современного) глубинного подтока углеводородов в пределах западного склона и северной части ЮТС, проведено районирование территорий по изменениям параметров добычи, физических и химических свойств нефти, геохимических, геофизических и аэрокосмических данных, свидетельствующих о современной активности территорий и подтоке глубинной нефти.

4. «Разработка критериев регистрации поступления глубинных УВ систем в осадочный чехол и выявления унаследованных зон трещиноватости на основе изучения

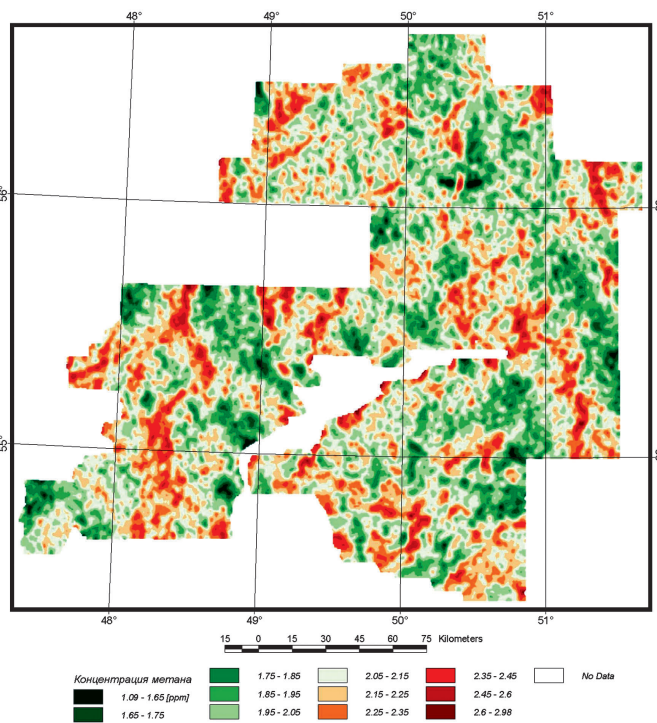


Рис. 4. Цифровая модель распределения метана в приземной атмосфере по материалам ФГУП ГИЦ ВНИИгеосистем.

геофизических, геологических, геохимических и изотопных характеристик пород, нефти и попутных газов», где полученные результаты исследования позволили выделить области, возможного проведения дополнительных поисково-разведочных работ по выделению ранее пропущен-

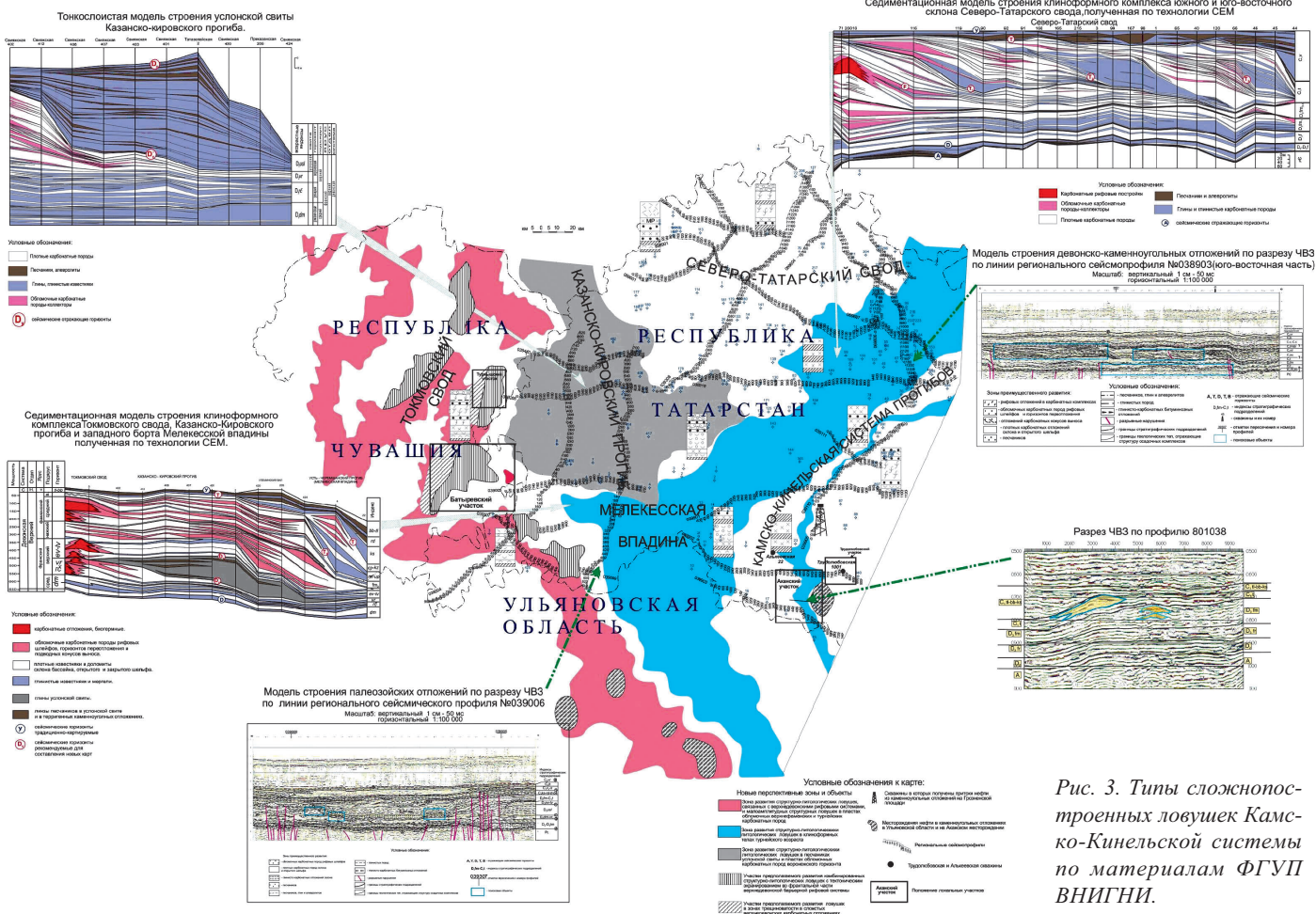


Рис. 3. Типы сложнопостроенных ловушек Камско-Кинельской системы по материалам ФГУП ВНИГНИ.

ных залежей в карбонатном разрезе верхнего девона и карбона, рационально размещать системы нагнетательных и эксплуатационных скважин при разработке месторождений; совместно с геофизическими исследованиями определять участки заложения глубоких скважин на кристаллический фундамент; диагностировать области возможной современной подпитки разрабатываемых залежей.

5. «Крупномасштабный прогноз нефтегазоносности территории Волго-Вятского региона на основе анализа связи аномального строения земной коры и нефтеносности осадочного чехла» (основные исполнители КГУ, ФГУП ИГиРГИ), где проведено прогнозирование участков вероятной нефтеносности на территории Самарской, Ульяновской, Кировской областей, Республик Башкортостан, Татарстан, Мари Эл, Удмуртия и на основе выявления зон современной и новейшей активности земной коры на участках его аномального строения (наличие зон инверсии плотности, подъема границы К до глубин 7-10 км) и значительного низкотемпературного метаморфизма пород кристаллического фундамента.

6. «Разработка методических основ оценки перспектив нефтегазоносности крупных тектонических элементов на основе комплексной интерпретации дистанционных и региональных геофизических исследований и анализа геохимических полей» (основной исполнитель – ФГУП ГНЦ ВНИИгеосистем), где дано обоснование разработки основ комплексирования сейсморазведки и геохимии применительно к решению задач нефтегазовой геологии. Анализ существующих моделей нефтенакпления, применительно к условиям Татарстана, показал, что для решения нефтепоисковых задач большое значение имеет локализация областей глубинной дегазации (Рис. 4).

7. «Составление структурно-тектонической схемы центральных районов Приволжского округа и оценка перспектив нефтегазоносности глубинных отложений региона на основе изучения его теплового режима» (соисполнитель – НПП «Георесурс»), где по результатам геотермических исследований был дан прогноз исследованной территории на промышленную нефтегазоносность, составлено описание тектоники 10-и субъектов федерации, тектонических структур и структурно-тектонических этажей центральных районов Приволжского федерального округа (Рис. 5).

8. «Комплексная интеграция геолого-геофизического материала по участкам нераспределенного и распределенного фонда недр Республики Татарстан и создание информационной модели для осуществления государственного контроля за использованием недр» (соисполнители: ЦНИИгеолнеруд, ООО «Гекон», РНЭОО «Ассоциация ученых «Будущее Санкт-Петербурга»), где создана информационная модель для осуществления государственного контроля использования недр Татарстана, разработана система мониторинга минерально-сырьевой базы углеводородного сырья, проект информационно-аналитической системы (ИАС) «Инвестиционный потенциал объектов недр (углеводородное сырье) Республики Татарстан», геолого-экономическое, аналитико-технологическое и информационное обоснование геологоразведочных работ на твердые полезные ископаемые (ТПИ) по участкам нераспределенного и распределенного фонда недр Татарстана, сформирована программа лицензирования пользования недрами на территории Республики Татарстан на 2002-2004 гг.

9. «Анализ промыслово-геологических исследований параметрической скважины №20009 Ново-елховской и других скважин на период 2001-2002 гг. Комплексный анализ геолого-геофизических материалов бурения и исследования сверхглубоких скважин и создание банка данных «Докембрий» по скважинам, вскрывшим кристаллический фундамент на значительную глубину», где собран из разных источников весь материал по скважине №20009 Ново-елховской, накопленный за время бурения, подробно изложены данные бурения, исследования и результаты обработки полученных материалов, а также информация по скважинам, вскрывшим кристаллический фундамент в 2001-2002 гг. и банк данных «Докембрий» по 10 скважинам, вскрывшим кристаллический фундамент на значительную глубину.

10. «Оценка перспектив нефтеносности рифей-вендского осадочного комплекса и обоснование приоритетных направлений региональных геологоразведочных работ на среднесрочную перспективу по Республике Татарстан. Подготовка геологического обоснования и составление проектно-технической документации на бурение параметрических скважин» (соисполнители КТЭ «Удмуртгеология», ФГУП ИГиРГИ), где представлены результаты комплексного анализа геолого-геофизической информации по рифейско-вендским отложениям в пределах восточной части Республики Татарстан и частично смежных административных районов (Удмуртия, Башкортостан), на основе нефтегеологического районирования выделены три перспективных направления поисков нефти в рифейско-вендских отложениях и охарактеризованы ожидаемые типы ловушек.

Выполнение данных работ позволило сделать крупное обобщение и ещё один шаг к пониманию геологического строения данного региона, созданию достоверной его модели, выявлению закономерностей нефтегазообразования, последующей миграции углеводородов и образованию промышленных скоплений нефти. Такие работы необходимы для определения наиболее перспективных и первоочередных для ввода в глубокое бурение объектов, выявленных сейсморазведкой.

В 2003 года был заключен еще один Государственный контракт, где ТГРУ являлось основным исполнителем «Разработка методики поиска нефтяных месторождений в пределах Мелекесской впадины, восточного склона Токмовского свода и Казанско-Кажимского авлакогена на основе комплексного анализа современных технологий интерпретации геохимических и геолого-геофизических данных». Работа планировалась до конца 2005 года. К работе по данному контракту были привлечены 10 субподрядчиков. Это фактически все головные институты и геологические организации Москвы, Санкт-Петербурга, Ярославля, Екатеринбурга и Казани. Несмотря на то, что работы по теме приостановлены досрочно из-за прекращения финансирования, получены важные результаты. Выделены первоочередные направления по проведению поисковых работ на нефть. Выявлен новый тип поисковых объектов, связанный с нижнекаменноугольными клиноформными телами на бортах ККСП. Показано, что в Предволжье перспективны приразломные зоны и структуры, осложнённые разломами. Составлены карты объектов, размещения перспективных зон и первоочередных объектов и др. Составлен и защищен отчет, включающий 6 томов (9 книг).

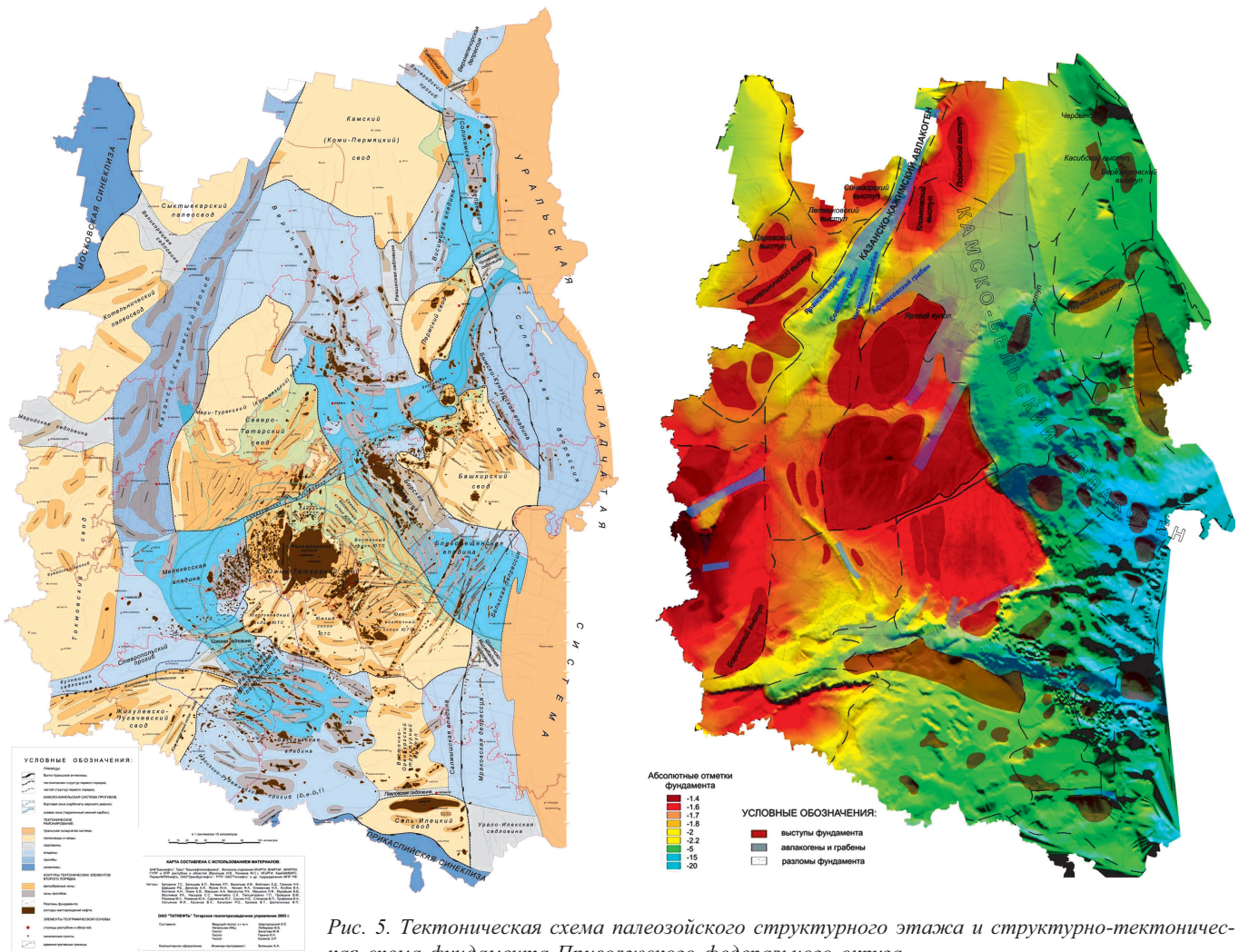


Рис. 5. Тектоническая схема палеозойского структурного этапа и структурно-тектоническая схема фундамента Приволжского федерального округа.

В 2007-2009 гг. в ТГРУ велись работы по двум Государственным контрактам. В качестве основного исполнителя по контракту «Поиски питьевых подземных вод для обеспечения водоснабжения г. Набережные Челны Республики Татарстан» и в качестве соисполнителя в рамках Государственного контракта по объекту № 2.16/07 «Сейсморазведочные работы с целью изучения геологического строения и выяснения нефтеперспективности Казанского участка (Республика Татарстан)» по объекту «Комплексное обобщение материалов на малоизученных землях Республики Татарстан и создание основных геолого-геофизических моделей ловушек нефти разного типа в целях

определения оптимальных направлений ГРП». В 2006-2011 гг. в качестве подрядчика специалисты ТГРУ участвуют в работе по Государственным контрактам заключенным ВНИГРИ: «Анализ ресурсной базы природных битумов и тяжелых нефтей Волго-Уральской провинции, рекомендации по выбору первоочередных объектов их освоения», «Переоценка запасов нефти и горючих газов нераспределенного фонда недр Удмуртской республики и Ульяновской области в соответствии с новой Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (Рис. 6).

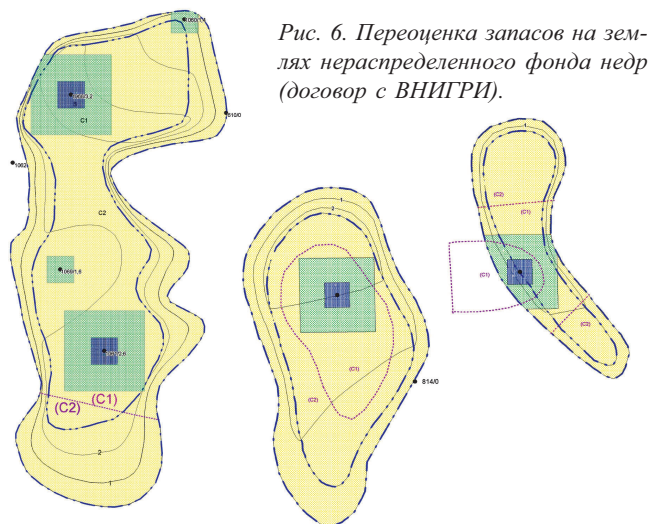


Рис. 6. Переоценка запасов на землях нераспределенного фонда недр (договор с ВНИГРИ).

В 2012 году ТГРУ снова заключает договор с ООО «ТНГ-Групп» на работу в качестве соисполнителя по Государственному контракту № 03/2012 от 15.05.2012 «Сейсморазведочные работы с целью изучения геологического строения и выяснения нефтеперспективности Шалинского участка (Республика Татарстан, Лаишевский, Пестречинский, Рыбно-Слободский районы)» по объекту «Комплексное обобщение материалов, выбор первоочередных объектов и проведение геохимических работ с целью оценки их нефтеперспективности».

Таким образом, в течение 11 лет (с 2002 по 2012 гг.) ТГРУ проводило работы по 13 Государственным контрактам федерального значения.

Все отчеты по контрактам (кроме последнего) успешно прошли защиту, выводы и рекомендации, изложенные в них, позволили определить приоритетные направления геологоразведочных работ в малоизученных, слабоперспективных районах Татарстана как по площади, так и по разрезу.

УДК: 551.2 (470.41)

Р.Н. Гатиятуллин, П.И. Кашуркин, М.Х. Рахматуллин, А.Р. Баратов
Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть», Казань
tgru@tatneft.ru

КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ЮГО-ВОСТОКА ТАТАРСТАНА

Ромашкинское месторождение нефти, занимая большую часть площади юго-востока Татарстана, входит в десятку супергигантских месторождений углеводородного сырья мира, что с геодинамической точки зрения предопределяет эту территорию к категории регионов земной коры с неустойчивыми деформационными характеристиками. В этой связи на данной территории необходимо осуществлять детальный мониторинг геодинамических и других процессов и на его основе вычленять сценарии возможных негативных последствий нефтепромысловой деятельности.

Ключевые слова: Ромашкинское месторождение нефти, супергигантские месторождения углеводородного сырья, геодинамический мониторинг, неустойчивые деформационные характеристики.

Система геодинамического мониторинга ОАО «Татнефть» помимо собственных лицензионных территорий НГДУ охватывает и площади месторождений независимых нефтяных компаний (Рис. 1). В их числе 3 крупнейших высокопродуктивных месторождения юго-востока Татарстана: Ромашкинское, Ново-елховское и Бавлинское, давших 90,4% всей добытой нефти республики.

Учет современной аномальной геодинамики недр в регионе осуществляется путем реализации двух основных мероприятий:

- 1) создание геодинамического полигона (ГДП);
- 2) развитие локальной сети сейсмологических станций.

По экспертным оценкам ведущих специалистов в области современной геодинамики, в т.ч. доктора физ.-мат.

наук профессора Кузьмина Ю.О. (исполнительный директор Института Физики Земли РАН), на сегодняшний день ОАО «Татнефть» создало лучшую в России, наиболее слаженно функционирующую систему геодинамического мониторинга на своей лицензионной территории. Подобной комплексной и детальной сети, состоящей из пунктов высокоточного повторного нивелирования (ГДП) и сейсмологических станций, не имеет ни одна ведущая российская компания на разрабатываемых месторождениях углеводородного сырья.

Геодинамический полигон юго-востока Татарстана представляет собой высокоточную региональную нивелирную сеть, спроектированную в виде сплошной одно-ранговой высотной сети. Она тремя поясами профилей

Окончание статьи Н.С. Гатиятуллина, Е.А. Тарасова, Т.В. Гилязовой, В.Б. Либермана, А.Р. Баратова «Выполнение федеральных программ в Татарском геологоразведочном управлении...»

N.S. Gatiyatullin, E.A. Tarasov, T.V. Gilyazova, V.B. Liberman, A.R. Baratov. **Implementation of Federal Programs in Tatar Geological Exploration Department of JSC «Tatneft»**

This article deals with works carried out in Tatar Geological Exploration Department under the Government contracts with the Ministry of Natural Resources of Russia. The main ones are drilling of four support-parametric wells; geological and geophysical works on prediction of technogenic earthquakes on the Romashkino and Kazan geodynamic ground; resource potential assessment of fresh groundwater of Volga-Sura and Kama-Vyatka artesian basins; case studies under the Contract «Regional geophysical works on the territory of the North-Tatar Arch, Melekessky depression, South-Tatar Arch, with a reinterpretation of regional seismic profiles in the areas of jointing of major tectonic elements» etc. In total from 2002 to 2012 Tatar Geological Exploration Department has participated (as a contractor or co-contractor) in the execution of 13 federal programs.

Keywords: Government contract, parametric wells, earthquakes, fresh groundwater, complex interpretation, migration, prediction, oil and gas bearing, information model.

Накин Салахович Гатиятуллин
Доктор геол.-мин. наук, начальник Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть»
Тел.: (843) 292-67-71

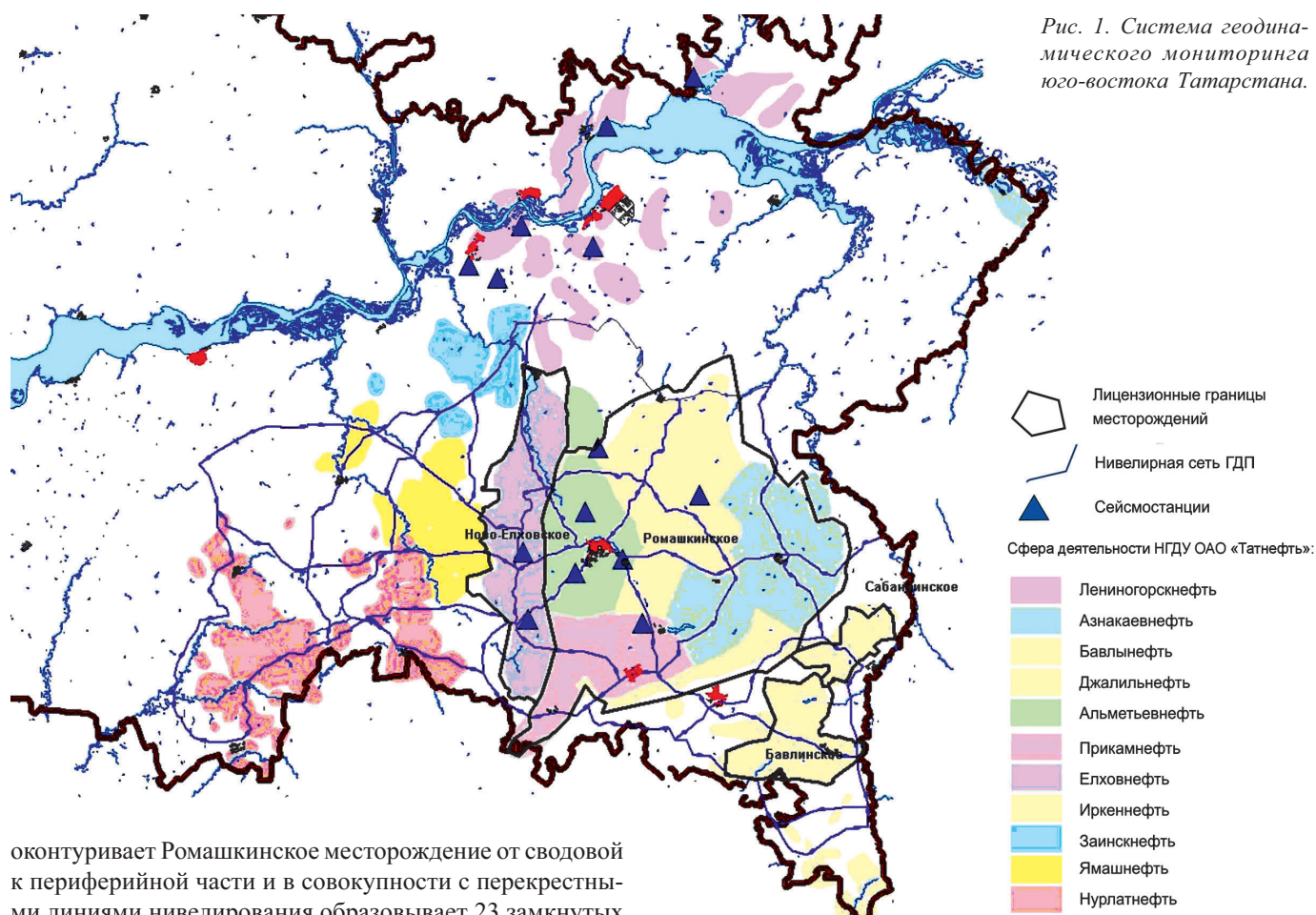
Евгений Александрович Тарасов
Начальник геологического отдела
Тел.: (843) 292-75-34

Татьяна Владимировна Гилязова
Заместитель главного геолога
Тел.: (843) 292-93-06

Владимир Борисович Либерман
Начальник Информационно-аналитического центра
Тел.: (843) 292-92-84

Азиз Рауфович Баратов
Начальник НПЦ «Геодинамика»
Тел.: (843) 292-15-24

Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть». 420111 г. Казань, ул. Чернышевского, 23/25.



оконтуривает Ромашкинское месторождение от сводовой к периферийной части и в совокупности с перекрестными линиями нивелирования образует 23 замкнутых полигона с общей длиной ходов 1600 км.

Общей целью системы повторных высокоточных нивелирных наблюдений является получение количественных характеристик вертикальных движений земной поверхности в пределах юго-востока Татарстана, вызванных техногенными процессами, связанными с разработкой нефтяных месторождений, а также изучение закономерностей их проявления и динамики развития.

Внешние очертания региональной нивелирной сети с запада, юга и востока подчеркиваются внутренними (западная граница Нурлатского района) и внешними административными границами РТ, а с севера – р. Кама.

При разработке проекта были выбраны следующие основные критерии:

1. Расположение опорных пунктов сети за пределами зон активной добычи нефти;
2. Учет геологических и геоморфологических условий территории ГДП;
3. Оптимальная геометрия проектируемой сети;
4. Возможность совместного проведения нивелирных и спутниковых измерений.

Конфигурация схемы проекта региональной нивелирной сети разрабатывалась с учетом геолого-геофизических особенностей региона, расположением границ нефтяных месторождений независимых нефтяных компаний и ОАО «Татнефть», с максимальным привлечением государственных высокоточных линий нивелирования, а также нивелирных профилей Ромашкинского геодинамического полигона. Геометрия сети выбиралась в соответствии с требованиями, методическими рекомендациями и положениями к структурному построению техногенного геодинамического полигона.

динамического полигона.

Высокоточная региональная нивелирная сеть спроектирована в виде сплошной одноранговой высотной сети. Проектные местоположения пунктов геодинамического полигона определены с учетом геолого-геофизических условий, в частности, расположением сводов нефтяных месторождений. При выборе проектных мест для установки грунтовых реперов были использованы следующие картографические материалы:

1. Тектоническая карта территории РТ, М 1:500 000;
2. Карта районирования карстовых опасностей РТ, М 1:500 000;
3. Карта инженерно-геологических условий РТ, М 1:500 000;
4. Схема расположения нефтяных месторождений юго-востока Татарстана;
5. Схема расположения сети нивелирования II класса повышенной точности существующего Ромашкинского геодинамического полигона;
6. Схема расположения высокоточных государственных нивелирных сетей;
7. Карта градиентов скоростей вертикальных движений Прикамья и Среднего Поволжья.

Структура сети обусловлена региональными нивелирными линиями широтного и меридионального направления, которые предназначены для наблюдения за развитием вертикальных деформационных процессов по данным профилям. Местоположение региональных профильных линий запроектировано таким образом, что они пересекают сводовые части нефтяных месторождений. Кроме

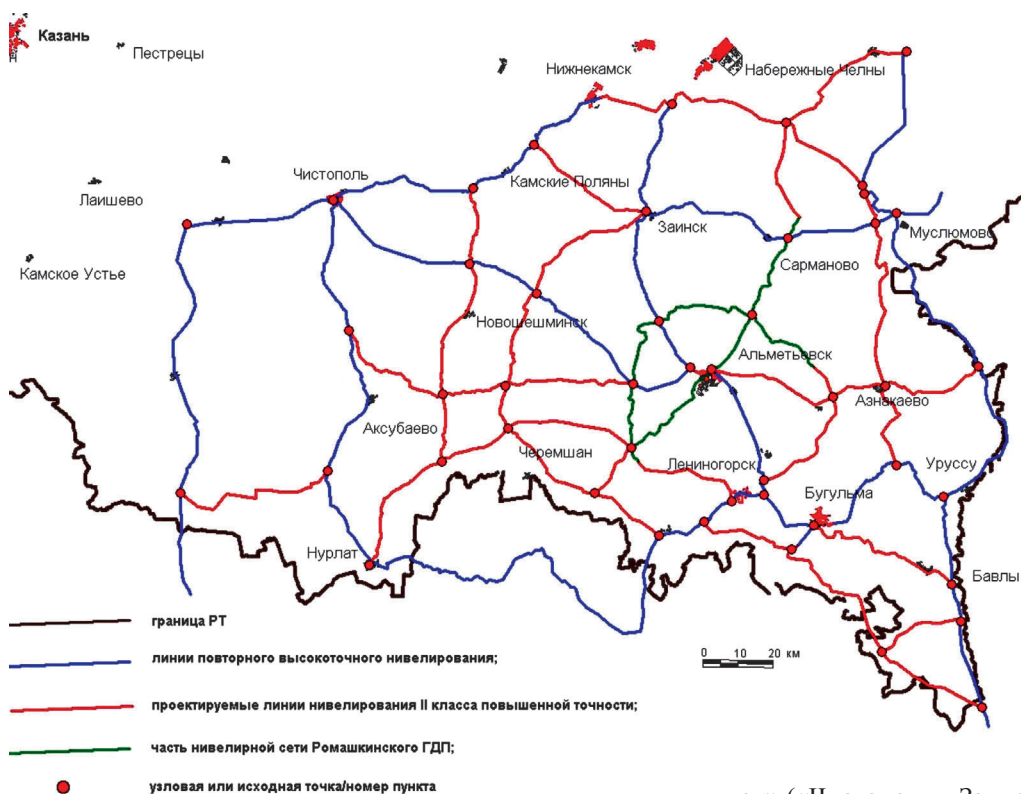


Рис. 2. Схема проекта нивелирной сети геодезического полигона на юго-востоке Татарстана.

нивелирной сети (Рис. 2). Профильные линии прокладываются до кустов опорных реперов, закладываемых за пределами предполагаемой зоны оседания (за зонами действия техногенных процессов).

Основными региональными профилями являются:

- профили «север-юг» («Чистополь – Аксубаево – Нурлат»; «Наб.Челны – Заинск – Альметьевск – Бугульма – Бавлы»; «Мензелинск – Муслимово – Азнакаево – Уруссу – Бавлы»);
- профили «запад-восток» («Чистополь – Заинск – Муслимово»; «Аксубаево – Альметьевск – Азнакаево»; «Нурлат – Шугурово – Бугульма – Уруссу»);
- профиль «северо-запад – юго-восток» («Чистополь – Альметьевск – Бугульма – Бавлы»).

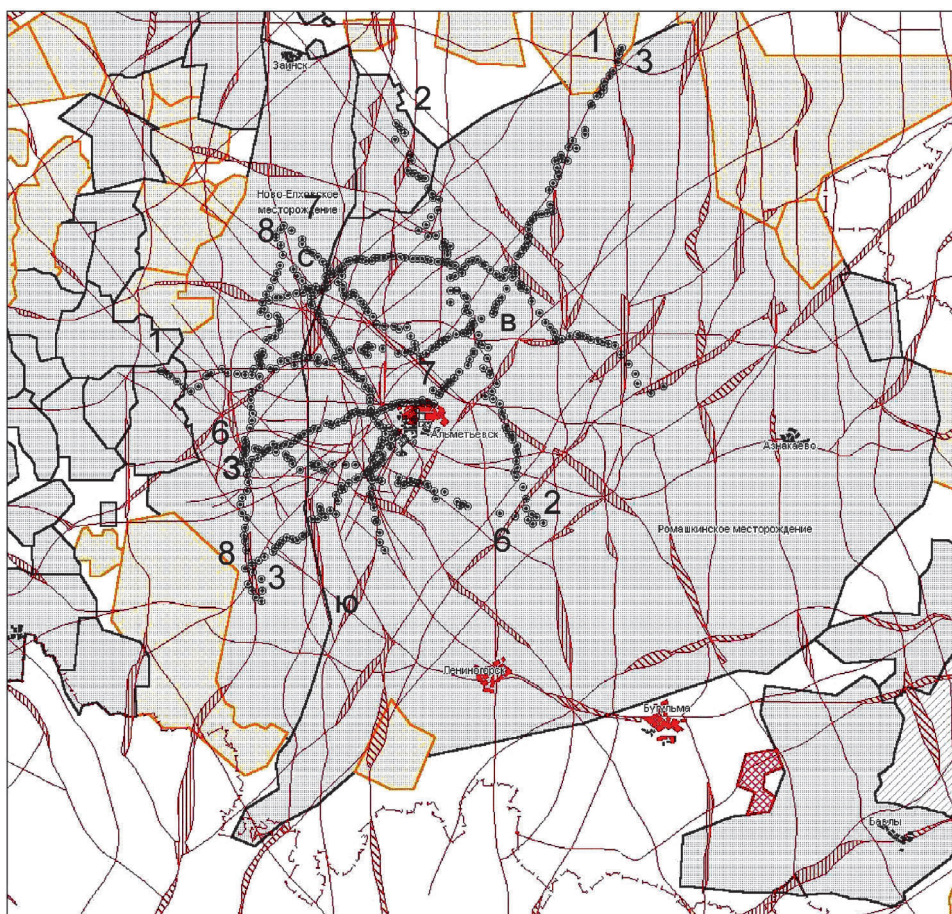
Система региональных профильных линий образует свободную нивелирную сеть, которая является недо-

статочно жестким геодезическим построением. Для придания жесткости сети, а также в целях наблюдения за развитием вертикальных деформационных процессов в плане дополнительно запроектированы концентрические полигоны.

статочным жестким геодезическим построением. Для придания жесткости сети, а также в целях наблюдения за развитием вертикальных деформационных процессов в плане дополнительно запроектированы концентрические полигоны.

Первое концентрическое построение полностью охватывает сводовую часть Ромашкинского нефтяного месторождения.

Второй опоясывающий контур на востоке и юге проходит по периферии сводовой части Ромашкинского месторождения, на западе пересекает месторождения независимых нефтяных компаний и ОАО «Татнефть».



ПЛАН СХЕМА
геодезической сети повторного нивелирования на Ромашкинском месторождении нефти

- граница РТ
- месторождения нефти и их границы
- разломы земной коры
- региональные разломы земной коры
- пункт нивелирной сети

Рис. 3. Структура Ромашкинского геодезического полигона.

Третье, внешнее концентрическое построение, на западе и частично на севере и юге проходит по периферии месторождений независимых нефтяных компаний, а на востоке обрамляет восточные контуры месторождений ОАО «Татнефть». Можно ожидать, что деформационные процессы, протекающие в районах активной добычи нефти, практически не достигнут этого контура.

Таким образом, запроектированная региональная нивелирная сеть образует 23 замкнутых полигона; общая длина ходов составляет 1600 км.

На местности нивелирная сеть закреплена как вновь заложенными нивелирными знаками, так и обследованными геодезическими пунктами и нивелирными реперами. На все заложенные нивелирные знаки составлены абрисы с описанием местоположения реперов. Всего установлено 826 нивелирных и геодезических знаков, из ко-

торых 13 фундаментальных, 686 грунтовых, 16 стенных репера, 25 стенных марок, 68 пунктов полигонометрии глубокого заложения и 18 пунктов триангуляции.

Проект нивелирной сети позволяет решать многие задачи, поставленные перед деформационной сетью регионального уровня, а также позволяет разнести единую систему высот по всей исследуемой территории и в дальнейшем скоординировать исследования вертикальных смещений локального уровня.

Геодезические наблюдения на юго-востоке Татарстана начались с 1991 года в пределах западной части Ромашкинского месторождения (район сейсмической активности в то время) методом повторного нивелирования.

При создании нивелирного полигона местоположение нивелирных профилей выбиралось исходя из характера распределения эпицентров местных землетрясений и вы-

явления особенностей сейсмического режима.

Нивелирная сеть **Ромашкинского геодезического полигона** состоит из 7 региональных и 2 локальных профилей (Рис. 3).

Повторные нивелирные наблюдения по всем региональным профилям выполнены в 1991-1993 гг., 1995 г., 2001 г. Наблюдения по локальным профилям были выполнены в 1992-1993 гг., 1995 г., 1996 г., 1998-2001 гг. Однако, начиная с 2002 г нивелирные наблюдения на Ромашкинском полигоне, выполнялись лишь по отдельным региональным профилям.

В 2003-2004 гг. были выполнены геодезические работы по расширению нивелирной сети с охватом всех нефтяных месторождений, расположенных на юго-востоке Татарстана, что позволило с 2006 года заложить на ГДП начальную эпоху региональных наблюдений методом геометрического нивелирования II класса по нивелирным профилям, проложенным по месторождениям ОАО «Татнефть» и НКК.

Анализ полученных данных, проведенный по региональным профилям на территории нефтяных месторождений юго-востока Татарстана, указывает на отсутствие обширных просадок земной поверхности (мульд сдвижения), которые характерны для месторождений угля и руды, но являются чрезвычайно редким явлением на месторождениях нефти и газа.

Локальная сейсмологическая сеть юго-востока Татарстана состоит из 14 периферийных пунктов регистрации (8 на юго-востоке Татарстана, включая пункт наблюдений на Ашальчинском месторождении



Рис. 4. Местоположение сейсмических пунктов наблюдения на юго-востоке Татарстана.

сверхвязких нефтей; 6 на северо-востоке республики на территории деятельности НГДУ «Прикамнефть») и единого центра сбора и обработки информации на базе ТГРУ в пгт. Нижняя Мактама (Рис. 4). Конфигурация сети разрабатывалась исходя из задач непрерывного мониторинга сейсмической активности территории, регистрации местных, включая слабой интенсивности, землетрясений.

Изучение сейсмического режима юго-востока Татарстана началось в первой половине 80-х годов в связи с проявлением местной сейсмичности. В начальный период наблюдения за местными землетрясениями велись с использованием передвижных сейсмических станций магнитной записи с меняющейся конфигурацией сети наблюдений. В 1995-1996 гг. по заданию АО «Татнефть» силами ТГРУ совместно с МО РФ была развернута локальная сеть, состоящая из 9 стационарных короткопериодных высокочувствительных сейсмических станций и центра сбора и обработки данных в г. Альметьевск, работающая в режиме реального времени. В 2002-2004 гг. была проведена модернизация системы наблюдений с установкой в 5 периферийных пунктах наблюдения высокочувствительных скважинных сейсмоприемников на глубине 300м в специальных скважинах. В конце 2005 г. наблюдения были прекращены ввиду отсутствия финансирования.

После ощутимого землетрясения 2008 г., вызвавшего серьезную обеспокоенность у населения, началось восстановление службы сейсмического контроля территории с использованием цифровых сейсмических станций и расширением сейсмической сети на северо-восток. Восстановление данной сети проводилось согласно утвержденной программе «Развитие сети сейсмических наблюдений на территории деятельности ОАО «Татнефть», включая Прикамскую зону и Ашальчинское месторождение битумов». Завершилась программа создания локальной сети сейсмических станций в 2011 году пуском всех периферийных пунктов в режим регистрации в реальном времени происходящих сейсмических событий.

С началом сейсмического мониторинга в этом регионе зарегистрировано 46 слабых землетрясений с эпицентрами расположенными преимущественно в местах активной добычи нефти, с глубиной очагов от 2 до 15 км. По последним данным, часть землетрясений происходит в месте возникновения очага в 2008 году, что говорит о продолжении сейсмической активности на юго-востоке Татарстана. Регистрация землетрясений производится с высокой степенью точности параметров (координаты, глубина, время в очаге), что позволяет судить о причинах их возникновения (тектонический или техногенно-индуцированный факторы).

При отсутствии локальной сети было бы невозможно зафиксировать землетрясения энергетическим классом 7 и более слабые толчки, т.к. они регистрируются на расстоянии от 10-15 до 50 км. За время наблюдения за сейсмичностью с 1982 года, на юго-востоке Татарстана произошли 5-6 балльные землетрясения в районах г. Альметьевск (1986, 1990 гг.), г. Заинск (1988 г.) и в районе г. Елабуга (1988 г.). Всего здесь с 1982 по 2005 гг. произошло более 700 землетрясений (с учетом пропусков по графику повторяемости) с энергетическими классами $K \geq 4$ (магнитуда $M \geq 0$), из которых примерно 60 имели интенсивность от 4 до 7 баллов.

Ромашкинское месторождение нефти, занимая большую часть площади юго-востока Татарстана, входит в десятку супергигантских месторождений углеводородного сырья мира, что с геодинамической точки зрения предопределяет эту территорию к категории регионов земной коры с неустойчивыми деформационными характеристиками. В этой связи на данной территории необходимо осуществлять детальный, метрологически обеспеченный мониторинг геодинамических и др. процессов, проводить многовариантную интерпретацию наблюдений и на их основе вычленять сценарии возможных негативных последствий нефтепромысловой деятельности.

Такая комплексная система диагностики геодинамического состояния земной коры нефтяного района Татарстана позволит определять риски технологического воздействия при эксплуатации нефтяных залежей, прогнозировать их события, последствия, а главное, выработать стратегию превентивных мероприятий.

R.N. Gatiyatullin, P.I. Kashurkin, M.Kh. Rahmatullin, A.R. Baratov. **Complex System of Geodynamic Monitoring of the South-East of the Republic of Tatarstan**

Romashkino oil field, taking up the biggest part of the South-Eastern territory of Tatarstan, is one of the ten supergiant hydrocarbon fields of the world that from the geodynamical point of view predetermines this territory to the category of the Earth's crust regions with unstable deformation characteristics. In this regard, it is necessary to conduct detailed monitoring of geodynamic and other processes on this territory and to distinguish scenarios of possible negative consequences of oil industry on the basis of detailed monitoring.

Keywords: Romashkino oil field, supergiant hydrocarbon fields, geodynamic monitoring, unstable deformation characteristics.

Рамиль Накипович Гатиятуллин

Зам. начальника Татарского геологоразведочного управления по НИ и тематическим работам
Тел.: (843) 292-93-55

Петр Иванович Кашуркин

Заместитель начальника научно-производственного центра «Геодинамика»
Тел.: (843) 292-92-14

Малик Хамидович Рахматуллин

Канд. физ.-мат. наук, заместитель начальника научно-производственного центра «Геодинамика»
Тел.: (8553) 30-14-59

Азиз Рауфович Баратов

Начальник научно-производственного центра «Геодинамика»
Тел.: (843) 292-15-24

Татарское геологоразведочное управление (ТГРУ ОАО «Татнефть»), г. Казань, ул. Чернышевского, 23/25.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

В работе приведены основные методические положения по подсчету запасов сверхвязких нефтей и оценке их промышленной ценности. Описаны необходимые требования к изученности залежей, к комплексу выполняемых основных методов ГИС и отбору ядерного материала, необходимых для подсчета запасов сверхвязких нефтей и постановки их на учет Государственного Баланса полезных ископаемых.

Ключевые слова: пермские отложения, сверхвязкая нефть, залежь, запасы, песчаник, коэффициенты пористости и проницаемости, вязкость, керн.

В России ресурсы сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ) по разным оценкам, составляют от 30 до 75 млрд. тонн, это вторые по величине запасы в мире. Около трети изученных запасов РФ находятся на территории Республики Татарстан, которая по этому показателю занимает ведущее место в стране.

Значительные запасы сверхвязкой нефти являются одним из стратегических направлений деятельности ОАО «Татнефть», объектом наращивания добычи.

На остроту проблемы их разработки указывает принятая «Программа развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на 2006-2020 годы». В этих условиях подсчет запасов, открытых к настоящему моменту залежей сверхвязкой нефти, с последующей постановкой их на учет Государственного баланса, становится одним из основных источников прироста запасов, наряду с приростом по новым открытым месторождениям нефти и пересчетом запасов по старым месторождениям (Тахаутдинов и др., 2011).

Разработка месторождений сверхвязкой нефти активизировалась буквально в последние лет пять. Этому способствовали новые технологии и экономическая ситуация: при сегодняшней стоимости нефти добыча приближается к уровню рентабельности.

Исходя из этого, руководство ОАО «Татнефть» поставило новую задачу, и с 2007 года Татарское геологоразведочное управление (НПЦ «Запасы») занимается подсчетом запасов сверхвязкой нефти и постановкой их на учет Государственного Баланса.

В отложениях пермской системы в пределах Республики Татарстан выделены 4 нефтеносных комплекса: нижнепермский карбонатный; уфимский терригенный; нижнеказанский терригенно-карбонатный; верхнеказанский карбонатно-терригенный.

В качестве первоочередных объектов промышленного освоения в республике планируются залежи сверхвязкой нефти шешминского горизонта уфимского яруса верхней перми, имеющие наиболее широкое распространение и характеризующиеся наиболее благоприятными геолого-экономическими условиями локализации. Район их распространения обладает развитой нефтепромысловой инфраструктурой.

В тектоническом плане район распространения отложений шешминского горизонта приурочен к западному, южному склонам и сводовой части Южно-Татарского свода (Войтович и др., 2006). Залежи нефти приурочены к

отложениям песчаной пачки $P_2u_2^2$ шешминского горизонта уфимского яруса верхней перми, представленным песками, интенсивно пропитанными нефтью, и маломощными прослоями песчаников и алевролитов.

Характерной особенностью пространственного размещения отложений пачки является их залегание в виде серии линейно вытянутых в северо-западном направлении, образованных в седиментационных ловушках, положительных структурных форм III порядка, именуемых грядами. Гряды образованы цепочечно расположенными локальными раздувами песчаников песчаной пачки ($P_2u_2^2$), мощностью до 46м, отделенных друг от друга по простиранию участками сокращенной мощности песчаной пачки (до 3-5м). В крест простирания они разделены между собой зонами сокращенной мощности песчаной пачки (менее 10м), вплоть до их полного выклинивания (Хисамов, Гатиятуллин, 2007).

Выдержанные, достаточно мощные пласты песчаников распространены в верхней части шешминского горизонта, которые имеют близкие стратиграфические уровни и представляют собой зонально-развитую проводящую систему, единую в гидродинамическом отношении в пределах обширной территории (Хисамов и др., 2012). Региональной покрывкой для нефтенасыщенных песчаников является пачка «лингуловых глин» нижнеказанского подъяруса с минимальной мощностью 2м к крыльевым частям структур мощность их увеличивается до 30м.

Глубина залегания всех залежей уфимского комплекса не превышает 250м и изменяется в довольно широких пределах от 32м до 240м (Рис. 1). В подавляющем большинстве они залегают на глубине 100-200м, что в 2 раза меньше предельно допустимых глубин, оптимальных для добычи сверхвязких нефтей скважинными методами с применением паротеплового воздействия.

Площади залежей СВН изменяются в довольно широких пределах от 0,1 до 10 км² (Рис. 2).

К настоящему времени на учете Государственного Баланса полезных ископаемых числится 91 залежь СВН (Рис. 3), две из которых (Ашальчинское, Мордово-Кармальское) находятся в опытно-промышленной разработке (ОПР). «Пилотным» месторождением для разработки залежей СВН в России стало Ашальчинское, на котором «Татнефть» добыла в ноябре 2011 г. 100-тысячную тонну сверхвязкой нефти.

Опытно-промышленная эксплуатация Ашальчинского месторождения с использованием парогравитационной технологии воздействия на нефтяной пласт через парные

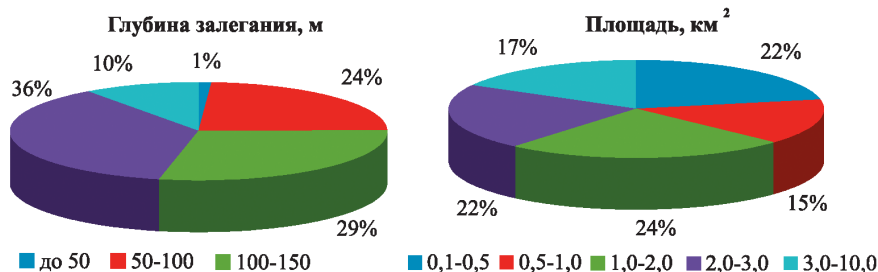


Рис. 1. Диаграмма распределения глубины залегающих залежей СВН, учтенных Государственным Балансом.

Рис. 2. Диаграмма распределения площади залежей СВН, учтенных Государственным Балансом.

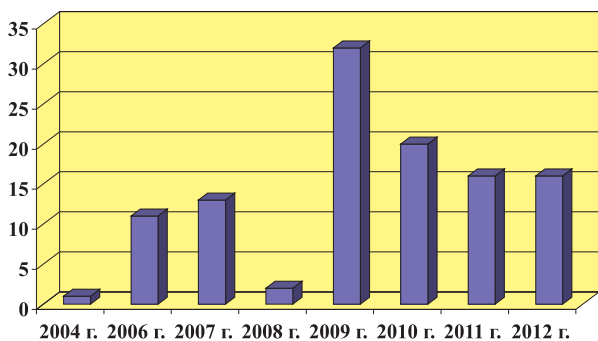


Рис. 3. Количество утвержденных в ФБУ ГКЗ РФ залежей сверхвязких нефтей.

горизонтальные скважины осуществляется с 2006 г.

На сегодняшний день пробурены 15 пар скважин, 13 из которых введены в эксплуатацию. На месторождении достигнут средний дебит одной скважины свыше 52 т/сут.

Идет подготовка к промышленному освоению скважин, учтенных Государственным Балансом, с суммарными извлекаемыми запасами СВН категорий C_1 и C_2 в количестве более 90000 тыс.т.

Всего на территории Республики Татарстан выявлено более 150 залежей СВН в отложениях шешминского горизонта уфимского яруса верхней перми.

Кроме того, ОАО «Татнефть» в результате выполненных работ в 2010-2011 гг. с использованием материалов структурного, нефтепоискового и эксплуатационного бурения в пределах лицензионных территорий Ново-Елховского и Ромашкинского месторождений нефти был очерчен 131 перспективный участок на выявление залежей СВН в отложениях шешминского горизонта. В 2012 г. проведены работы по обоснованию подготовленности 69 нефтеперспективных объектов шешминского горизонта Ново-Елховского месторождения к поисково-оценочному бурению и оценка их геологических и извлекаемых ресурсов категории C_3 .

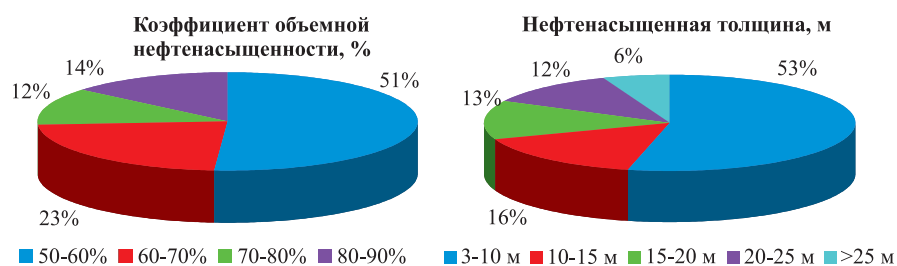


Рис. 4. Диаграмма распределения коэффициента нефтенасыщенности к объему пор по залежам, учтенным Государственным Балансом.

Рис. 5. Диаграмма распределения нефтенасыщенных толщин залежей, учтенных Государственным Балансом.

Подсчет запасов сверхвязких нефтей в РТ ведется по давно сложившемуся принципу, который основывается на объемной методике подсчета запасов, адаптированной для нефтей высокой вязкости.

Существенное отличие месторождений сверхвязких нефтей от традиционно нефтяных – отсутствие четко определенного контакта (ВНК). Для нефтяных месторождений ВНК представляется, преимущественно, горизонтальной поверхностью, линия пересечения которой с кровлей нефтенасыщенного пласта является внешним контуром нефтеносности месторождения.

Для залежей сверхвязких нефтей их границей является поверхность, определяемая кондиционными значениями весовой нефтенасыщенности равной 4,5%. Морфология её весьма сложная, характеризуется волнистостью, ступенчатостью, неровностью и даже в скважинах, находящихся в соседстве, часто фиксируется со значительной разницей гипсометрических отметок (Шаргородский и др., 2007).

Для подсчета запасов залежей СВН выполняются структурные построения по кровле коллектора. Границы песчаных тел, проводятся с учетом всех точек, полученных при совмещении двух структурных поверхностей – кровли продуктивного коллектора с подошвой залежи, и с помощью построения максимально возможного количества схематических геологических профилей – продольных и поперечных, с использованием большей части фонда скважин. Точки пересечения абсолютных отметок подошвы залежи с её кровлей принимаются за нулевые точки нефтенасыщенной толщины. Совокупность всех полученных точек служит определением контура залежи.

Основными геофизическими методами, данные которых используются для определения коэффициентов насыщения углеводородами горных пород, являются методы низкочастотной электротомии (БК, БКЗ) и высокочастотные электромагнитные методы (волновой диэлектрический каротаж (ВДК)).

Выделение эффективных нефтенасыщенных толщин в разрезе продуктивного горизонта проводится по керну и по комплексу ГИС. Но, для подсчета запасов, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности принимаются как наиболее надежные, представительные и достоверные величины, отображающие коллекторские свойства. Это результаты количественных определений весовой нефтенасыщенности по данным лабораторных исследований керна. За нижнюю границу весовой нефтенасыщенности принята величина 4,5%, ниже которой отмечается резкое из-



Рис. 6. Диаграмма распределения коэффициента пористости по залежам, учтенным Государственным Балансом.

менение значений нефтенасыщенности (Рис.4).

В лабораторных условиях чаще всего определяют нефтенасыщенность к весу породы, измеряемую отношением массы извлеченной из образца нефти к общей массе нефтенасыщенной породы (Инструкция ТатНИПИнефть, 1977).

Для залежей СВН, учтенных Государственным Балансом, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежей колеблется в значительных пределах от 3м до 15м, составляя в основном от 5 до 10м (Рис. 5).

Лабораторные исследования керна используются как при определении всех основных подсчетных параметров (нефтенасыщенной толщины, пористости, нефтенасыщенности и плотности скелета породы), так и при изучении фильтрационно-емкостных и литолого-минералогических характеристик коллекторов, подстилающих и перекрывающих залежь пород, а также для надежной интерпретации ГИС с построением петрофизических зависимостей.

Коэффициент пористости по материалам ГИС определялся по компенсационно-нейтронному каротажу (КНК) и по данным радиоактивного каротажа (НГК и ГК) методом двух опорных пластов. Компенсационно-нейтронный метод проводится в основном в разведочных скважинах, диаметр которых равен 216мм. В скважинах структурного бурения из-за малого диаметра скважины (93мм), проведение исследований методом КНК невозможно, в данных скважинах проводились исследования ГИС методом радиоактивного каротажа (Инструкция ГКЗ СССР, 1987).

Анализ распределения пористости в нефтенасыщенной части продуктивных отложений шешминского горизонта по результатам лабораторных исследований керна показывает, что многие образцы при экстрагировании из них нефти рассыпались.

Это свидетельствует о высоких коллекторских свойствах нефтенасыщенных отложений. Распределение значений утвержденных коэффициентов пористости по зале-

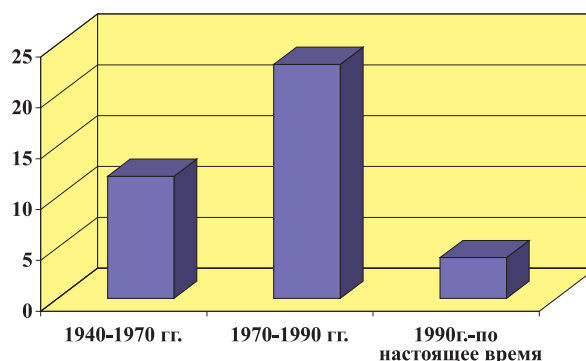


Рис. 12. Разбуривание залежей СВН скважинами структурного и поисково-разведочного бурения по годам.

жам СВН, стоящим на Государственном Балансе, приведено на рис. 6. Значение пористости для подавляющего числа залежей изменяется в пределах от 20 до 30% и более. За нижнюю кондиционную границу по пористости принята величина 18%.

Среднее значение пористости составляет 25%. Данной величиной должны быть охарактеризованы сводовая, приобортовая и периклинальные части залежи.

Среднее значение проницаемости составляет 0,470 мкм². Отбор образцов должен проводиться через 0,2-0,5м для абсолютной проницаемости, 0,5-1м для фазовой. Распределение значений проницаемости по залежам СВН приведено на рис. 7.

Величина вязкости в пластовых условиях является одним из основных критериев, определяющих выбор перспективного метода разработки залежей.

Для подсчета запасов нефти были использованы значения плотности нефти, как средние, полученные при анализе отобранных на залежах пластовых проб нефти. Из-за незначительной глубины залегания залежей СВН при подсчете запасов коэффициент перевода не учитывался.

Физико-химические свойства сверхвязкой нефти меняются в широком диапазоне: плотность 0,914-0,979 г/см³ (Рис. 9), динамическая вязкость при 8° С 307,2-27350 мПа·с, содержание смол и асфальтенов 14-45%, серы 1,8-4,5%, парафинов 0,2-3,9%. В СВН также присутствуют ванадий (0,0127-0,039%) и никель (0,0048-0,012%).

Минимальная величина запасов, при которой целесообразно организовывать разработку месторождения с применением термических методов считается один млн. тонн. По величине извлекаемых запасов месторождения сверхвязких нефтей относятся к мелким, по сложности геологического строения – к

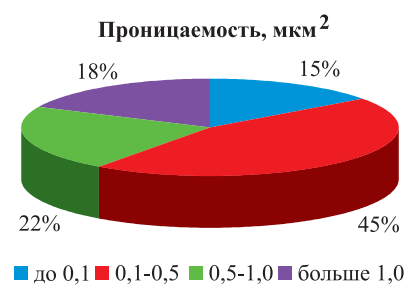


Рис. 7. Диаграмма распределения проницаемости по залежам, учтенным Государственным Балансом.

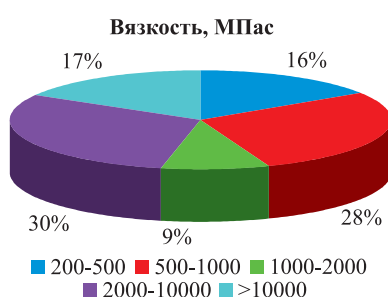


Рис. 8. Диаграмма распределения динамической вязкости по залежам, учтенным Государственным Балансом.

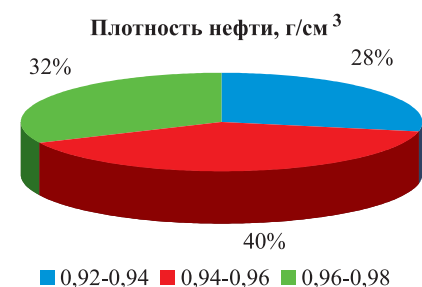


Рис. 9. Диаграмма распределения плотности СВН по залежам, учтенным Государственным Балансом.

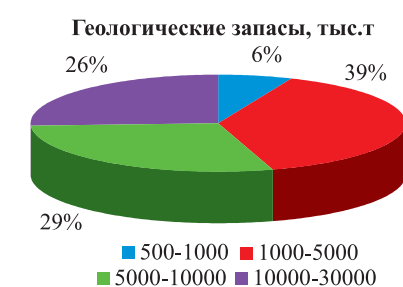


Рис. 10. Диаграмма распределения извлекаемых запасов СВН категорий C₁+C₂, учтенных Государственным Балансом.

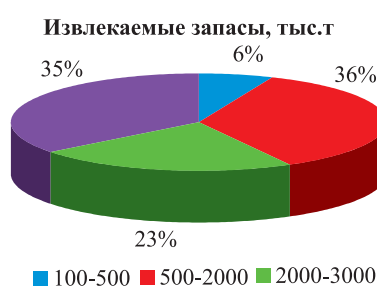


Рис. 11. Диаграмма распределения геологических запасов СВН категорий C₁+C₂, учтенных Государственным Балансом.

сложным, характеризующимся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных отложений. Распределения геологических и извлекаемых запасов сверхвязкой нефти категорий C_1+C_2 по месторождениям, стоящим на Государственном Балансе, представлены на рисунках 10, 11.

Учитывая сходство геологического строения и близкое расположение залежей друг к другу, для более рационального ввода их в эксплуатацию, мелкие соседние залежи объединяются в группы.

Все залежи сверхвязкой нефти на территории Республики Татарстан на сегодняшний день выявлены по результатам структурного бурения скважин прошлых лет.

Разбуривание месторождений сверхвязкой нефти скважинами структурного и поисково-разведочного бурения по годам приведено на рисунке 12.

Практически все поисковые и разведочные скважины востока и северо-востока Республики Татарстан, вскрывшие нефтяные пласты в отложениях карбона и девона, испытывались и опробовались именно на эти нефтеносные объекты, не затрагивая потенциально перспективные объекты пермских отложений. Результаты сейсморазведочных работ, комплексы ГИС и опробования в колонне, в лучшем случае, охватывали отложения каширского горизонта среднего карбона.

Поэтому все выявленные на сегодняшний день залежи нуждаются в проведении доразведочных работ с целью детального изучения их геологического строения, переоценке запасов категории C_2 и подготовке месторождений к промышленному освоению.

Для успешной постановки запасов СВН на учет Государственного Баланса полезных ископаемых необходимо соблюдение основных критериев.

– Интервалы отбора керн и проведения оптимального комплекса ГИС должны обеспечивать изучение перспективных на нефть, перекрывающих и подстилающих залежь отложений.

– Выход керн из нефтенасыщенных пород должен быть не менее 70-80%.

– Частота отбора образцов для лабораторных исследований должна составлять 0,1-0,5м (Инструкция ТатНИПИнефть, 1975).

– При вскрытии скважиной нефтенасыщенного пласта толщиной не менее 3м (что определяется по документации керн и результатам оптимального комплекса ГИС масштаба 1:200), в ней необходимо проведение пробной эксплуатации, которая включает в себя испытание на приток флюидов как на естественном режиме, так и с паротепловым воздействием на продуктивный пласт четырьмя циклами.

– Лабораторное изучение сверхвязких нефтей должно предусматривать исследование проб, полученных на естественном режиме и после паротепловой обработки с установлением их физико-химических свойств, фракционного и группового составов.

– При изучении состава сверхвязкой нефти необходимо оценивать промышленное значение содержащихся в них серы, металлов и других компонентов.

В эксплуатационных скважинах, бурящихся на разрабатываемых традиционно нефтяных месторождениях, в интервале, затрагивающем перспективные объекты пер-

мских отложений, необходимо выполнять оптимальный комплекс геофизических исследований скважин, включающий в себя ПС, нейтронный гамма каротаж, гамма-каротаж, индукционный каротаж, боковой каротаж, волновой диэлектрический каротаж, компенсационный нейтронный каротаж, боковое каротажное зондирование. А также должен быть вынесен керн с интервала продуктивного горизонта с определением литолого-физических свойств, с определением пористости, нефтенасыщенности к весу породы (а в отдельных случаях, где образцы не рассыпались, – к объему пор), минералогической плотности скелета породы, карбонатности и проницаемости.

Литература

Закон Республики Татарстан от 13 января 2007г. N 7-ЗРТ «Об утверждении Программы развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на 2006-2020 годы».

Инструкция по лабораторному исследованию образцов керн и грунтов. Бугульма. ТатНИПИнефть. 1975. 34.

Инструкция по лабораторному определению остаточной нефтенасыщенности образцов керн, отобранного на месторождениях Татарстана. АССР. Бугульма. ТатНИПИнефть. 1977. 55.

Инструкция по применению материалов промыслово-геофизических исследований с использованием результатов изучения керн и испытаний скважин для определения и обоснования подсчетных параметров залежей нефти и газа. Москва. ГКЗ СССР. 1987. 45.

Тахаутдинов Ш.Ф., и др. Создание и промышленное внедрение комплекса технологий разработки месторождений сверхвязких нефтей. Казань. Изд-во «ФЭН» АН РТ. 2011. 178.

Хисамов Р.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б., Гатиятуллин Н.С., Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана. Казань. Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ. 2006. 328.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. Казань. Изд-во «ФЭН» АН РТ. 2007. 295.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Сухов К.А. Мат-лы межд. научно-практ. конф. Казань. Изд-во «ФЭН» АН РТ. 2012. 379.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е. и др. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. Казань. Изд-во «ФЭН» АН РТ. 2007.

S.E. Voitovich, T.P. Akhmanova, N.V. Akchurina. **Basic Principles of Calculation of Ultra-viscous Oil Reserves of the Republic of Tatarstan**

In this work we give main methodological provisions for the calculation of high-viscous oil reserves and evaluation of their industrial value. Necessary requirements to the exploration degree of deposits, complex of main executed log survey methods and core sampling required for calculation of high-viscous oil reserves and registration in the government's balance of mineral resources are described.

Keywords: Permian deposits, ultra-viscous oil, deposit, reserves, sandstone, porosity and permeability coefficients, viscosity, core material.

Сергей Евгеньевич Войтович

Главный геолог – первый заместитель начальника
Тел.: (843) 292-52-06

Татьяна Петровна Ахманова

Начальник НПЦ «Запасы». Тел.: (843) 292-25-38

Надежда Владимировна Акчурина

Заместитель начальника НПЦ «Запасы»
Тел.: (843) 292-97-43

Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть». 420111 г. Казань, ул. Чернышевского, 23/25.

Н.С. Гатиятуллин, А.Р. Баратов, В.Б. Либерман
Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть», Казань
tgru@tatneft.ru

НЕФТЕНОСНЫЕ НЕДРА ТАТАРСТАНА В АСПЕКТЕ ГИПОТЕЗЫ ДЕГАЗАЦИИ ЗЕМЛИ

К 40-летию Программы изучения глубинных недр Татарии

Рассмотрены аспекты глубинного строения и осадочного чехла Татарстана. Научная обработка материалов глубоких и сверхглубоких скважин подтвердила теоретические предположения о том, что на значительной глубине кристаллический фундамент не является монолитным массивом, а представляет собой открытую систему, в которой могут циркулировать газонасыщенные растворы. Наибольшими перспективами характеризуется Татарский гранито-гнейсовый купол, пространственно контролирующий нефтеносный район Татарстана.

Ключевые слова: астенолитовый диапир, газонасыщенные растворы, гранито-гнейсовый купол, коровое гранитообразование, кристаллический фундамент, нефтяные месторождения, сверхглубокие скважины, тепло- и массоперенос, энергостокоская система.

Вместо предисловия. Еще в середине прошлого столетия П.Н. Кропоткин опубликовал статью, в которой высказал идею о связи процессов нефтегазонакопления и глубинной дегазации Земли (Кропоткин, 1955). Со временем накопилось ряд весомых аргументов в пользу глубинной природы нефти и газа, которым придавался генетический характер. Так, для большинства нефтегазоносных провинций была установлена пространственная взаимосвязь глубинных структур верхней части земной коры (кристаллического фундамента) с нефтегазоносными месторождениями осадочного чехла, а также зафиксированы многочисленные факты следов миграции УВ (проявления газов и битумов) в метаморфических и изверженных породах фундамента (Дмитриевский, Валяев, 2008). Эти и другие сведения в пользу глубинного генезиса нефти и газа начали с разной периодичностью рассматриваться с 1976 года на научных конференциях, касающихся широкого круга вопросов глобальной дегазации Земли (Дегазация Земли..., 1976; 1985; 1991; 2002-2008).

В 1985 году на II конференции по проблеме «Дегазация Земли и геотектоника» были приведены сведения, что по своим масштабам современная (Г.И. Войтов) и палеодегазация (Б.М. Валяев) на три порядка величин превышала возможности генерации углеводородов в осадочных бассейнах (Дмитриевский, Валяев, 2008). В материалах этой конференции приводились аргументы активной роли глубинных флюидов в изменениях напряженного состояния горных пород, доказывалась взаимосвязь дегазации с эндогенными процессами глобального масштаба, в т. ч. сейсмическими. Впервые прозвучали доводы аналогии нефтегазовых залежей с разного рода флюидизированными очагами, а многопластовых нефтегазовых месторождений с системами флюидизированных очагов. Эти заключения базировались, в основном, на данных глубокого бурения и геофизических исследований нефтегазоносных бассейнов в пределах континентов Земли (Дегазация Земли..., 1976).

В 90-х гг. прошедшего столетия и в первое десятилетие нынешнего тысячелетия были проведены многочисленные исследования по этой проблеме. Выявлен наложенный характер процессов нефтегазонакопления по отношению к разрезам осадочных пород нефтегазоносных бассейнов. В частности по результатам изучения кернов льда Антарктиды и Гренландии стали известны грандиозные

масштабы выноса углеводородных флюидов в атмосферу Земли и воды Мирового океана (сквозной углеводородной дегазации) в геологическом прошлом. Установлен геодинамический и структурно-тектонический контроль глобальных и региональных неравномерностей распространения не только нефтегазовых месторождений традиционного типа, но и нетрадиционных ресурсов углеводородов в скоплениях тяжелой нефти и газогидратов. Получены принципиально новые свидетельства мантийной природы нефтей по данным исследования в них спектров лантаноидов и платиноидов и многие другие данные в пользу ведущей роли эндогенных факторов в генезисе углеводородных флюидов Земли (Дегазация Земли..., 2008).

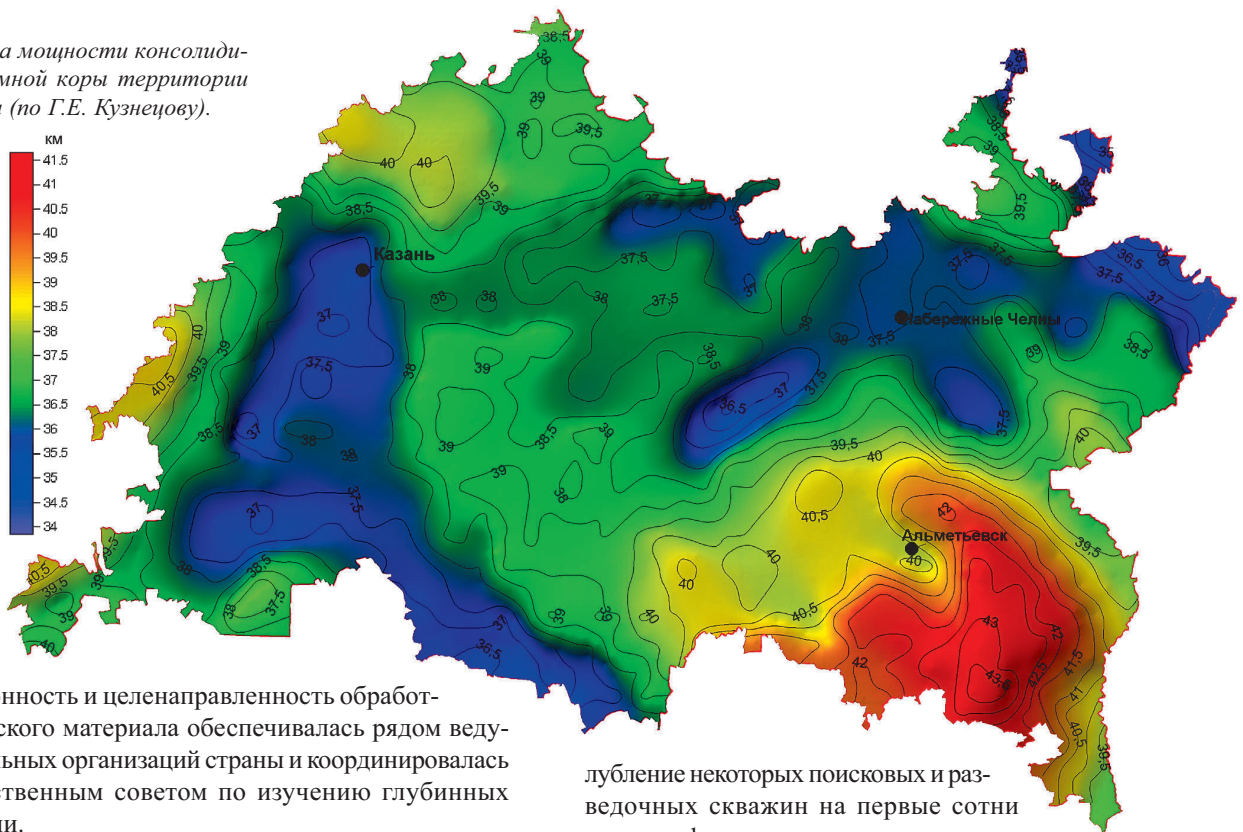
По мнению академика А.Н. Дмитриевского, «... Разработка идей углеводородной дегазации Земли привносит не только обновление теоретических основ нефтегазовой геологии и геохимии. Из этих идей вытекают важнейшие практические следствия, связанные с оценкой перспектив и прогнозом нефтегазоносности, с выбором новых направлений и со сменой стратегии поисков скоплений углеводородов» (Дмитриевский, Валяев, 2008).

В связи с этим должны быть пересмотрены прежние и разработаны принципиально новые положения по изучению нефтеносности глубинных недр Татарстана.

Состояние изученности проблемы в Татарстане. Юго-восток Татарстана благодаря нефтеносным недрам выделяется среди других регионов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции высокой степенью геолого-геофизической изученности. Обширный фактический материал накоплен не только по палеозойским толщам осадочного чехла, включающим месторождения нефти, но и по геологии кристаллического фундамента региона как дистанционными разнообразными геофизическими методами, так и прямыми наблюдениями в результате поисково-разведочного бурения и комплексного изучения керна и шлама кристаллических пород глубоких и сверхглубоких скважин.

Значительный вклад в изучении и познании геологического строения фундамента региона внесла Программа изучения глубинных недр Татарии, принятая более 40 лет назад в рамках общесоюзного плана исследований земной коры. Благодаря ее реализации расширились наши знания о составе и эволюции древнейших породных комплексов фундамента восточной части Русской плиты. Полно-

Рис. 1. Схема мощности консолидированной земной коры территории Татарстана (по Г.Е. Кузнецову).



та, всесторонность и целенаправленность обработки фактического материала обеспечивалась рядом ведущих профильных организаций страны и координировалась Межведомственным советом по изучению глубинных недр Татарии.

В рамках Программы, с проектным заданием вскрыть и углубиться на значительную глубину в кристаллический фундамент были пробурены 21 скважина, из них две сверхглубокие: № 20000 Миннибаевская и № 20009 Ново-елховская. 12 скважин, помимо палеозойских отложений, вскрыли полные разрезы пород верхнепротерозойского возраста и углубились в кристаллический фундамент до нескольких сотен метров. Дополнительно было произведено уг-

лубление некоторых поисковых и разведочных скважин на первые сотни метров в фундамент в пределах технической достижимой глубины. Таким образом, было пробурено 42 скважины различных категорий, испытано 92 интервала при бурении и 41 после спуска обсадной колонны.

Основной акцент при проведении нефтепоисковых работ по фундаменту был сделан на изучение тектонического фактора контроля нефтеносности, а именно на разбуривание выступов фундамента различной генетической принадлежности (горсты, взбросы, эрозионные положительные структуры и др.) и зон разломов.

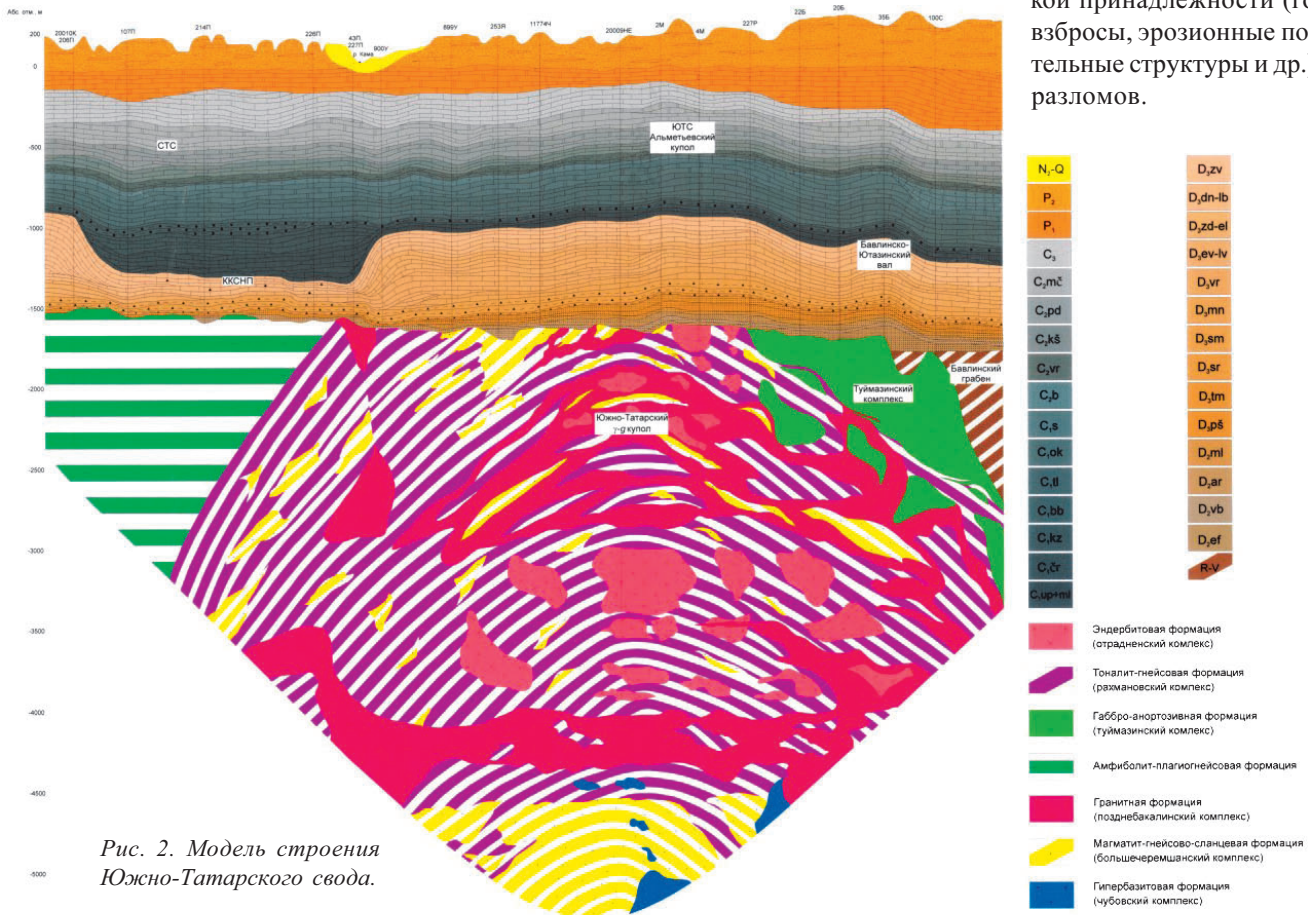


Рис. 2. Модель строения Южно-Татарского свода.

В Программе изучения глубинных недр Татарии проходке сверхглубоких скважин № 20000 Миннибаевской и № 20009 Ново-елховской уделялось особое значение. Именно по ним впервые были получены прямые фактические сведения о геологическом строении докембрийского основания Южно-Татарского свода. Уникальность скважин подчеркивается в т.ч. и глубоким вскрытием кристаллического фундамента в платформенных условиях, соответственно 3215 м Миннибаевской скважиной (забой 5099 м) и 4078 м Ново-елховской (забой 5881 м). Обе скважины внесены в официальный реестр сверхглубоких скважин России. Весьма детально был исследован керн и шламовый материал скважин, изучены петрографические и минералогические особенности пород, геохимия породообразующих, редких и рассеянных элементов. Эти исследования показали, что в разрезах фундамента Миннибаевской и Ново-елховской

скважин отсутствуют принципиальные различия по набору пород и их геологическим взаимоотношениям. Изотопные датировки по образцам из этих скважин U-Pb, Sm-Nd и K-Ar методами указывают на то, что эндрбиты, и это не противоречит установленным взаимоотношениям, являются архейскими образованиями (2,7-3,1 млрд. лет), а высокоглиноземистые гнейсы возникли не позднее рубежа раннего протерозоя и архея (Доплатформенные комплексы..., 1992; Кристаллический фундамент Татарстана..., 1996).

Испытания скважин позволили выявить на значительных глубинах в разрезе фундамента динамически активные флюидонасыщенные зоны с высокими содержаниями газовых компонентов. При этом было отмечено возрастание количества газодонасыщенных пачек с глубиной.

Таким образом, научная обработка материалов проходки глубоких скважин подтвердила теоретические предположения о том, что на значительной глубине кристаллический фундамент не является монолитным массивом, а представляет собой открытую систему, в которой могут циркулировать газонасыщенные растворы.

Южно-Татарский свод как геологическая структура земной коры мантийно-коровой энергостокковой системы. Пока по результатам глубокого и сверхглубокого бурения прямых признаков нефтеносности кристаллического фундамента не обнаружено. Испытанные по данным ГИС перспективные интервалы как в процессе бурения, так и в обсадной колонне оказались либо беспригодными, либо только повышенными газопоказаниями характеризовали пластовый флюид. При этом необходимо отметить, что полученные за последние годы результаты бурения и опробования интервалов кристаллического фундамента все чаще указывают на пониженные пластовые давления разуплотненных зон, что, с одной стороны, подтверждает их современное развитие, с другой – значительно затрудняет получение пластового флюида и его всестороннее изучение.

Но многие косвенные данные свидетельствуют о существовании «УВ-дыхания» фундамента, которое вероятно даже в современное геологическое время «подпитывает» нефтяные месторождения осадочного чехла углеводородами глубинного происхождения и, тем самым, определяет высокий нефтегазовый потенциал недр региона. Некоторые из факторов следующие (Муслимов, 2003):

- генетическая тождественность нефтей из палеозойского комплекса ЮТС и битумоидов фундамента;
- приуроченность залежей нефти осадочного чехла к разломам в фундаменте;
- четко выраженная тенденция возрастания газопоказаний, расширения спектра гомологов метана и появления гелия с увеличением глубины;
- явное несоответствие НПР Татарстана, а уже более 3 млрд. т нефти извлечено, с оценкой нефтематеринского потенциала всей осадочной

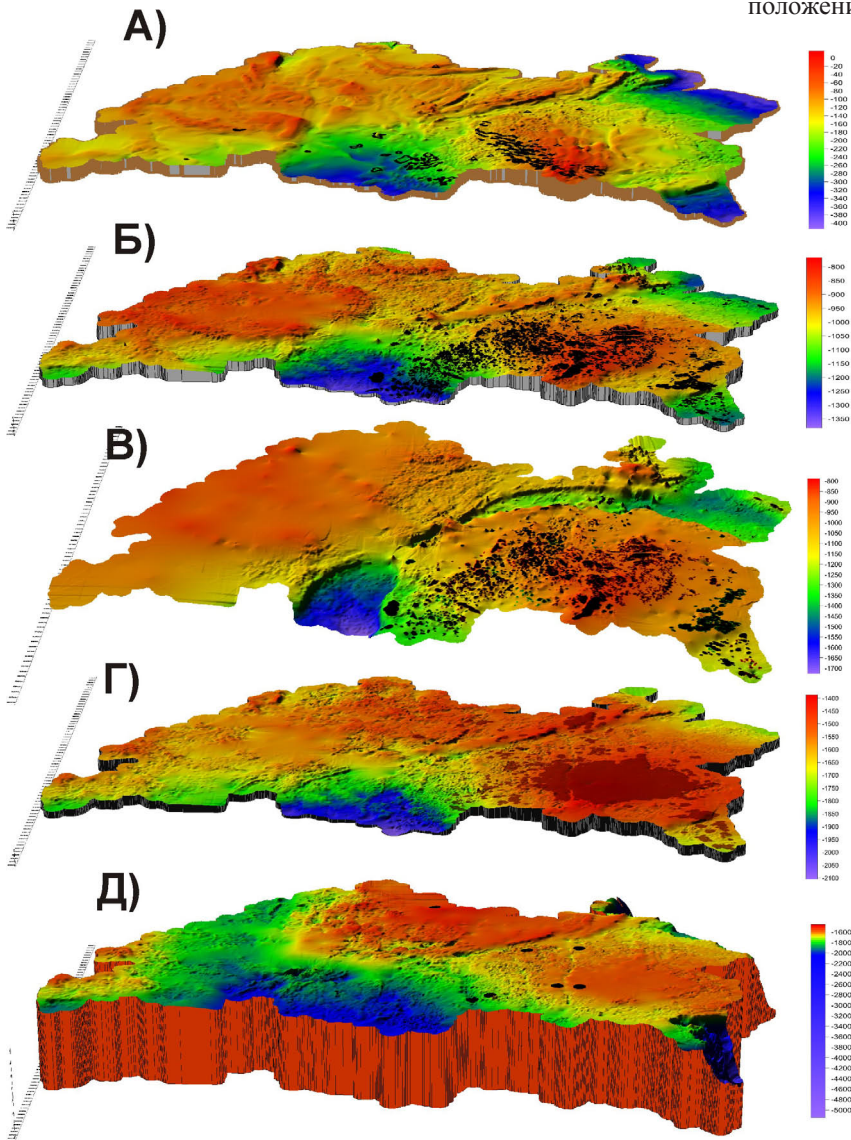


Рис. 3. Республика Татарстан. Распределение залежей нефти по основным маркирующим горизонтам осадочного чехла и поверхности кристаллического фундамента (составлена с использованием материалов сейсморазведки «ТНГ-Групп»). А) кровля ассельского яруса и залежи нефти СВН пермской системы; Б) кровля тульского горизонта: отражающий горизонт «У» и залежи нефти в отложениях среднего, нижнего карбона; В) эрозионная поверхность турнейского яруса (горизонт «С») и залежи нефти в отложения карбона и карбонатного девона; Г) кровля терригенного девона (горизонт «Д») и залежи нефти в терригенном девоне; Д) поверхность кристаллического фундамента (отражающий горизонт «А»).

толщи в объеме 709 млн. т, рассчитанной на основе геохимического анализа доманикитов и др.

Эти данные аргументируют наличие вертикальной миграции УВ, достаточный источник которых в осадочном чехле, по крайней мере в пределах ЮТС, отсутствует.

По данным сейсмического профилирования установлено, что

земная кора в регионе состоит из трех консолидированных слоев (Геология Татарстана..., 2003):

- нижнего, гранулитно-базитового с интервалами продольных упругих волн > 6,8-7,0 км/сек ;
- промежуточного, условно диоритового (инверсионного), скорость продольных упругих волн 6,2-6,8 км/сек;
- верхнего, гранитно-метаморфического, скорость продольных волн до 6,3 км/сек.

Каждый из слоев земной коры представляет автономную динамическую систему. Эти системы не являются независимыми, так как существует механизм передачи возбуждений одной системы другой, вышележащей. При этом каждый из слоев способен латерально перемещаться относительно смежных, что определяет, в свою очередь, их взаимоотношение и составляет основу геодинамических построений по принципу всеобщей относительной подвижности (Хаин, 1989).

Наибольшая мощность земной коры в Татарстане характерна для территории Южно-Татарского свода (ЮТС) в современных границах, чем определяет его изостатическое состояние, относительно менее мощных блоков земной коры других структурно-тектонических элементов первого порядка, таких как Северо-Татарский свод (СТС), Мелекесская впадина (МВ) и др. (Рис. 1).

При этом максимальное погружение поверхности Мохоровичича (М) и нижнекоровой границы Конрада (К₂) фиксируется в

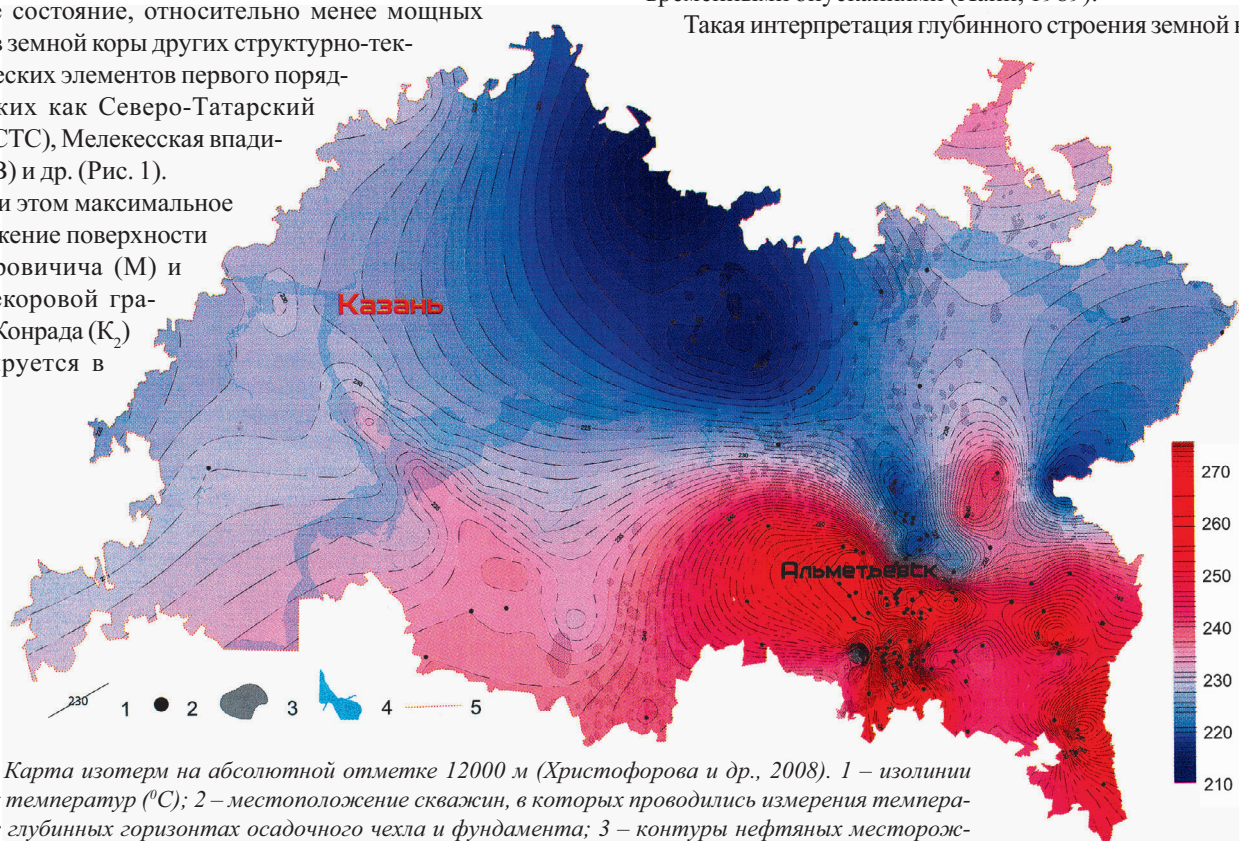


Рис. 4. Карта изотерм на абсолютной отметке 12000 м (Христофорова и др., 2008). 1 – изолинии равных температур (°С); 2 – местоположение скважин, в которых проводились измерения температуры в глубинных горизонтах осадочного чехла и фундамента; 3 – контуры нефтяных месторождений; 4 – гидросеть; 5 – административная граница Республики Татарстан.

Толщи земной коры	Глубина, м	Температура (Т ⁰ С) по тектоническим элементам I порядка			
		Северо-Татарский свод (куп. часть), скв. 20010 Кукморская	Мелекесская впадина		Южно-Татарский свод (куп. часть), скв. 20009 Новелховская
			Вост. борт, скв. 1001 Трудолобововская	Центр. часть, скв.33 Алькеевская	
Осадочный чехол (подошва)	1630	26,2	38,4	49,6	45,0
	1803				
	2065				
	2115				
Кристаллический фундамент	2200	36,5	40,1 (забой)	52,5	54,0
	2500	41,5 (забой)		57,8 (забой)	60,2
	3000				70,1
	4000				90,4
	5000				111,2
	5812				127,9 (забой)

Табл. 1 Температура недр Татарстана по данным параметрического бурения.

пределах Альметьевского выступа ЮТС, где мощность, в основном за увеличения толщины инверсионного слоя, увеличивается в целом до 40-41,5 км (Геология Татарстана ..., 2003). Логически данное явление можно обосновать повышенной пластичностью промежуточного слоя, в котором при наличии упоров или столкновении крупных блоков коры может начаться процесс нагнетания материала и его отслоения от нижележащего гранулитно-базитового слоя или верхнего гранит-метаморфического. Этот процесс обуславливает торошение верхнекоровых пластин и их вспучивание под напором снизу нагнетаемого материала промежуточного слоя. Данное явление приводит к образованию астенотинз в промежуточном слое, региональному метаморфизму с гранитообразованием и ростом гранито-гнейсовых куполов. Нагнетание материала инверсионного слоя фиксируется относительными подъемами земной поверхности, а его отток – современными опусканиями (Хаин, 1989).

Такая интерпретация глубинного строения земной коры

территории Татарстана по данным сейсморазведки хорошо согласуется с прямыми наблюдениями по геологии кристаллического фундамента (верхний гранито-метаморфический слой), полученными по результатам изучения керн и шламового материала глубоких и сверхглубоких скважин. Во вскрытой части фундамента ЮТС был выявлен пестрый породный ряд, складывающийся из метаморфических и магматических пород (Рис. 2). Доминирующими метаморфическими разностями оказались высокоглиноземистые кристаллические сланцы, мигматиты и гранат-кордиеритовые плагиогнейсы, значительно реже фиксировались двупироксеновые кристаллические сланцы и амфиболиты. Среди магматических пород обнаружены граниты нормальной и повышенной щелочности, сопряженными пегматитами, гиперстеновые диориты и кварцевые диориты пониженной щелочности (эндербиты), долериты и ультрабазиты. Выявлены были также «экзотические» скарноподобные метасоматические образования: эулизиты, с типоморфным минеральным парагенезисом магнетита, гиперстена, кварца и граната. По данным ГИС и изучения кернового и шламового материалов данные породы в разрезе скважины упорядочиваются в разновеликие интервалы, сменяющие друг друга без определенной закономерности, местами нарушенными зонами трещиноватости и дробления различной интенсивности. На них накладывается вкрапленность сульфидной рудной минерализации, гидроокислы железа и кварцевое прожилкование.

Таким образом, верхняя часть земной коры в участке ЮТС характеризуется широким спектром проявления метаморфических и магматических формаций, типичных для гранито-гнейсовых куполов. Подтверждение гипотетических представлений о нагнетании материала в среднем инверсионном «диоритовом» слое земной коры можно допустить, если рассматривать эндербиты отрадненского комплекса в качестве их плутогенных новообразований, а перидотиты чубовского комплекса отождествлять с «отторженцами» верхнемантийного астенолита. В осадочном чехле над данным участком фундамента локализовано крупнейшее Ромашкинское месторождение нефти (Рис. 3).

В пределах СТС и МВ кристаллический фундамент по имеющимся материалам геофизических исследований и глубокого бурения менее дифференцирован по вещественному составу слагающих его формаций. Земная кора в целом в современных границах этих регионов имеет сокращенную мощность от 34 до 38 км. Судя по материалам параметрического бурения, вскрывших фундамент СТС более чем на 800 м и МВ до 500 м, там преобладают достаточно однообразные тонко-грубополосчатые мигматиты по кристаллическим сланцам, гнейсам, реже амфиболитам. Лейкосомы мигматитов преимущественно представлена тоналитовым метатектом. Более поздние формации, ведущие к образованию гранито-гнейсовых куполов в данных участках земной коры фактически не проявились. Менее нефтеносным (МВ) или практически «стерильным» (СТС) оказывается и осадочный чехол этих тектонических элементов.

Из вышеизложенного следует, что нефтеносный район Татарстана приурочен к блоку фундамента с развитой сиалической корой, в пределах которого периодически происходило гранитообразование подготовленного гранулитогнейсового субстрата. В результате возник полихронный плутоно-мигматитовый массив (Южно-Татарс-

кий гранито-гнейсовый купол), т.е. локальный ареал неоднократного проявления процессов анатексиса и палингенеза. В этом аспекте любое концентрированное (узловое) и многократное, а не рассеянное, совмещение разновременных гетерогенных магматических и ультраметаморфических формаций можно считать реальным выражением длительно функционирующей стационарной энергостокковой системы (Гатиятуллин, Баратов, 2004).

По этой концепции главным и эффективным источником тепло- и массопереноса служат астенолитовые базитовые диапиры, которые являясь мантийными корнями энергостокковых систем, питают процессы корового гранитообразования. Главным звеном данной модели является то, что единожды возникшая тепловая и структурная аномалия, созданная подъемом базитовых астенолитов, в дальнейшем служит благоприятной средой для повторного и многократного возобновления процессов массотеплопередачи именно в данном участке литосферы, чем на новом месте. По принципу «экономии энергии» в коре возникают относительно устойчивые в пространстве и времени структуры, характеризующиеся повышенным расходом тепловой энергии, обеспечивающей процессы магмообразования, мобилизацию и транспортировку флюидопотоков. Очевидно, что астенолитовые поднятия определяют постархейский структурный план региона и оказывают благоприятное влияние на реализацию интенсивно направленного стока энергии в вышележащие горизонты земной коры. С приведенных позиций Южно-Татарский гранито-гнейсовый купол, пространственно контролирующий нефтеносный район Татарстан, находится на гребне астенолитового диапира, в фокусе энергостокковой системы (Гатиятуллин, Баратов, 2004).

Вместо заключения. Независимым подтверждением парагенетической связи глубинных процессов тепло-массопереноса с нефтеносностью осадочного чехла служат сведения о геотермических условиях кристаллического фундамента Татарстана, полученные по результатам параметрического бурения и проходки сверхглубокой скв. 20009 Ново-елховской. Высокоточные измерения температуры проведены Н.Н. Христофоровой (КГУ, Казань) в рамках государственных контрактов параметрического бурения, выполнявшихся ОАО «Татнефть» в 2002-2004 гг.

Данные исследования показали, что даже сравнительно небольшой в планетарном масштабе блок земной коры, каким является Волго-Уральская нефтегазоносная область, дифференцирован по абсолютной температуре и геотермическому градиенту в верхней части толщ фундамента, в рамках слагающих его тектонических элементов первого порядка (Табл. 1). Наиболее «холодным» является относительно «стерильный» в нефтеносном отношении Северо-Татарский свод, достаточно разогрета Мелекесская впадина, характеризующаяся нефтеносными недрами, а наиболее «горячим» оказывается Южно-Татарский свод, из горизонтов осадочного чехла которого извлечено более 3 млрд. тонн нефти (Рис. 4).

Литература

Гатиятуллин Н.С., Баратов А.Р. Формации фундамента Южно-Татарского свода и их роль при оценке нефтеносности осадочного чехла (на примере формационного расчленения разреза докембрийских толщ, вскрытых сверхглубокой скв. 20009-Новоелховской). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2004. №11(12). 29-36.

УДК 550.83/556.3:553.98(470.41)

С.Е. Войтович, М.Г. Чернышова, Л.Г. Гаврилина, Р.И. Гатауллин,
Ю.А. Гринько, И.В. Дергунов
Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть», Казань
tg-igru@mail.ru

РАЗВИТИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Приведены основные этапы становления и развития геохимических и геофизических исследований, направленные на повышение эффективности геологоразведочных работ при поиске и разведке месторождений нефти и газа. Отмечены результаты и новые направления в области развития методов.

Ключевые слова: геохимические и геофизические исследования, геологоразведочные работы, поиск и разведка месторождений нефти и газа.

В Татарстане после весьма длительного перерыва в несколько десятилетий возобновились полевые геохимические поисковые работы на новом, более высоком уровне исследований. Связано это было с созданием в 1989 году при Казанском комплексном отделе «ТатНИПИ-нефть» геохимической лаборатории под руководством Смерковича Е.С., явившейся первым научно-производ-

ственным коллективом, открывшим новую эпоху в развитии геохимических исследований в Республике Татарстан при поиске и разведке нефтяных месторождений и прогноза нефтегазового потенциала малоизученных территорий (Методические рекомендации по выделению перспективных объектов..., 2011).

На региональном этапе деятельности специалистами

Окончание статьи Н.С. Гатиятуллин, А.Р. Баратов, В.Б. Либермана «Нефтеносные недра Татарстана в аспекте гипотезы дегазации Земли»

Геология Татарстана (стратиграфия и тектоника). Под ред. Б.В. Бутова. Москва: Геос. 2003. 402.

Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. *Сборник статей*. Казань: Таткнигоиздат. 1980. 176.

Дегазация Земли и геотектоника. *Тез. док. II Всесоюз. сов.* М: Наука. 1985. 200.

Дегазация Земли и геотектоника. *Тез. док. III Всесоюз. сов.* Москва. М: Наука. 1991. 262.

Дегазация Земли и геотектоника. *Тез. док. симп.* М: Наука. 1976. 90.

Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. *Мат-лы межд. конф. памяти ак. П.Н. Кропоткина*. Москва. М.: ГЕОС. 2002. 472.

Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых. *Тез. межд. конф.* М.: ГЕОС. 2006. 320.

Дегазация Земли: геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. *Мат-лы Всерос. конф.* М.: ГЕОС. 2008. 3-6.

Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Углеродородная ветвь дегазации в исследованиях по проблеме «Дегазация Земли». *Мат-лы Всерос. конф. «Дегазация Земли: геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы»*. М.: ГЕОС. 2008. 3-6.

Доплатформенные комплексы нефтегазоносных территорий СССР. Под ред. В.С. Князева, Т.А. Лапинской. М.: Недра. 1992. 305.

Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. Под ред. Р.Х. Муслимова, Т.А. Лапинской. Казань: Дента. 1996. 148-149.

Кропоткин П.Н. Проблемы происхождения нефти. *Советская геология*. 47. 1955. 104-125.

Муслимов Р.Х. Потенциал фундаментов нефтегазоносных бассейнов – резерв пополнения ресурсов углеводородного сырья в XXI веке. *Георесурсы*. 2003. 4(12). 2-5.

Хаин В.Е. Расслоенность Земли и многоярусная конвекция как основа подлинно глобальной геодинамической модели. *ДАН СССР*. Т. 308. № 6. 1989. 1437-1440.

Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Бергеманн М.А. Анализ геотермических карт и перспективы нефтегазоносности глубинных отложений (на примере Республики Татарстан). *Георесурсы*. 3(26) 2008. 10-12.

N.S. Gatiyatullin, A.R. Baratov, V.B. Liberman. Oil bearing Resources of Tatarstan in Terms of the Hypothesis of the Earth Degassing

The aspects of the deep structure and sedimentary cover of Tatarstan are considered. Scientific material handling of deep and ultra-deep wells has confirmed theoretical assumptions that on the significant depth crystalline basement is not a solid massive. It is an open system, in which gas-saturated solutions can circulate. Tatar granite-gneissic dome spatially controlling oil bearing area of Tatarstan is characterized by the maximum perspective.

Keywords: Athenolithic diapir, gas-saturated solution, granite-gneissic dome, crustal granite formation, crystalline basement, oil fields, ultra-deep wells, heat and mass transfer, energy drain system.

Накин Салахович Гатиятуллин

Доктор геол.-мин. наук, начальник Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть»

Тел.: (843) 292-67-71

Азиз Рауфович Баратов

Начальник НПЦ «Геодинамика»

Тел.: (843) 292-15-24

Владимир Борисович Либерман

Начальник Информационно-аналитического центра

Тел.: (843) 292-92-84

Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть». 420111 г. Казань, ул. Чернышевского, 23/25.

лаборатории были изучены специфические особенности Волго-Уральского региона, установлена принципиальная оценка возможностей поисковой газо-геохимии в условиях РТ, отработана методика поверхностных геохимических исследований, включающая в себя отбор проб глинистых образований (природный адсорбент) из 5 метровых шурфов, термовакуумную дегазацию и хроматографическое определение углеводородных газов от метана до гексана.

Геохимические исследования проводились совместно с Раменским филиалом ВНИИгеолинформсистем под научным руководством В.И. Федорова и направлены на изучение углеводородных соединений, мигрирующих от залежи до земной поверхности.

Перед лабораторией была поставлена четкая задача: на эталонных участках разного типа – нефтяном, битумном, нефтебитумном и пустом, отработать методику геохимических поисков нефти и газа применительно к условиям ТАССР. В качестве объектов исследования были выбраны Казакларская, Арбузовская, Средне-Кирменская, Карлинская структуры и Горский нефтебитумный участок. Получены результаты, подтверждающие перспективность и работоспособность метода.

С 1992 года начаты работы по применению геохимического метода в экологии. Проведенными газо-геохимической и гелиевой съемками оценена экологическая обстановка приповерхностного слоя литосферы на нефтепромысловых объектах юго-востока РТ, установлены газо-геохимические критерии техногенных аномалий УВ, фиксирующиеся при отсутствии прямых, внешних признаков, ураганскими концентрациями газообразных, парообразных гомологов метана, «тяжелых» УВ, что указывает на возможность применения метода в качестве мониторингового контроля.

С 1994 года геохимическая лаборатория вошла в состав Татарского геологоразведочного управления, изменив статус на тематическую партию №2.

Специалисты ТГРУ вот уже два десятка лет занимаются научно-исследовательскими и опытно-промышленными разработками, ориентированными на повышение эффективности геологоразведочных работ поиска и разведки месторождений нефти и газа. Впервые в Татарстане Швыдким Э.К. адаптирован для поиска углеводородных залежей комплексный подход интерпретации геофи-

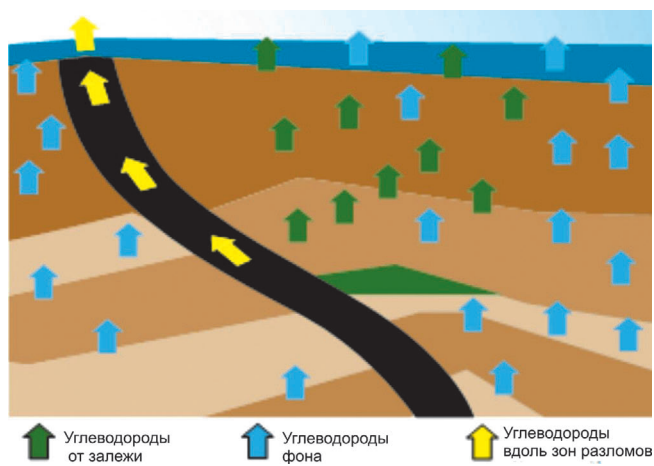


Рис. 1. Схема миграции флюидов через толщи перекрывающих залежь породу.

зических методов исследования электроразведки и магниторазведки (Хисамов и др., 2007; Швыдкин, 2000).

Получены подтверждения теории американского исследователя С.Д. Пирсона: источник электрических потенциалов и токов типа «топливных элементов» существует всегда при наличии углеводородов, накапливающихся в любых типах ловушек. Электротеллурические поля и токи над залежами УВ существуют ровно столько, сколько будет существовать сама залежь, причем плотность электромагнитного поля и токов должна быть максимальной над контуром залежи. По мере разрушения залежи УВ плотность токов стремится к нулю. Распределение и интенсивность электромагнитного эффекта на дневной поверхности напрямую зависит от контура и объема залежей УВ (Сейфуллин и др., 1986).

Из расчетов качественных и количественных газо-геохимических показателей, отражающих миграцию углеводородных газов (УВГ) от залежи в верхние приповерхностные отложения, получены критерии эпигенетичности, на

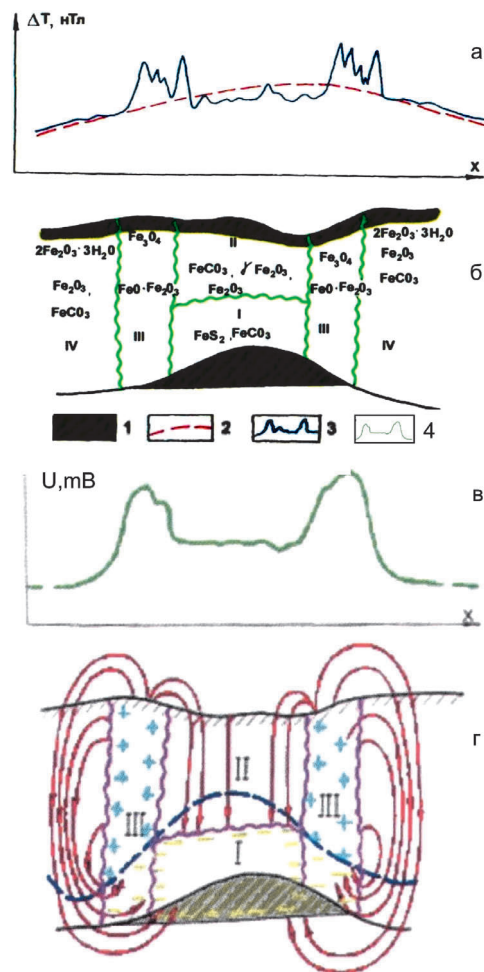


Рис. 2. Интерпретация геофизических полей над углеводородной залежью (Швыдкин, 2000). а – Аномальное магнитное поле над углеводородной залежью, б – Схема распределения основных минералов железа в окислительно-восстановительной системе, в – Схема распределения электрического потенциала на углеводородной залежью, г – Распределение зарядов в формировании окислительно – восстановительной системы над углеводородной залежью, 1 – залежь углеводородов, 2 – влияние магнитного поля фундамента, 3 – суммарная кривая ΔT. I – зона восстановления, II – зона окисления, III – зоны субвертикальных неоднородностей, IV – законтурное пространство, V – фундамент.

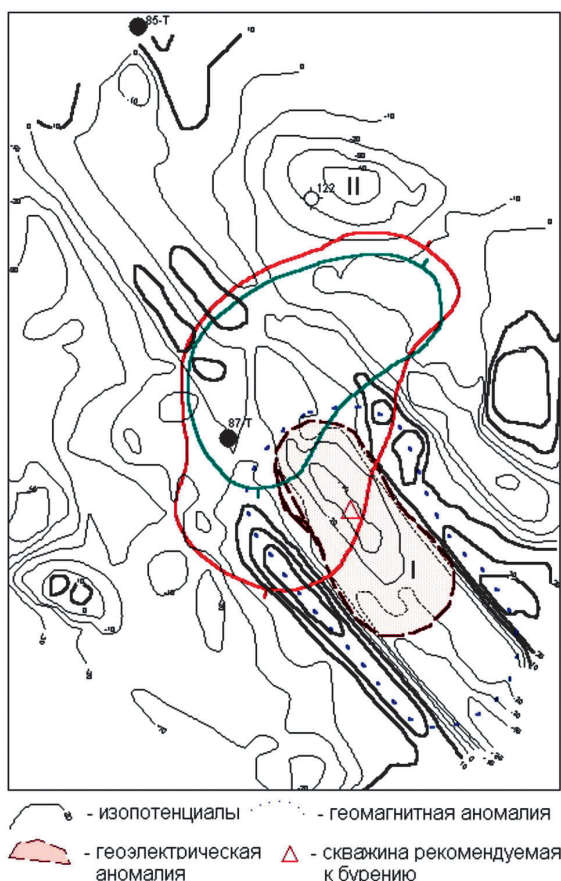


Рис.3. Результаты исследования комплексом ГГХМ на Тогашевском поднятии.

основе которых определяются газо-геохимические аномальные концентрации УВГ, служащие индикатором скопления УВ на глубине.

В 1994 году отрабатывается методика оценки контуров залежей битумов. Получены положительные результаты при исследованиях на Мордово-Кармальной, Ягодной и Минсалиховской залежах природного битума (ПБ) в отложениях песчаной пачки уфимского яруса в пределах Черемшано-Ямашинской структурной зоны западного склона Южно-Татарского свода. В 1995 г. методика геофизических исследований комплексируется с газо-геохимическим методом при оценке герметичности покрышек разрабатываемых залежей.

На практике получено подтверждение преобразований электромагнитных и газо-геохимических полей над углеводородной залежью, изучены изменения физико-химических явлений и закономерностей (Рис. 1, 2):

- миграция углеводородов приводит к образованию в поверхностных слоях осадочного чехла устойчивых геохимических аномалий,
- над залежами углеводородов образуются «топливные гальванические элементы», резервуар углеводородной залежи и вторичные эпигенетические минералообразования (например, сульфиды) выполняют функцию электродов, создавая условия наличия двух сред с положительными и отрицательными значениями показателя ρ_h ,
- за счет вторичной минерализации в породах над углеводородной залежью и в зонах водо-нефтяного контакта, образуются оксиды и сульфиды железа (пирротин, магнетит, гематит), создавая условия для изменения магнитного поля над залежью.

Значительный вклад в разработку и внедрение методики локального прогноза нефтеносности комплексом геофизических и газо-геохимических методов исследования (ГГХМ) внесли Смеркович Е.С., Швыдкин Э.К., Близеев А.Б. Первый опыт положительного результата применения комплекса ГГХМ получен в 1995 году на Чегодайском поднятии с доказанной нефтеносностью в каменноугольных отложениях юго-западного склона ЮТС, на Тогашевском нефтеперспективном поднятии (Рис. 3). Поисковым критерием в те времена являлось совмещение контуров аномальных полей с контуром сейсмоподнятия (Рис. 4).

С 1998 г. комплекс ГГХМ проводится на участках перспективных поднятий, выявленных сейсморазведкой. С учетом предшествующих исследований разработано «Методическое руководство по оконтуриванию залежей нефти в каменноугольных отложениях методами полевой геофизики и геохимии» при оценке перспектив нефтеносности локальных поднятий, подготовленных сейсморазведочными работами (Близеев, 1999). Метод ГГХМ защищен патентом России в 2004 году №2143714, как способ локального прогноза нефтеносности.

Параллельно, благодаря появлению высокоразрешающей аналитической техники и технологии моделирования генерационно-аккумуляционных УВ-систем, развивается направление геохимических исследований, предназначенных для решения локальных поисковых, оценочных задач, а также мониторинга процессов разработки месторождений.

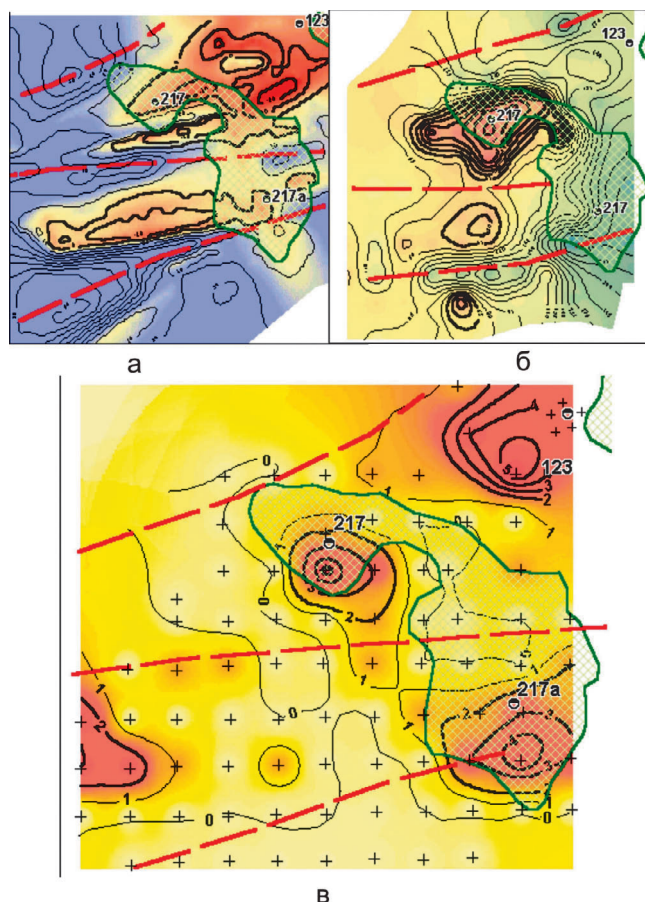


Рис. 4. Результаты положительного прогноза комплекса ГГХМ на Алимовском поднятии Мензелино-Актанышской зоны. а – карта аномалий естественного электрического поля; б – карта аномалий магнитного поля; в – карта аномалий геохимического поля.

С 2003 года партнерами ОАО «Татнефть» являются зарубежные компании W.L. GORE & Associates, GmbH (США) и Petro Geochemical Services GmbH (Германия), используется высокочувствительная геохимическая технология сканирования с поверхности контура скоплений углеводородов, образовавшихся в результате естественных геологических процессов. Технология основана на принципе пассивной адсорбции углеводородов почвенно-грунтового воздуха при помощи сорбера – сборщика, и способна различать микро-, макро-просачивания углеводородов от залежи в приповерхностном почвенно-грунтовом слое и сигнал углеводородных соединений фоновых концентраций.

ТГРУ проводит полевое и научное сопровождение геохимических исследований пассивной адсорбции углеводородных соединений. Первый положительный результат был получен на территории Зимницко-Калмаюрской лицензионной зоне Ульяновской области. Результаты проведенных работ на Поповкинском и примыкающих к нему поднятиях позволили дать рекомендации для продолжения поисково-разведочных работ, а две пробуренные скважины в контуре геохимической аномалии вскрыли УВ залежи. Нефтепродуктивными в исследуемом районе являются терригенные отложения тульского и бобриковского горизонтов нижнего карбона, а также карбонатные отложения каширского и верейского горизонтов башкирского яруса среднего карбона (Рис. 5, 6).

Использование аппаратуры зарубежных фирм: прибор для автоматической подачи проб для производства анализов фирмы Shimadzu/Япония АОС-20i, газохромато-масспектрометр фирмы Shimadzu/Япония GCMS-QP2010, масселективный детектор фирмы Agilent/Канада G2577A; программное обеспечение фирмы Shimadzu/Япония GCMS-Solution 2.10 позволяют определять содержания углеводородов в геохимических пробах-сорбентах с точностью до 1 пикограмма (1×10^{-12} грамма), выявлять более 80 соединений, включая нормальные алканы, изоалканы, циклоалканы, ароматические углеводороды, полициклические ароматические углеводороды, алькены, альдегиды и т. д.: от C_2 (этан) до C_{20} (фитан).

В приповерхностных отложениях осадочного чехла углеводородные компоненты находятся в нано-весовых частях, поэтому чувствительность приборов является необходимым условием успешного поиска залежи углеводородов. На приборах с низкой чувствительностью порядка ppm-% 10^{-6} состав отдельных компонентов определяется на уровне шумов. Таким образом, при увеличении чувствительности приборов повышается точность сравнительного анализа.

Геохимические исследования с использованием пассивной адсорбции углеводородов выполнены на лицензионных участках ОАО «Татнефть» в центральной и западной частях РТ и за пределами Республики Татарстан в Ульяновской, Самарской, Оренбургской областях, в Калмыкии, НАО, в Ливии и в Сирийской Арабской Республике.

В 2012 году геохимические исследования по технологии «Способа пассивной адсорбции углеводородов» проведены в Западной Сибири ЯНАО.

Дальнейшее развитие комплекса геофизических и геохимических методов связано с высокой разведанностью недр на поздней стадии освоения нефтяных ресурсов и

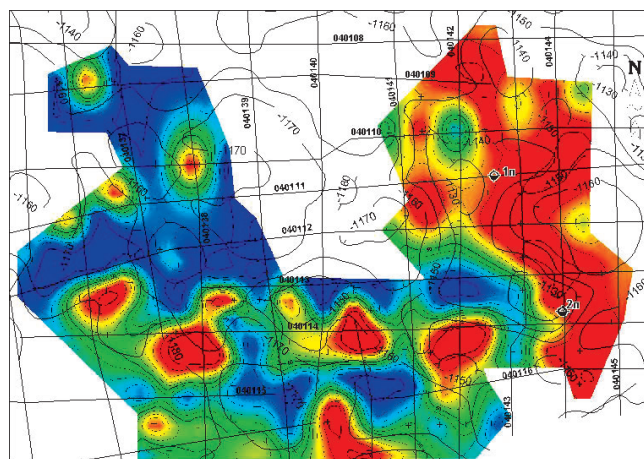


Рис. 5. Геохимическое распространение нефтеподобной вероятности по типу скважины 70.

направлено на локальный прогноз нефтеносности. Применение нового аппаратного оборудования, инновационных технологий, повышение качества исследований сейсморазведки, геофизических данных электромагнитных и геохимических полей, привлечение данных гравиразведки, использование при комплексировании вероятностно-статистических подходов интерпретации и нейрокомпьютерной системы обработки данных, использование методов искусственного интеллекта на основе обучающих нейронных сетей позволило повысить эффективность поисково-разведочных работ.

Возникла идея повышения контрастности поискового «сигнала», при использовании комплексного параметра вероятности. Расчетный параметр вероятности включает структурно-стратиграфические особенности выявленного объекта, геохимические маркеры, изменения естественных геофизических полей в формировании признаков аномалии «типа залежь», регистрируемых с поверхности. На примере Ахтарского поднятия Сармановской площади представлены результаты положительного прогноза перспектив нефтеносности кыновского горизонта верхнего девона при использовании расчетного

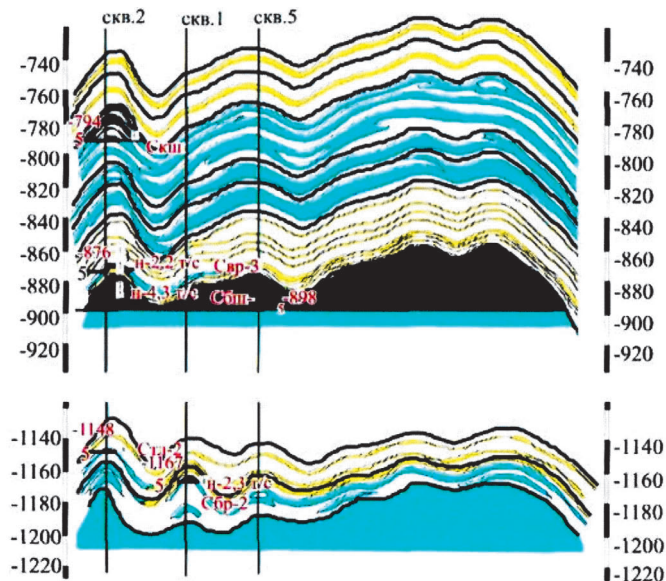


Рис. 6. Геологический профиль по линии (скв. 2, 1, 5) Поповкинского месторождения.

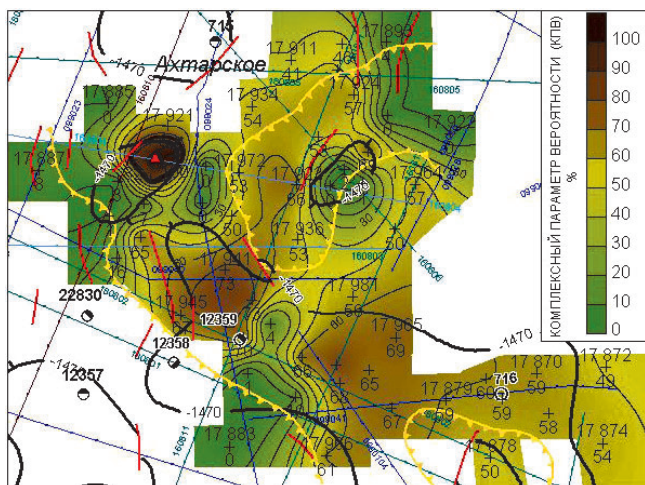


Рис. 7. Карта комплексного параметра вероятности кыновского горизонта верхнего девона на Ахтарском поднятии.

комплексного параметра вероятности.

Задача прироста запасов нефти осуществляемая за счет геологоразведочных работ на новых структурах остается приоритетной. Повышение эффективности нефтепоисковых задач требует использования объективной геолого-геофизической информации, позволяет избежать бурения «лишних» параметрических, ликвидированных по геологическим причинам поисковых и разведочных скважин, не дающих новой информации и не решающих поставленных задач. Экономия каждой скважины способствует значительному снижению материальных затрат и соответственно повышению общей экономической эффективности проводимых работ.

Сегодня комплексные исследования геофизических и геохимических методов проводятся квалифицированным персоналом. Научно-производственный центр ГГХМ Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть» оснащен всем необходимым оборудованием для производства полевых исследований, буровых, камеральных, лабораторных работ, программным обеспечением интерпретации, картопостроения и моделирования результатов.

Литература

Близев А.Б. Разработка методического руководства по оконтуриванию нефтяных залежей в каменноугольных отложениях методами полевой геофизики и геохимии. ТГРУ. Казань. 1999.

Методические рекомендации по выделению перспективных объектов с целью поисков залежей нефти комплексом методов полевой геофизики и геохимии с использованием комплексного параметра вероятности нефтеперспективности. ТГРУ. Казань. 2011.

Сейфуллин Р.С., Портягин Н.З., Изотова О.В. Геоэлектрическая модель залежей углеводородов Западной Украины. *Советская геология*. 1986. №3. 100-107.

Смеркович Е.С. и др. К оценке перспектив нефтеносности локальных поднятий геохимическими методами. *Тез. научно-тех. конф.: «Основные итоги геологоразведочных работ на территории Татарии в XII пятилетке, направления и пути повышения ГРП на 1991-1995 гг.»*. Альметьевск. 1991. 38.

Хисамов Р.С., Боровский М.Я., Гатиятуллин Н.С. Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан. Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. 2007. 247.

Швыдкин Э.К. Активные эпигенетические процессы в разрезах над залежами углеводородов и формирование геохимических и геофизических полей. Мониторинг геологической среды: активные эндогенные и экзогенные процессы. *Мат-лы I Всерос. конф.* Казань: Издательство Казанского университета. 2000. 371-375.



S.E. Voitovich, M.G. Chernishova, L.G. Gavrilina, R.I. Gataullin, Yu. A. Grinko, I.V. Dergunov. **Development of Geophysical and Geochemical Methods of Research for Exploration and Prospecting of Oil and Gas Fields**

Main stages of establishment and development of geochemical and geophysical researches oriented on the efficiency increase of exploration works at search and prospecting of oil and gas fields are outlined. Results and new directions of methods development are emphasized.

Keywords: geochemical and geophysical research, exploration works, search and prospecting of oil and gas fields.

Сергей Евгеньевич Войтович

Главный геолог – первый заместитель начальника Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть». Тел.: (843) 292-52-06

Марина Геннадьевна Чернышова

Канд. геол.-мин. наук, начальник НПЦ «ГГХМ»

Людмила Геннадьевна Гаврилина

Ведущий инженер НПЦ «ГГХМ»

Руслан Ильдусович Гатауллин

Заместитель начальника НПЦ «ГГХМ»

Юрий Александрович Гринько

Геолог 2 кат. НПЦ «ГГХМ»

Игорь Валентинович Дергунов

Геолог 2 кат. НПЦ «ГГХМ»

Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть», научно-производственный центр «ГГХМ» (НПЦ «ГГХМ»)

420111 г. Казань, ул. Чернышевского, 23/25.

Тел.: (843) 292-52-13

О СОСТОЯНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ОСАДОЧНОГО ДОКЕМБРИЯ В ТАТАРСТАНЕ

Приведенный в работе анализ значительного по объему фактического материала по осадочному докембрию восточной части Урало-Волжского региона позволяет сделать обоснованные выводы о том, что изучение проблемы нефтегазоносности осадочного докембрия является одним из основных направлений изучения геологии нефти и газа глубокопогруженных горизонтов, что составляет определяющую альтернативу традиционным продуктивным отложениям в палеозойском осадочном комплексе. Решение этой проблемы будет, безусловно, способствовать существенному увеличению нефтегазового потенциала за счет обнаружения принципиально новых источников углеводородного сырья в рифейско-вендском карбонатно-терригенном комплексе.

Ключевые слова: осадочный докембрий, Республика Татарстан, нефтегазоносность.

В последнее время в РТ, как и в других нефтегазодобывающих регионах России, важнейшими вопросами являются разработка и выбор оптимальных и эффективных методов увеличения КИН, внедрения сложнейших и высокотехнологических приемов интенсификации добычи нефти и газа из традиционных продуктивных горизонтов, а также решение ряда проблемных задач по промышленной утилизации залежей высоковязких нефтей. Это важнейшие и актуальнейшие задачи на сегодняшний день не только в России, но во всех мировых нефтедобывающих регионах по вовлечению в промышленную разработку новых дополнительных ресурсов.

Вместе с тем, на наш взгляд, нельзя полностью отказываться от продолжения всестороннего изучения глубокопогруженных отложений в различных впадинных зонах и авлакогенах, ссылаясь на существующие экономические трудности, нехватку средств и господствующую тенденцию дальнейшего развития нефтегазодобывающей отрасли исходя только из всестороннего поддержания активной работы имеющихся месторождений на основе применения элементов дальнейшего усовершенствования, модернизации механизмов добычи нефти и газа. Другими словами, отвечая на известную предвыборную президентскую программу, в которой акцентируется внимание на дальнейшее развитие фундаментальной и прикладной науки, в РТ необходимо поддерживать хотя бы тот, существовавший ранее, небольшой задел, позволяющий путем комплексного изучения осадочных и кристаллических образований докембрия, бурения отдельных глубоких скважин со специальными целевыми направлениями, решать последовательно целый ряд проблем, среди которых ведущими являются:

- изучение тектоники, разломно-блокового строения глубокопогруженных комплексов осадочных и кристаллических образований и сопутствующих физико-химических процессов, происходящих в глубинной геодинамической среде, выяснение их роли в битуминогенезе, формировании геофизических полей;

- оценка коллекторов и насыщающих их флюидов глубокопогруженных зон;

- анализ геологического строения, вещественного состава древних образований, стратификация породных комплексов, сопоставление геологических разрезов;

- разработка основ интерпретации геофизических исследований на базе совместного анализа петрофизических, геохимических и геофизических материалов, исследование

величины и особенностей изменения теплового потока;

- всестороннее изучение возможности постоянной «подпитки» нефтяных месторождений осадочного чехла за счет притока УВ по зонам деструкции, т.е. вертикально восходящей миграции нефтегазоносных флюидов через зоны разломов и разуплотнений кристаллического фундамента (КФ) от единого источника нефтегенерации.

Эти и множество других проблем свидетельствуют о необходимости возобновления пусть даже и не широко-масштабных работ, но непременно поискового бурения и углубления в кристаллический фундамент разведочных скважин до первых сотен метров с предварительным проведением на этой территории сейсморазведки или ее переинтерпретации, если она здесь проводилась ранее.

На основании проектов ряда нефтедобывающих районов СССР Миннефтепромом в 70-е годы XX века была разработана многолетняя программа планомерного изучения рифейско-вендских отложений Урало-Поволжья, по которой проводились сейсморазведка и глубокое бурение в Башкирии, Удмуртии, Татарии, Пермской и Оренбургской областях. С 1975 года в ТАССР работы осуществлялись в рамках «Проекта региональных и поисковых работ на рифейско-вендские отложения восточной Татарии», а также по плану целевой Программы «Комплексные исследования и оценка перспектив архейско-нижнепротерозойского фундамента Татарии на 1981-1985 и последующие годы», а также на основании иных документов.

Всего, в период с 1976 по 1999 гг., по целевым обоснованиям было рекомендовано и пробурено 12 глубоких скважин. В соответствии с поставленными заданиями, скважины закладывались редкими профилями вкострест простирающихся структурных элементов II и III порядков, что обеспечивало наиболее оптимальную информацию по степени изученности глубоким бурением (Баранов, Гатиятуллин, 2004). Итак, что мы имеем на сегодняшний день? Пробурено 12 глубоких скважин, вскрыто, по сути, 12 различных разрезов рифейя-венда, т.е. на первый взгляд, решены задачи литологии, стратификации отложений (в частности, выделен ряд местных подразделений), получены датировки абсолютного возраста пород и их физические параметры. Проводились операции КИИ в открытом и обсаженном стволах в интервалах разреза, выделенных по данным ГИС и геолого-технологических исследований. Но на самом деле, это всего лишь обобщенная характеристика коллекторских свойств набора пород осадочного разреза, не

«привязанного» ни к одной конкретной структуре. Таким образом, в отношении изучения поискового потенциала осадочного докембрия мы имеем практически то же самое, что и до бурения этой пресловутой дюжины скважин. Но даже и в таких неблагоприятных структурных условиях, в коих были пробурены эти скважины, в разрезах рифея-венда обнаружено достаточно свидетельств (в отдельных случаях, в определенной степени второстепенных) возможной нефтегазоносности древнейших осадочных отложений. Достаточно сказать, что в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в глубоких скважинах, пробуренных на этой обширной, но до сих пор весьма слабо изученной территории, в большей мере случайно обнаружено более 280 фактов нефтегазобитумопроявлений.

Однако, выполненные ранее (до 1975 года) геолого-геофизические исследования не обеспечили в целом стратегию поисков залежей углеводородов в осадочном докембрии достоверной информацией о строении глубокозалегающих горизонтов, что во многом предопределило неоптимальное размещение поисковых скважин и привело практически к отрицательным результатам. Так, например, в пределах развития рифейско-вендских отложений сейсморазведка МОГТ по ряду методических и технических причин не всегда приводила к обоснованным заключениям. Конкретизируем это положение.

Во-первых, основные технические и методические приемы были направлены на изучение палеозойского разреза, тогда как для картирования непосредственно додевонских отложений объемы исследований были незначительны.

Во-вторых, на сейсморазведочных площадях прослеживались отраженные волны от различных литолого-стратиграфических подразделений верхнего протерозоя, причем, ни один из отражающих горизонтов внутри рифейского комплекса не имел широкого площадного распространения и четкой стратиграфической привязки. Практически, на всех площадях фиксировалась лишь кровля верхнепротерозойского разреза, которая является поверхностью размыва и не всегда отражает истинное структурное строение нижелегающих горизонтов; в ряде случаев под среднедевонскими отложениями залегают нижнерифейские, а время перерыва составляет около полутора млрд. лет.

В-третьих, на ряде площадей применялись источники возбуждения недостаточной мощности, вследствие чего глубина изученности рифея-венда искусственно уменьшалась и «слабые» сейсмические границы практически не выделялись на фоне помех.

В-четвертых, присутствие кратных волн на больших временах регистрации сейсмического волнового поля затрудняло корреляцию «полезных» отражающих границ.

В пределах юго-восточного склона ЮТС выделяется ряд сейсмических отражающих горизонтов в верхнепротерозойском осадочном разрезе, вполне сопоставимых с таковыми, четко прослеженными на разведочных площадях западного Башкортостана (Серафимовская, Леонидовская, Шкаповская, Морозовская и др.). Основным характерным отличием разрезов рифея и венда Татарстана от аналогичных на территории соседней республики является их сравнительно меньшая мощность.

Иное дело – северо-восток Татарстана. В пределах разведочных площадей (Мензелино-Актанышская, Кучуковская, Азеево-Салаушская), примыкающих к Башкортоста-

ну, на временных сейсмических разрезах волновая картина в осадочном протерозое характеризуется сложным, динамически невыдержанным, дискретным характером. Сопоставление полученных данных сейсморазведки с результатами бурения немногих глубоких скважин, вскрывших разрез рифея-венда до поверхности КФ позволило выделить на площадях северо-востока РТ следующие регионально выдержанные отражающие поверхности:

V – подошва терригенных образований верхнекауровской свиты венда или эродированная поверхность песчаников зияшевской (ограниченно-бугадинской?) свиты. На границе с Удмуртией (Бимская) и Башкортостаном (продолжение Актанышской площади к западу) бурением и сейсморазведкой отмечается появление в разрезе доломитов калтасинской свиты, перекрывающих зияшевские песчаники. Здесь отражение *V* отождествляется с эродированной поверхностью калтасинских образований (по унифицированной схеме расчленения рифея 70-х гг.). Поверхность отложений венда в волновом поле из-за отсутствия различий в акустических параметрах с подошвенной частью девонских пород в волновом поле не выделяется и самостоятельным отражающим горизонтом в региональном плане не представлена. В связи с этим выделение каких-либо объектов для нефтепоискового бурения в этом комплексе не представляется возможным. Однако структурный план поверхности венда вполне удовлетворительно соответствует поведению отражающего горизонта *D*, т.е. кровле кыновских терригенных отложений. Последнее позволяет прогнозировать объекты в венде на основании структурно-тектонических особенностей строения девонских терригенных образований.

B₁ – подошва глинистых доломитов калтасинской свиты или поверхности зияшевской свиты нижнего рифея. На временных разрезах волна, отраженная от поверхности доломитов калтасинской свиты, достаточно уверенно коррелируется в виде двухфазного отражения с частыми разрывами корреляции, связанными, по-видимому, с субмеридиональными разломами и многочисленными «оперяющими» нарушениями. Сейсмический горизонт в пределах т.н. Бимского участка (в пределах Азеево-Салаушской площади) погружается с юго-запада на северо-восток от отметок -1880 м до -2800 м при расстоянии этих точек между собой в несколько км. В северо-восточной части этого участка на временных разрезах отмечается перегиб оси синфазности отражающего горизонта *B₁* и потеря корреляции отраженных волн от нижелегающих горизонтов; в плане этот участок совпадает с приподнятым блоком КФ.

B₂ – кровля алевролитов и глинистых песчаников курмашевской свиты нижнего рифея. В волновом поле эта поверхность проявляется в виде двухфазного, регионально выдержанного отражения, хотя и дискретного, не имеющего непрерывной корреляции. Это отражение позволяет достаточно надежно охарактеризовать внутреннее строение нижнерифейских образований (в частности, курмашевскую свиту). Непрерывность отражающей поверхности опорного горизонта *B₂* нарушена многочисленными кон-постседиментационными дизъюнктивами и интрузиями габбро-диабазов. Характерным для этого волнового поля является также увеличение числа зон выклинивания вышезалегающих образований по мере приближе-

ния к границе развития рифейских отложений.

B_3 – подошва курмашевской свиты (конгломераты, гравелиты) или кровля кузякинской свиты (аргиллиты, алевролиты, массивные песчаники, кварциты, габброиды). Волновое поле в целом аналогично волновому полю B_2 . Оно также двухфазное, дискретное, с наличием многочисленных дизъюнктивов и интрузий. Корреляция отражений хотя и сложная, но вполне удовлетворительная при обосновании объектов.

Отражение B_3 (B_2) в пределах юго-западного борта Камско-Бельского авлакогена отождествляется с поверхностью кузякинской свиты нижнего рифея или нижних горизонтов зияшевской свиты нижнего рифея. На временных разрезах эти отражения коррелируются с разной степенью надежности и с большими разрывами. На юго-западе четко прослеживается резкое выклинивание рифейских отложений. На востоке и северо-востоке при погружении этой поверхности на значительную глубину (амплитуда погружения составляет более 2 км) отмечается потеря корреляции вплоть до полного отсутствия каких-либо волновых отражений.

A – эродированная поверхность метаморфизованных архейских и раннепротерозойских образований КФ. В волновом сейсмическом поле она характеризуется динамически выраженной, сложно построенной, а также дискретной из-за различных акустических свойств поверхности КФ – наличия значительных дизъюнктивных нарушений, эффузивов, интрузий, коры выветривания различной мощности (элювий, делювий и т.п.). Кроме того, поверхность достаточно надежно выделяется на волновой картине развитием хаотичного сейсмического поля ниже его поверхности, что позволяет даже на качественном уровне отделить образования КФ от осадочных отложений рифея.

Детальный сейсмостратиграфический анализ полученной волновой картины по временным разрезам позволил выделить в разрезе рифейских отложений многочисленные сложно построенные, комбинированные структурно-тектонические, стратиграфические и другие ловушки, характерные для бортовых частей осадочных бассейнов трансгрессивного наполнения с последующими тектоническими эволюциями. Так, например, в районе скв. 7000 Арлан глубина погружения отражающего горизонта *A* достигает 7600 м. Результаты региональных сейсморазведочных работ с учетом бурения ряда глубоких скважин позволили уточнить стратиграфическую приуроченность выдержанных по площади отражающих горизонтов. Так, отражения B_1 и B_2 вполне вероятно относятся соответственно к поверхностной и подошвенной частям зияшевской свиты, а отражение *A* по динамической выразительности может быть отнесено к кровельной части кузякинской свиты. В волновом поле прослежены опорные отражения, приуроченные к литостратиграфическим поверхностям нижнерифейских образований (калтасинские, зияшевские, курмашевские, кузякинские) и КФ в волновом поле выделяются в виде пакетов (цугов) отражений, наиболее динамически выраженных по сравнению с менее динамическими и непротяженными отражениями от промежуточных границ, что, по-видимому, связано с эродированностью стратиграфических поверхностей и значительной мощностью базальных конгломератов и гравелитов. На корреляцию отражений от поверхности КФ в значительной степени также влияет тектоническая раздробленность,

его уступообразное строение и развитие многочисленных интрузивных и покровных габбро-диабазов (Гатиятуллин, Баранов, 2008).

Проводимый нами статистический анализ распределения проявлений УВ в разрезах глубоких скважин показал, что наибольшее их число (примерно 75-80 %) располагается на границе венда и верхнего рифея, что объясняется наличием в этих отложениях благоприятных литофациальных предпосылок, способствующих латеральной и вертикальной миграции нефти, а также слабой разведанностью больших глубин, из-за чего часть нефтепроявлений в рифее, возможно, еще не вскрыта бурением.

Прежде всего, следует подчеркнуть, что нефти, полученные в верхнем протерозое в немногочисленных залежах (в основном, непромышленного характера) отличаются от палеозойских нефтей и практически обособляются в самостоятельный геохимический тип, в котором характеризуются высокой плотностью (0,95-0,98 г/см³), высоким содержанием асфальто-смолистых компонентов (18-28 %), низким содержанием легких и, особенно, бензиновых фракций (1-5 %) и твердых парафинов (0,6-2,7 %). Существенно отличает эти нефти от палеозойских и низкая сернистость (0,2-1,2 %). Химический тип нефтей из отложений верхнего протерозоя отвечает тяжелым, возможно, окисленным, биодegradированным нефтям парафино-нафтенового, а чаще, нафтенового основания (Трофимов и др., 2003).

Однако, утверждать о том, что все нефти, полученные в осадочном протерозое, принадлежат к единому генетическому типу нельзя, поскольку имеются сведения о наличии в рифейских и вендских отложениях нефтей иного облика с малой плотностью и низким выходом смол и асфальтенов, что более характерно для нефтей глубокопогруженных отложений. Так, в разрезе скв. 203 Бедряжская, располагающейся в южной части территории Пермского края, в отложениях рифея из интервала 3345,7-3351,7 м зафиксировано проявление легкой нефти плотностью менее 0,8 г/см³, небольшие притоки нефти с подобными параметрами получены на Ольховском поднятии в Оренбургской области (скв. 1060). В пределах Московской синеклизы в ряде скважин на границе венда и рифея также получены незначительные притоки нефти. Ее характеристика такова: плотность 0,78-0,82 г/см³, содержание серы 0,04-0,3 %, смол 1,5-7 %, парафина 0,2-5,6 %. При этом следует отметить в нефти значительное количество бензиновых фракций (до 42 %). Кроме того, можно упомянуть о нескольких десятках залежей легкой нефти и газоконденсата в пределах Ангаро-Ленской антеклизы или об огромных скоплениях асфальтовых битумов в бассейнах Орд и Джорджина (Австралия), граничащих с целым рядом огромных газовых залежей и т.д., что позволяет предполагать наличие крупных обособленных и комбинированных зон нефтегазоаккумуляции, контролирующихся различными факторами (структурные, фациальные, седиментационные, литологические, катагенетические и др.), чаще, в совокупности.

Считаем нужным упомянуть и о такой достойной внимания особенности, как характер размещения нефтегазобитумопроявлений в верхнепротерозойском осадочном разрезе. Нами проведен сравнительный анализ по 38 глубоким скважинам, пробуренным на территории Волго-Уральской провинции (Татарстан, Башкортостан, Удмуртия, Пермский край). Каждая из скважин характеризуется

наличием обильных водопритоков (вплоть до 600 м³/сутки в скв. 606 Тыловайская или 1300 м³/с в скв. 1501 Каракулинская), что свидетельствует о весьма благоприятных коллекторских свойствах пород осадочного протерозоя (в основном, это, средне-, разномерные песчаники и алевролиты при «средневзвешенном» значении пористости в 20-22 %) и наличии флюидовмещающих природных резервуаров. По керну и шламу, газовому каротажу и геохимии выделен ряд нефтегазобитумпопроваждений в виде небольших притоков нефти, запаха газа, газированного бурового раствора, различной степени насыщения нефтью породы, битумных пятен, промазок и т.д. (Баранов, Гатиятуллин, 2004).

Из всего перечня вышеупомянутых глубоких скважин, большая часть их свидетельствует об определенной стратиграфической принадлежности к той или иной части верхнепротерозойского разреза. В итоге получается следующая картина. Нефтенасыщение по керну и шламу определено в терригенных породах (песчаники, алевролиты) верхнего рифея, в основном, леонидовской свиты (29 объектов), нижнего рифея – нерасчлененного (4 объекта), венда (11 объектов), т.е. в некоторых скважинах по разрезу наблюдаются 2-3 объекта. Газовые выделения установлены в верхнерифейских отложениях в 4 скважинах, в 5 скважинах результата не получено: в процессе бурения и испытания объекты оказались «сухими». При этом отмечено, что в большинстве скважин объекты насыщения фиксировались практически на границе крупных стратиграфических подразделений или на незначительном удалении от них по разрезу. Так, например, на контакте «рифей-венд» проявления установлены в 32 скважинах, причем в 24 из них насыщенные интервалы располагаются от 15 метров до нуля, т.е. непосредственно в месте контакта. На контактах «фундамент-рифей» и «фундамент-венд» разброс интервалов-объектов сверху и снизу от 7-8 метров до 20, т.е. все расположены вблизи весьма контрастного по временному и литологическому признакам перерыву. В разрезах остальных скважин интервалы проявлений отстоят от стратиграфических контактов на 100-200 и более метров, но подавляющее число их установлено в верхнерифейских отложениях. И невольно возникает вполне логичный вопрос: почему все эти объекты битумо-, нефте-, газо-, водонасыщения тяготеют именно к контактам-границам, ведь именно здесь наиболее часто и масштабно проявляются выходы углеводородного вещества и газированных водных растворов?

На наш взгляд, ответ на этот непростой вопрос заключается в следующем...

Во-первых, на преобладающей части рассматриваемой территории верхнепротерозойские отложения залегают на глубинах, превышающих 3000 м, где создаются благоприятные условия для перехода УВ в однофазное состояние.

Во-вторых, восстановительные и слабовосстановительные условия, существовавшие во время накопления осадков верхнего рифея и венда, повышенное содержание в породах органического вещества, органического углерода и битумоидов позволяют рассматривать эти отложения условно как возможно нефтематеринские.

В-третьих, т.н. нефтематеринские толщи верхнего докембрия в процессе своего формирования были погружены до глубин 4000-6000 м, в результате чего произошло повышение температуры (до 70-135 градусов) и давления (до 50-60 МПа), что обеспечило условия для процессов битумообразования.

В-четвертых, нефтегазобитумпопроваждения в отложениях нижнего рифея свидетельствуют не только о возможности существования глубинного УВ-источника, но и весьма разветвленной сети глубинных разломов, по которым ОВ проникало в вышележащие толщи по нелинейным законам фильтрации.

Таким образом, зоны деструкции глубокопогруженных образований кристаллического фундамента могут исполнять роль своеобразного «химического реактора», в котором метан глубинных оболочек Земли вовлекается в процесс превращения в нефтяные флюиды под влиянием каталитической активности тонкодисперсных глинистых и других минералов в присутствии пластовых флюидов при определенных термобародинамических условиях (Муслимов, 2006). Другими словами, в зонах деструкций КФ может происходить генерация УВ нефтяного ряда за счет простых УВ больших глубин под влиянием каталитической активности тонкодисперсных глинистых минералов, проявляющейся в присутствии минеральных пластовых вод. При этом пульсационные динамические нагрузки этих зон постоянно активируют тонкодисперсный каталитический комплекс пород, что свидетельствует о перманентном режиме генерации сложных УВ-систем в глубинных зонах. Можно сказать, что в вышеупомянутых четырех постулатах ответа органично объединены ведущие основы современных принципов нефтидогенеза, что в очередной раз подтверждает полигенность воззрений геологов-нефтяников Татарстана, свидетельствуя о том, что монополия единственной в свое время господствующей концепции происхождения УВ осталась в прошлом.

Литература

Баранов В.В., Гатиятуллин Н.С. Проблемы изучения рифейско-вендских отложений и возможные пути их преодоления. *Разведка и охрана недр*. № 2. 2004. Казань. 33-38.

Гатиятуллин Н.С., Баранов В.В., Кавеев И.Х. Этапность изучения кристаллического фундамента и основные критерии поиска углеводородов. *Георесурсы*. № 3(26). 2008. 27-29.

Баранов В.В., Гатиятуллин Н.С. и др. Оценка перспективности рифейско-вендских отложений восточного впадинного обрамления Татарского мегасвода. *Георесурсы*. № 1(15). 2004. 32-34.

Муслимов Р.Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании и развитии месторождений углеводородного сырья. *Мат-лы Межд. науч. конф.: «Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ»*. Казань. 2006. 3-9.

Трофимов В.А. и др. Анализ и переработка сейсморазведочных материалов с целью выявления перспективных объектов в рифейско-вендском комплексе Татарстана по договору №№ 111/02-64ск и 134/03-64ск. *Фондовый отчет о НИР*. М. 2003. 96.

N.S. Gatiyatullin, V.V. Baranov. Conditions of Geological Exploration Degree of Sedimentary Pre-Cambrian in the Republic of Tatarstan

Presented in this paper analysis data with significant actual material on sedimentary Precambrian of the eastern part of Ural-Volga region allow us to make valid conclusions that the study of the oil and gas bearing issue of sedimentary Precambrian is one of the main direction of the study of deep-sunk horizons oil and gas geology, which is a defining alternative to conventional productive deposits in the Paleozoic sedimentary complex. Solution of this issue will certainly contribute to a significant increase of oil and gas potential by identifying a fundamentally new sources of hydrocarbons in the Riphean-Vendian terrigenous-carbonaceous complex.

Keywords: sedimentary Precambrian, Republic of Tatarstan, oil and gas bearing.

ВНЕДРЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В СФЕРЕ КОНТРОЛЯ ЗА ЭКОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ СКВАЖИН

Несмотря на широкое применение активных виброакустических методов в различных отраслях промышленности сведений о решении задач определения качества цемента за кондуктором, аналогично представленной, нет. Рассматривается развитие метода виброакустической цементометрии и использование новых возможностей современного оборудования.

Ключевые слова: эколого-техническое состояние скважин, контроль, новые технологии, виброакустические методы, качество цемента.

В районах интенсивной нефтедобычи, в частности, на юго-востоке Татарстана, нередко отмечаются факты техногенного загрязнения пресных вод, одной из причин которого являются дефекты заколонного цемента и связанные с ними внутрискважинные перетоки жидкостей. Важную роль в защите пресноводных горизонтов от осолонения играет состояние качества цементирования кондуктора скважины. Вместе с тем именно цементометрия кондуктора традиционными каротажными геофизическими методами (Кринко и др., 1977) вызывает наибольшие затруднения из-за большого объема подготовительных работ, связанных с необходимостью демонтажа и извлечения помимо скважинного оборудования еще и верхней части обсадной колонны до башмака кондуктора. Последнее обстоятельство серьезно ограничивает технические возможности производственных подразделений в плане оперативного контроля текущего состояния заколонного цемента существующего парка как действующих, так выведенных из эксплуатации скважин. Это, в свою очередь, негативно влияет на экологическую обстановку в нефтедобывающих регионах.

Еще в конце 80-х гг. в рамках проводимых природоохранных мероприятий ОАО «Татнефть» поставило перед своими научно-исследовательскими подразделениями задачу по разработке экспресс-метода оценки качества заколонного цемента кондуктора скважины.

Традиционные методы цементометрии в силу их общей специфики (необходимостью спуска оборудования в скважину (Геофизические методы..., 1983) не решали задачу существенной оперативности исследований. Необ-



Рис. 1. Первые опыты виброакустических исследований кондуктора скважины.

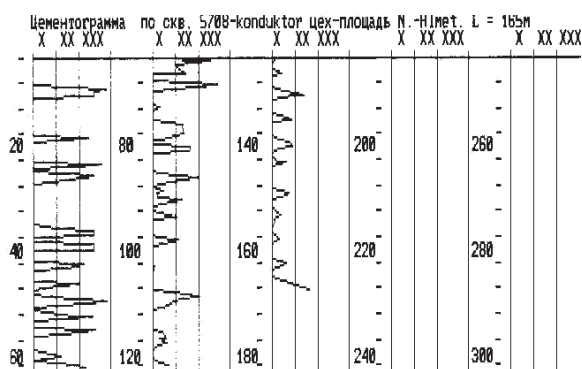


Рис. 2. Цементограмма - представление результата исследования ВАЦ (X-качественный цемент, XX-частичный цемент, XXX-дефектный цемент).



Рис. 3. Исследования ВАЦ на скважине: а) передача отраженного акустического сигнала на цементометр, размещенный в салоне автомобиля; б) установка датчиков приемника и излучателя на колонне.

ходим был поиск принципиально нового подхода к решению этой проблемы. Проведенное теоретическое и экспериментальное изучение возможных путей ее решения показало, что наиболее перспективным является использование волноводных свойств самой металлической колонны кондуктора. Было установлено, что подаваемый с торца колонны акустический импульс, по мере своего распространения по всей ее длине, создавал вторичный эхосигнал, несущий информацию о качестве заколонного цемента. Поскольку в данном случае речь шла об акустике твердых сред, метод получил название виброакустической цементометрии (ВАЦ).

Возможность практической реализации ВАЦ была воплощена в 1989 г. основоположниками метода: Смерковичем Е.С., Козловым А.В., Близеевым А.Б. на строящихся скважинах Альметьевского УБР. Исследования проводились с помощью простейшей аппаратуры, включающей генератор ультразвуковых импульсов, осциллограф с пьезоэлектрическим приемником и излучателем.

Регистрация вторичных сигналов велась с помощью установленной на осциллографе фотонасадки, с последующими замерами амплитуды и положения соответствующих им пиков. Наиболее трудоемкая стадия интерпретации этой работы выполнялась вручную, полученные данные сопоставлялись с каротажными материалами (АКЦ). Удовлетворительное совпадение результатов АКЦ и ВАЦ позволило авторскому коллективу продолжить разработку метода.

Итогом дальнейшего развития метода в ТГРУ ОАО «Татнефть» явилось из-

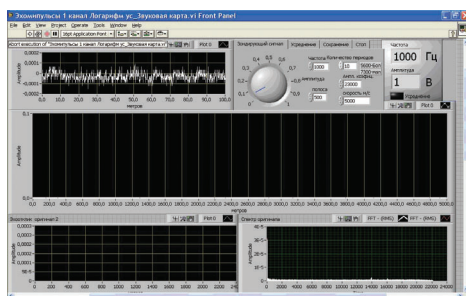


Рис. 4. Вид лицевой панели управляющей программы Labview.

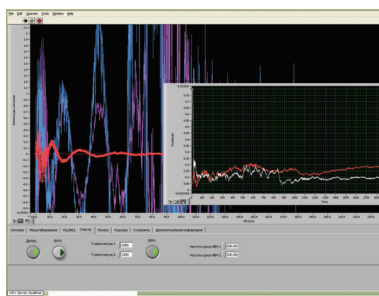


Рис. 5. Интерпретация акустического сигнала в программной среде Labview.

готовление оригинального прибора – цементомера, позволяющего с поверхности визуализировать интервалы качественного и дефектного заколонного цемента. Конечный результат измерения ВАЦ представлялся в виде цементограммы (Рис. 2).

С целью повышения достоверности результатов исследований, заключения интерпретатора о состоянии заколонного цемента строились на обязательном сопоставлении данных, полученных с применением не менее двух различных рабочих частот в диапазоне ниже 10 кГц (2 и 5 кГц), одновременно увеличивая интервал зондирования сигнала с 300м до 1200м, расширяя тем самым область применения метода на все цементируемые элементы конструкции скважины (Козлов, 1999). Результатом научно-исследовательских и опытно-промышленных работ специалистов ТГРУ, проведенных на объектах нефтегазодобывающих предприятий ОАО «Татнефть» и ОАО «Удмуртнефть», стало новое изобретение «Акустический способ контроля качества цементирования элементов конструкции скважин», подтвержденное патентом РФ № 2238404 в 2004 году.

Сегодняшний этап развития метода – разработка нового модернизированного прибора Цементомера-М, представленного на базе современного персонального компьютера со встроенным исполнением блоков записи и воспроизведения акустических сигналов в широкой полосе звуковых и ультразвуковых частот (от 20-40 Гц до 45 кГц), с использованием программы LabVIEW. Модернизированная модель цементомера содержит в себе блоки регистрации, обработки экспериментальных измерений, управления процессом измерений, моделирования измерительно-вычислительных комплексов с заданными функциями и техническими характеристиками (Рис. 3-6).

В настоящее время подобная технология, определения качества заколонного цемента, выполняемая с поверхности земли без спуска измерительного прибора в скважину

(Определение качества цементирования..., 2004), отсутствует на рынке акустических способов оценки качества цементирования. Работы проводятся без вывода скважин из эксплуатации, без привлечения бригад и спецтехники капитального ремонта, что существенно снижает затраты и время при определении технического состояния скважин в процессе их капитального ремонта и строительства.

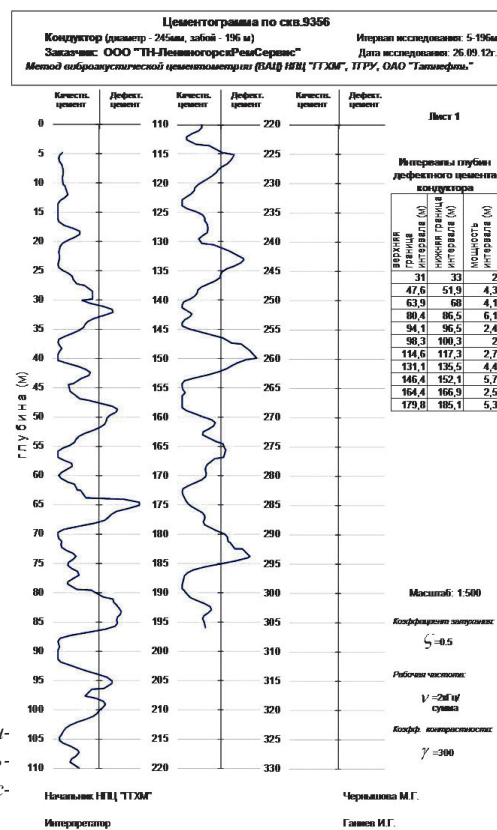


Рис. 6. Визуализация результатов ВАЦ исследований.

Литература

Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика. Под ред. В.М. Запорожца. М.: Наука. 1983. 591.
 Козлов А.В. Разработка экспресс-технологии виброакустической цементометрии кондукторов. Автореф. дис. ... к.г.-м.н. Казань: КГСХА. 1999. 19.
 Кринок Н.Н. и др. Промысловая геофизическая аппаратура и оборудование. М.: Недра. 1977. 325.
 Определение качества цементирования элементов конструкции скважин виброакустическим методом. РД. Мет. руководство. ТГРУ ОАО «Татнефть». Казань. 2004.

M.G. Chernishova, L.G. Gavrilina, I.G. Ganiev. Implementation of New Technologies in the Monitoring of Environmental and Technical State of Wells

Despite the widespread use of active vibroacoustic methods in various industries, there is no similar information on solving issues of determining the quality of cement behind the conductor. Development of VAC method and usage of new possibilities of modern equipment are considered.

Keywords: environmental and technical conditions of wells, monitoring, new technologies, vibroacoustic methods, quality of cement.

Марина Геннадьевна Чернышова
Канд. геол.-мин. наук, начальник НПЦ «ГТХМ»

Людмила Геннадьевна Гаврилина
Ведущий инженер НПЦ «ГТХМ»

Ильшат Гангельбариевич Ганиев
Инженер 1 кат., геолог 2 кат. НПЦ «ГТХМ»

Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть». 420111 г. Казань, ул. Чернышевского, 23/25.
Тел.: (843) 292-52-13

ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПРЕСНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ТАТАРСТАНА

Рассматриваются геолого-гидрогеологические условия накопления и образования пресных подземных вод, глубина их залегания. Дается прогнозная оценка распространения пресных вод с учетом водообильности, качественного состава вод, природной защищенности водоносных горизонтов и интенсивности техногенного воздействия.

Ключевые слова: природная защищенность подземных вод, величина эрозионной расчлененности местности, прогнозная оценка распространения пресных подземных вод.

Пресные подземные воды для хозяйственно питьевого водоснабжения распространены в четвертичных аллювиальных отложениях речных долин, в плиоценовых отложениях погребенных долин, в верхнеказанских и нижнеказанских горизонтах верхнепермских пород (за исключением южных частей восточного борта Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода), в уфимских отложениях (восточнее р. Вятка и бассейна р. Шешмы, исключая Мензелино-Актанышский район) и, частично, в нижнепермских отложениях. В силу особенностей геологического строения и гидрогеологических условий ресурсы пресных подземных вод получили неравномерное распространение по площади. На формирование такой сложной картины распространения питьевых вод оказали влияние: тектоника, литология, современный и погребенный рельеф местности, наличие в разрезе битумов.

Отсюда и природная защищенность подземных вод от загрязнения сверху, особенно в юго-восточных районах РТ не везде одинакова. Глубина залегания нижней границы пресных вод показана на карте (Рис. 1). Анализ полученных данных и карты показывает, что наиболее высоко на абс. отм. +100 м эта граница расположена на юго-востоке Татарстана, в пределах Бугульминской возвышенности с абс. отм. рельефа более 300 м. В этом районе высокого залегания нижней границы питьевых вод величина эрозионной расчлененности местности достигает 200-230 м. Рельеф местности эрозионно-денудационный, на протяжении длительной геологической истории района (начиная с мезозоя) формировался в условиях тектонически-приподнятой суши. Глубина водозаборных скважин, вскрывших пресные подземные воды на междуречье Ика и Степного Зая Бугульма, Лениногорск, Актюба) достигает 200 м и более. В долинах рек притоков Ика и Степного Зая она снижается примерно до 100-120 м., т.е. примерно совпадает с подошвой казанских отложений. К этому району, высокого залегания нижней границы пресных вод, примыкает с запада, севера и востока, облекает его район

повышенного залегания, в котором глубина границы несколько опускается и выделяется между абс. отм. от +25 до +100 м. Он включает долину р. Ика до с. Тумутук, водораздел Ика и Степного Зая до Рантамака и Сарманово (на севере), бассейн среднего течения р. Степного Зая и Шешмы до Калейкино-Кичуя-Клементейкино-Нижней и Мор-

довской Кармалки (на севере и востоке).

Величина эрозионной расчлененности местности здесь снижается до 100...150. Нижняя граница питьевых вод проходит по подошве уфимских отложений и лишь в бассейне р. Шешмы по подошве казанских отложений. Такие же районы повышенного залегания нижней границы питьевых вод от +25 до +50 м выделяются на правом берегу р. Кама в Красноборском, Менделеевском и Елабужском районах, а также в Кукморском и Сабинском районах, где абс. отм. рельефа местности достигает более 200 м. В Кукморском, Сабинском, Красноборском и Агрызском районах нижняя граница распространения пресных подземных вод примерно совпадает с подошвой казанских отложений, в Менделеевском и Мамадышском – с подошвой уфимских отложений.

В Мелекесской впадине (Нурлат, Мамыково), в долине р. Кама (Елабуга, Набережные Челны), а также в бассейне р. Мензели нижняя граница пресных вод достигает абс.-отм. – 100. Отметки рельефа местности колеблются здесь от +50...70 м до +150...170 м. Величина эрозионного расчленения современного рельефа не более 70-100 м. Глубина пресных водоносных горизонтов достигает 200 м. К этому району примыкает зона пониженного залегания пресных питьевых вод (абс.отм. -25 м), которая распространяется на всю длину р. Кама, низовья рек Вятки, Белой, Мензели, Степного Зая, а также бассейна р. Бол. Сульча. Это районы развития погребенных (доплиоценовых) эрозионных врезов.

Такое глубокое проникновение пресных вод вниз по разрезу нельзя объяснить влиянием только современного рельефа. Образование мощной зоны пресных вод в этих районах, по-видимому, завершилось в плиоцене в период формирования глубоких эрозионных врезов Палео-Камы и ее притоков. Именно по бортам долин в верхнепермских отложениях образовалась эта зона, которая охватила и нижнепермские отложения. Последовавшее затем опускание территории и внедрение в сушу по долинам рек сначала кинельского, а затем акчагыльского и апшеронского пресноводных бассейнов в основном нарушило общей картины. Древняя зона пресных вод сохранилась до настоящего времени. Лишь на отдельных участках тектонических разломов в зону пресных вод видимо проникают нижележащие минерализованные воды

(Ижевский источник, Бакировский и др.).

В связи с тем, что доплиоценовые эрозионные врезы глубиной до 200 м в долине Палео-Камы захватили частично нижнепермские отложения, в них также сформировались пресные воды, которые сохранились местами (Елабуга, Бизяки, Соболево и др.) сохранились до настоящего времени. Поэтому нижняя граница пресных вод в долине р.Кама то опускается на 70-100м ниже кровли нижнепермских отложений (Елабуга), то проходит по подошве уфимских отложений (Менделеевск, Мамадыш), то поднимается до подошвы нижнеказанских отложений (Красноборский район), что определяется местоположением погребенных врезов долины Палео-Камы и ее притоков в современном рельефе местности.

В бассейне р. Большая Сульча в районе Нурлата и Мамыково доплиоценовые эрозионные врезы



Рис. 1. Карта глубины распределения пресных подземных вод. 1 – контуры нефтяных месторождений; 2 – ориентировочная граница пресных и минерализованных подземных вод (абс. отм.); 3 – ниже -25 м; 4 – выше +100 м; 5 – от +25 до +100 м; 6 – от +25 до -25 м; 7 – стратиграфическая граница пресных и минерализованных вод (вверху – пресные воды, внизу – минерализованные).

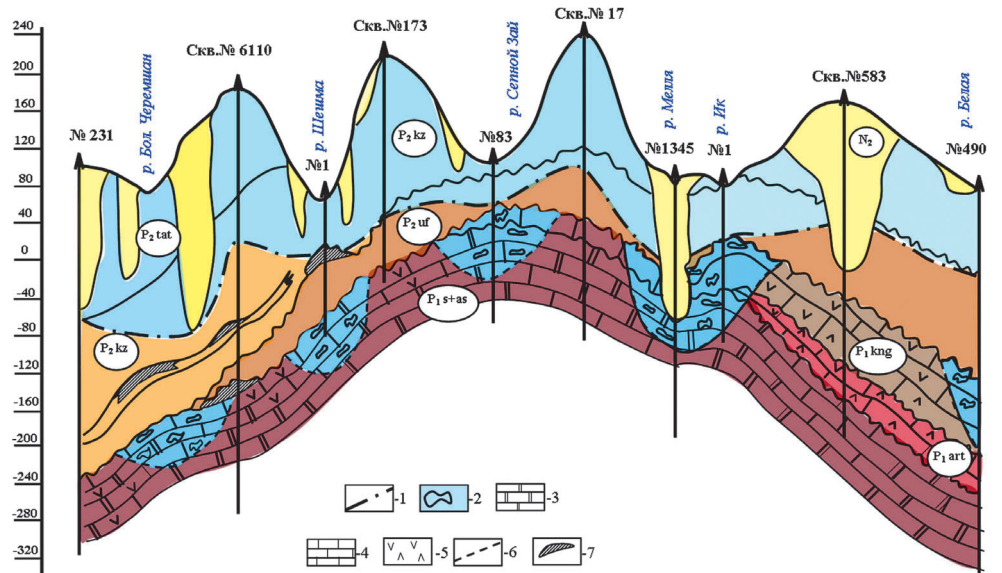


Рис. 2. Схематический гидрогеологический профиль по линии Нурлат-Альметьевск-Актаныш. 1 – граница распространения пресных подземных вод; 2 – карст; 3 – доломит; 4 – известняк; 5 – гипсангидритовые породы; 6 – граница карста; 7 – битумная залежь.

(Рис. 2) захватили лишь верхнеказанские отложения, хотя глубина их также достигла 200 м. Здесь нижняя граница пресных вод примерно соответствует подошве татарских отложений, а в северной части Мелекесской впадины – подошве верхнеказанского подъяруса. Глубина водозаборных скважин, эксплуатирующих питьевые подземные воды достигает в Нурлате 200 м.

На всей остальной территории восточной Татарии в промежутках между описанными районами высокого и пониженного залегания нижней границы пресных вод (возвышенные районы юго-востока Татарстана и правобережья Камы) и низкого и пониженного залегания (долина р.Кама, бассейны рек Мензеля и Бол. Сульча) располагаются промежуточные или переходные районы, где нижняя граница пресных вод выделяется между абс. отм. от - 25 до + 25 м. Эти районы характеризуются абсолютными отметками рельефа местности от 100 до 200-250 м. Величина эрозионной расленности местности достигает 100-150 м. Глубина водозаборных скважин в населенных пунктах эксплуатирующих пресные водоносные горизонты не превышает 100-120 м.

Существенное влияние на толщину зоны пресных подземных и глубину залегания ее нижней границы оказывают битумные залежи в пермских отложениях. Так, на территориях Мордовско-Кармалевского, Пионерского Ашальчинского, Лагерного, Восточно-Чумачкинского и др. битумных залежах

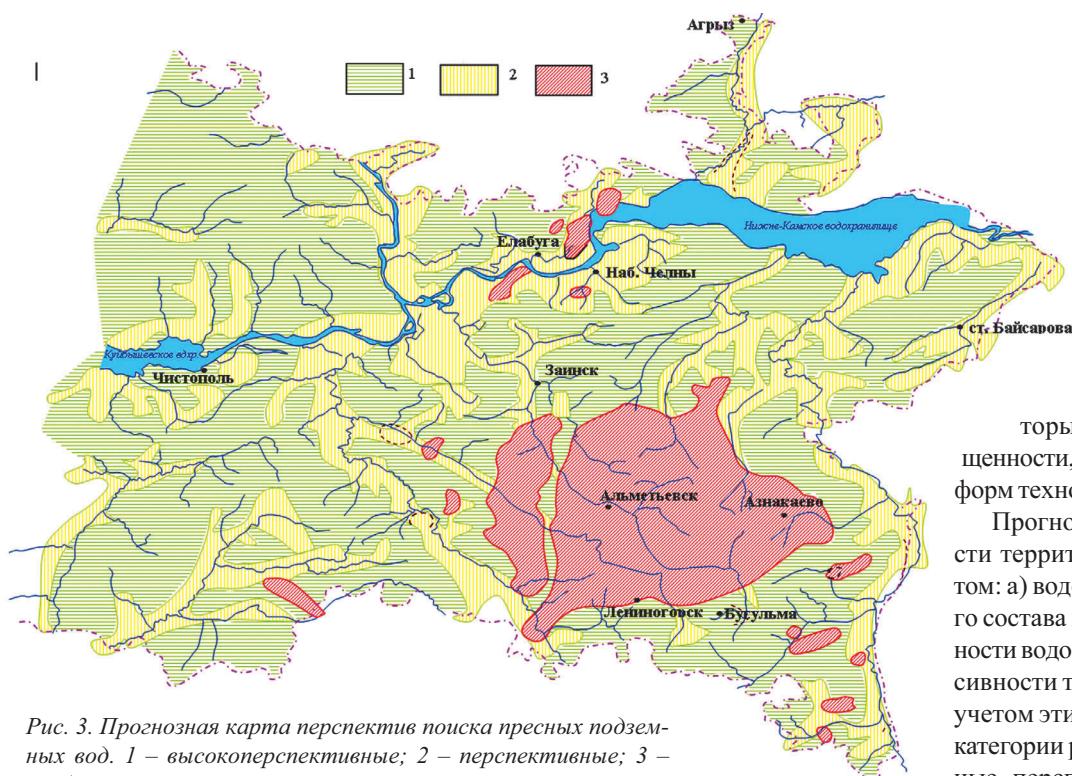


Рис. 3. Прогнозная карта перспектив поиска пресных подземных вод. 1 – высокоперспективные; 2 – перспективные; 3 – слабо перспективные.

в бассейне р.Шешма, нижняя граница пресных вод ограничивается кровлей «лингуловых глин» нижеказанского подъяруса.

В Бавлинско-Сулинском районе очаговое распространение битумов в уфимских отложениях делает приуроченное к ним подземные воды участками не пригодными для питьевых целей. На западном склоне ЮТС и восточном борту Мелекесской впадины наличие битумов оказывает влияние на качественный состав подземных вод уфимских и казанских отложений. Воды этих отложений отличаются повышенным содержанием общей минерализацией, хлоридов, аммония, сероводорода, что ограничивает возможности их использования для питьевых целей (Стар. Багряж, Стар. Кувак, Ниж. Кармалка и др.).

Из приведенных данных видно, что нижняя граница пресных подземных вод чрезвычайно изменчива, переходит из одних отложений в другие и не имеет четкой стратиграфической приуроченности. В районе г. Елабуга питьевые воды залегают в верхней части нижнепермских отложений, в районе г. Бугульма они не распространяются на уфимские отложения, а в Мелекесской впадине (г. Нурлат) даже верхнеказанские отложения содержат непригодные для питьевых целей воды. Лишь с четвертичными и третичными отложениями повсеместно, за небольшим исключением, связаны питьевые воды.

Давая прогнозирующую оценку распространения пресных подземных вод необходимо учитывать то, что за прошедшие с начала разработки нефтяных месторождений 60 лет произошли существенные изменения качества подземных вод в связи с техногенным загрязнением.

Среди показателей, ухудшающих качество воды, следует назвать повышенные концентрации хлоридов, сульфатов, нитратов, а также жесткость, причем нитраты, свойственны верхним водоносным горизонтам, и связаны исключительно с агропромышленным комплексом, а жест-

кость и сульфаты определяются литологическим составом слагающих водоносные горизонты пород. При этом необходимо иметь в виду, что интенсивность антропогенных изменений подземных вод определяется характером взаимодействия естественных свойств подземной гидросферы, мерой которых являются условия защищенности, и искусственно создаваемых форм техногенного воздействия.

Прогнозирующую оценку перспективности территорий следует давать с учетом: а) водообильности и качественного состава вод, б) природной защищенности водоносных горизонтов, в) интенсивности техногенного воздействия. С учетом этих факторов выделяются три категории районов: высоко перспективные, перспективные и слабо перспективные (Рис. 3).

R.L. Ibragimov, V.A. Pokrovsky. Predictive Assessment of Fresh Groundwater Distribution in the Eastern Part of Tatarstan

The paper is dealing with geological and hydrogeological conditions of accumulation and formation of fresh groundwater, depth of their occurrence. Predictive assessment of fresh water distribution taking into account the abundance of water, qualitative composition, natural protection of water bearing horizons and intensity of technogenic impact is given.

Keywords: natural protection of groundwater, value of erosional dissection of area, predictive assessment of fresh groundwater distribution.

Рафаиль Лукманович Ибрагимов

Доктор геол.-мин. наук, заместитель главного геолога по гидрогеологии. Научные интересы: вопросы, связанные с изучением и оценкой перспектив поиска пресных, лечебных минеральных вод, гидрогеологических условий поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений; общая гидрогеология, геоэкология.

Владимир Александрович Покровский

Канд. геол.-мин. наук, ведущий специалист ООО «Эко-эксперт». Научные интересы: вопросы, связанные с изучением и оценкой перспектив поиска пресных, лечебных минеральных вод; нефтепромысловая гидрогеология.

Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть». 420111 г. Казань, ул. Чернышевского, 23/25.

Тел.: (843) 292-92-44.

НЕФТЕНОСНОСТЬ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

В работе охарактеризована нефтеносность пермских отложений северной части Оренбургской области по результатам изучения описаний керна структурных скважин. Представлено распределение слоев пермской системы по интенсивности и равномерности насыщения их нефтью, а также литологии коллекторов.

Ключевые слова: нефтеносность, пермская система, продуктивный пласт, керн, структурная скважина.

В Татарском геологоразведочном управлении ОАО «Татнефть» на протяжении длительного времени успешно ведутся работы по изучению особенностей геологического строения пермских отложений и их нефтеносности не только в пределах Республики Татарстан, но и на территории сопредельных административных субъектов Российской Федерации, в частности, северной части Оренбургской области.

В тектоническом отношении рассматриваемая территория расположена на южном склоне Южно-Татарского свода (ЮТС). Вдоль его периферии, на находящемся на границе между ЮТС и Бузулукской впадиной Большекинельском валу известны промышленные залежи нефти пермской системы. В Башкортостане получен промышленный приток нефти из нижнепермских отложений Бахтинской локальной структуры Самарской области Тарказино-Чегодаевской площади, примыкающей к Аркаевскому лицензионному участку ОАО «Татнефть» с юго-востока. Севернее, в Татарстане выявлено Николашкинское месторождение и 11 перспективных нефтескоплений в сакмаро-артинском комплексе. Непосредственно на рассматриваемой территории установлено большое количество нефтепроявлений в кернах структурных скважин, отобранном из пермских отложений (Рис. 1). Учитывая вышеизложенное, в северной части Оренбургской области возможно выявление в пермском комплексе новых промышленно значимых залежей нефти. Это относится также к Аркаевскому и Абдулинскому лицензионным участкам недр ОАО «Татнефть», расположенных в пределах района исследований и входящих в состав Татарской нефтегазоносной области, характеризующейся нефтеносностью девонской, каменноугольной и пермской систем.

Немаловажен тот факт, что в отличие от РТ в пределах рассматриваемой территории специализированных работ на пермские УВ не проводилось, отбор керна при структурном бурении из перми отбирался в небольшом количестве, в основном для отбивки опорных горизонтов. Также ранее не оценивались перспективы на пермские УВ в крупномасштабном плане.

В районе исследований коллекторские свойства пермских пород относительно низкие. Однако при структурном бурении отмечены многочисленные случаи пропитки их нефтью, в том числе интенсивной и равномерной. Нефтепроявления встречены при бурении 51 структур-

ной скважины во всех ярусах пермской системы, кроме татарского.

В таблице 1 представлено распределение слоев пермской системы по интенсивности и равномерности насыщения их нефтью.

Вмещающие нефть горные породы представлены в основном доломитом (94 слоя или 76%), а также известняком (23 слоя или 19%) и песчаником (6 слоев или 5%). Карбонатный тип коллектора характерен для сакмарского, артинского и кунгурского ярусов, терригенный – для уфимского яруса.

Значения мощности нефтенасыщенных слоев (в скобках указаны скважины с максимальными значениями мощности) составляют:

- сакмарский ярус – 0,30-25,0 м (скв. 39 Покровской площади), среднее 7,6 м;
- артинский ярус – 0,50-10,0 м (скв. 4 Покровской площади), среднее 4,2 м;
- кунгурский ярус – 0,60-17,0 м (скв. 29 Покровской площади), среднее 6,3 м;
- уфимский ярус – 0,17-16,6 м (скв. 214 Сулинской площади), среднее 6,5 м.

В нижнеказанском подъярусе установлены два нефтенасыщенных прослоя мощностью по 0,15 м каждый.

В ассельском ярусе непосредственно в пределах района исследований признаков нефтеносности не установлено. Возможно, причиной этому является то, что многие структурные скважины здесь не добурены до асселя в связи с его глубоким залеганием. В тех же редких случаях, когда ярус вскрывался, процент выноса керна из него был довольно низким. Ближайшие к району работ зоны нефтенакопления в ассельских отложениях приурочены к Байтуганскому и Бавлинско-Туймазинскому валам.

Нефтеносность сакмарских отложений установлена почти во всех скважинах, пробуренных с отбором керна. Нефтепроявления связаны в основном с пластом-коллектором P_v , залегающим в верхней части сакмарского яруса. В северо-западной части территории данный пласт теряет свое значение в связи с сильной засульфаченностью карбонатных пород и выклиниванием покрывки. Пласт P_v представлен в основном доломитами, реже известняками светло-серыми, зеленовато-светло-серыми, коричневатого-серыми, мелко-кристаллическими, пористыми, трещиноватыми, нефтеносными. Мощность умеренно и интенсивно насыщенных нефтью слоев изменя-

ется от 3 до 14 м, чаще – от 7 до 9 м. В ряде скважин, в основном на востоке района работ, толщина нефтенасыщенных интервалов увеличивается до 25 (скв. 35)–30 (скв. 36) м. Из скв. 187 получен слабый приток нефти.

В центральной части района работ отдельными скважинами пройдены слои органогенно-обломочных карбонатных пород, приуроченные к верхней части сакмарского яруса. Так, при бурении скв. 26 встречен слой известняка пористого, органогенно-обломочного, интенсивно пропитанного нефтью, мощностью 4 м.

Покрышкой для продуктивного пласта P_V служит пласт кристаллического ангидрита артинского яруса. Мощность его в основном 4–8 м, в юго-восточной части территории достигает 25 м (скв. 1). В крайней западной части района работ данная покрышка, как и весь артинский ярус, отсутствует.

Продуктивный пласт P_{VI} приурочен к тастубскому горизонту сакмарского яруса. Он распространен в северо-западной части района работ. Пласт представлен доломитом серым, мелкокристаллическим, пористым, трещиноватым. Мощность его в основном 2–5 м. Покрышкой служит пласт кристаллического ангидрита тастубского горизонта. Мощность его достигает 36 м (скв. 436), чаще колеблется от 10 до 12 м.

На рисунках 2–3 графически представлены распределения нефтенасыщенных слоев сакмарского яруса по интенсивности и толщине, а на рис. 4 – распределение интенсивно и умеренно нефтенасыщенных слоев по толщине.

Большинство интенсивно нефтенасыщенных слоев сакмарского яруса сложены доломитом. При этом толщина слоев колеблется в интервале от 1 до 14 м (в среднем 4,6 м). Толщина слоев с интенсивной равномерной нефтенасыщенностью в среднем составляет 2,5 м.

Из 17 слоев с умеренной нефтенасыщенностью тринадцать сложены доломитом, четыре – известняком. Мощность слоев варьирует в пределах от 1,3 до 19 м (в среднем 7,1 м). При этом толщина слоев с умеренной равномерной нефтенасыщенностью изменяется в интервале от 3 до 14 м, в среднем составляя 7,8 м.

Нефтепроявления в артинском ярусе распространены в восточной части территории. Западнее мощность яруса уменьшается вплоть до полного его выклинивания. На большей части территории, в том числе и на Аркаевском лицензионном участке ОАО «Татнефть», артинский ярус

целиком сложен ангидритом. На других площадях района исследований в пласте ангидрита появляется прослой доломита небольшой толщины, который зачастую бывает нефтеносным.

Нефтенасыщенность артинских коллекторов в районе исследований в основном слабая. Лишь в крайней юго-восточной его части появляются пласты с более интенсивной пропиткой нефтью. Здесь в скважинах №№ 1, 2, 3, 4 и 9 Покровской площади отмечена умеренная, реже интенсивная нефтенасыщенность прослоя доломита мощностью от 2 до 7,5 м, заключенного в пласте ангидрита, верхняя часть которого служит покрышкой.

Все слои артинского яруса, насыщенные нефтью, представлены доломитом. Толщина их от 0,5 до 10,0 м (в среднем 4,2 м). При этом мощность слоев с интенсивной и умеренной нефтенасыщенностью изменяется в пределах от 0,5 до 6 м (в среднем 3,7 м) и от 1 до 7 м (в среднем 3,1 м) соответственно.

К нижней части кунгурского яруса приурочен продуктивный пласт P_{III} , представленный доломитом и залегающий в нижней части кунгурского яруса. Наличие нефти в ярусе установлено в 16 скважинах, причем в 14 из них нефтеносными являются и сакмарские отложения. В 6 скважинах, одна из которых пробурена на Аркаевском участке, отмечена умеренная и интенсивная нефтенасыщенность. Наиболее интенсивные нефтепроявления отмечаются в восточной половине территории.

Все слои кунгурского яруса, насыщенные нефтью, представлены доломитом. При этом толщина слоев варьирует в пределах от 0,6 до 17,0 м (в среднем 6,3 м).

Мощность слоев с интенсивной нефтенасыщенностью составляет 2–9 м (в среднем 5,7 м), а умеренной нефтенасыщенностью – 0,6–5 м (в среднем 2,5 м).

Равномерно насыщенные нефтью слои уфимского яруса выявлены в пределах отдельных площадей Бавлинско-Туймазинского вала, где мощности этих слоев от 5,5 (скв. 73) до 8,0 м (скв. 386), и Жмакинской структурной зоны, где мощность нефтеносных слоев достигает 6,9 м (скв. 285). Южнее нефтеносность уфимского яруса в районе работ установлена в одной скважине (№ 214 Сулинской площади), хотя на крайнем юге (Большекинельский вал) и северо-западнее (западный и юго-западный склоны Южно-Татарского свода) этого района известны промышленные залежи углеводородов, а в самом районе распространен

Ярус \ Количество слоев, шт	сакмарский	артинский	кунгурский	уфимский	казанский	пермские отложения в целом
с интенсивной пропиткой (равном./неравном.)	14 (9/5)	5 (2/3)	4 (3/1)	1 (-/1)	-	24 (14/10)
с умеренной пропиткой (равном./неравном.)	17 (7/10)	5 (3/2)	3 (2/1)	2 (-/2)	-	27 (12/16)
со слабой пропиткой	42 (10/32)	11 (-/11)	11 (-/11)	3 (-/3)	2 (-/2)	69
со следами УВ	1	1	-	-	-	2
с запахом нефти	-	-	1	-	-	1
всего	74	22	19	6	2	123

Табл. 1. Распределение слоев пермской системы по интенсивности и равномерности насыщения нефтью.

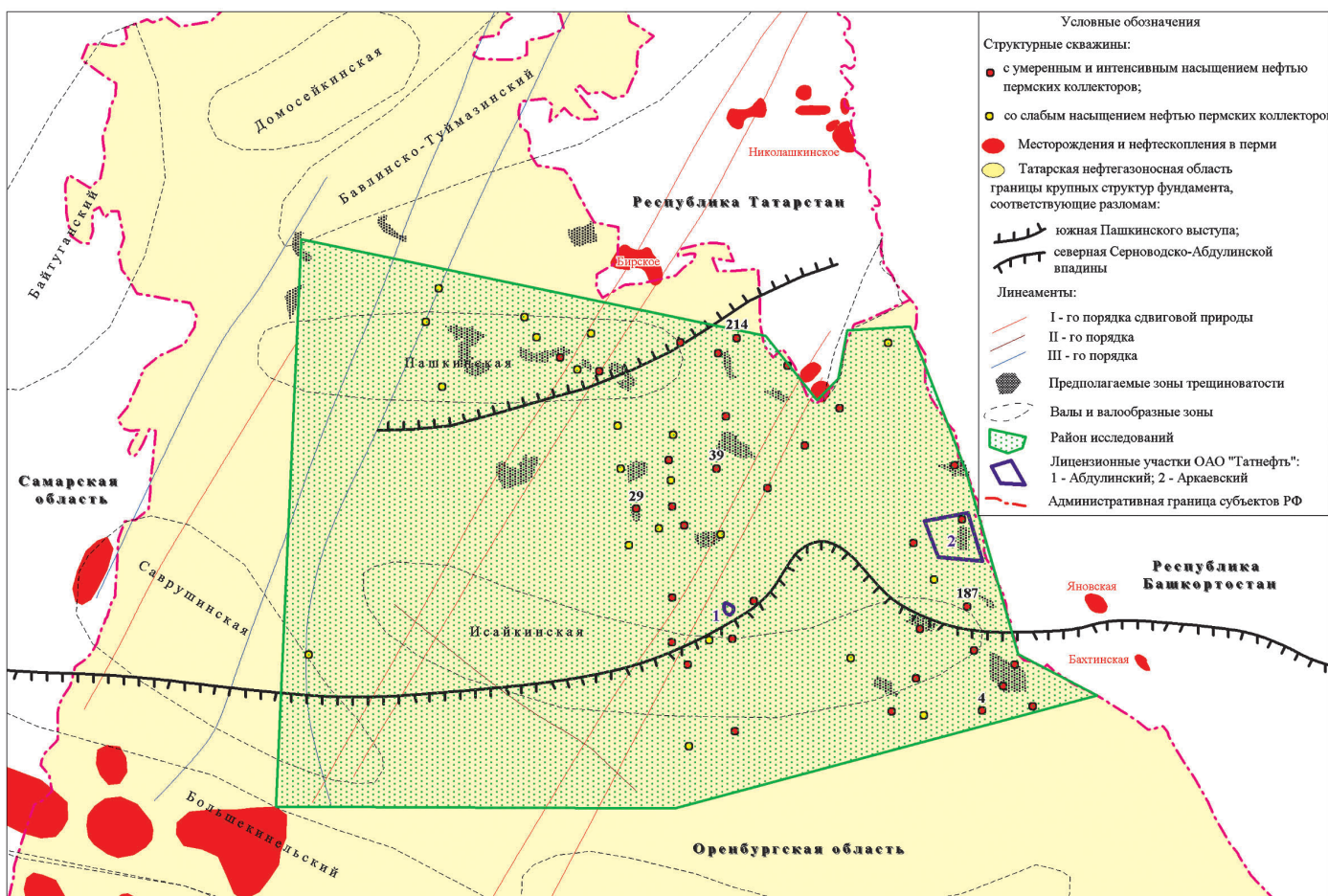


Рис. 1 Карта нефтеносности пермских отложений в северной части Оренбургской области.

продуктивный пласт U_1 .

В скв. 214 Сулинской площади основной нефтеносный пласт расположен в прикровельной части шешминского горизонта, под плотными известковистыми «лингюловыми глинами» нижнеказанского подъяруса. Пласт представлен песчаником серым, зеленовато-серым, тонкозернистым, известково-глинистым, плотным, крепким, прослоями средней крепости, слюдястым. Мощность пласта – 15,5м. Нефтенасыщенность песчаников в основном слабая неравномерная, в нижней части пласта встречены прослой черного песчаника, интенсивно пропитанного нефтью, общая мощность которых составляет 3 м.

Небольшое число зафиксированных нефтепроявлений

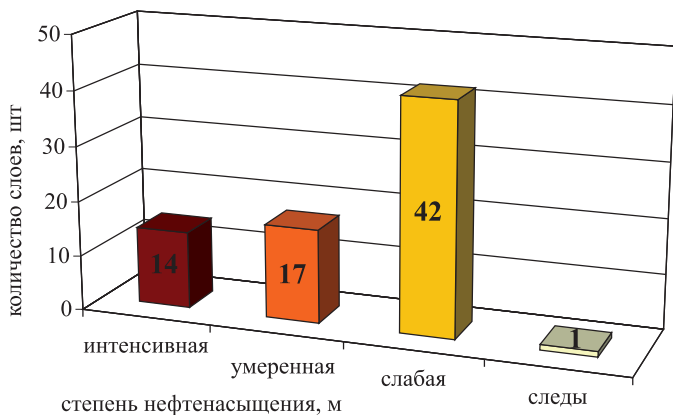


Рис. 2. Распределение слоев сакмарского яруса по степени нефтенасыщения.

в уфимском ярусе объясняется следующим. Во-первых, из яруса керн отбирался лишь в нескольких скважинах. Во-вторых, по аналогии с седиментационными нефтеносными структурами шешминского горизонта Татарстана, ловушки в районе работ относительно небольших размеров, сгруппированы в линейно вытянутые гряды, следовательно выявление их требует более плотной и специфической сети скважин (Рис. 5).

Нефтепроявления в калиновской свите нижнеказанского подъяруса встречены в районе работ лишь в одной скважине (№ 214 Сулинской площади). Представлены они двумя слабо нефтебитумонасыщенными слоями мощностью по 0,15 м. Калиновская свита представлена преиму-

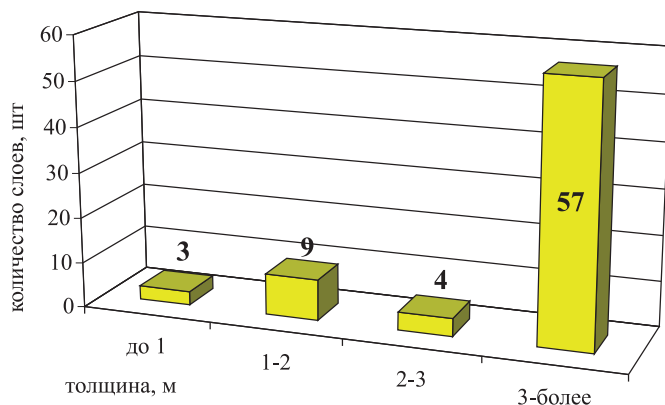


Рис. 3. Распределение нефтенасыщенных слоев сакмарского яруса по толщине.

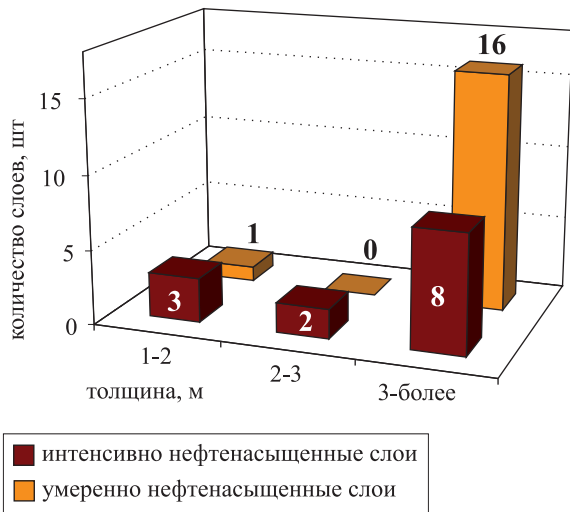


Рис. 4. Распределение интенсивно и умеренно нефтенасыщенных слоев сакмарского яруса по толщине.

щественно глинистыми породами, выдержанные пласты-коллекторы в ней отсутствуют.

Итак, керн из пермских отложений при проведении структурного бурения в пределах района исследований отбирался в сравнительно небольшом объеме, поэтому получить полное представление о нефтеносности рассматриваемого комплекса весьма затруднительно. Однако и с учетом имеющегося фактического материала можно сде-

лать ряд выводов.

1. В районе исследований распространен нижнепермский нефтеносный комплекс, включающий в себя сакмарский, артинский, кунгурский и уфимский ярусы. Наиболее интенсивные нефтепроявления в юго-восточной части района (южнее Аркаевского участка) приурочены к сакмарскому и артинскому ярусам, на остальной части района – к сакмарскому.

2. Коллекторами нижнепермских отложений в районе работ являются порово-трещинные карбонатные породы, в основном доломиты, и поровые терригенные породы (песчаники уфимского яруса).

3. Большая часть установленных при описании керна 123-х нефтенасыщенных слоев района исследований приурочена к сакмарскому ярусу (60%), меньшая – к артинскому (18%), кунгурскому (15%), уфимскому (5%) и казанскому (2%) ярусам.

4. Наиболее распространенная из форм проявления нефти – неравномерная и равномерная пропитка пород по порам, кавернам и трещинам от слабой до интенсивной.

5. Большинство нефтеносных зон тяготеет к присводовым и сводовым частям локальных структур, осложняющих более крупные тектонические зоны. Также просматривается связь нефтепроявлений с зонами предполагаемой трещиноватости нескольких пермских ярусов. На всех этих участках, где пробурены структурные скважины, отмечается умеренная и интенсивная нефтенасыщенность

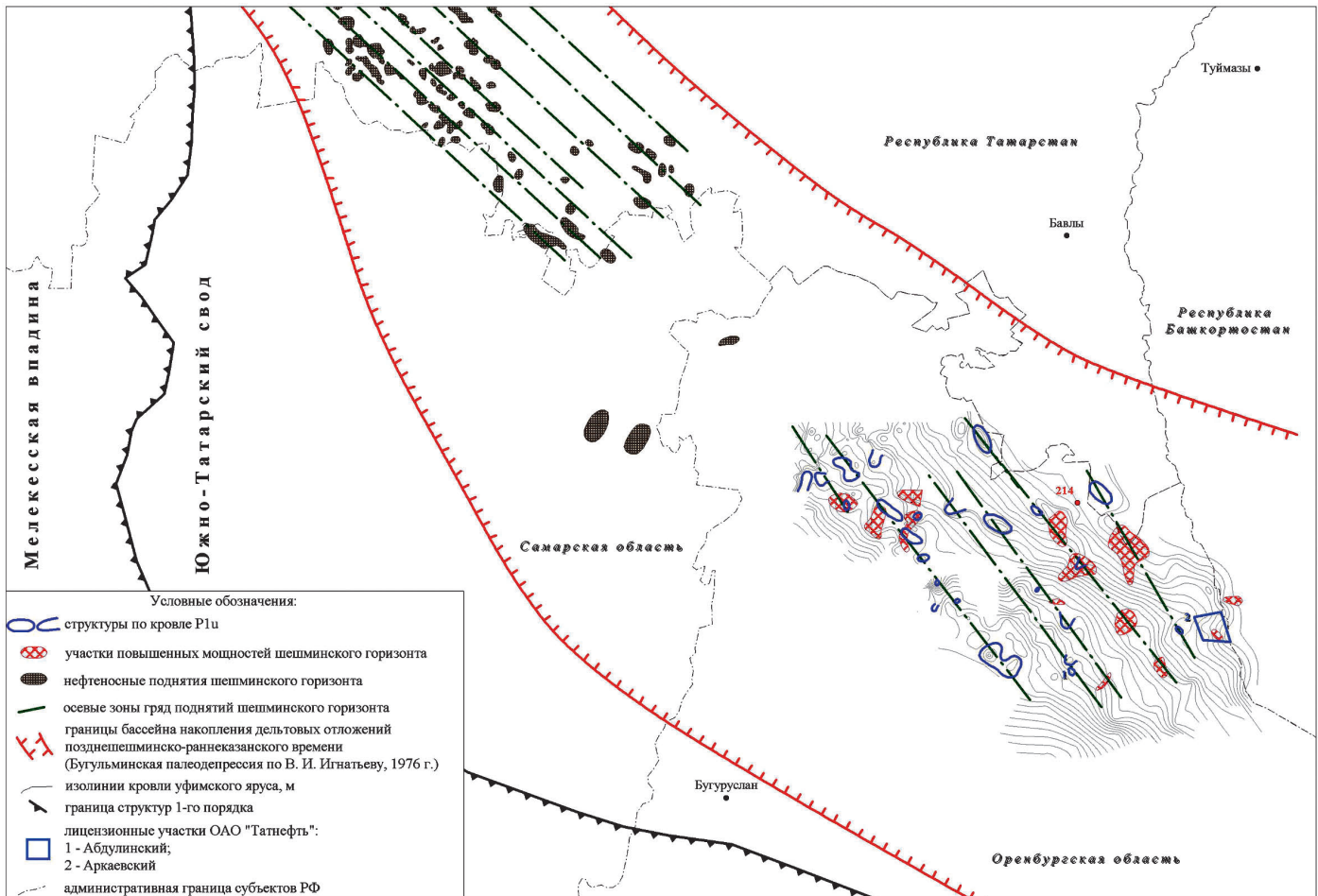


Рис. 5. Перспективы обнаружения шешминских песчаных тел-ловушек седиментационного генезиса в северной части Оренбургской области.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКА И ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД В ТЕТЮШСКОМ РАЙОНЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

В статье анализируются результаты геолого-гидрогеологических исследований на лечебные минеральные воды в Тетюшском районе Республики Татарстан. Показаны типы минеральных вод и условия их формирования. Проведенные поисковые работы, а также геолого-гидрогеологические условия рассматриваемого района свидетельствуют о том, что перспективы поиска лечебно-столовых, лечебных минеральных и бальнеологических вод достаточно высокие.

Ключевые слова: геолого-гидрогеологические условия, типы лечебных минеральных вод, химический состав, условия формирования подземных вод.

Лечебные минеральные воды (ЛМВ) Республики Татарстан до последнего времени остаются слабоизученными. Между тем географическое положение, экономические, а также геологические и гидрогеологические условия республики дают основание для расширения работ по поиску, разведке и эксплуатации подземных вод в качестве минеральных лечебных с перспективой организации санаторно-курортного строительства. Особенно это касается юго-западных районов.

Наиболее перспективным в этой связи является Тетюшский район Республики Татарстан, который отличается ещё и благоприятной экологической обстановкой и исключительным лесопарковым ландшафтом. Исследования,

проведенные в этом районе, показывают, что здесь сложились благоприятные условия для формирования нескольких типов минеральных лечебных вод.

Первые сведения о подземных водах изучаемой территории были получены еще в первой половине XIX века. Так, в 1812 г. в газете «Северная почта» было напечатано подробное сообщение из Казани об обследовании сероводородных ключей в 18 км от г. Тетюши (с. Сюкеево), сходных с Сергиевскими серными водами. Сероводородные воды в районе с. Сюкеево уже в 1830-х годах использовались для лечения. Аналогичная с Сюкеевской вода выходит у д. Долгая Поляна, что в 6 км ниже по Волге. Сюкеевские сероводородные источники достаточно под-

Окончание статьи И.Е. Шаргородского, А.З. Ахметшина «Нефтеносность пермских отложений в северной части Оренбургской области»

коллекторов (Рис. 1). Это связано, очевидно, с благоприятными условиями миграции углеводородов из более глубоких горизонтов.

6. Качество нефти в районе исследований определено по одной пробе из сакмарских отложений (скв. 187, Абдулинская площадь). Нефть тяжелая (плотность – 0,9068 г/см³), с высоким содержанием серы (2,56%).

По пробе из скв. 1 Тарказинско-Чегодаевской площади (Башкортостан), находящейся в 18 км юго-восточнее Аркаевского участка, определены параметры кунгурской нефти: плотность – 0,8835 г/см³, динамическая вязкость – 13,64 мПа·с, серы – 3,26%. Пермская нефть этой площади характеризуется кондиционным содержанием ванадия.

Подытоживая, можно сказать, что северная часть Оренбургской области представляет интерес для дальнейших исследований особенностей геологического строения и нефтеносности нижнепермских отложений.

I.E. Shargorodskiy, A.Z. Akhmetshin. Oil bearing of Permian Sediments in the Northern Part of Orenburg Region
Oil bearing of Permian deposits of the northern part of

Orenburg region on the results of the core study of structural wells are characterized. Distribution of the Permian system layers on the intensity and uniformity of oil saturation, as well as reservoir lithology are described in this work.

Keywords: oil bearing, Permian system, reservoir, core, structural well.

Игорь Ефимович Шаргородский

Канд. геол.-мин. наук, ведущий геолог Информационно-аналитического центра. Научные интересы: геология и нефтеносность пермских отложений, тяжелая сверхвязкая нефть, геология твердых полезных ископаемых.

Артур Зуфарович Ахметшин

Геолог 2 категории Информационно-аналитического центра. Научные интересы: геология и нефтеносность пермских отложений, тяжелая сверхвязкая нефть.

Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

420111, г. Казань, ул. Чернышевского, 23/25.

Тел.: +7 (843) 292-55-53.

робно описаны в брошюре П.Л. Драверта «Изучение лечебных вод и грязей Казанской губернии» (1917).

В 1930 году исследованиями Л. Е. Романова, М. С. Кавеева, Б. М. Юсупова, Ф. Максютовой, Г. М. Аванисяна выяснено, что в районе р.п. Камского Устья имеет место большая неоднородность состава подземных вод, обусловленная различием геологических условий, в частности, степенью карстовой разрушенности нижнепермской толщи. В результате минерализованные сульфатные воды обнаруживаются уже в низах аллювиальных отложений в долине Волги и в казанских отложениях на глубинах 80-90 м, а хлоркальциевые рассолы, с минерализацией около 100 г/л и выше, встречаются в нижнепермских отложениях на глубинах 115-150 м.

Первые обобщающие сведения о подземных водах описываемой территории содержались в работе П.П. Шатилова «Подземные воды Татарской республики» и в краткой сводке С.П. Егорова, написанной по результатам рекогносцировочных маршрутов.

Планомерные исследования по изучению геолого-гидрогеологических условий района начинаются с середины 90-х годов, прошлого столетия начинаются

Большой объем исследовательских работ в изучении подземных вод Тетюшского района принадлежит специалистам Татарского геологоразведочного управления. Это, прежде всего, исследования по разработке заключения о возможности выявления минеральных вод Ундоровского типа, проведенные в 1995 под руководством М. Е. Королева, работы связанные с оценкой эксплуатационных запасов минеральных питьевых лечебно-столовых вод, выведенных родником № 5 вблизи с. Пролей Каша Тетюшского района РТ, а также результаты эколого-гидрогеологической съемки.

В 2010 году ОАО «Ремсельбурвод» и ЗАО «ГИДЭК» по заданию Министерства экологии и природных ресурсов РТ выполняются поисково-оценочные работы по обоснованию источников водоснабжения санаторно-курортного комплекса в Тетюшском районе.

На основании проведенных исследований и анализа полученного материала на территории Предволжья к настоящему времени обнаружены минеральные воды трех категорий: минеральные воды без специфических компонентов и свойств; слабоминерализованные воды с высоким содержанием органических веществ (аналоги «Ундоровской») и хлоридные натриевые и кальциево-натриевые рассолы, имеющие в своем составе биологически активные микрокомпоненты (бром, йод, ортоборная кислота и др.)

Минеральные воды без специфических компонентов и свойств приурочены к зоне активного водообмена и по назначению являются питьевыми лечебно-столовыми. Широким распространением пользуются гидрокарбонатно-сульфатные, сульфатно-гидрокарбонатные и сульфатные воды смешанного катионного состава с минерализацией 1,0-3,2 г/дм³, близкие по составу к лечебно-столовым минеральным водам кишиневского, крайнского, кашинского, казанского, московского, реже ачалукского, чебоксарского и луганского типов. Приурочены они преимущественно к литологически неоднородным отложениям верхней и средней юры, верхне и среднепермских отложений, содержащих пропластки гипсов.

Как правило, подобные воды образуются при взаимодействии их с загипсованными породами. Количество сульфатов в подземных водах определяется величиной растворимости гипса. В результате формируются воды, содержащие до 85% сульфата кальция.

Наряду с литологическими особенностями водовмещающих пород на формирование состава описываемых минеральных вод на отдельных участках существенное влияние оказывает миграция минерализованных вод из нижележащих горизонтов. По-видимому, в зависимости от интенсивности влияния того или иного из указанных факторов объясняется разнообразие их катионного состава.

Среди минеральных вод без специфических компонентов и свойств выделяются воды в верхнеказанских отложениях. Они являются по составу хлоридно-сульфатными, в катионном составе преобладает натрий. Общая минерализация вод достигает 8,8 г/дм³. По своему составу они приближаются к Ижевскому типу.

Формирование этих вод, возможно, связано с подтоком минерализованных вод снизу. Об этом свидетельствует и расположение скважин, в которых были получены подобные воды (зона Карлинских дислокаций).

Наиболее ценной в бальнеологическом отношении является группа слабоминерализованных (0,6-0,9 г/дм³) гидрокарбонатных магниево-кальциевых или кальциево-магниевых вод с кондиционным (выше 5 мг/дм³) содержанием органических веществ (в расчете на углерод). Повышенные значения водорастворенного органического вещества отмечается в водах родников, расположенных на территории Тетюшского района и приуроченных к верхне и среднеюрским отложениям. Эти воды приближены к «Ундоровскому» типу минеральных вод и могут использоваться для питьевого курсового лечения в санаторно-курортных учреждениях, а также для промышленного розлива с донасыщением диоксидом углерода, при условии сохранения в ней в кондиционных количествах органического вещества и соблюдении требований ГОСТ 13273-88, СанПиН 2.3.2.1078-01 и ГОСТ Р 54316-2011.

В 2011-2012 гг. специалистами Татарского геологоразведочного управления были проведены поисково-оценочные работы с целью выявления лечебных минеральных вод в юго-западной части Тетюшского района РТ вблизи д. Большие Тарханы. Гидрогеологические исследования проводились на основании геологического задания, выданного в 2011 г. ООО «Волжские воды-К».

Были пробурены и опробованы три поисково-оценочные скважины, вскрывшие волжские и батские водоносные комплексы юрских отложений и котельничскую водоносную свиту, приуроченную к верхнепермским отложениям. На основании полученных данных установлено, что воды, выведенные скважинами, относятся к минеральным питьевым лечебно-столовым водам малой минерализации, которые могут использоваться для питьевого курсового лечения в санаторно-курортных учреждениях, а также для промышленного розлива с донасыщением диоксидом углерода.

По химическому составу подземные воды волжского комплекса наиболее приближены к «Ачалукскому» типу минеральных вод, подземные воды батского комплекса – к «Ундоровскому» типу, а подземные воды котельнич-

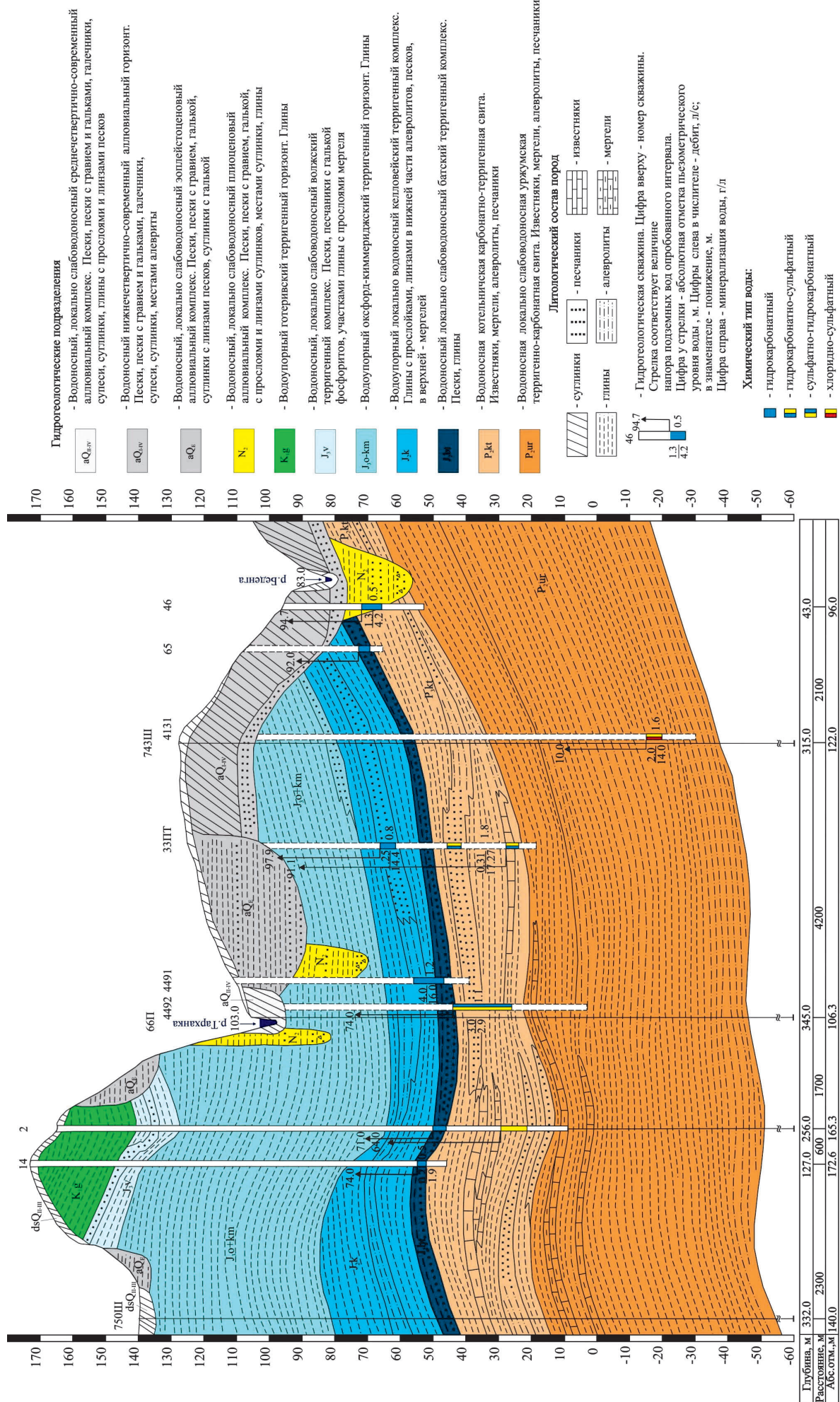


Рис. Геолого-гидрогеологический разрез Тарханского месторождения минеральных вод.

ской свиты – к «Чебоксарскому» типу минеральных вод, что подтверждено бальнеологическими заключениями, выданными ФГБУ «РНЦ МРиК».

Месторождение получило название – «Тарханское». На рисунке показан геолого-гидрогеологический разрез Тарханского месторождения.

С точки зрения условий формирования полученных вод очень интересным является факт нахождения пресных вод «Ундоровского» типа, приуроченных к батским отложениям юрского возраста между двумя солончатыми комплексами вод: волжским терригенным водоносным комплексом («Ачалукский» тип) и водоносными отложениями котельнической карбонатно-терригенной свиты верхнепермского возраста («Чебоксарский» тип), тогда как для центральной и юго-восточной частей Татарстана характерна прямая гидрохимическая зональность в распределении подземных вод в разрезе, т.е. постепенное увеличение минерализации подземных вод с глубиной. Этот факт, по нашему мнению, объясняется двумя причинами.

Во-первых, подобное соотношение подземных вод в разрезе связано с геологическим строением территории. В отличие от центральных и юго-восточных районов Татарстана, юго-западный район является единственным местом, где развиты мезозойские отложения. Как видно из рисунка, разрез отложений представлен в основном чередующимися пластами плотных практически непроницаемых глин и пористых мелкозернистых песков, песчаников с гравием и галькой, с включениями зерен кварца, кварцитов, карбонатных пород. Кроме того, большинство из выделенных в районе стратиграфических подразделений имеют поверхностные выходы, способствуя инфильтрационному питанию подземных вод, а чередование проницаемых и водоупорных пород в разрезе является определяющим фактором в формировании напорных водоносных горизонтов.

Во-вторых, подобное распределение тесно связано с составом водовмещающих пород. Как правило, у водовмещающих пород такого состава выщелачивание идет по схемам: $\text{CaCO}_3 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Ca}^{2+} + 2\text{HCO}_3^-$ для карбонатных пород и $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 \rightarrow \text{HAlSi}_3\text{O}_8 + \text{NaHCO}_3$ – терригенных образований. В результате формируются сульфатно-гидрокарбонатные, гидрокарбонатные кальциевые или, как в нашем случае, гидрокарбонатные натриевые и магниевые-кальциевые или кальциево-магниевые воды, тесно связанные с процессами десульфатизации пород $\text{RSiO}_3 + 2\text{H}^+\text{SO}_4^{2-} \rightarrow \text{R}^+\text{SO}_4^{2-} + \text{SiO}_2 + \text{H}_2\text{O}$. При длительном контакте с углеводородами в составе таких вод появляется водорастворенное органическое вещество и значительно повышается содержание аммония. Источниками углеводородов на данной территории могут быть битумные поля и органические остатки, содержащиеся в породах. Некоторые гидрогеологи считают, что важнейшим фактором формирования лечебных свойств минеральных вод волжского и батского горизонтов является наличие черных сланцев в в составе юрских и меловых пород.

С тектонической точки зрения мезозойские отложения приурочены к северо-восточному крылу Ульяновско-Саратовского прогиба, который расчленен здесь на ряд блоков глубокими врезами палеоценовых долин, что говорит об отсутствии на данной территории единой гидрогеоло-

гической структуры первого порядка. Откуда следует, что происхождение вод «Ундоровского» типа на данном месторождении, видимо, носит локальный характер.

Кроме вышеназванных типов вод на территории района встречаются также хлоридные натриевые и кальциево-натриевые рассолы с минерализацией выше 35-50 г/дм³ с кондиционным содержанием брома и бора, которые были получены при бурении глубоких поисково-разведочных скважин в нижнепермских и каменноугольных отложениях. Они приурочены к зоне замедленного водообмена и по своему качественному составу могут использоваться как бальнеологические для лечебных ванн.

Вопросы формирования рассолов этого типа окончательно не выяснены. Часть гидрогеологов происхождения этих вод связывает с эволюцией вод седиментационных бассейнов. Другая часть рассматривает эти вопросы с позиций инфильтрационной (катионно-обменной) и эндогенной гипотез.

Таким образом, проведенные поисковые работы, а также геолого-гидрогеологические условия рассматриваемого района свидетельствуют о том, что перспективы поиска лечебно-столовых, лечебных минеральных и бальнеологических вод достаточно высокие.

R.L. Ibragimov, T.G. Berdnikov, N.K. Pavlenko. **Prospects of Search and Peculiarities of Mineral Waters Formation in the Tetyushsky region of the Republic of Tatarstan**

The paper analyses the results of geological and hydrogeological studies of medical mineral waters in the Tetyushsky region of the Republic of Tatarstan. The types of mineral waters and conditions of their formation are shown.

Keywords: geological and hydrogeological conditions, types of medical mineral waters, chemical composition, conditions of ground waters formation.

Рафаиль Лукманович Ибрагимов

Доктор геол.-мин. наук, заместитель главного геолога по гидрогеологии. Научные интересы: вопросы, связанные с изучением и оценкой перспектив поиска пресных, лечебных минеральных вод, гидрогеологических условий поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений; общая гидрогеология, геоэкология.

Тел.: (843) 292-92-44

Надежда Константиновна Павленко

Ведущий гидрогеолог

Тел.: (843) 273-17-95

Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть». 420111 г. Казань, ул. Чернышевского, 23/25.

Тимур Генрихович Бердников

Директор ООО «Волжские воды-К»

г. Казань, ул. Галактионова, д. 6, оф.1004.

Тел.: 8(917) 85-69-914.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ПРЕСНЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ ДЛЯ НУЖД САНАТОРИЯ «РОМАШКИНО»

Рассматриваются геолого-гидрогеологические условия района расположения санатория-профилактория «Ромашкино». Дается оценка существующей системы водоснабжения санатория. Рассматриваются причины засоления пресноводного комплекса.

Ключевые слова: природная защищенность подземных вод, геоэлектрическая характеристика, химический состав подземных вод, опытные откачки, фильтрационные параметры, оценка распространения пресных подземных вод.

Санаторий-профилакторий «Ромашкино» находится в Заинском районе Республики Татарстан, в 500 м восточнее с. Бухарай. Основным лечебным профилем санатория является лечение опорно-двигательной системы. При санатории имеются 3 скважины, выводящие минеральные воды (питьевые лечебные, лечебно-столовые воды и лечебные рассолы), расположены они в лесной зоне.

Водоснабжение санатория пресной подземной водой осуществляется из каптированного родника, расположенного на северо-западной окраине д. Яшляр Сармановского района в 2,2 км от территории санатория, и из водозаборных скважин, расположенных на территории санатория. Величина водоотбора составляет 400 м³/сут, в т.ч. на хозяйственно-питьевые нужды – 300 м³/сут. и на производственные – 100 м³/сут.

На исследуемой территории преобладают одиночные скважины, которые расположены непосредственно на территории МТФ, РТМ, а также в д. Бухарай. Скважины пробурены на глубину 4-3-75 м и оборудованы трубами диаметром 219 мм, 168 мм. Фильтры сетчатые, либо дырчатые

диаметром 168 мм и 108 мм установлены на колонне труб в интервалах 22,8-39 м, 49-55 м, 60-69 м. Водовмещающими породами служат известняки, песчаники, мергели нижнеказанского комплекса мощностью 8-20 м. Глубина залегания установившегося уровня подземных вод составляет 4-20 м. Дебиты скважин колеблются от 1,1 до 4,0 л/с при понижениях 10-20 м, удельные дебиты составили 0,2-0,28 л/с*м. Производительность скважин составляет 34-39 м³/сут.

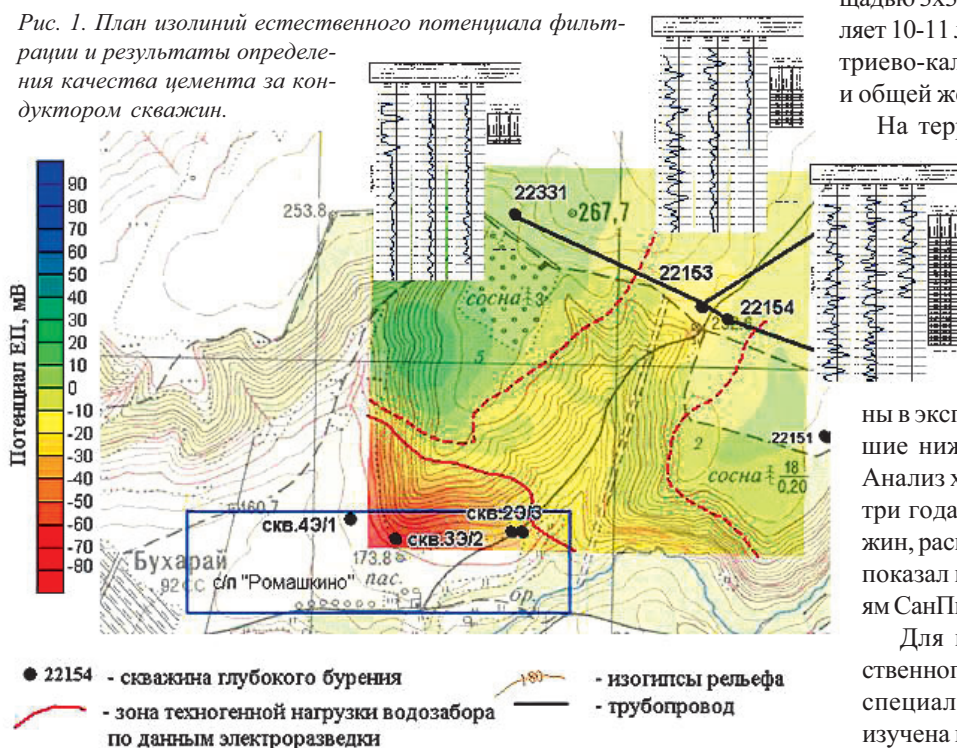
Родник «Яшляр» представляет собой групповой выход родников, визуально прослеживаются пять выходов, находящиеся почти на одной абсолютной отметке ~ 195-200 м. И только три родника оборудованы колодцами из кирпича 0,5х0,5 м, которые закрываются деревянными крышками. Вода из этих колодцев по полиэтиленовым трубам подается в централизованный трубопровод, протягивающийся до санатория «Ромашкино». Четвертый родник оборудован только полиэтиленовой трубой, подающейся также в централизованный трубопровод, пятый родник не оборудован и в водоснабжении санатория не участвует. Площадка с родниками огорожена железной сеткой, площадь 3х3 м. Суммарный дебит родников составляет 10-11 л/с. Состав воды гидрокарбонатный натриево-кальциевый с минерализацией 0,4 г/дм³ и общей жесткостью 3,2 ммоль/дм³.

На территории санатория находятся также четыре скважины, из них только одна действующая. Недействующие скважины к настоящему времени ликвидированы.

В связи с недостатком воды в 2008 году специалистами ТГРУ ОАО «Татнефть» на территории санатория были пробурены и введены в эксплуатацию еще три скважины, вскрывшие нижнеказанский водоносный комплекс. Анализ химического состава вод за последние три года, полученных из водозаборных скважин, расположенных на территории санатория, показал несоответствие их состава требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01.

Для выявления причин изменения качественного состава подземных вод проводились специальные геофизические исследования: изучена геоэлектрическая характеристика вер-

Рис. 1. План изолиний естественного потенциала фильтрации и результаты определения качества цемента за кондуктором скважин.



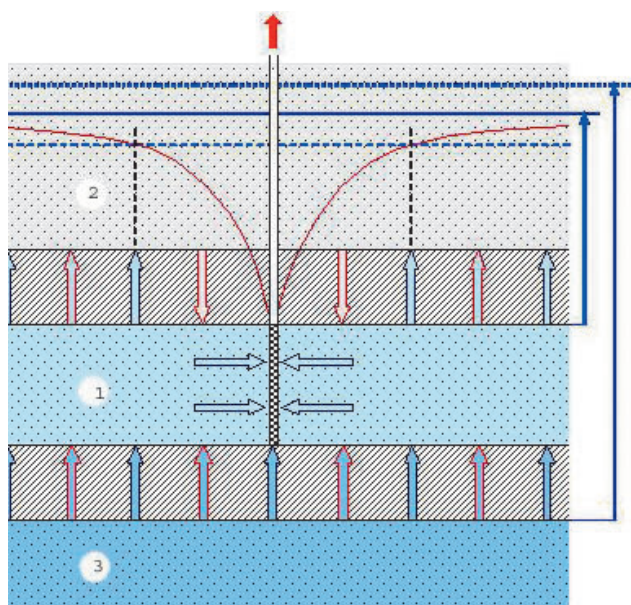


Рис. 2. Принципиальная схема формирования качества воды при работе водозабора в пластовой системе.

хней части разреза, осуществлена электроразведка методом симметричного электропрофилирования СЭП, съемка естественного электрического потенциала фильтрации (ЕПФ) и виброакустическая цементометрия кондукторов скважин (ВАЦ) (Рис. 1). По данным проведенных исследований было установлено, что источником повышенной минерализации нижнеказанского водоносного горизонта на территории санатория являются высокоминерализованные подземные воды, подтягивающиеся из нижележащих смежных водоносных комплексов (Рис. 2).

Учитывая это обстоятельство, а также запрет на использование подземных источников, находящихся в пределах особо охраняемых природных зон, было принято

решение о создании нового водозабора хозяйственно-питьевого назначения за пределами санатория.

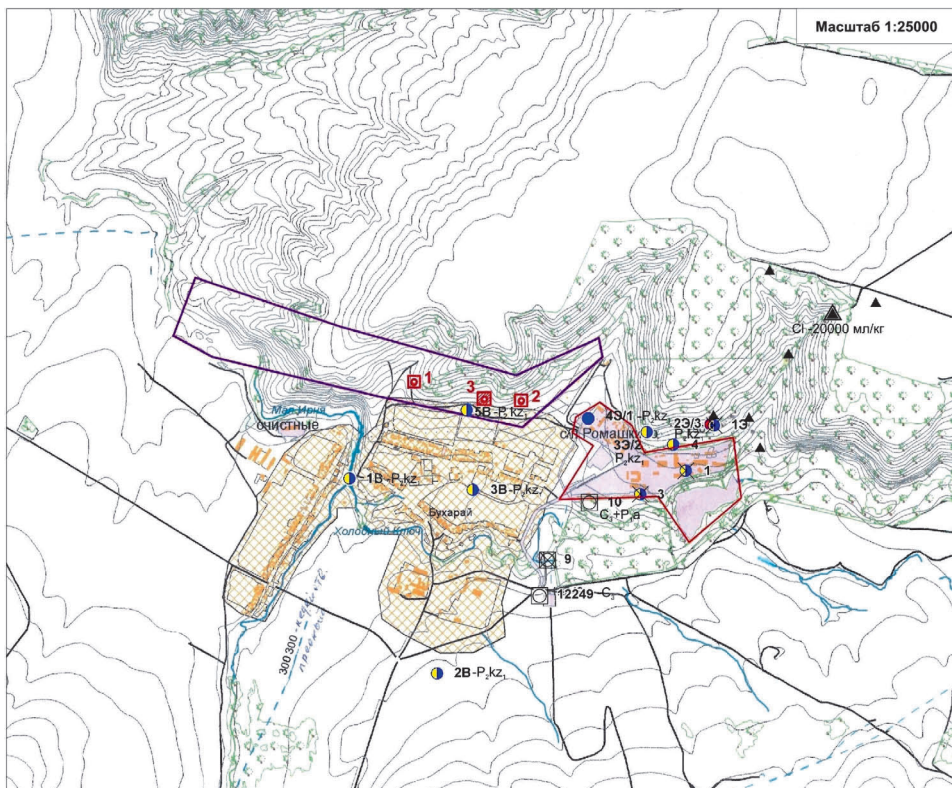
Как показывают материалы ранее проведенных исследований, для этого имеются реальные предпосылки.

В географическом отношении район санатория-профилактория «Ромашкино» и д. Бухарай (в дальнейшем Бухарайский участок) приурочен к правобережной части водосбора р. Лесной Зай, являющейся правым притоком р. Степной Зай. Бухарайский участок, по результатам анализа имеющихся данных, по геологическому строению и гидрогеологическим условиям аналогичен ранее оцененным участкам южного фланга месторождения пресных подземных вод «Лесной Зай». Гидрогеологические условия месторождения «Лесной Зай» и Бухарайского участка (являющегося аналогом этого месторождения) по своей сложности соответствуют 2 группе. Это определяет возможность нахождения подземных вод питьевого качества в потребных количествах в непосредственной близости от санатория.

По результатам проведенных работ на месторождении пресных подземных вод «Лесной Зай» наиболее перспективным для организации водоснабжения (по своим гидрогеологическим показателям) является водоносная нижнеказанская карбонатно-терригенная свита, которая характеризуется повышенными фильтрационными свойствами лишь на участках нижней части склонов долин. На остальной, водораздельной части фильтрационные свойства водовмещающих пород резко снижаются.

В химическом составе пресных подземных вод возможно повышенное содержание сульфатов и общей жесткости из-за наличия в разрезе линз и прослоев гипса и ангидрита. Антропогенное воздействие на окружающую среду не оказывает заметного влияния на изменение качества казанских отложений, в результате чего химический состав подземных вод отличается пространственно-временной стабильностью.

Опыт проведения разведочных работ на месторождении «Лесной Зай», а также на территории санатория-профилактория «Ромашкино» показывает, что для уточнения геологического разреза и выделения наиболее перспективного



- 1 проектные скважины (1, 2, 3)
- площадка для бурения водозаборной скважины (размер 60х60м.)
- резервная площадка для бурения 3 скважины
- Водозаборные скважины:
- на минеральные воды существующая
- на минеральные воды ликвидированная
- 3В для водоснабжения д. Бухарай
- 23/3 для водоснабжения с/п «Ромашкино», существующая
- 3 для водоснабжения с/п «Ромашкино», ликвидированная
- родники
- P₂kz, геологический возраст водоносных горизонтов
- Химический тип воды:
- гидрокарбонатный
- сульфатный
- хлоридный
- двухкомпонентный
- сведения о химическом составе отсутствуют
- ▲ точки отбора проб грунта
- участок предполагаемых работ
- граница с/п «Ромашкино»

Рис. 3. Карта расположения водозаборных скважин в районе д. Бухарай и с/п «Ромашкино».

В порядке дискуссии

Н.С. Гатиятуллин, В.В. Баранов

Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть», Казань
tgru@tatneft.ru

ДОКЕМБРИЙ НЕДР ТАТАРСТАНА. ПРОБЛЕМЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО ИЗУЧЕНИЯ

В статье рассматриваются вопросы сложнейшей и разноречивой проблемы – изучения докембрийских кристаллических и осадочных комплексов. Кратко приводятся отдельные особенности геологического строения, оцениваются возможность и степень перспективности глубокозалегающих толщ, направления дальнейшего изучения докембрия.

Ключевые слова: докембрийские кристаллические и осадочные комплексы, особенности геологического строения, перспективность глубокозалегающих толщ.

На сегодняшний день существует множество мнений по поводу дальнейших направлений изучения образований архейско-нижнепротерозойского кристаллического и осадочного верхнепротерозойского комплексов. Мнения разные, порой противоречивые, исходящие от буровиков, ученых, чиновников министерств и ведомств, экономистов и других специалистов, так или иначе, в различной степени связанных с решением этой сложнейшей проблемы, что, пожалуй, единственное, не вызывающее ни у кого сомнений.

Разного ранга специалисты по бурению и геологии (как на региональном, так и на федеральном уровне) счи-

тают, что подобные исследования необходимо продолжить, но за счет финансирования ОАО «Татнефть»; ученые разных рангов (Госуниверситет, различные институты, включая учебные и научно-исследовательские) также считают, что продолжать эти работы необходимо, причем широкомасштабно, независимо от источника финансирования; буровики придерживаются несколько иного мнения: бурение, испытание глубоких и сверхглубоких скважин стоит больших денег, не суля никакой сиюминутной практической отдачи; экономисты также связывают изучение больших глубин с бесцельной тратой времени и средств. Этот, в достаточной мере гласный обмен мнения-

Окончание статьи Р.Л. Ибрагимов, М.Ф. Магдеев, М.Г. Чернышевой «Основные направления поисково-разведочных работ на пресные подземные воды...»

горизонта необходимо бурение двух поисково-оценочных скважин с проведением скважинной геофизики и поинтервальным опробованием всех встреченных водоносных горизонтов. Если по результатам бурения скважин количество полученной воды будет меньше заявленной потребности, рекомендуется бурение третьей скважины. Местоположение скважин показано на рис. 3.

На следующем этапе работ, при проведении опытных откачек на двух режимах уточняются фильтрационные параметры, оценивается качество вод на предмет соответствия СанПиН 2.1.4.1074-01. На последнем этапе работ после уточнения гидрогеологических условий и гидрохимической обстановки участка, оцениваются запасы пресных подземных вод, определяются параметры водозаборных скважин, режимы эксплуатации месторождения, рассчитываются зоны санитарной охраны.

После утверждения запасов пресных подземных вод в ТРКЗ РТ приступают к проектированию водозабора (скважин, трубопровода, наземных сооружений).

R.L. Ibragimov, M.F. Magdeev, M.G. Chernishova. **Main Directions of Fresh Groundwater Exploration for the Needs of the «Romashkino» Sanatorium**

This article considers geological and hydrogeological conditions of region where the «Romashkino» sanatorium is located. Assessment of existing water supply system of the sanatorium is given. Causes of salinity of fresh water complex are outlined.

Keywords: natural protection of groundwater, geoelectrical characteristics, chemical composition of groundwater, pumping tests, filtration parameters, assessment of fresh groundwater distribution.

Рафаиль Лукманович Ибрагимов

Доктор геол.-мин. наук, заместитель главного геолога по гидрогеологии. Научные интересы: вопросы, связанные с изучением и оценкой перспектив поиска пресных, лечебных минеральных вод, гидрогеологических условий поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений; общая гидрогеология, геоэкология.

Тел.: (843) 292-92-44

Марат Фаикович Магдеев

Канд. социологических наук, Заместитель начальника по экологии и гидрогеологии. Научные интересы: вопросы, связанные с организацией и проведением поисково-разведочных работ на пресные, лечебные минеральные воды, решением экологических вопросов.

Тел.: (843) 290-77-10.

Марина Геннадьевна Чернышова

Канд. геол.-мин. наук, начальник научно-производственного центра «ГГХМ»

Тел.: (843) 292-52-13

Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть». 420111 г. Казань, ул. Чернышевского, 23/25.

ми продолжается уже не одно десятилетие, причем, не только в региональных и федеральных рамках, но и за рубежом. На одной чаше весов громадные финансовые отчисления не только на бурение, испытание, комплексные исследования на дорогостоящих приборах и аппаратуре с применением самых современных технологий и методов, но и на аварии в скважинах, которые довольно часты и ущерб от них весьма ощутим (известно, что практически каждая подобная скважина является по сути своей экспериментальной, следовательно, степень риска при проходке доселе не изученного разреза достаточно велика). Что касается другой чаши, то здесь в основании уже признанное всеми мнение о полной поисковой самостоятельности в качестве перспективных объектов упомянутых выше комплексов, получение уникальных по своему прикладному значению фактических данных при бурении каждой параметрической скважины.

Конечно, следует признать, что затраты на изучение докембрия не будут иметь прямой окупаемости (в данном случае речь идет о наличии нефтегазовых залежей в этих отложениях), что эти вложения можно было бы направить на другие нужды, на иные отрасли, однако существует главное «но»: если сегодня последовательно не вкладывать деньги на подобные исследования, то в дальнейшем при возобновлении их (а это гарантированно неизбежно), потребуются средств в несколько раз больше.

Стихли разговоры, споры, дискуссии по тематике изучения докембрия как в пределах Татарстана, так и сопредельных территорий. Возможно, это своеобразное «затишье» связано с продолжающимся экономическим кризисом, когда финансирование столь «экзотической» проблемы может вызвать, мягко говоря, недоумение, а может быть, причина заключается в том, что после своеобразного бума 2000-2008 гг., активизации всевозможных исследований, бурного обсуждения результатов наступило время дальнейшего осмысления, сбора, анализа нового и пересмотра имеющегося материала.

При этом, памятуя о юбилейной дате открытия Ромашкинского месторождения, нельзя не вспомнить о таких значительных вехах в деятельности ОАО «Татнефть», как бурение известных всей России, вошедших в Общегосударственный реестр, параметрических скважин № 20000 Миннибаевская и № 20009 Ново-Елховская, начатых бурением соответственно 40 и 25 лет назад (24 марта 1974 года и 6 марта 1988 года). Оба этих события имеют выдающееся значение и уникальные результаты, кардинально изменившие устаревшие представления о тектоническом строении, вещественном составе, о происходящих геодинамических процессах и о возможных перспективах нефтегазоносности древних толщ Восточно-Европейской платформы.

Специалисты-геологи и сотрудники треста «Татнефтегазразведка», Казанской геологической экспедиции, ККО ТатНИПИнефть, ТГРУ принимали активное, непосредственное участие как в разработке, обосновании проектов по заложению этих скважин, так и в анализе, обобщении, систематизации всего фактического материала бурения и испытания. Более того, и в настоящее время в управлении осуществляется постоянный геологический контроль за состоянием глубоких скважин и степени изученности докембрийских толщ.

В данной статье мы не ставили себе целью провести

детальное рассмотрение особенностей геологического строения докембрийских комплексов, поскольку об этом можно почерпнуть из многочисленных публикаций в открытой печати, научных статей, монографий, докладов, периодических изданий, фондовых материалов и т.д.

Как известно, существует определенная структурная зависимость поверхностей сейсмических отражающих горизонтов рифея-венда и коры выветривания с рельефом фундамента. К этому своеобразному генетическому «триединству» необходимо присовокупить и палеозойский осадочный чехол, в особенности это касается его нижней, подошвенной части.

Известно, что верхнепротерозойские (в качестве синонимов – бавлинские, рифейско-вендские, додевонские, осадочнодокембрийские, промежуточный комплекс) отложения имеют достаточно широкое развитие в различных регионах мира. Последние годы ознаменовались многими фактами получения нефти и газа, причем залежи и месторождения в разрезах рифея и венда располагаются на различной глубине, представлены различными типами пород, имеют различные объемно-пространственные размеры и формы (от непромышленных залежей до месторождений-гигантов). Тем не менее, несмотря на явные успехи в изучении осадочного докембрия в ряде стран, несмотря на то, что эти отложения повсюду, даже при ограниченном площадном развитии, отнесены к потенциально перспективным объектам, нужно признать, что пока ощущается явный дефицит внимания к этим сложным, но весьма интересным по геологическому строению толщам, особенно в тех регионах, где осадочный чехол подстилается образованиями древнего кристаллического фундамента (КФ).

В последние годы изучение КФ достигло, пожалуй, своего апогея, ведь практически на каждой всероссийской конференции или совещании среди тематики, посвященной различным проблемам дальнейшего изучения осадочного чехла, непременно присутствует ряд докладов, сообщений по КФ, при этом достаточно весома доля информации по перспективам его нефтегазоносности.

Пожалуй, наиболее интересным и показательным примером в этом отношении можно назвать изучение КФ и соотношение масштабов и качества изучения между КФ и рифеем-вендом. Площадь развития рифейско-вендских отложений в Татарстане составляет в общей сложности около 4600 кв. км. Примерно треть этой площади приходится на юго-восточную часть территории республики, две трети – на северо-восточную. Максимальные глубины вскрытия поверхности КФ под рифеем-вендом на юго-востоке составляют примерно 2500 м, на северо-востоке – около 4000 и более. По своему вещественному составу рифейско-вендские осадочные отложения на северо-востоке являются преимущественно терригенными (доля песчаников по разрезу рифея достигает 70 %), а в пределах юго-восточной части – карбонатно-терригенными.

Всего в пределах площади развития осадочного докембрия в РТ пробурено, начиная с семидесятых годов XX века, 12 специальных глубоких скважин, из которых в одной в процессе бурения наблюдалось интенсивное газовыделение в буровом растворе, в другой поднят слабо-нефтенасыщенный керн. При этом отметим, что в соседнем Башкортостане в глубоких скважинах в рифее и венде фиксировались многочисленные нефтегазобитумопрояв-

ления, а в Удмуртии, Пермском крае и Оренбургской области открыты залежи нефти (Соколовское, Сивинское, Шарканское, Ольховское и другие локальные поднятия).

Самое элементарное рассмотрение фактического материала бурения показывает, что место заложения одиннадцати из упомянутых выше глубоких скважин ориентировалось, прежде всего, на положение локального поднятия по отражающим горизонтам «Д» и «У», т.е. по палеозойским структурам. Другими словами, учитывая явное несоответствие структурных планов палеозоя, венда и, тем более, рифея, в этих обоснованиях заранее были заложены грубейшие нарушения. И лишь в одной из них, «случайно» попавшей в контур локального поднятия по отражающему горизонту в рифее, правда, в стороне от сводовой части, был получен нефтенасыщенный керн. Такова была «политика» того времени (и разумеется, это диктовалось производственной необходимостью); главным положительным моментом при бурении этих скважин явилось, по крайней мере, достаточно детальное изучение особенностей геологического строения докембрия.

Сегодня многими геологами рифейско-вендские отложения именуются промежуточным (между палеозойским осадочным чехлом и КФ) комплексом пород. Парадоксально, но всему промежуточному, равно как и «посредническому», уделяется минимум внимания, что в нашем случае вполне объяснимо. Ведь палеозойские отложения являются традиционно продуктивными, а КФ настолько экзотичен, обладает некоторыми оригинальными физико-химическими свойствами, не везде доступен по глубине (например, во впадинных частях платформенного Башкортостана поверхность КФ прогнозируется геофизикой на глубине не менее 8 км), вот и стала некогда едва ли не запрещенная тематика по потенциальной нефтегазоносности КФ пользоваться всеобщей популярностью. Думается, что каждый комплекс отложений имеет право на определенную, примерно равную степень изучения до тех пор, пока не будет дана обобщенная, аргументированная оценка бесперспективности той или иной территории при данной степени изученности. Кроме того, предпосылки к возобновлению работ по садочному докембрию имеются в связи с новыми технологиями (в основном, зарубежными) получения промышленных притоков так называемых сланцевого газа и нефти из ранее считавшихся неколлекторами глинисто-карбонатных пород. По условиям залегания, по литологическим свойствам (наличие больших мощностей карбонатных пород, содержащих кремний), по содержанию органического вещества, рифейско-вендские отложения вполне могут претендовать на роль самостоятельных поисковых объектов, рассматривая их с новых позиций.

КФ до сих пор пользуется всеобщим вниманием, ему посвящены всероссийские совещания и конференции, издаются толстые сборники докладов, на все лады идет популяризация этих «весьма» перспективных образований, это своеобразный «enfant terrible», который доставляет много хлопот, но которого все любят. И действительно странно, что у нас в республике до сих пор не найдена нефть в фундаменте, хотя есть множество предпосылок к этому. Когда уляжется вся эта эйфория вокруг КФ, сказать сложно, поскольку она не утихает уже более сорока лет. Ежегодно, можно сказать, подспудно, выделяются деньги на исследования (или «под исследования»). Конечно, мож-

но возразить, что идет непрерывный процесс совершенствования методики исследований, учебной практики, возможности решения определенных параллельных задач и т.д. Интересно, что в сборнике докладов (2006 г.) среди результатов многочисленных исследований нет ни одного явно отрицательного заключения или вывода, так или иначе свидетельствующих о явной бесперспективности вскрытых разрезов КФ. Интересно или грустно?

Спору нет, столь значительное количество различных организаций, НИИ, ФГУП и т.д., проводящих изучение фактического материала, выдающих практические результаты, теоретические предположения и рекомендации – это большая заслуга и руководства геологической службой РТ и отдельных рядовых исполнителей. Вот только хорошо бы всю эту армию, вооруженную современными знаниями, богатейшим опытом, оснащенную новейшими средствами и технологиями направить в нужное русло, с целью получения нужного эффекта в том оптимальном направлении, в котором должна продвигаться наша татарстанская наука и практика в области нефтяной геологии.

Итак, мы попытались заострить внимание на некоторых, безусловно, спорных вопросах не с целью определения приоритетности изучения тех или иных разрезов, образований... Считаем необходимым, начать общий принципиальный разговор о путях и направлениях дальнейшего изучения докембрия. Время идет, изучены связи, закономерности, особенности, даже прогнозируется возможность постоянной (или дискретной, циклической) подпитки углеводородами нефтяного ряда старых, выработанных месторождений по специфическим каналам с около-мантийных глубин...

N.S. Gatiyatullin, V.V. Baranov. **Issues of Further Study of Precambrian of Mineral Resources of Tatarstan**

The article examines issues of the most complex and contradictory problems - the study of Precambrian crystalline and sedimentary complexes. Some features of geological structure are briefly presented; possibility and degree of prospects of deep-seated strata, direction of further study of Precambrian are assessed.

Keywords: Precambrian crystalline and sedimentary complexes, peculiarities of geological structures, prospects of deep-seated strata.

Накин Салахович Гатиятуллин

Доктор геол.-мин. наук, начальник Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть».

Тел.: +7 (843) 292-67-71.

Владимир Викторович Баранов

Канд. геол.-мин. наук, ведущий геолог Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть».

Тел.: +7 (843) 292-30-70.

420111 Казань, ул. Чернышевского, 23/25.