

- 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.Я. Волков, 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. Нурғалиев, Н.П. Запивалов, Е.Б. Грунис, Р.С. Хисамов, Р.Х. Масагутов, В.А. Трофимов

Редакционный совет:

А.В. Аганов, Н.С. Гагиятуллин, Р.К. Сабиров, И.А. Ларочкина, 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 прегресс: 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 20.06.2012. 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

И.А. Ларочкина

Тропой науки: от фундаментальной к прикладной 3

И.А. Ларочкина, И.Ф. Валеева, В.А. Сухова

Новые аспекты перспектив нефтеносности нижнекаменноугольных отложений на территории Актаныш-Чишминского прогиба Камско-Кинельской системы 4

Р.Р. Ганиев, С.П. Новикова

Геологические и технологические критерии выбора пласта при обосновании создания подземного хранилища газа на территории Татарстана 8

И.А. Ларочкина, С.П. Новикова, Р.Р. Садреева, Р.Р. Исламова

Закономерности пространственного развития пластов-коллекторов тульского горизонта на западном склоне Южно-Татарского свода . 12

А.Г. Баранова, Ю.М. Арефьев

Особенности строения каширских продуктивных отложений Татарстана 16

Р.Р. Ганиев

Разработка методических приёмов поиска и разведки малоразмерных ловушек нефти в пашийско-тиманском продуктивном комплексе 19

И.А. Ларочкина, С.П. Новикова

Тектоническое районирование по кровле тульского горизонта на западном, северном и северо-восточном склонах Южно-Татарского свода 24

Н.В. Нефёдов

Особенности пространственного размещения залежей нефти на территории Агрызского и Мензелинского лицензионных участков и перспективы новых открытий 26

С.Е. Валеева, Ю.М. Арефьев, А.Г. Баранова

Особенности построения геологической модели продуктивного пласта для подсчета запасов 30

Е.Н. Серова (Михайлова)

Ретроспектива исследований визейских врезов 32

Ю.Ш. Рахматулина, Г.А. Кринари

Выявление начальных стадий обводнения продуктивных коллекторов по изменениям структуры вторичных слюдов 35

Г.А. Анисимов, Д.А. Колесов

Создание системы геологической информации на основе программного обеспечения с открытым исходным кодом 40

Р.Р. Хасанов, И.А. Ларочкина, Ш.З. Гафуров

Перспективы угленосности Волго-Уральского региона 42

Р.Х. Сунгатуллин, Р.Р. Хасанов, Г.М. Сунгатуллина

Нетрадиционные технологии отработки залежей углеводородного сырья в Татарстане: экологический аспект 46

Р.Р. Рахматулина

Особенности гидрогеоэкологических условий залегания водоносных горизонтов на территории распространения сверхвязких нефтей и природных битумов на западном склоне Южно-Татарского свода 50



Номер издается при поддержке Института экологии и проблем недропользования Академии наук Республики Татарстан

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, 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: 20.06.12
 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

- I.A. Larochkina*
 The Path of Science – from Fundamental to Applied 3
- I.A. Larochkina, V.A. Suchova, I.F. Valeeva*
 New Aspects of the Lower Carboniferous Deposits Oil Potential
 on the Territory of the Aktanish-Chishminsky Depression
 of the Kamsko-Kinelsky System (Russia) 4
- R.R. Ganiev, S.P. Novikova*
 Geological and Technological Criteria of Layer Selection at the
 Substantiation of Underground Gas Storage Creation
 on the Territory of the Republic of Tatarstan (Russia) 8
- I.A. Larochkina, S.P. Novikova, R.R. Sadreeva, R.R. Islamova*
 Regularity of Spatial Development of the Tula Horizon Reservoir
 Bed on the Western Slope of the South-Tatar Arch (Russia) 12
- A.G. Baranova, Yu. M. Arefiev*
 Structure Features of the Kashirsky Producing Deposits
 in the Republic of Tatarstan (Russia) 16
- R.R. Ganiev*
 Development of Methods of Searching and Prospecting
 the Low-Dimensional Oil Traps in the Pashiysko-Timansky
 Productive Complex (Russia) 19
- I.A. Larochkina, S.P. Novikova*
 Tectonic Zonation by Top of the Tula Horizon
 on the Western, Northern and North-Eastern Slopes
 of the South-Tatar Arch (Russia) 24
- N.V. Nefedov*
 Particular Qualities of Oil Accumulations Spatial Distribution
 on the Territory of Agryzsky and Menzelinsky License
 Areas (Russia) and New Discoveries Perspectives 26
- S.E. Valeeva, Y.M. Arefiev, A.G. Baranova*
 Particular Qualities of the Productive Layer Geological Model
 Construction for the Reserves Calculation 30
- E.N. Serova (Mikhailova)*
 Retrospective of the Visean Down-Cuttings Exploration 32
- J.S. Rakmatulina, G.A. Krinari*
 Revelation of the Initial Stages of the Producing Reservoirs
 Watering by Secondary Mica Restructuring 35
- G.A. Anisimov, D.A. Kolesov*
 Creation of Geological Information System
 on the Base of Open Source Software 40
- R.R. Khassanov, I.A. Larochkina, Sh.Z. Gafurov*
 The Volga-Ural Region Coal Potential (Russia) 42
- R.Kh. Sungatullin, R.R. Khassanov, G.M. Sungatullina*
 Alternative Technologies of Debugging Hydrocarbon Deposits
 in the Republic of Tatarstan (Russia): the Ecological Aspect 46
- R.R. Rakhmatulina*
 Peculiarities of Hydro-Geoecological Conditions of Water Bearing
 Horizons Occurrence in the Area of Ultra Viscous Oil
 and Natural Bitumen Distribution on the Western Slope
 of the South-Tatar Arch (Russia) 50

ТРОПОЙ НАУКИ: ОТ ФУНДАМЕНТАЛЬНОЙ К ПРИКЛАДНОЙ

Фундаментальные исследования являются ключом к предмету деятельности прикладной науки. Если наука – это путь к открытию месторождений нефти, то сейсморазведка и скважина – необходимый инструмент, которым совершаются открытия. Каждый из этих инструментов является источником геологической информации, без которой невозможно расшифровать закономерности размещения геологических объектов в разрезе осадочной толщи.

Ключевые слова: геологоразведочные работы, запасы, месторождение, коллектор.

Мы обычно находим нефть в новых местах со старыми идеями. Иногда также мы находим нефть на старом месте, с новыми идеями, но изредка, мы находим больше нефти, на старом месте, со старыми идеями. В прошлом мы думали, что гоняемся за нефтью, тогда как теперь ясно, что мы гоняемся только за идеями.

Р.А. Дикки

Известно, что геология нефти и газа – наука о строении, составе, геодинамике, истории развития земной коры и размещении в ней залежей нефти и газа.

Рассматривая современную геологию нефти и газа как фундаментальную науку, на основе её методологии, состоящей из совокупности приемов исследования, возможно на любом уровне – глобальном или уровне нефтегазового бассейна, восстановить условия формирования скоплений углеводородов и создать гипотетическую модель объекта. В осадочном бассейне месторождения нефти и газа образовались в результате длительных эволюционных процессов в земной коре. Их формирование происходило в зависимости от глобальных, но в индивидуальных режимах.

Фундаментальные исследования по реконструкции истории развития в нашем случае Волго-Уральского осадочного бассейна, изучение механизмов его осадконакопления, условий формирования структурных форм различных порядков, систем коллекторы-покрышки, генетических типов ловушек и др. являются ключом к предмету деятельности прикладной науки – методике поисков и разведки месторождений нефти.

Где же граница, отделяющая фундаментальные и прикладные исследования в геологии? На наш взгляд, она носит достаточно условный характер. Обращаясь к методике поисков и разведки месторождений нефти и газа, которая постоянно совершенствуется на практике, на наш взгляд, она является второй последовательной стадией научного процесса в области геологии нефти и не может осуществляться без фундаментальных исследований. Этот научный процесс неразделим, перетекает из одного в другой. Логика такова, что без владения универсальными геологическими законами по определению невозможно решить проблему обоснования бурения поисковой, оценочной, разведочной и других категорий скважин.

В отношении законов в области геологии их количественная формулировка отсутствует, однако существует совокупность приемов геологических исследований, которые позволяют создать реальное представление о гео-

логическом строении бассейна, тектонического элемента, лицензионного участка и выбрать приоритетный геологический объект для бурения. Далее недропользователь принимает управленческое решение о бурении той или иной категории скважины на основе исследований, проводимых в рамках проектов геологоразведочных работ, технологических схем разработки и др. Безусловно, существует проблема качества некоторых из этих документов, но это уже другая отдельная сторона вопроса.

Отметим, что результатом прикладной науки является не только практическая реализация проектов, разработанных учеными, но и новая информация, полученная в результате их внедрения, по существу, новые знания, которые в свою очередь взаимно обогащают фундаментальную науку.

Более конкретно рассмотрим на примере утилитарного проекта геологоразведочных работ (ГРП). Проект составляется на основе «Методических указаний по составлению геологических проектов» сроком на пять лет. Целевым назначением проектов ГРП является поиск месторождений нефти и газа и прирост запасов промышленных категорий.

Как правило, по результатам реализации проекта недропользователь должен выявить новые месторождения. Учитывая высокую разведанность территории республики, допустимы открытия небольших по запасам малоразмерных залежей, позволяющих нефтяной компании нарастить сырьевую базу лицензионного участка.

Однако ожидаемые результаты геологоразведочных исследований – сейсморазведки, бурения скважин и др., проведенных в соответствии с проектом, могут не подтвердиться. Соответственно, открытий нет, запасы участка не увеличились, лишь повысилась его изученность, вложенные компанией финансовые средства не окупились. В данном случае специалисты по проектированию не смогли составить качественный документ, в котором могла найтись отражение точная действительная геологическая модель лицензионного участка и геологическое обоснование на бурение скважины с высокой вероятностью выявления новой залежи или расширения контуров известной.

НОВЫЕ АСПЕКТЫ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ АКТАНЫШ-ЧИШМИНСКОГО ПРОГИБА КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ

Определение перспектив нефтеносности каменноугольных отложений в пределах Актаныш-Чишминского прогиба Камско-Кинельских системы в границах РТ – актуальная научная проблема, обусловленная появлением новых данных, полученных в результате значительного повышения изученности территории прогиба геологоразведочными работами, открытием новых месторождений. По результатам исследований, выполненных в лаборатории геологического анализа Института проблем экологии и недропользования Академии наук Татарстана, выявлены участки, наиболее перспективные на поиски залежей нефти в пределах слабо изученной бурением территории Актаныш-Чишминского прогиба.

Ключевые слова: прогиб, магматизм, интрузивные тела, палеотектонические реконструкции, седиментация, борт, осевая зона, залежь.

Область распространения внутриформационного Актаныш-Чишминского прогиба, являющегося одной из ветвей системы Камско-Кинельских прогибов (ККСП), приуроченная к высокоперспективной территории востока Республики Татарстан, отличается резким снижением количества выявленных залежей нефти на фоне остальной

территории, характеризующейся их высокой плотностью. На обширной территории прогиба, площадь которого в границах Татарстана составляет 4,5 тыс. км², установлены всего семь месторождений, шесть из которых мельчайшие, на них нефтеносен один, редко два горизонта терригенных нижнекаменноугольных отложений. Среди них: Киче-На-

Окончание статьи И.А. Ларочкиной «Тропой науки: от фундаментальной к прикладной»

Сегодня в мировой геологической практике существует логический подход, привлекающий весь объем накопленных знаний, который помогает решению задач прикладной геологии выявлять не только новые месторождения и залежи, но и новые горизонты.

Формирование месторождений нефти и газа начинается в бассейне седиментации, в этой связи любой лицензионный участок в его границах должен рассматриваться как неотъемлемая его часть, исторически развивающаяся по единому с ним сценарию, но одновременно могущий иметь свои особенности. Эти представления в той или иной форме должны быть учтены в проектных документах даже при условии, если они не найдут в нем прямого отражения. Бурение скважин – дело дорогостоящее и ответственное, и ответственность за их эффективность вместе с недропользователем должен разделять исследователь – ученый, хотя бы моральную.

Во-первых, в обосновании должна быть представлена детальная информация по структурным построениям на основе комплекса всех проведенных геолого-геофизических видов работ.

Во-вторых, в проекте должны быть проведены палеогеологические исследования – палеотектоническое и палеогеографическое моделирование, определяющие условия формирования ловушек, их способности к аккумуляции и сохранности углеводородов.

В-третьих, литологические исследования, определяющие существование систем коллекторы-флюидоупоры всех уровней стратиграфического разреза.

Перечисленный системный комплекс исследований

позволяет научно выстроить связь между нефтеносностью осадочного чехла и стратегией (тактикой) геологоразведочных работ. Подобного рода обоснование проектов ГРП – поиску и разведке залежей нефти на лицензионном участке недропользования, построенное на базовых геологических законах, обречено на высокую эффективность.

Именно на основе этих принципов проводились в 2006-2007 гг. большой группой ученых и производителей Республики Татарстан в рамках Академии наук комплексные геологические исследования по оценке перспектив нефтеносности западной части Татарстана в сравнении с высокоперспективной восточной его частью. Впоследствии практика – критерий истины, доказала объективные результаты исследований авторского коллектива.

Как показывают результаты внедрения рекомендаций, разработанных учеными Института проблем экологии и недропользования, на лицензионных участках малых нефтяных компаний Татарстана, последние характеризуются высокой эффективностью: выявляются новые месторождения и залежи, приращиваются запасы.

I.A. Larochkina. The Path of Science – from Fundamental to Applied.

Fundamental research is the key to the applied science subject of activity. If the science is a way to discover oil fields, then the prospecting seismology and wells is the necessary tool by which discoveries are improved. Each of these tools is a huge source of geological information without which it is impossible to decipher regularity of geological objects distribution in the sedimentary stratum section.

Key words: geological exploration, reserves, oil field, collector.

ратское, Дружбинское, Восточно-Дружбинское, Гарейское, Карачевское и Агбязовское месторождения. За исключением Актанышского, приуроченного к северо-восточному борту Актаныш-Чишминского прогиба, остальные месторождения размещаются в его осевой зоне, характеризующейся развитием в отложениях нижнекаменноугольной толщи погребенных малоамплитудных поднятий тектоно-седиментационного генезиса, образованных как структуры облекания песчаных тел, слабовыраженных неровностей в поверхности турнейских карбонатов и выступов кристаллического фундамента. К другой генетической категории ловушек относится Актанышское месторождение, где нефтеносны отложения турнейского яруса, бобриковского и тульского горизонтов.

В тектоническом отношении исследуемая территория приурочена к узлу сочленения Южно-Татарского свода и

Камско-Бельского авлакогена. Актаныш-Чишминский прогиб, сформированный в верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложениях, частично совпадает в плане с юго-западным бортом авлакогена и является наложенной структурой.

В ходе научных исследований по оценке перспектив нефтеносности рифейско-вендских отложений в Камско-Бельском авлакогене, проведенных Институтом проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, была выявлена закономерность приуроченности установленных залежей нефти в карбонатных и терригенных коллекторах нижнекаменноугольных отложений к участкам проявления рифейского магматизма. Рядом глубоких скважин, пробуренных в авлакогене, в том числе выявивших нефтеносные нижнекаменноугольные пласты, вскрыты магматические породы основного состава, в частности скв. 98 на Киче-Наратском месторождении, скв. 20005 на Карачевском, скв. 54, 71 и 22 на Актанышском.

Инъективные выступления кристаллических пород в границах Камско-Бельского авлакогена имеют несколько иную природу относительно эрозионных и тектонических выступов. Первые образованы при неравномерном разрушении пород с разными физико-химическими свойствами, вторые – блоками фундамента, длительно испытывавшими движения положительного знака. Инъективные же выступления образованы на рифейском этапе внедрением магмы по разломам фундамента с образованием интрузивных тел типа даек, лакколлитов и штоков.

Характеристика магматических пород, характер их залегания и приуроченность к разломным зонам в кристаллическом основании свидетельствуют о том, что это интрузивные тела рифейского времени образования, что подтверждается и результатами макро- и микроскопического описания керна.

В настоящее время в границах авлакогена скважинами, вскрывшими рифейско-вендскую толщу, при современной изученности бурением не установлено признаков нефтеносности ни в рифейско-вендских, ни в залегающих выше по разрезу девонских отложениях; залежи нефти на этой территории приурочены к нижнекаменноугольным терригенным, реже карбонатным коллекторам.

Северо-восточная часть Актаныш-Чишминского прогиба, где установлены Актанышское, Карачевское, Гарейское, Киче-Наратское и Агбязовское месторождения нефти, в плане коррелируется с глубоко погребенным юго-западным бортом Камско-Бельского авлакогена. Установленный факт связи нефтеносных каменноугольных структур и проявлений рифейского магматизма, получившего широкое развитие в границах Камско-Бельского авлакогена, положил начало принципиально новым исследованиям, целью которых является уточнение геологического строения и перспектив нефтеносности нижнекаменноугольных отложений в Актаныш-Чишминском прогибе на территории Татарстана.

Система Камско-Кинельских внутрiformационных

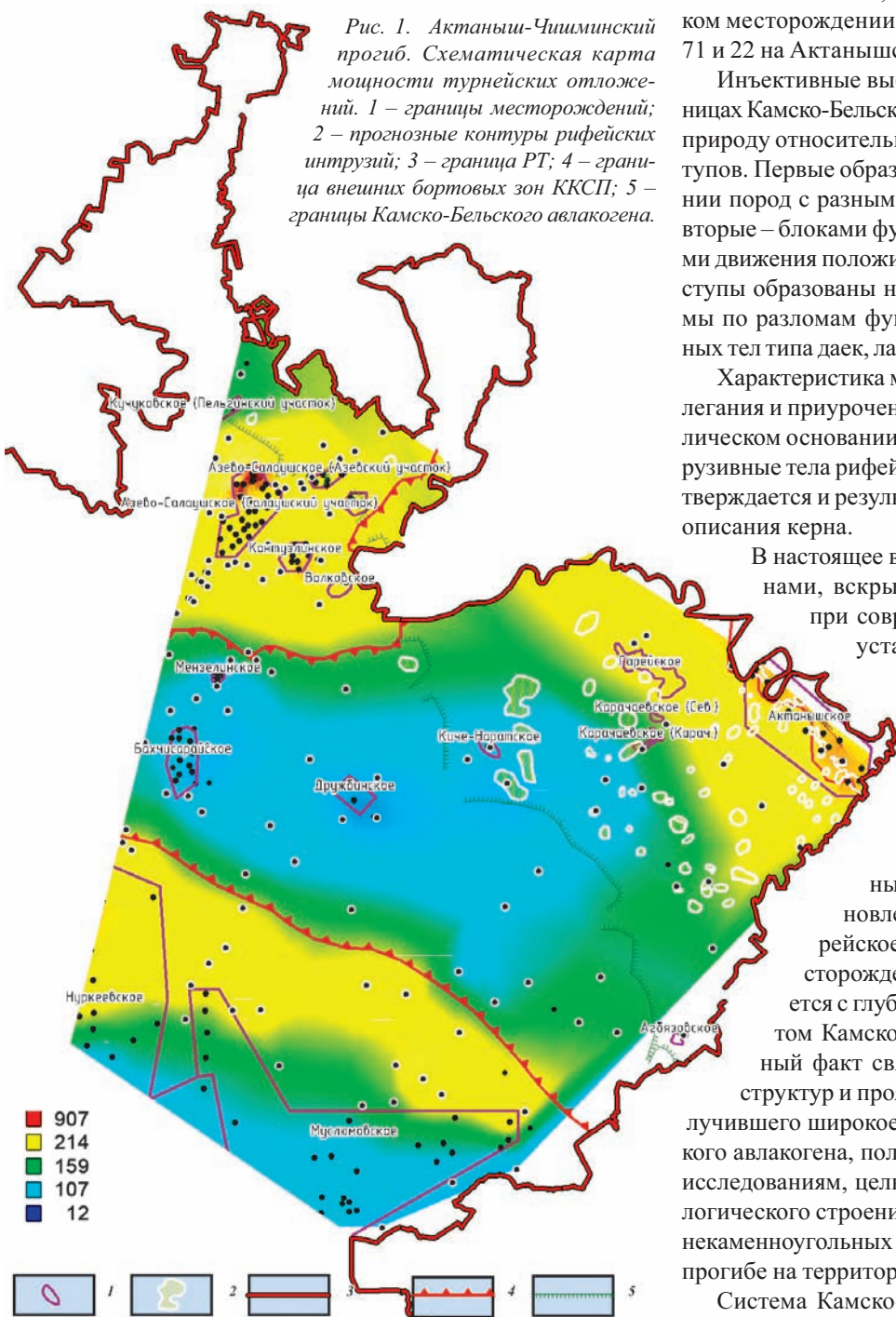


Рис. 1. Актаныш-Чишминский прогиб. Схематическая карта мощности турнейских отложений. 1 – границы месторождений; 2 – прогнозные контуры рифейских интрузий; 3 – граница РТ; 4 – граница внешних бортовых зон ККСП; 5 – границы Камско-Бельского авлакогена.

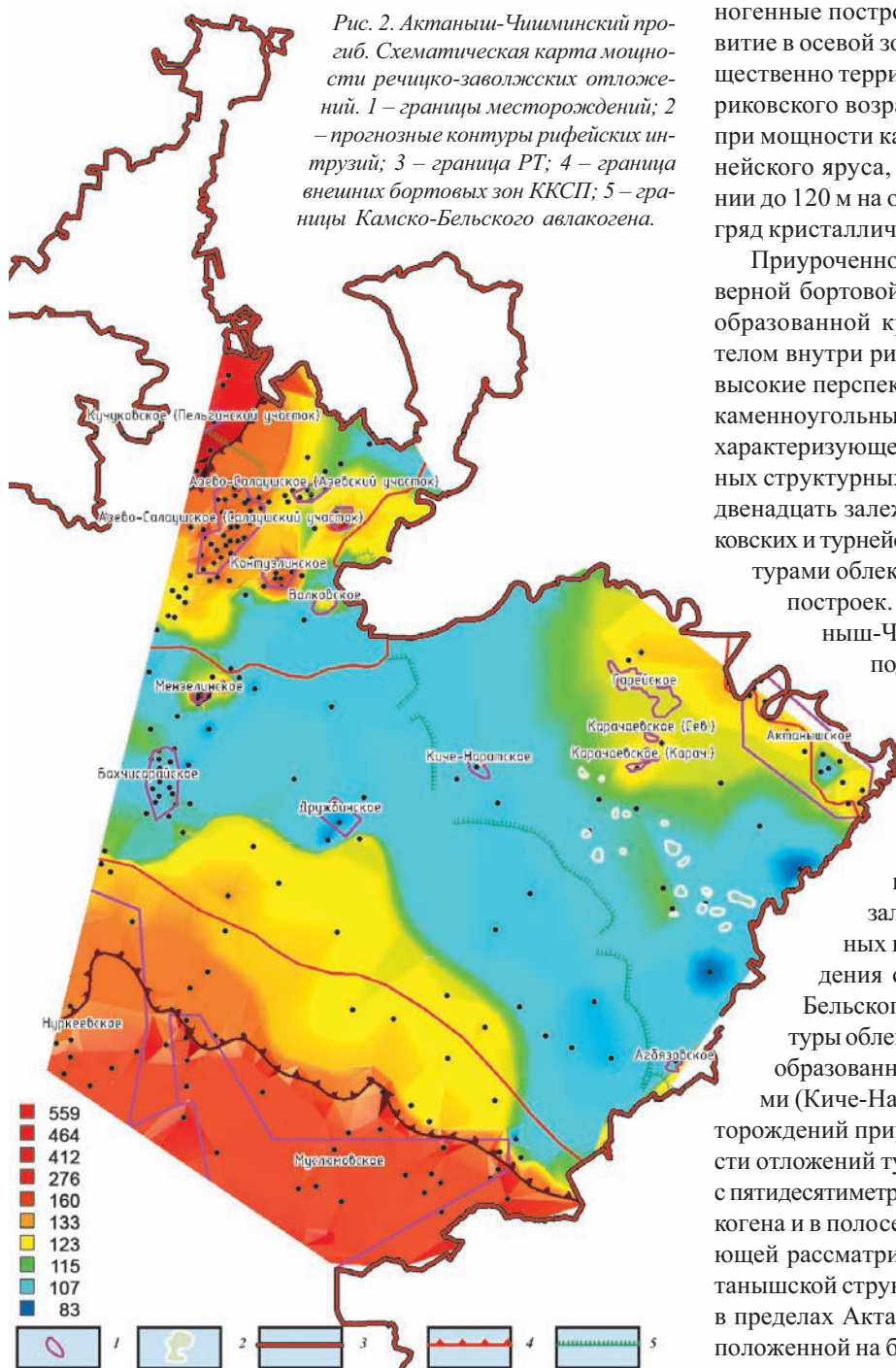
прогибов, образованная в позднедевонско-раннекаменноугольный период геологического времени, является крупнейшим структурным элементом, прослеженным на расстояние около 1000 км от Пермского Приуралья через Нижнее Прикамье, Ульяновское и Куйбышевское Заволжье до западных районов Оренбургской области. На территории Татарстана получили развитие четыре прогиба: Усть-Черемшанский, Нижнекамский, Актаныш-Чишминский и Сарапульский.

Существует несколько гипотез образования прогибов Камско-Кинельской системы. Большинство исследователей придерживаются точки зрения М.Ф. Мирчинка, Р.О. Хачатряна и О.М. Мкртчяна, согласно мнению которых, прогибы образованы в результате некомпенсированных осадконакоплением региональных тектонических погружений в позднедевонское и раннетурнейское время с последующим их заполнением позднеурнейскими и ранне-

визейскими осадками, накопившимися в условиях впадинной области шельфа. В бортовых зонах прогибов формировались рифогенные массивы.

В пределах северной, южной бортовых зон и осевых частей внутриформационных прогибов палеотектонические условия седиментации различались, что сказалось на строении комплексов отложений, заполнивших отдельные части прогибов: северный бортовой тип разреза, характеризующийся терригенно-карбонатным составом отложений турнейского яруса мощностью 200-300 м, с перманентным возобновлением рифообразования и формированием одиночных высокоамплитудных органогенных построек, на которых мощность отложений турнейского яруса возрастает до 400-600 м (Рис. 1); бортовой тип южных бортовых зон прогибов, где турнейские рифовые образования, имеющие мощность 200-360 м, содержат одиночные биостромы и невысокие органогенные постройки; впадинный тип, получивший развитие в осевой зоне прогибов и представленный преимущественно терригенными отложениями косьвинско-бобривского возраста значительной, до 200 м, мощности при мощности карбонатно-терригенных отложений турнейского яруса, не превышающей 100 м, и ее увеличении до 120 м на отдельных участках фрагментов древних гряд кристаллического фундамента.

Приуроченность Актанышского месторождения к северной бортовой зоне Актаныш-Чишминского прогиба, образованной крупным протяженным магматическим телом внутри рифейской толщи, обусловила здесь более высокие перспективы продуктивных горизонтов нижекаменноугольных отложений относительно осевой зоны, характеризующейся малыми амплитудами антиклинальных структурных форм. На месторождении установлены двенадцать залежей нефти в тульских, радаевско-бобривских и турнейских коллекторах, контролируемых структурами облекания среднеамплитудных органогенных построек. На всей территории осевой зоны Актаныш-Чишминского прогиба малоамплитудные поднятия, контролируемые нефтеносность терригенных нижекаменноугольных отложений, образованы как структуры облекания радаевско-бобривских песчаных тел (Дружбинское, Восточно-Дружбинское и Агбязовское месторождения). Малоамплитудные нефтеносные поднятия, контролируемые залежи в терригенных нижекаменноугольных коллекторах на участке планового совпадения осевой зоны прогиба с бортом Камско-Бельского авлакогена, сформированы как структуры облекания невысоких турнейских биостромов, образованных над рифейскими интрузивными телами (Киче-Наратское, Карачевское). Залежи этих месторождений приурочены к участкам увеличения мощности отложений турнейского яруса до 100 м по сравнению с пятидесятиметровой мощностью этих отложений вне авлакогена и в полосе северо-западного простирания, отделяющей рассматриваемую зону и район нефтеносной Актанышской структуры. Мощность турнейских отложений в пределах Актанышской валообразной структуры, расположенной на борту прогиба, составляет 250-680 м.



В авлакогене в пределах первой ступени фундамента по данным сейсморазведки выделено и локализовано 16 интрузий. Глубоким бурением габбро-диабазы здесь подтверждены в трех скважинах. В рассматриваемой зоне отмечается увеличение мощности девонских карбонатных пород, она приближается к величине их мощности на внутреннем юго-западном борту Актаныш-Чишминского прогиба и составляет 110 м, что свидетельствует о существовании в позднедевонском бассейне седиментации условий для зарождения и относительно непродолжительного развития органогенных образований на приподнятых участках дна в осевой зоне Актаныш-Чишминского прогиба (Рис. 2).

Ширина осевой зоны Актаныш-Чишминского прогиба достигает пятидесяти километров. Здесь получил развитие депрессионный тип отложений, для которого характерно сокращение мощности фаменских и турнейских осадков, представленных темными глинистыми, битуминозными окремнелыми известняками, мергелями и сланцами и большие мощности терригенных отложений косьвинского и радаевско-бобриковского горизонтов.

Мощность косьвинских отложений резко изменяется от 3,0, реже 15 м на бортах прогиба до 100-200 м в осевой зоне. От 20-60 м на бортах прогибов до 100-140 м в их осевых зонах варьирует мощность бобриковско-радаевских отложений.

Прогибы Камско-Кинельской системы «приспособились» к структурному плану дна предречицкого бассейна и одновременно трансформировали его. Наиболее выступающие фрагменты девонских валлообразных зон на раннетурнейском этапе послужили своего рода подводными островами, уровень и условия которых благоприятствовали турнейскому рифообразованию и на отдельных гипсометрически повышенных участках осевой зоны Актаныш-Чишминского прогиба, где формировались невысокие биостромы.

Интрузивные тела, внедрившиеся по разломным зонам фундамента на рифейском этапе, сформировали новообразованные поднятия в рифейско-вендской толще, из которых наиболее амплитудные, сохранившие выраженность после предвендского размыва, являлись структуроформирующими и для более молодых отложений. Близость разломных зон и «молодых» магматических тел создавали повышенный температурный фон, обеспечивали поступление глубинных флюидов и благоприятствовали росту рифов и рифовых выступов, над которыми в более молодых отложениях сформированы структуры облекания. Естественно, эти поднятия по масштабам нельзя приравнять к Актанышскому, но в условиях поздней стадии геологоразведочного процесса и эти малоразмерные объекты представляют практический интерес для концентрации детализационных геологоразведочных работ и поискового бурения.

Анализ результатов палеотектонических реконструкций и сопоставление с данными бурения и сейсморазведки свидетельствует об участии рифейского магматизма в формировании нефтеносных структур в нижнекаменноугольной толще. Доказано, что в районе интрузий отмечаются участки локального увеличения мощности позднедевонских и турнейских отложений, формирующие поднятия и структуры их облекания терригенными

нижнекаменноугольными отложениями. Новый подход к уточнению природы поднятий, контролируемых установленные залежи нефти и прогноз генотипов структур, закартированных сейсморазведкой, будет способствовать прогнозированию участков, наиболее перспективных на поиски залежей нефти в пределах слабо изученной территории Актаныш-Чишминского прогиба. И если на большей части осевой зоны прогиба поиски должны быть ориентированы на участки увеличения песчаности радаевско-бобриковских отложений, то в границах Камско-Бельского авлакогена перспективы нефтеносности связаны с зонами проявления рифейского магматизма, которые могут быть локализованы целенаправленной интерпретацией материалов сейсморазведочных работ в комплексе с анализом данных гравиразведки и магниторазведки.

I.A. Larochkina, V.A. Suchova, I.F. Valeeva. **New aspects of the Lower Carboniferous Deposits Oil Potential on the Territory of the Aktanish-Chishminsky Depression of the Kamsko-Kinelsky System (Russia).**

Determination of the carboniferous deposits oil potential within the boundaries of the Aktanish-Chishminsky Depression of the Kamsko-Kinelsky System in the territory of the Republic of Tatarstan is a current scientific issue caused by new data, obtained from significant study enhancement of the depression territory by geological exploration, new fields discovery. As a result of researches executed in the Geological Analysis Laboratory of Institute of Problems of Ecology and Subsurface Resources Management (Tatarstan Academy of Sciences), the most potential areas for oil deposits searching within the boundaries of low explored by drilling the territory of Aktanish-Chishminsky Depression were detected.

Key words: depression, magmatism, intrusive bodies, paleotectonic reconstructions, sedimentation, flange, center zone, deposit.

Ирина Андреевна Ларочкина

д.геол.-мин. н., член-корреспондент Академии наук РТ, академик РАЕН, лауреат Государственной премии РТ в области науки и техники. Научные интересы: геологические условия формирования ловушек нефти и их генотипы, закономерности размещения месторождений и залежей нефти, палеотектонический характер развития тектоноэлементов и палеогеографические условия формирования среды осадконакопления, методические приемы поисков и разведки месторождений углеводородов, генезис нефти.

Ильвера Фаритовна Валева

Заведующий лабораторией геологического анализа. Научные интересы: поиск и разведка месторождений нефти.

Вера Александровна Сухова

Старший научный сотрудник. Научные интересы: геотектоника.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28.
Тел.: (843) 299-35-13, факс: (843) 298-59-65.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫБОРА ПЛАСТА ПРИ ОБОСНОВАНИИ СОЗДАНИЯ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ ТАТАРСТАНА

В работе представлен один из возможных вариантов создания подземных хранилищ газа в выработанном нефтяном пласте. Разработаны критерии выбора хранилищ попутного газа с геологической и технической позиций. Отражены основные этапы технологических расчётов параметров пласта для обоснования подземного хранилища газа. Дана оценка критериев создания подземного хранилища газа на примере одного из объектов в Татарстане.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, пласт-коллектор, амплитуда ловушки, критерии выбора пласта.

История создания подземных хранилищ газа (ПХГ) в России насчитывает более 60-ти лет. Начало было положено вводом в эксплуатацию первых скважин в водоносных пластах Калужского и Щелковского хранилищ газа в 1957 и 1958 гг. соответственно (Самсонов и др., 2010). Накопленные теоретические знания и богатый практический опыт позволили во многих регионах страны организовать работы по созданию и эксплуатации подземных хранилищ газа. Необходимо отметить, что предпосылки создания газовых хранилищ для каждого региона являются индивидуальными. Также имеют свою специфику научно-методические проблемы, которые приходится решать при обосновании геологических и технологических критериев выбора объектов для создания подземного хранилища газа в Татарстане.

Для Татарстана, как одного из наиболее динамично развивающихся в социально-экономическом плане регионов, актуальным является энергетическая стабильность, которую во многом можно достичь, например путём создания резервных объёмов газа. Оперативный резерв позволит регулировать сезонную неравномерность в газоснабжении, компенсировать недопоставки газа вследствие аварийных и внештатных ситуаций, обеспечивать более эластичный спрос и предложение при колебаниях мировых и внутренних цен на газовое топливо. В работе (Хан и др., 2010) представлен прогноз потребления газа в Татарстане, который согласно расчётам должен возрасти к 2030 году до 18 млрд. м³. В долевым соотношении превалирует потребление со стороны энергетики и ЖКХ – более 70 %. Со стороны населения и промышленности спрос является стабильным и на каждый год сохраняется на одном уровне – до 30 %.

В 2008 году ООО ГазпромВНИИГАЗ в качестве перспективного объекта проводил исследования на предмет возможности создания в Татарстане подземного хранилища газа большого объёма на Арбузовском поднятии (Хан и др., 2010), которое в региональном тектоническом плане размещается в центральной части Мелекесской впадины и приурочено к осевой зоне Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы (ККСП). По результатам глубокого бурения в фаменско-турнейских отложениях был выявлен водонасыщенный риф с амплитудой

более 300 метров. В результате проведённых работ был разработан технологический проект создания Арбузовского подземного хранилища газа. Поиск структур, подходящих для создания ПХГ продолжался и по другим перспективным объектам, находящимся в непосредственной близости к магистральным газопроводам. Например, Белогорская группа поднятий, расположенная северо-восточнее Арбузовского поднятия на южном склоне Северо-Татарского свода и приуроченная к участку сочленения Усть-Черемшанского и Нижнекамского прогибов ККСП. По данным сейсморазведочных работ вдоль прогиба цепочкой расположены поднятия с амплитудой в турнейских отложениях от 30 до 60 метров. По имеющимся предварительным данным поровый объём пласта бобриковского горизонта на Западно-Белогорском поднятии ориентировочно составил 20,2 млн. м³. Расчётная ёмкость ловушки по газу может составить от 1,01 до 1,25 млрд. м³.

Начиная с 2012 года, со вступлением в силу постановления Правительства РФ от 8 января 2009 г. N 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», целевой показатель сжигания снизился до размера 5 процентов от объёма добытого попутного нефтяного газа. Кроме этого увеличились платежи за несоблюдения установленных лимитов. Это способствовало тому, что в Татарстане, наряду с поиском возможных объектов для хранения большого (стратегического) объёма газа, предприятия нефтедобычи стали организовывать собственные работы по подготовке структур для захоронения попутного газа, добываемого вместе с основной продукцией – нефтью.

Из опыта создания подземных хранилищ газа (ГОСТ Р 53239-2008, 2009) известно, что хранилища могут создаваться в геологических структурах истощённых месторождений углеводородного сырья, в водоносных пластах, в соленосных пластах путём намыва каверн, а также в шахтах и горных выработках. Последние два варианта являются для территории Татарстана скорее экзотикой, поэтому в данной статье рассмотрена возможность создания подземного хранилища газа в истощённых, выработанных нефтяных пластах, приуроченных к высокоамплитудным локальным поднятиям. Например, одним из таких объектов явля-

ется Западно-Юртовское поднятие, в региональном тектоническом плане расположенное в пределах Нуркеевской и Контузлинской гряд фундамента, в области сочленения юго-восточного склона Северо-Татарского свода и северного склона Южно-Татарского свода. Поднятие приурочено к осевой зоне на участке сочленения Актаныш-Чишминского и Нижнекамского прогибов Камско-Кинельской системы. Характерной особенностью строения поверхности турнейского яруса на поднятии является наличие рифогенной постройки, выделенной по данным бурения и сейсморазведочных работ, амплитуда поднятия составляет около 400 метров. По кровле бобриковских отложений Западно-Юртовское поднятие представляет собой антиклинальную структуру третьего порядка с амплитудой более 100 метров.

Критериями выбора пластов-коллекторов для закачки и хранения газа являются условия, определяющие размеры горизонта (комплекса) в плане и разрезе, фильтрационно-емкостные свойства породы, обуславливающие возможность прокачки определенных объемов газа, проницаемость скважин и характер распространения закачиваемого газа по пласту. Другими критериями при обосновании подземного хранилища попутнодобываемого газа являются наличие локально изолированной структурной ловушки достаточной ёмкости, обеспечивающей возможность размещения в ней заданного количества газа и наличие пробуренных скважин, которые можно перепрофилировать в поглощающие газовые. Так как предпочтение имеют терригенные образования, в качестве объекта выбран бобриковский пласт, выработка из которого по состоянию на 01.01.2012 составила более 95 % от величины извлекаемых запасов, числящихся на государственном балансе.

Коллекторские свойства пород. Литологически бобриковские отложения представлены песчаниками мелкозернистыми, алевритистыми, слабо известковистыми с прослоями углисто-глинисто-алевритового состава, с переслаиванием песчано-алевролитовых пластов и алевритисто-глинистых пород, аргиллитов. Коллекторами в разрезе являются песчаники и алевролиты. Мощность бобриковских отложений увеличивается от свода структуры к её периклиналям и меняется в диапазоне от 8,8 до 70,4 метров.

По промыслово-геофизическим данным и материалам анализа керна значение коэффициента пористости для пластов-коллекторов бобриковского горизонта изменяется от 15,1 % до 28,3 %, средневзвешенное значение по эффективной толщине составляет 22 %. Проницаемость измеренная по керновому материалу меняется от 88,5 до $2212 \cdot 10^{-3}$ мкм², средняя – $808,4 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Покрышки и закономерности их пространственного размещения. Для бобриковского пласта в региональном плане покрышкой являются тульские карбонатно-глинистые отложения, толщины которых изменяется от 4 до 45 метров. Региональное уменьшение толщины покрышки происходит в направлении с юго-востока Татарстана к осевым зонам Нижнекамского и Усть-Черемшанского прогибов. Некоторые возрастания их величин отмечаются на территории Северо-Татарского свода, где они достигают 30–45 метров. На западном склоне Южно-Татарского свода значения толщин покрышек распространяются диффе-

ренцированно: в центральной части преимущественно от 5 до 10 метров, увеличиваются в южной и северной частях территории до 10 метров и более, затем в районе, примыкающем к Нижнекамскому прогибу, снова снижаются до 3–8 метров. Аналогичная картина на северном и северо-восточном склонах Южно-Татарского свода – толщины покрышек к центральным зонам прогибов уменьшаются до 2–6 метров. На восточном борту Мелекесской впадины тульская покрышка имеет толщину преимущественно менее 10 метров, лишь в восточной половине территории на отдельных поднятиях более 10 метров.

На долю глинисто-алевритистых пород, в тульских отложениях на Западно-Юртовском поднятии, отнесенных к неколлекторам, приходится примерно 67 % общей толщины. Толщина глинистых пластов варьирует в пределах от 4,0 до 8,0 метров. Суммарная мощность непроницаемых пород составляет 20–22 метров.

Алексинский горизонт отделён от тульского горизонта небольшой глинистой перемычкой мощностью 1–2 метра. Пласты выдержаны по простиранию и по разрезу. В результате исследований установлено, что алексинский горизонт характеризуется карбонатными пластами с трещиноватой пористостью от 0,1 % до 23,4 %. Мощность горизонта увеличивается от свода к периклиналям и составляет 15,9–23,6 метров. Суммарная мощность алексинской покрышки составляет 18–20 метров.

Итак, покрышки тульско-бобриковских отложений являются выдержанными глинистыми и глинисто-карбонатными флюидоупорами. Алексинские отложения играют роль зональной и одновременно локальной покрышки.

Гидрогеологическое районирование. Согласно схеме гидрогеологического районирования территория исследуемого участка расположена в пределах Камско-Вятского артезианского бассейна второго порядка, в свою очередь входящего в состав сложнопостроенного Восточно-Русского артезианского бассейна первого порядка пластовых и блоково-пластовых вод (Хисамов, Гатиятуллин и др., 2009). Характерной чертой Камско-Вятского артезианского бассейна является региональное распространение гипсово-ангидритовой толщи нижнепермского возраста, разделяющей всю обводненную толщу осадочных пород на две резко различные гидродинамические зоны. По степени гидродинамической активности в разрезе сверху вниз выделяются зоны активного и затрудненного водообмена. Бобриковский пласт, также как и все горизонты, расположенные ниже верейского водоупора, относится к зоне затруднённого водообмена, где скорости движения подземных вод весьма незначительные, ощутимые лишь в масштабе геологического времени. Зона распространения пресных подземных вод, занимающих верхнюю часть гидрогеологического разреза, ограничивается глубиной залегания подошвы шешминского горизонта уфимского яруса. Такая гидрогеологическая характеристика является благоприятной для обеспечения сохранности закачиваемого газа в ловушке и отсутствия влияния хранилища газа на пресные воды вышележающих пресных вод хозяйственного и питьевого назначения.

Минерализация артезианских вод шешминского водоносного комплекса и нижнеказанской водоносной свиты изменяется от 0,8 до 1,3 г/л, по химическому составу подземные воды гидрокарбонатно-сульфатные и сульфатно-

гидрокарбонатные. Минерализация подземных вод косью-винско-гульского комплекса изменяется от 146,82 до 250,2 г/л, тип вод – хлоркальциевый (по Сулину).

Расчёты технологических показателей. Для проектирования подземного хранилища газа основными показателями являются ёмкость ловушки, водо-газопроводимость, пьезопроводность, сжимаемость газа, коэффициенты сопротивления фильтрации и др. (Инструкция по комплексному исследованию..., 1980).

Для повышения надёжности хранения газа ёмкость (Vэф) ловушки нами рассчитана по замкнутой изогипсе с отметкой минус 1060 м, расположенной на 20 м выше раскрытой изогипсы, согласно формуле (1).

$$V_{эф} = S \cdot h_{эф} \cdot K_{пор.эф.} = 8\,855\,000 \text{ м}^3, \quad (1)$$

где S – площадь ловушки в пределах замыкающей изогипсы, hэф – эффективная толщина пласта, Kпор.эф. – эффективная пористость.

Площадь ловушки может быть рассчитана традиционным методом – геометризацией плоской фигуры в плане или как 1/2 S (4πR²) – площади сферы, образуемой фигурой вращения с радиусом от центра вращения до границ замыкающей изогипсы.

Для приведения расчётного объёма газа к пластовым

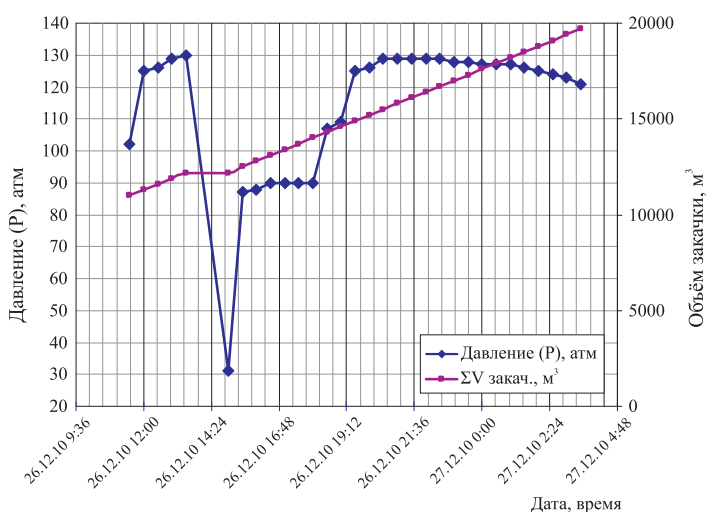


Рис. 1. График изменения давления со временем при пробной закачке азота по НКТ.

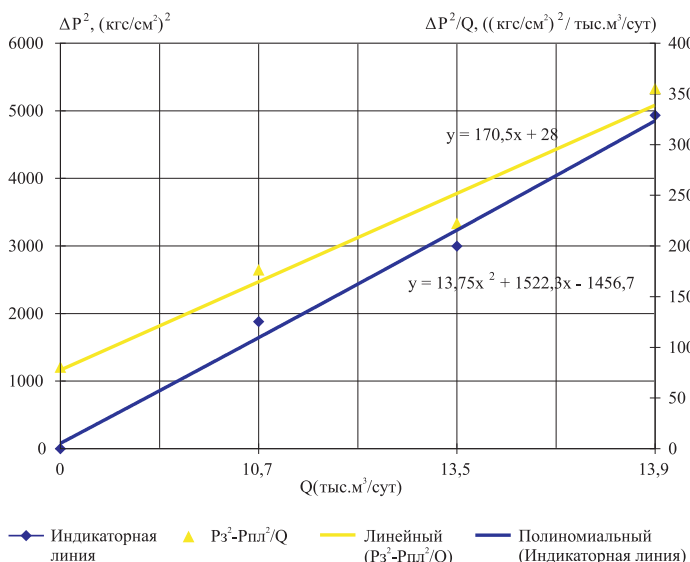


Рис. 2. График зависимости Pз²-Pпл² и Pз²-Pпл²/Q от дебита.

Режим	Pпл, кг/см²	Pпл², кг/см²	Pз, кг/см²	Pз², (кг/см²)²	Pз²-Pпл²	Pз²-Pпл²/Q	Q, тыс.м³/сут	a	b
1	100	10000	114	12996	2996	222	13,5	80	8,9
2	100	10000	109	11881	1881	176	10,7		
3	100	10000	122,2	14932,8	4932,84	355	13,9		

Табл. 1.

условиям необходимо применять такой параметр как коэффициент сверхсжимаемости реального газа, который рассчитывается по величинам критических и приведенных давлений и температур и зависит от его молярного и компонентного состава.

С целью достоверной оценки параметров работы пласта необходимо выполнить газогидродинамические исследования, включающие в себя комплекс взаимосвязанных исследований. Для качественного анализа расчета фильтрационных параметров пласта необходимо в опытных работах иметь как возмущающую скважину, так и наблюдательную. С учётом существующих технологий выделяют две группы исследований: исследования при установившемся (стационарном) режиме фильтрации газа (метод установившихся отборов) и при неустановившемся (нестационарном) режиме фильтрации газа.

В целом, на участке работ в разное время проводились исследования на стационарных режимах закачкой в пласт воды, газа, и замерялись кривые восстановления давления в скважинах. На примере пробных закачек инертного газа азот в бобриковский пласт, объёмы и режимы которого приведены на рис. 1, нами на основе графо-аналитических методов выполнены расчёты гидропроводности, пьезопроводности, коэффициента приёмистости, а также определены коэффициенты фильтрационного сопротивления и проницаемость. Параметры рассчитаны по формуле притока газа к забою совершенной скважины (2), характеризующей зависимость потерь энергии пласта от дебита газа:

$$P_z^2 - P_{пл}^2 = aQ + bQ^2, \quad (2)$$

где Pз и Pпл – соответственно, забойное и пластовое давления (МПа); a – линейный коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа²/(тыс.м³/сут²); b – квадратичный коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа²/(тыс.м³/сут²), зависящие от фильтрационно-емкостных свойств пласта, несовершенства скважины и др.; Q – дебит скважины (тыс.м³/сут).

Подставив в формулу (2) значения результатов пробных закачек газа азот из таблицы 1, можно построить показанный на рисунке 2 график зависимости Pз²-Pпл² от дебита, называемый индикаторной линией и зависимость Pз²-Pпл²/Q от дебита, и определить значения коэффициентов a, b, равных соответственно 80 и 8,9.

Из всех гидродинамических показателей наиболее стабильной величиной является пьезопроводность. Из таблицы 1 следует, что значения проницаемости, определённые по керну и газогидродинамическим исследованиям находятся в пределах одного порядка.

Подводя итог и сравнивая результаты газогидродинамических исследований на различных режимах, можно сделать вывод о том, что результаты, полученные закачкой газа азот в пласт при стационарном режиме, являются наиболее достоверными. Таким образом, в дальнейшем при проектировании газового хранилища в расчётах мож-

Показатели	Исследования на стационарных режимах закачки в пласт воды	Исследования на стационарных режимах закачки в пласт газа	Расчёт на основе геолого-геофизических данных	КВД в нефтяных скважинах
Коэффициент проницаемости, Д	0,500	0,120	0,808	0,0002 / 0,075**
Коэффициент приёмистости, м ³ /сут/кг/см ²	4,0	928,3	-	-
Гидропроводность, Д*м/сПс	118,3/69,5*	184,4	1886,4	0,0014
Пьезопроводность, м ² /сут	-	2,6*104	2,85*104	3,0*104

Табл. 2. * – в знаменателе в пересчёте на попутный газ. ** – в числителе фазовая проницаемость по воде, в знаменателе фазовая проницаемость по нефти.

но опираться на значения проницаемости бобриковского терригенного пласта 0,120 дарси, гидропроводности – 184,4 Д*м/сПз, пьезопроводности – 2,6·10⁴ м²/сут при среднем коэффициенте приёмистости (тыс. м³/сут/кг/см² попутного газа) – 928,3 (Табл. 2).

Обращает на себя внимание то, что проницаемость, определённая по результатам газогидродинамических исследований, снизилась в разы по сравнению с той проницаемостью, которая определена на основе геолого-геофизических данных. Мы полагаем, что снижение проницаемости произошло из-за изменений в призабойной зоне пласта в процессе разработки и выпадения асфальто-смолистых компонентов из нефти. Поэтому при создании газового хранилища в проект необходимо закладывать мероприятия по очистке призабойной зоны и повышению проницаемости.

При создании подземных хранилищ газа в выработанных нефтяных пластах в соответствии с требованиями отраслевого документа (Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа..., 2003) дополнительно необходимо проводить работы по анализу мест возможной утечки газа в заколонное пространство. Проводимый анализ должен включать оценку целостности обсадных колонн, характер распределения цементного камня за колонной и качество его сцепления с породой и колонной. В результате анализа фонд скважины ранжируется по степени надёжности цементного камня за колонной, а также по принадлежности скважин к ареалу распространения закачиваемого газа по годам в течение времени существования газового хранилища.

Выводы:

1. Выполненный анализ геологического строения целевого пласта показывает, что благодаря наличию коллектора-ловушки, которая представляет собой антиклинальную структуру с амплитудой по кровле бобриковского горизонта более 100 метров, а также покрышки есть все основания для создания газового хранилища в пределах Западно-Юртовского поднятия.

2. Проведённые расчёты технологических и фильтрационно-емкостных параметров терригенного бобриковского пласта показывают хорошую возможность для создания подземного хранилища попутного газа, объёмом до 8,8 млн. м³ в поверхностных условиях, для решения производственных задач и соблюдения природоохранного законодательства предприятием-недропользователем.

3. Несмотря на незначительный объём газа, создание

локальных объектов хранения позволяет не только решать текущие вопросы обеспечения потребителей газа на районном или ведомственном уровне, но и в перспективе позволит создать общую систему хранения газа под землёй, которая суммарно сможет обеспечивать и гарантировать стабильную работу газотранспортной системы Республики Татарстан.

Литература

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Ибрагимов Р.Л., Покровский В.А. Гидрогеологические условия нефтяных месторождений Татарстана. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2009. 254.

ГОСТ Р 53239-2008. Хранилища природных газов подземные. Правила мониторинга при создании и эксплуатации. Введ. 2010.01.01. М.: Стандартинформ. 2009. 30.

Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. М.: Недра. 1980. 301.

Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах. ПБ 08-621-03. Постановление госгортехнадзора РФ №57 от 05.06.2003 г.

Самсонов Р.О., Бузинов С.Н., Рубан Г.Н., Джафаров К.И. История организации подземного хранения газа в СССР-России. *Георесурсы*. 2010. №4(36). 2-7.

Хан С.А., Симонов Р.О., Рубан Г.Н., Гарайшин А.С. Перспективы и необходимость создания подземных хранилищ газа на территории Республики Татарстан. *Георесурсы*. 2010. №4(36). 8-11.

R.R. Ganiev, S.P. Novikova. Geological and Technological Criteria of Layer Selection at the Substantiation of Underground Gas Storage Creation on the Territory of the Tatarstan Republic (Russia).

In the article we introduce one of the possible options of the underground gas storage creation in the worked-out oil reservoir. Criteria of the associated gas storage selection from the perspective of geological and technical points are generated. Herewith are reflected the major stages of the reservoir characteristics technological calculation for the substantiation of underground gas storage creation. Estimation for criteria of underground gas storage creation on the example of one of the objects in the Tatarstan Republic is given.

Key words: underground gas storage, reservoir, trap amplitude, object selection criteria.

Радик Рафкатович Ганиев

Заместитель директора по научной работе. Научные интересы: компьютерное моделирование геологического строения нефтяных месторождений, методы поиска и разведки нефтяных месторождений.

Тел.: (843) 298-59-65

Светлана Петровна Новикова

Заведующий лабораторией запасов и ресурсов углеводородного сырья и проектов геологоразведочных работ. Научные интересы: тектоника, палеотектоника, закономерностей развития пластов-коллекторов, седиментология, оценка запасов нефти и газа.

Тел.: (843) 299-35-03

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики
420087, Казань, ул. Даурская, 28.

УДК: 550.8.02

И.А. Ларочкина, С.П. Новикова, Р.Р. Садреева, Р.Р. Исламова

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, Казань
Novikova.Svetlana@tatar.ru, Ramilya.Sadreeva@tatar.ru

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗВИТИЯ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ ТУЛЬСКОГО ГОРИЗОНТА НА ЗАПАДНОМ СКЛОНЕ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

В работе по новым данным выявлены закономерности пространственного развития пластов-коллекторов тульского горизонта нижнего карбона на западном склоне Южно-Татарского свода. Знание характеристик пластов и их пространственной изменчивости является основой при постановке геологоразведочных работ и обосновании технологической схемы разработки. По результатам исследований сделаны выводы о пространственной изменчивости пластов-коллекторов и выявлены некоторые закономерности их залегания, показана зависимость появления и развития тульских пластов от наличия визейских врезов.

Ключевые слова: тульский горизонт, пласт-коллектор, корреляция, визейский врез.

В настоящее время накоплен большой геологический и промыслово-геофизический материал по одному из продуктивных горизонтов терригенной нижнекаменноугольной толщи отложений – тульскому горизонту, которые требуют обобщения и систематизации. Закономерности размещения залежей нефти в нижнем карбоне обусловлены рядом геологических факторов, для выявления которых проводятся целенаправленные исследования в области стратиграфии, литологии, палеогеографии.

Изучение тульских отложений нижнего карбона западного склона Южно-Татарского свода позволило получить принципиально новую картину о пространственном развитии пластов-коллекторов. Характер пространственного развития пластов-коллекторов важен с точки зрения как постановки геологоразведочных работ, так и обоснования технологической схемы разработки. Знание характеристик пластов и их пространственной изменчивости имеет значение на всех этапах работ. Следует отметить, что в настоящее время информация о пространственном развитии пластов тульского горизонта в литературных источниках крайне скудна.

В процессе проведения геологоразведочных работ для проектирования и оперативного управления исследованиями в скважинах необходимо правильное прогнозирование того или иного пласта тульского горизонта. При составлении технологических схем тульский и бобриковский пласты рассматриваются как один объект разработки при условии, что между ними имеется гидродинамическая связь. Но в том случае, если мощность флюидопора между ними составляет более 10 метров, пласты не имеют гидродинамической связи, и их следует рассматривать как самостоятельные объекты разработки.

Зачастую из четырёх продуктивных пластов тульского горизонта и их пропластков чаще всего встречается один пласт, либо два, крайне редко три и никогда четыре. Каждый из четырёх пространственно развит на определённых участках западного склона Южно-Татарского свода. Рост общей мощности тульского горизонта происходит за счёт увеличения количества пластов и их мощности, что зависит от палеогеографических условий осадконакопления, существовавших в тот период времени.

Отложения тульского горизонта имеют довольно широкое распространение на территории Республики Татарстан. В тульском горизонте выделяются четыре пласта (снизу вверх): Стл-1, Стл-2, Стл-3, Стл-4. В региональном плане общая толщина тульских карбонатно-терригенных отложений изменяется от 4 до 45 метров. Увеличение толщины горизонта связано с общим увеличением мощности, которая в свою очередь наращивается как за счёт увеличения мощности верхней части тульского горизонта, так и за счёт нижней (Данилова, 2008). Региональное увеличение толщины отложений происходит в направлениях от современных сводов Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов в сторону осевых зон Камско-Кинельской системы прогибов – Нижнекамского, Усть-Черемшанского и Актаныш-Чишминского прогибов.

Тульские отложения формировались в мелководно-морских условиях, которым свойственна сложная предшествующая обстановка. Территория Республики Татарстан к концу турнейского времени испытывала общий подъём, за исключением Камско-Кинельской системы прогибов. На наиболее возвышенных участках рельефа происходило денудационное разрушение турнейских карбонатных пород. Мелководно-морские условия елховского (косьвинского) времени сменились на континентально-прибрежные условия бобриковского времени (Ларочкина, 2008). Неустойчивый тектонический режим радаевско-бобриковского периода способствовал локальному перерыву в осадконакоплении с характерным для этого времени размывом и сносом пород в эрозионно-карстовые ложбины. Строение кровли тульского горизонта несёт в себе основные черты поверхности бобриковского горизонта.

Изучаемая территория условно разделена на три части: северную, центральную и южную. В зависимости от местоположения скважин разрезы тульского горизонта представлены в различных комбинациях и с разнообразной характеристикой продуктивных пластов.

Пласты тульского горизонта относятся к коллекторам сложного строения и характеризуются чрезвычайной изменчивостью на локальном уровне – в пределах поднятий

III-IV порядка. В то же самое время зоны отсутствия пластов-коллекторов распространяются как на малые, так и обширные территории.

Общая мощность тульского горизонта в центральной части западного склона (Рис. 1) от кровли бобриковского горизонта до кровли тульского горизонта составляет 10 метров. По направлению на север западного склона мощность тульского горизонта увеличивается до 14-16 метров, в зоне Камско-Кинельской системы прогибов происходит общий рост и его мощность может возрастать до 35 метров.

Пласт Стл-1 на исследуемой территории имеет крайне ограниченное распространение, он часто замещён глинистыми породами, либо выклинивается. Пласт Стл-1 выделяется в самой нижней части тульского горизонта над аргиллитовой перемычкой залегающей над бобриковским горизонтом, либо сливается с верхним пластом бобриковского горизонта. Распространение пласта прослеживается избирательно на востоке центральной и северной частей западного склона Южно-Татарского свода. 1 – известняки, 2 – песчаники, 3 – известняки глинистые, 4 – песчаники глинистые, 5 – аргиллиты, 6 – угли, углистые сланцы, 7 – алевролиты, 8 – глинистость, 9 – нефтенасыщенность, 10 – водонасыщенность, 11 – нефтеносный пласт, 12 – водоносный пласт.

Пласт Стл-2 в региональном плане имеет развитие в центральной части западного склона и на северо-западном склоне (Рис. 2). Пласт-коллектор повсеместно отсутствует в южной части западного склона, занимающей довольно обширную территорию, около трети территории западного склона. По мере продвижения в северном направлении пласт Стл-2 появляется в центральной части склона и северной, а зоны его отсутствия приобретают локальный характер развития.

Залегает пласт над непроницаемой пачкой аргиллитов тульского горизонта, разделяющих пласт Стл-1 от пласта Стл-2. Выше по разрезу пласт Стл-2 отделён пачкой аргиллитов от пласта Стл-3. В случаях

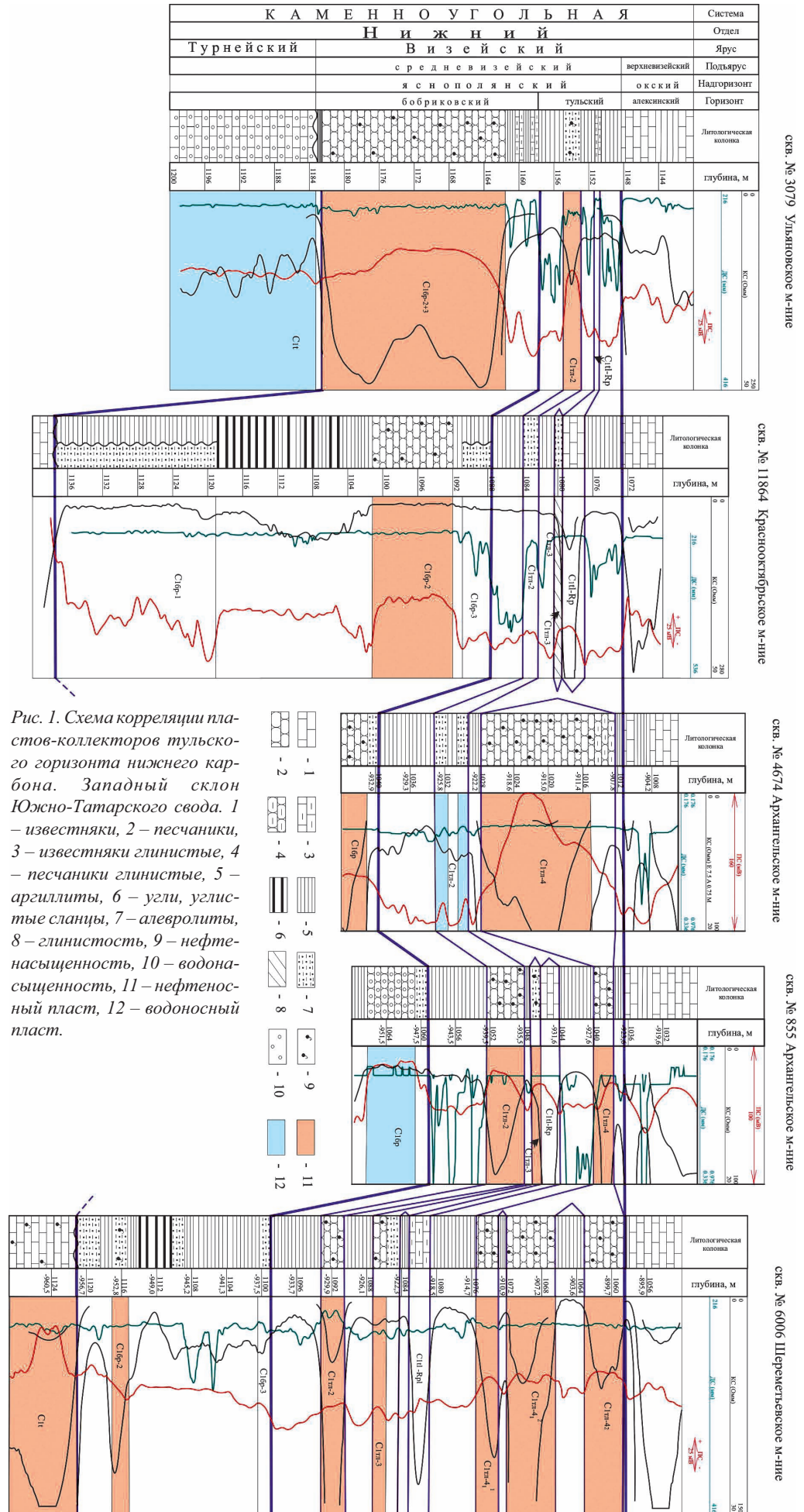


Рис. 1. Схема корреляции пластов-коллекторов тульского горизонта нижнего карбона. Западный склон Южно-Татарского свода. 1 – известняки, 2 – песчаники, 3 – известняки глинистые, 4 – песчаники глинистые, 5 – аргиллиты, 6 – угли, углистые сланцы, 7 – алевролиты, 8 – глинистость, 9 – нефтенасыщенность, 10 – водонасыщенность, 11 – нефтеносный пласт, 12 – водоносный пласт.

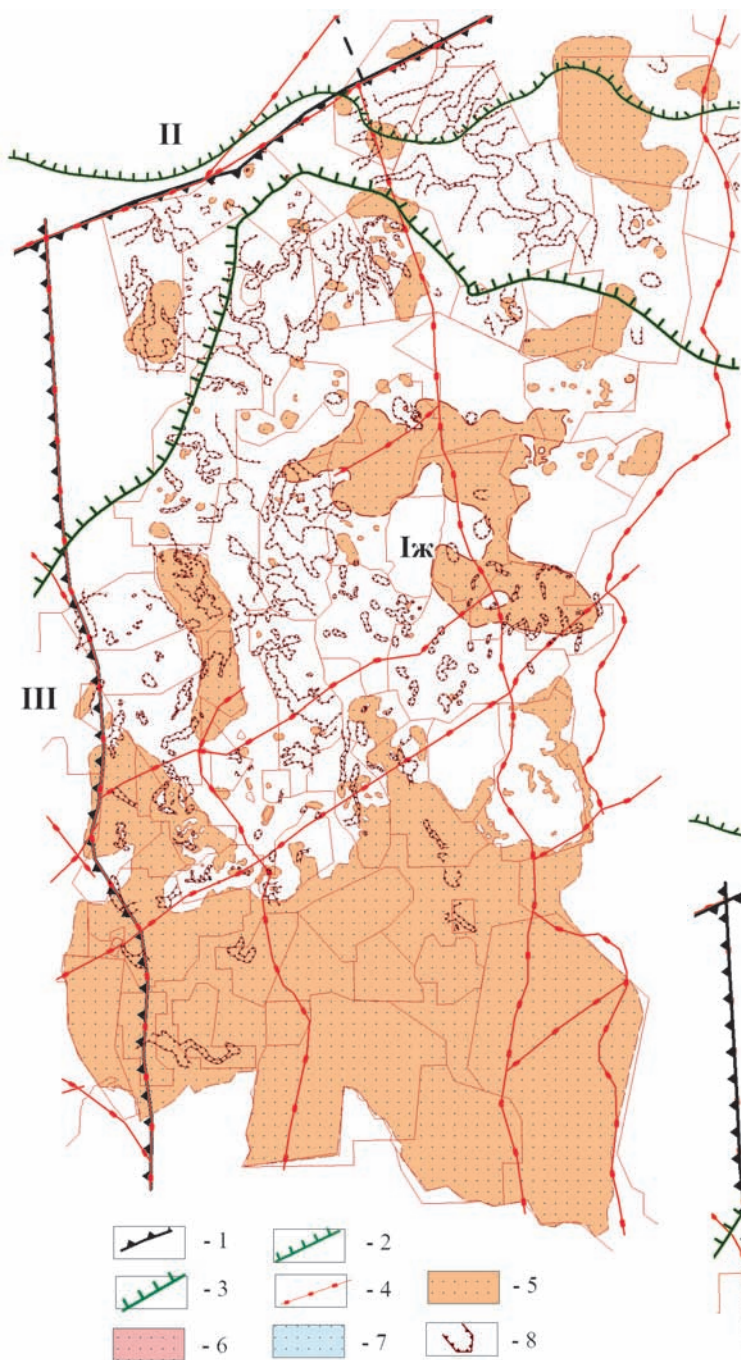


Рис. 2. Схема отсутствия зон пласта-коллектора Стл-2. 1 – граница структур первого порядка (Иж – Западный склон). Границы зон Камско-Кинельской системы прогибов: 2 – внутренняя бортовая, 3 – внешняя бортовая, 4 – осевые зоны разломов кристаллического фундамента, 5 – зоны отсутствия пласта-коллектора Стл-2, 6 – зоны отсутствия пласта-коллектора Стл-3, 7 – зоны отсутствия пласта-коллектора Стл-4, 8 – визейские врезы.

отсутствия пласта Стл-3 пласт Стл-2 залегает ниже репера «тульский известняк» и также отделён более мощной пачкой аргиллитов. Пласт состоит из песчаников и алевролитов и характеризуется неустойчивым литолого-фациальным составом. В основном пласт представлен одним пропластком, однако часто встречается разделение на два пропластка Стл-2₁ и Стл-2₂, характеристики которых различаются между собой по степени глинистости. Последняя характеристика пласта свойственна участкам, где в радаевско-бобриковских отложениях развиты эро-

зионно-карстовые врезы. Мощность отложений пласта Стл-2 в центральной части западного склона изменяется в диапазоне от 1,2 до 2,2 метров. В северном направлении она увеличивается и варьирует уже в пределах от 2,2 до 3,6 метров. В области развития Камско-Кинельской системы прогибов мощность пласта может достигать 5,2 метра.

На локальном уровне также наблюдаются чёткие закономерности в развитии пластов-коллекторов тульского горизонта. В данном случае на его изменчивость оказывают влияние размер и амплитуда локальных поднятий. Размеры поднятий в тульском горизонте очень разнообразны: от 0,8 км×0,5 км до 14 км×8 км, но в среднем они составляют 2,0 км×1,5 км.

На северо-западном склоне Южно-Татарского свода зоны пласта-коллектора присутствуют почти повсеместно, а зоны его отсутствия носят в основном локальный характер. Лишь на участках, где изученность территории низкая, выделяются довольно обширные зоны замещения пласта Стл-2, но, очевидно, что в дальнейшем, при

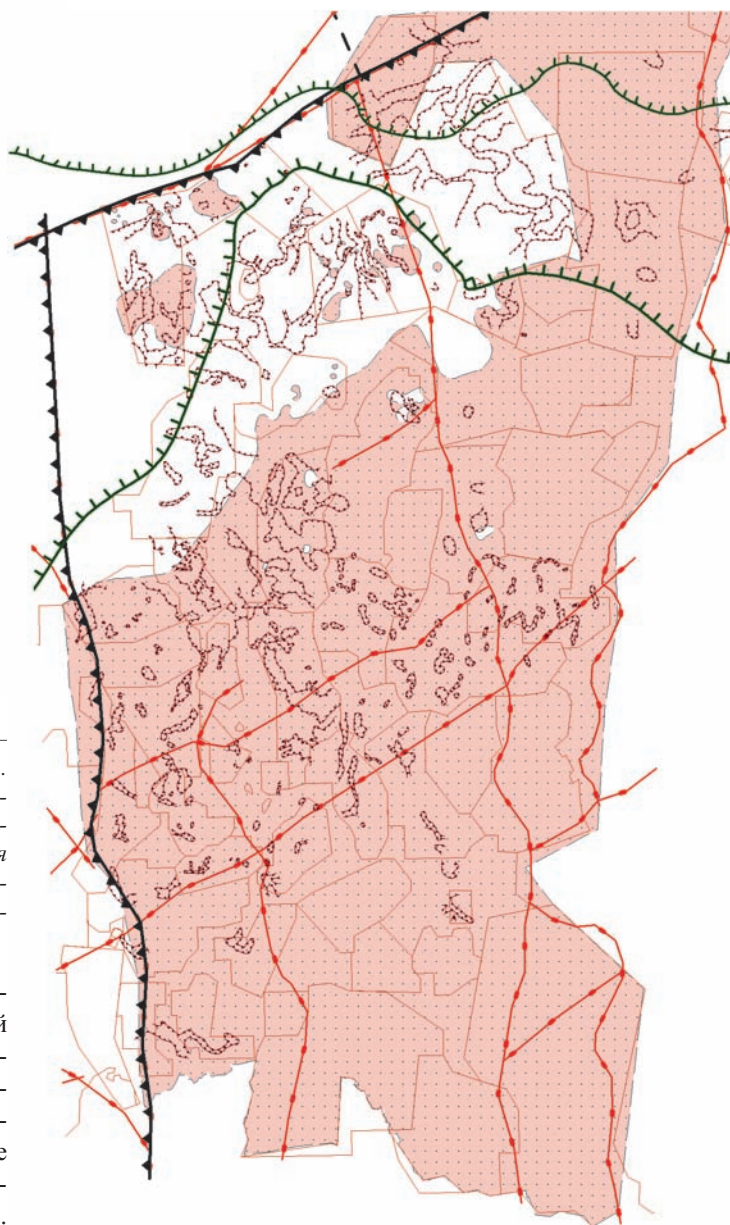


Рис. 3. Схема отсутствия зон пласта-коллектора Стл-3. Условные обозначения. см. рис. 2.

появлении новой информации, эти зоны сократятся. Особое внимание недропользователям необходимо уделять областям развития посттурнейских врезов, где, как правило, появляются описываемые пласты-коллекторы тульского горизонта.

Отложения пласта Стл-3 тульского горизонта имеют локальное избирательное распространение, он развит исключительно на северо-западном склоне Южно-Татарского свода (Рис. 3). Залегаёт пласт под прослоем тульского известняка и может отделяться от него маломощной непроницаемой пачкой аргиллитов, но иногда реперная пачка «тульский известняк» ложится на терригенный пласт. Литологически пласт Стл-3 представлен неодинаково: пласт не выдержан по разрезу и в пространственном развитии, часто замещается на глинисто-аргиллитовые разности. Нефтеёмкими породами пласта Стл-3 являются алевролиты и песчаники. Мощность пласта в целом небольшая и может варьировать от 0,8 до 2,2 метра.

Пласт Стл-4 также характеризуется избирательным распространением и представлен лишь на северо-западном склоне Южно-Татарского свода, и ограниченно встречается в зоне Баганинского прогиба (Рис. 4). Залегаёт он в верхней части тульского горизонта под карбонатными породами алексинского горизонта. Нами выявлена парагенетическая связь Стл-4 с эрозионно-карстовыми врезами в турнейских карбонатных породах, именно в связи с ними он наиболее часто встречается.

Итак, общее увеличение мощности пласта Стл-4 и улучшение свойств коллекторов происходит в скважинах, вскрывших эрозионно-карстовые врезы в радаевско-бобриковских отложениях. В разрезах, в которых присутствует пласт Стл-4, тульский горизонт в целом характеризуется увеличенной мощностью. Представлен пласт Стл-4 песчаниками, алевролитами, мощностью 1,5-3,0 метра, нередко достигая 5,0-16,0 метров. В основном пласт представлен одним пропластком, но в отдельных случаях пласт делится на два пропластка Стл-4₁ и Стл-4₂, изредка наблюдается развитие трёх пропластков Стл-4₂ и Стл-4₁², Стл-4₁¹ (сверху-вниз), в последнем случае нижний пропласток Стл-4₁ разделяется на два. Пропласток Стл-4₁ имеет весьма ограниченное распространение и встречается в единичных случаях.

Характерной особенностью строения тульских продуктивных горизонтов является определённая изолированность его пластов. Непроницаемые пачки, представленные глинистыми и глинисто-карбонатными разностями, являются локальными флюидоупорами. Участки слияния одного пласта-коллектора с другими редки и приурочены к ограниченной территории. Пласты Стл-3 и Стл-2 могут быть гидродинамически связаны между собой, пласт Стл-4 всегда изолирован. Отмечаются редкие случаи, когда отложения репера «тульский известняк» замещаются и происходит слияние пласта Стл-4, Стл-3 и Стл-2. Уникальное явление – слияние трёх верхних пластов тульского горизонта, зафиксировано в границах эрозионно-карстового вреза радаевско-бобриковского возраста. Пласт Стл-1 может иметь гидродинамическую связь с бобриковским горизонтом.

Таким образом, результаты исследований позволили выявить особенности пространственного развития пластов-коллекторов. В частности, в южной части западного

склона Южно-Татарского свода пласты-коллекторы тульского горизонта отсутствуют полностью. В центральной части чётко прослеживается пласт Стл-2, в северной части западного склона Южно-Татарского свода появляется пласты Стл-3 и Стл-4.

Проведённый анализ показывает, что пласты тульского горизонта чрезвычайно изменчивы на небольших расстояниях, характеризуются литологической неоднородностью и невыдержанностью коллекторов. Изменения мощностей пластов тульского горизонта происходит как в нижней части горизонта (пласты Стл-3, Стл-2, Стл-1), так и в верхней части тульского горизонта (пласт Стл-4). Мощность отложений тульского горизонта возрастает в основном за счёт увеличения мощности коллекторов.

Общая мощность тульского горизонта и мощность каждого из пластов отдельно в пределах западного склона Южно-Татарского свода возрастает в направлении с юга на север. Максимальная мощность отложений приурочена к зоне Камско-Кинельской системы прогибов и составляет 29-35 метров. В направлении с запада на восток наблюда-

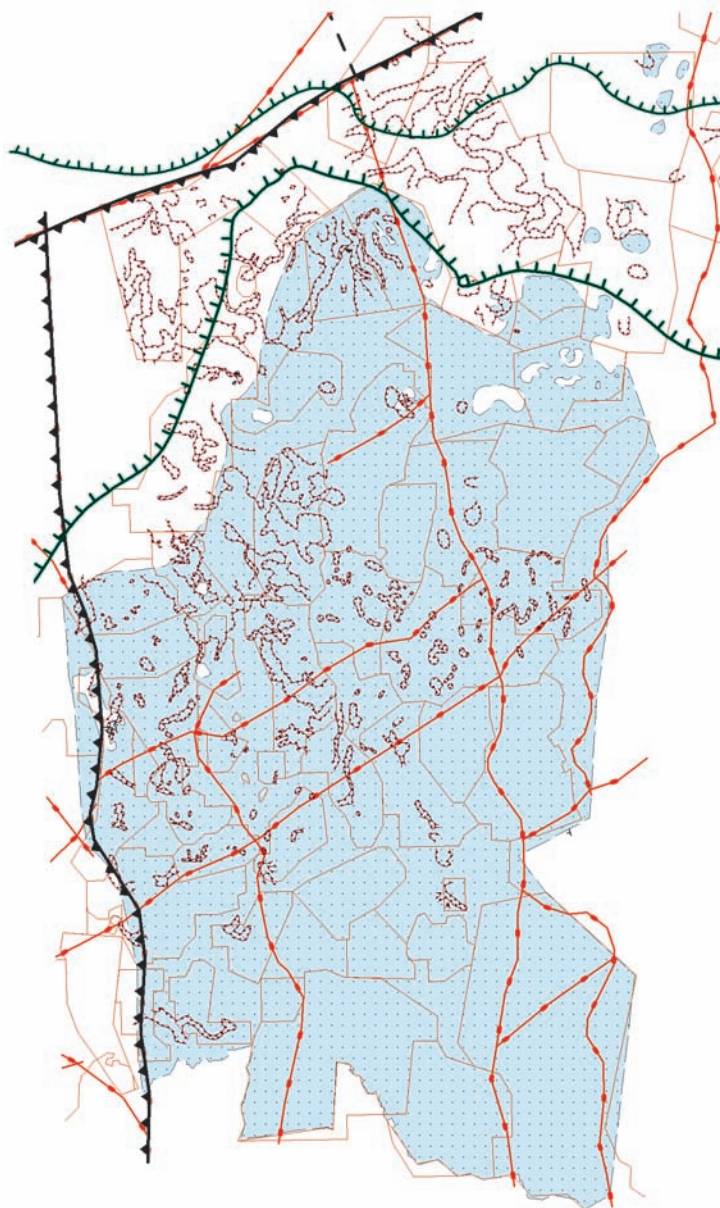


Рис. 4. Схема отсутствия зон пласта-коллектора Стл-4. Условные обозначения. см. рис. 2.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ КАШИРСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАТАРСТАНА

Каширский горизонт – один из первоочередных возвратных горизонтов, являясь потенциально нефтеносным, требует более детального изучения. Ввиду такой особенности его строения, как залегание водоносных пропластков гипсометрически выше нефтеносных в пределах одного пласта, необходима детальная послойная корреляция эффективных прослоев для исключения ошибочного объединения разновозрастных пропластков в один подсчетный объект. Тщательность корреляции каширских отложений будет способствовать более точной оценке запасов нефти в этих отложениях и выработке в дальнейшем более оптимальной системы их разработки.

Ключевые слова: каширский горизонт, коллектор, корреляция, залежь, подсчет запасов.

Каширские отложения – локально нефтеносный горизонт осадочной толщи, который в настоящее время слабо изучен. Нефтеносность его доказана опробованием в колонне, данными испытания пластов на трубах в процессе бурения скважин и прогнозируется по комплексу геофизических исследований скважин (ГИС). На ряде месторождений (Зюзеевском, Степноозерском и др.) в керне из каширских отложений отмечается нефтенасыщенность различной интенсивности.

Из этого следует, что необходимо всестороннее изучение каширской толщи: ее литологии, петрографии, положения эффективных прослоев, их коллекторских свойств

и разделяющих эти прослои перемычек, физико-химических свойств флюидов, насыщающих эффективные прослои, в первую очередь нефти (Ларочкина, 2008; Муслимов, 2007).

По своему строению каширские отложения резко отличаются от подстилающих их отложений верейского горизонта.

Одна из наиболее важных и характерных особенностей строения – наличие в разрезе продуктивных пластов (все-го их 5, реже 6) водоносных прослоев, залегающих гипсометрически выше нефтенасыщенных по данным опробования и ГИС. Разделяющая их перемычка из плотных изве-

Окончание статьи И.А. Ларочкиной, С.П. Новиковой, Р.Р. Садреевой, Р.Р. Исламовой «Закономерности пространственного развития пластов-коллекторов...»

ется незначительный и равномерный рост мощности пластов-коллекторов.

Появление и развитие тульских пластов, в первую очередь Стл-2 и Стл-4, находится в прямой зависимости от наличия визейских врезов на участке. Общая мощность тульского горизонта в скважинах, пробуренных в зонах развития посттурнейских врезов, увеличена по сравнению со скважинами, находящимися вне врезных зон.

Литература

Данилова Т.Е. Терригенные породы девона и нижнего карбона. Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ. 2008. 436.

Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории республики Татарстан. Казань: изд-во ООО ПФ «Гарт». 2008. 210.

bed occurrence are found, as well as dependence of the Tula formations appearance and development on the Visean downcuttings presence is shown.

Key words: Tula horizon, reservoir layer, correlation, Visean incision.

Рафия Рамильевна Садреева

Младший научный сотрудник лаборатории запасов и ресурсов углеводородного сырья и проектов геологоразведочных работ. Научные интересы: геофизические методы поиска и разведки нефтяных месторождений, интерпретация данных геофизических исследований скважин, изучение особенностей корреляции пластов-коллекторов нижнекаменноугольных отложений.

Руфина Рафаильевна Исламова

Инженер-исследователь лаборатории подготовки и сопровождения программного обеспечения. Научные интересы: геологические особенности строения и формирования нефтяных залежей, методы поиска и разведки нефтяных месторождений.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28.
Тел.: (843) 299-35-03, 298-16-17.

I.A. Larochkina, S.P. Novikova, R.R. Sadreeva, R.R. Islamova.
Regularity of Spatial Development of the Tula Horizon Reservoir Bed on the Western Slope of the South-Tatar Arch (Russia).

In the work we have revealed regularity of spatial development of the Tula horizon of the Lower Carboniferous reservoir bed on the western slope of the South-Tatar Arch. Knowledge of formations characteristics and their spatial variability is the basis for geological exploration setting and technological development plan. As a result of researches, conclusions regarding the reservoir bed spatial variability are made, some regularities of the reservoir

снятьков или доломитов имеет толщину от 0,8 м до нескольких метров. Изолирующие свойства подобных перемычек (флюидоупоров) практически не изучены. Водо- и нефтенасыщенные прослои по литолого-петрографическим показателям, химическому составу, структуре, текстуре идентичны.

Другой характерной особенностью строения каширской толщи является ее вторичная измененность в результате перекристаллизации, кальцитизации, доломитизации, сульфатизации, глинизации. Вторичные процессы протекали как на стадии диагенеза каширских осадков, так и в сформировавшейся толще пород за счет подземных вод, обладавших изменчивым во времени химизмом. Вторичное преобразование каширской толщи происходило до формирования залежей нефти и во многом определило строение последних: их размеры, колебание нефтенасыщенной толщины, изменение по площади залежей коллекторских свойств, тип залежей.

Важным элементом строения каширских отложений является также фиксированное положение эффективных прослоев в их разрезе относительно кровли верейского горизонта. Общая толщина каждого из каширских пластов (Скш-1, Скш-2 и т.д.) является относительно постоянной. Кровли пластов вследствие этого залегают параллельно друг другу и повторяют структурный план верейской поверхности. Поскольку эффективные прослои занимают фиксированное положение в разрезе относительно верейской поверхности, построения по их кровле (и подошве) будут повторять структурные построения по кровле верейских отложений.

За счет литофациальной вторичной неоднородности каширской толщи разновозрастные прослои с эффективной толщиной по латерали замещаются плотными разностями карбонатных пород на различных расстояниях от вскрывшей их скважины. Поэтому от скважины к скважине количество эффективных прослоев меняется фактически непредсказуемо. С учетом замещения и наличия в разрезе скважин водонасыщенных прослоев над нефтенасыщенными возникает необходимость тщательной и практически послойной корреляции каширских разрезов на месторождении.

Для достоверности и наглядности послойной корреляции возникает необходимость обозначения каждого из эффективных пропластков (сверху вниз) индексом продуктивного пласта с буквенным обозначением прослоя: Скш-1а, Скш-1б, Скш-2а, Скш-2б и т.д. Для буквенного обозначения пропластков выбираются скважины с их наибольшим количеством.

На рисунке приведен пример корреляции каширских отложений по скважинам одного из месторождений восточного борта Мелекесской впадины Республики Татарстан, в которых было проведено опробование, и отобран керн из каширских отложений.

Кровля эффективного пропластка Скш-1а залегает на 5-8 м выше кровли верейского горизонта. Нефтенасыщение по ГИС отмечено в одной скважине. В пласте Скш-2 по ГИС выделяется до 4-х эффективных прослоев (Скш-2а – Скш-2г). Из них нефтенасыщенными являются пропластки Скш-2в и Скш-2г, тогда как гипсометрически вышележающие (Скш-2а и Скш-2б) являются водонасыщенными во всех скважинах месторождения.

Скважины	Коэффициенты пористости по пластам и пропласткам					
	Скш-4	Скш-4а	Скш-3	Скш-3а	Скш-1	Скш-1а
	2	3	4	5	6	7
1					14,8	12,1
2					20,7	18,7
3			16,0	16,9	16,7	16,0
4			18,6	24,5	17,0	15,9
5			18,4	21,8	17,8	13,8
6	20,4	26,7				
7	16,7	22,3				
8					13,5	10,6
9	17,0	23,7			16,6	17,3
10	14,5	22,6			13,3	11,8
11	18,5	22,1				
12	15,6	20,2			13,2	11,4
13					17,4	16,6
14					22,6	24,0
15	22,5	25,9	22,3	25,5		
16					16,7	18,0
17					18,9	19,6
18					17,1	19,0
19					15,3	14,2
20					20,3	19,7
21					18,8	13,3
22			19,9	18,6	16,8	14,5
23					16,6	18,7
24	11,8	13,1				
25	27,6	30,6			21,6	20,3
26					17,7	14,5
27			24,0	24,8		
28					22,8	20,2
29					25,8	27,3
30					23,7	21,2
31			27,6	27,6	20,2	14,8
32			26,7	26,7	17,2	17,2
33					17,8	12,3
34					16,4	14,9
35	19,1	33,5			25,9	29,2
36	21,4	29,6			24,7	24,5
	18,6	24,6	21,7	23,3	18,6	17,4

Таблица. Расчет средних значений коэффициента пористости в целом для продуктивного пласта и по эффективным пропласткам.

Авторами был произведен расчет средних значений Кп в целом для продуктивного пласта и сравнение полученного значения со значением Кп для эффективного нефтенасыщенного прослоя внутри данного пласта, по которому осуществлялся подсчет запасов (Таблица). Как видно из таблицы, пласты Скш-4, Скш-3 и Скш-1 различаются по пористости, что уже свидетельствует о невозможности объединения их в один подсчетный объект. Наиболее высокой пористостью в целом отличается пласт Скш-3, а пласты Скш-4 и Скш-1 имеют одинаковые значения, однако если рассматривать значения пористости эффективных нефтенасыщенных прослоев, то наиболее пористым оказывается нефтенасыщенный прослой внутри пласта Скш-4, затем вниз по разрезу пористость уменьшается. Для пластов Скш-4 и Скш-3 средние значения Кп эффективных нефтенасыщенных прослоев выше средних значений Кп в целом по пласту, для пласта же Скш-1 среднее значение Кп эффективных нефтенасыщенных прослоев ниже среднего значения Кп в целом по пласту. Если

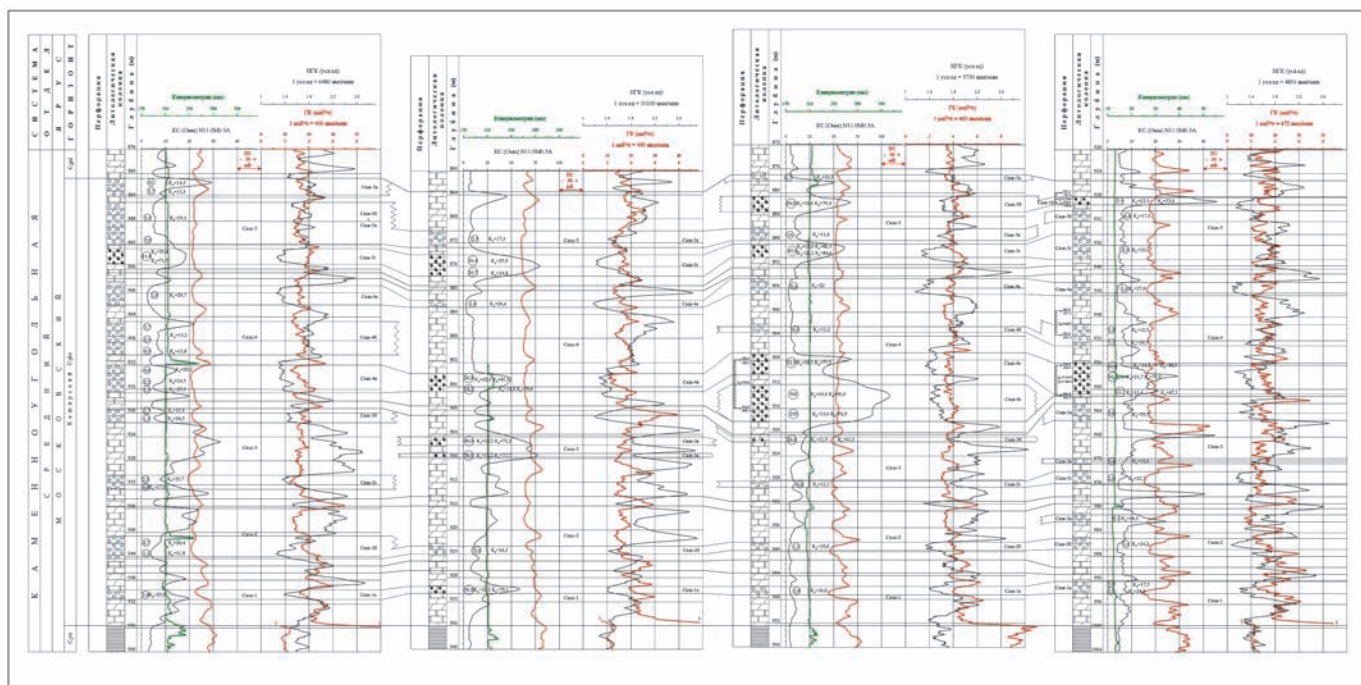


Рисунок. Схема корреляции каширских отложений.

рассматривать каждую скважину в отдельности то данная тенденция в пласте Сکش-4 сохраняется, а в пласте Сکش-3 исключением является скважина 22, в разрезе которой значение Кп эффективного нефтенасыщенного прослоя Сکش-3а незначительно ниже среднего значения Кп в целом по пласту Сکش-3. По пласту Сکش-1 из 30 проанализированных скважин лишь в восьми скважинах среднее значение Кп эффективных нефтенасыщенных прослоев выше среднего значения Кп в целом по пласту, в остальных же скважинах среднее значение Кп эффективных нефтенасыщенных прослоев ниже среднего значения Кп в целом по пласту, причем эта разница в ряде скважин достигает значительных величин.

При подсчете запасов нефти залежей, приуроченных к тому или иному каширскому продуктивному пласту, все построения и расчеты следует проводить по конкретному пропластку (Сکش-1а, или Сکش-2в, или Сکش-4г, или Сکش-5г), объединяя в один объект подсчета «соседние» пропластки, например Сکش-4в и Сکش-4г, разделенные плотной перемычкой толщиной до 2-4 м, если этому не противоречат данные опробования, например получение воды из верхнего пропластка Сکش-4в и нефти из Сکش-4г в одной и той же скважине.

Выводы

1. Послойная корреляция каширских разрезов с прослеживанием ареалов развития эффективных пропластков исключает объединение разновозрастных пропластков в один подсчетный объект, например Сکش-5г и Сکش-4в или других их сочетаний, которое может привести как к искажению строения фактически самостоятельных залежей, имеющих разные отметки водонефтяного контакта, так и к недостоверной величине подсчитанных запасов нефти.

2. Рекомендуются подход к корреляции каширских отложений с учетом особенностей их литофациального строения, положения эффективных прослоев в разрезе и прерывистости их развития по площади безусловно будет

способствовать более точной оценке запасов нефти в этих отложениях и созданию в дальнейшем более высокоэффективной системы их разработки.

Литература

- Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории республики Татарстан. Казань: изд-во ООО ПФ «Гарт». 2008. 210.
 Муслимов Р.Х. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Казань: изд-во «ФЭН» АН РТ. Казань. 2007. 316.

A.G. Baranova, Y.M. Arefiev. Structure Features of the Kashirsky Producing Deposits in the Republic of Tatarstan (Russia).

Kashirsky Horizon is one of the high priority recurring and potentially oil-producing horizons, which demands a more detailed study. Considering a particularity of its structure such as an occurrence of water bearing interlayers structurally higher than oil bearing interlayers within the one formation, it is necessary to conduct a detailed layer wise correlation of productive interlayers for elimination of error incorporation of different aged interlayers into one estimation target. Correlation accuracy of the Kashirsky deposits will conduce more accurate oil reserves evaluation in these deposits and preparation of more effective development systems.

Key words: Kashirsky producing deposits, reservoir, correlation, exploration, oil reserves evaluation.

Анна Геннадьевна Баранова
 Научный сотрудник

Юрий Михайлович Арефьев
 Научный сотрудник

Институт проблем экологии и недропользования
 Академии наук Республики Татарстан
 420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843) 298-31-65.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ ПРИЁМОВ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МАЛОРАЗМЕРНЫХ ЛОВУШЕК НЕФТИ В ПАШИЙСКО-ТИМАНСКОМ ПРОДУКТИВНОМ КОМПЛЕКСЕ

В статье показана возможность совершенствования методики поисков и доразведки малоразмерных и малоамплитудных пашийско-тиманских отложений на примере высокоопроискованной территории Татарстана.

Ключевые слова: методика поисков, залежь, ловушка, девонские отложения, поисково-разведочное бурение, профили сейсморазведочных работ.

В процентном соотношении доля перспективных извлекаемых ресурсов нефти в эйфельско-франском нефтегазоносном комплексе на территории Татарстана составляет 20,1% от объёма ресурсов по всем продуктивным горизонтам. В численном выражении это более 230 млн.т. перспективных извлекаемых ресурсов. Плотность перспективных начальных суммарных ресурсов сопоставима с плотностью верхнефранско-турнейского карбонатного и визейского терригенного комплекса, составляя величину 3,46 тыс.т. извлекаемых запасов на квадратный километр. Выполненный анализ распределения запасов подтверждает тот факт, что отложения терригенного девона в Татарстане и до нашего времени остаются главным источником углеводородного сырья. Поэтому совершенствование методики поисков и разведки нефтяных залежей в отложениях пашийско-тиманского продуктивного комплекса продиктована необходимостью прироста запасов нефти на текущем этапе высокой степени опроискованности начальных суммарных ресурсов Татарстана.

На современном этапе проведения геологоразведочных работ применение инструментария и проводимые мероприятия поиска и доразведки залежей нефти имеют особенности, характерные для «старых» нефтедобывающих регионов с высокой степенью опроискованности. Суть проблемы заключается в том, что на таких территориях, как правило, недоизученными остаются сложнопостроенные ловушки, опроискование и доразведка которых требует своего индивидуального подхода в каждом случае. Другая проблема – это опроискование малоразмерных ловушек, амплитуда и размеры которых имеют величины, сопоставимые с разрешающей способностью основного площадного метода изучения осадочного чехла – сейсморазведки в модификации 2Д МОГТ. Даже в условиях высокой плотности сейсмических профилей малоразмерные ловушки остаются в «пустых окнах», образованных пересечением сейсморазведочных профилей.

Точность выделения локальных объектов по отражающим горизонтам терригенных отложений девона «Д» по сравнению с точностью выделения локальных объектов каменноугольных отложений невысокая. Причиной являются малоразмерность и малоамплитудность поднятий терригенного девона, сложное геологическое строение. Ещё одна причина низкой точности выделения девонских локальных объектов – это влияние биогермных построек

девонско-каменноугольного возраста и визейских врезов, наличие которых искажает интерпретацию отражений самых нижних структурных поверхностей.

Для поиска малоразмерных ловушек нефти в отложениях пашийско-тиманского продуктивного комплекса важное значение приобретает осмысление процессов, приводящих к формированию таких структурных форм, и методика их прослеживания в разрезе и пространстве. Поднятия в девонской терригенной толще, образованные как структуры облекания выступов кристаллического фундамента, в большинстве случаев имеют, как правило, небольшие размеры и высоту. По мнению автора, малоразмерной ловушкой на территории Татарстана на современном этапе развития поисково-разведочной науки можно считать локализованное геологическое образование – чаще всего поднятие или биостром, амплитуда которого равна или меньше 10 метров, а размеры в плане по длинной оси от 1 до 2 км (в небольшом количестве случаев до 3 км), площадь локального объекта в плане равна или менее 2 км².

Особенности пространственного размещения залежей нефти. Пласт Д1 лежит в основании пашийского горизонта и является основным регионально развитым продуктивным горизонтом эйфельско-тиманского нефтегазоносного комплекса на территории Татарстана. Образование песчаников пласта Д1 происходило в разных условиях: речных руслах, на приморских аккумулятивных равнинах, в прибрежной зоне. Это привело к наибольшей по сравнению с нижележащими пластами фациальной изменчивости. Пласт имеет неоднородное строение и подразделяется на пять отдельных пластов Д1а, Д1б, Д1в, Д1г, Д1д. Пласты не выдержаны по мощности и нередко замещаются глинисто-алевритовыми разностями. Отдельные пласты часто сливаются друг с другом, образуя единый пласт. Полные разрезы пласта с выделением максимального количества песчано-алевритовых пластов вскрыты в южной части западного склона Южно-Татарского свода вдоль восточного борта Кузайкинского прогиба, а также в виде линз на отдельных участках. На восточном склоне Токмовского свода, в сводовой части Северо-Татарского свода, в северной части Мелекесской впадины и на северо-западе Южно-Татарского свода отмечается постседиментационный размыв различных частей пашийского горизонта вплоть до полного его выклинивания. Так, в пределах северо-западного склона Южно-Татарского свода отложе-

ния пашийского горизонта размыты полностью, в юго-западной части склона в районе Ульяновского и Ивинского месторождений, пласты-коллекторы пашийского горизонта присутствуют, однако толщина их не превышает 8-17 м, увеличиваясь лишь в зоне Баганинского прогиба до 30-32 м. Залежи нефти приурочены, в основном, к верхним пластам горизонта Д1а и Д1б. Продуктивный пласт Д1 характеризуется высокими коллекторскими свойствами (пористость 18-30 %, проницаемость 0,2-2,0 мкм²). Общая толщина пласта в зависимости от региональной приуроченности изменяется от 0 до 28-38 м, но может достигать 50 м. Резкое увеличение мощности объясняется возрастанием песчаных толщ, почти целиком слагающих пашийский горизонт в осевых частях девонских конседиментационных прогибов. В бортовых частях наблюдается сокращение мощности песчаных пачек и появление глинистых пород, особенно в его кровле. Такие уплотненные глинистые разности, не являющиеся коллекторами, в бортовых участках прогибов могут формировать зоны литологического экранирования нефтяных залежей даже при отсутствии каких-либо замкнутых локальных структур. Поэтому на западном склоне Южно-Татарского свода формирование ловушек в значительной мере определяется структурным фактором, но, кроме того, зачастую связано с выклиниванием и замещением пашийских песчаников. Нефтеносность отложений пашийского горизонта отмечена почти на всей территории Южно-Татарского свода, на восточном склоне Северо-Татарского свода, реже в Мелекесской впадине и ограничена лишь зоной размыва пашийских отложений.

Пласт-коллектор Д0 тиманского горизонта развит на западном и северном склонах Южно-Татарского свода, частично на его вершине, а также на восточном борту Мелекесской впадины и на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода. В южной и юго-восточной частях Южно-Татарского свода коллекторы отсутствуют. Пласт Д0 представлен мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и разделяется на пять пропластков Д0-к Д0-а, Д0-б, Д0-в, Д0-г. Пласт-коллектор Д0-а развит линзовидно и представлен алевролитами глинистыми, со средней толщиной до 1,0 м. Пласты Д0-б и Д0-в распространены широко, однако часто ввиду отсутствия покрышки между ними образуют единую гидродинамически связанную систему. Толщина пластов на различных структурных единицах колеблется от 1 до 15 м в сводовой части, на западном склоне Южно-Татарского свода, например в пределах Ульяновского месторождения 2-4 м, редко 13 м, на Шереметьевском месторождении – 1,0-1,8 м. Пласт Д0-г зачастую сливается с пластом Д0-в или вовсе замещается на глинистые разности. Широкое развитие пласта Д0-в прослеживается в пределах купольной части Южно-Татарского свода и его склонах, а также в районе Мелекесской впадины. Выполненные геологические построения показывают, что тиманский пласт на западном склоне Южно-Татарского свода замещается на непроницаемые разности ближе к осевым частям прогибов. Очевидно, это связано с изменением глубины осадконакопления. Такая особенность геологического строения тиманского пласта на западном склоне Южно-Татарского свода должна учитываться в методике геологоразведочных работ.

Детальное описание геологического строения известных и выявленных ловушек нефти на основе фактического материала, сравнение разведанных и активно разрабатываемых залежей нефти позволяет нам провести типизацию ловушек. В таблице 1 представлена наиболее удачная, по мнению автора, типизация ловушек как поисковых объектов по В.П. Филиппову и А.А. Аксёнову (1996 г.). По характеру морфологической выраженности кровельной части ловушки в качестве ведущего признака типизации выделяется два типа ловушек: сводовые и несводовые. Ловушки сводового типа разделены на структурные и седиментационные. Это, как правило, складки, возникшие под воздействием тектонических факторов и в благоприятных седиментационных условиях. Например, структуры облекания выступов в кристаллическом фундаменте или погребённые площадные песчаные тела. Сложность и многовариантность геологического строения влечёт за собой образование в плане изометричных, линейно вытянутых, подковообразных форм. Соответственно форма влияет на выбор системы заложения поисковых скважин.

К несводовому типу отнесены ловушки, образованные тектоническим, стратиграфическим или литологическим экранированием. Основным условием залегания подобных ловушек являются моноклинали при значительном влиянии седиментационного фактора. Бары, врезы – это геологические образования, которые формируют ловушки. В плане ловушки подобного типа образуют рукавообразные, заливообразные, выпуклые формы. В данной статье предлагаемая типизация ловушек представлена с авторскими изменениями и дополнениями, характерными для пашийских и тиманских пластов на территории Татарстана. Например, разработан и дополнен новый типизационный признак – генезис ловушки, который позволяет выявить закономерности геологического строения поискового объекта и на основе новых знаний соответственно улучшить качество поисково-разведочных мероприятий при составлении проектов геологоразведочных работ.

Применение палеотектонического анализа для прогнозирования перспектив нефтеносности терригенного девонского комплекса. Палеотектоническая характеристика

Ловушки		Типизация по:	
Типы	Подтипы	генезису	морфометрической выраженности в плане
С В О Д О В Ы Е	Структурные (антиклинали, брахиантиклинали, структуры облекания выступов фундамента)	Тектонический	Изометрические и линейно вытянутые
	Седиментационные (органогенные постройки, эрозионные выступы)	Седиментационно-тектонический	
Н С В О Д О В Ы Е (на моноклиналях)	Литологические (седиментационные – бары, дюны и др.)	Тектоно-седиментационный	Линзовидные Холмовидные и клиновидные
	Стратиграфические (врезы, останцы)	Седиментационный	Кольцевые Рукавообразные, клиновидные, серповидные

Табл. 1. Типизация ловушек на основе генетических и морфологических признаков (по В.П. Филиппову, А.А. Аксёнову и др. с изменениями, дополнениями).

ка территории является структурным критерием для прогнозирования перспектив нефтеносности терригенного девонского комплекса. Применение элементов палеотектонического анализа позволяет дать оценку тектоническому фактору и определить его влияние на формирование ловушек. Возможности палеотектонического анализа позволяют восстановить древнюю тектоническую обстановку, природу образования поднятий, что в свою очередь позволяет прогнозировать связанные с ними залежи нефти. Возможности данного анализа наилучшим образом реализуются при достижении высокого уровня разбуренности территории, включая скважины со вскрытием кристаллического фундамента.

Адресное уплотнение профилей сейсморазведочных работ. Сейсморазведка на сегодняшний день является основным методом подготовки объектов под глубокое бурение, и не существует сегодня более эффективных методов для выявления месторождений на территории Татарстана. Она занимает первое место среди геофизических методов по разрешающей способности и глубинности исследований. Плотность сейсмических профилей по республике Татарстан на различных площадях составляет от 1,8 до 2,6 пог.км/км², а в среднем 1,85 пог.км/км², увеличиваясь на участках детализации до 3,0 пог.км/км² и более. Такая плотность позволяет достоверно подготавливать локальные поднятия по верхним горизонтам (нижний и средний карбон), но является недостаточной для выявления локальных поднятий в терригенном девоне.

Для повышения эффективности геологоразведочных работ на малоразмерных девонских ловушках необходимо кроме проведения площадных сейсморазведочных работ выполнять работы по детализации перспективных объектов или участков с задачами доведения плотности сети сейсмопрофилей до оптимальной. Технологию сейсмопрофилирования необходимо совершенствовать путём заложения следующих принципов. Первое – доведение плотности и равномерности сети сейсмических профилей до необходимых значений, так как именно это, в конечном счёте, даёт качество подготовленных для глубокого бурения объектов и эффективность дорогостоящего поисково-разведочного бурения. Как было показано в работе (Ларочкина, Минибаева, 2008), локальные объекты, выделяемые в настоящее время, характеризуются чаще всего небольшими площадными размерами (1-2 км²), и для их достоверного картирования необходима плотность сети не менее 3,5-4,0 пог.км/км². Второе: изучение геологического строения опосредуемого объекта должно проводиться по основным элементам ловушки (свод, крыло и периклинальная её часть). Заложение направлений профилей должно корреспондироваться с региональным

тектоническим строением: вкострости простирающихся зон второго порядка, валов, девонских конседиментационных прогибов. Перпендикулярно к ним прокладываются связующие продольные профили. При поисках новых структур плотность профилей должна выбираться сообразно размерам ожидаемых структур и с таким расчётом, чтобы ни одна из них не была пропущена.

Предлагаемый автором способ адресного уплотнения сети детализационных сейсмических профилей с целью подготовки недоизученных территорий для доразведки и опосредования залежей нефти опробован на ряде месторождений при проведении геологоразведочных работ. Способ основан на анализе и обработке четырёх составляющих:

– Детальное тектоническое районирование.

– Построение детальной структурной модели территории и анализ соотношения структурных планов по поверхности кристаллического фундамента и отражающей границе для девонских и нижнекаменноугольных продуктивных отложений.

– Комплексный анализ космоснимков, гипсометрии рельефа (морфометрический анализ) и материалов структурного бурения.

– Выявление первоочередных локальных поднятий и определение порядка бурения поисковых, оценочных и разведочных скважин.

Условия заложения скважин с учётом соотношения каменноугольных и девонских структурных планов. Изучение соотношений структурных планов девонских и каменноугольных отложений доказывает, что на поднятии, подготовленном по отражающему горизонту «У», нельзя опосредовать весь разрез до девонских отложений, так как имеется несовпадение в вертикальном разрезе девонской и каменноугольной структурных поверхностей. Но знание закономерностей такого несовпадения позволяет с высокой степенью достоверности определять местоположение скважин для опосредования залежей в терригенном девоне. Как показывают проведённые автором аналитические исследования, лишь в 10-15 % случаев из поисковых скважин, заложенных в сводовых частях объектов, подготовленных по отражающему горизонту «У» в структурной поверхности тульского горизонта, получены промышленные притоки нефти из продуктивных комплексов девонских отложений. Низкий коэффициент успешности поискового бурения в девоне связан с несовпадением контуров нефтеносности залежей в разновозрастных ловушках. Причина отсутствия плановой унаследованности девонских и каменноугольных ловушек – их различный генезис. Поэтому скважины с целью поиска залежей нефти в девонских отложениях должны закладываться исключительно на объекты, подготовленные по отражающему го-

ризонту «Д». Однако при картировании девонских структурных планов на основе сейсморазведочных работ в модификации МОГТ специалисты испытывают проблемы. Проблемы связаны с малоамплитудностью девонских локальных объектов, их удалённостью, а также с ложной волновой картиной, которую создают много-

Западный склон ЮТС		Восточный склон ЮТС			
Преимущество направление смещения/ часть от совпадения (%)	Смещение свода локального объекта по отражающему горизонту «У» относительно «Д» (м / % от общего числа наблюдений)		Преимущество направление смещения/ часть от совпадения (%)	Смещение свода локального объекта по отражающему горизонту «Д» относительно «У» (м / % от общего числа наблюдений)	
	Юго-запад/44%, Северо-запад – запад / 56%	до 500		45	Северо-восток/27%, Восток/ 73%
от 500 до 1000		37	от 500 до 1000	27	
более 1000		18	более 1000	9	

Табл. 2.

численные биогермные постройки, находящиеся в толще карбонатных пород. Поэтому методически возможно осуществить поиск залежей нефти в терригенных девонских комплексах на основе детально изученных структурных планов каменноугольных отложений, которые, как правило, закартированы с высокой степенью достоверности.

С целью разработки практических рекомендаций по заложению скважин для опоискования залежей нефти в пашийских и тиманских отложениях автором проведены исследования по определению направления и величины смещения свода девонской ловушки по отношению к контуру нижнекаменноугольных структурных форм. Анализ проводился по месторождениям, каменноугольные и девонские залежи которых находятся в активной стадии разработки. Важным условием является и то обстоятельство, что на лицензионной территории месторождений проводятся геологоразведочные работы с целью вовлечения в разработку новых залежей. Общее количество анализируемых локальных объектов: 96 ед., выделенных по отражающему горизонту «Д», и 70 ед., выделенных по отражающему горизонту «У». Результаты исследований показаны в таблице 2.

Установлено следующее: на западном склоне Южно-Татарского свода смещение куполов локальных объектов выделенных по отражающему горизонту «У» относительно девонских происходит в двух направлениях: юго-западном и северо-запад-западном, в сторону падения пластов. В первом случае падение пластов направлено в сторону Мелекесской впадины, а во втором направление совпадает с местоположением Нижнекамского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Соотношение общего распределения по направлению смещения составляет 44 % и 56 % соответственно. В основном расстояния смещения до 500 м – в 45 % случаев. Для смещения на расстояние от 500 до 1000 м процент случаев равен 37. Смещения локальных объектов, закартированных по отражающему горизонту «У» относительно «Д», более чем на 1000 м встречается в 18 % случаях.

На восточном склоне Южно-Татарского свода основное направление смещения контуров нижнекаменноуголь-

ных поднятий относительно девонских северо-восточное и восточное, в сторону общего погружения слоев. Направление смещения совпадает с местоположением регионального Актанышского прогиба ККСП.

Статистический анализ смещения сводов показывает, что в 27 % случаев направление смещения северо-восточное, а в 73 % случаев – восточное. В основном расстояние смещения до 500 м – в 64 % локальных объектов. Для смещения на расстояние от 500 до 1000 м количество случаев равно 27 %. Смещения локальных объектов, закартированных по отражающему горизонту «У» относительно «Д», более чем на 1000 м фиксируется редко, всего в 9 % случаев.

Таким образом, для западного и восточного склонов Южно-Татарского свода доказана закономерность смещения сводов локальных поднятий, выделенных по отражающему горизонту «У», относительно девонских залежей. Смещены ловушки в каменноугольных отложениях в сторону регионального падения пластов, преимущественные расстояния смещения составляют 0,5-1,0 км. Исходя из выявленных соотношений, размеров и конфигурации полей нефтеносности, считаем, что опоискование девонской залежи должно проводиться углублением эксплуатационной (нагнетательной) скважины, которая запроектирована в технологической схеме разработки на расстоянии 0,5-1,0 км, не менее, по подъему пластов в профиле с поисковой скважиной с целью вскрытия сводовой части локального объекта в терригенных девонских отложениях (Рисунок). Выявленные закономерности соотношения контуров девонских залежей нефти с поднятиями в нижнекаменноугольной поверхности подтвердили тезис, что первой поисковой скважиной, заложенной в сводовой части объекта, подготовленного по отражающему горизонту «У», как правило, невозможно выявить залежь в терригенном комплексе.

Эффективное опоискование девонских залежей возможно методом выборочного углубления краевых скважин из технологических схем разработки турнейского или бобриковско-тульского продуктивных горизонтов.

Обязательным условием при заложении местоположения скважины является наличие на локальном поднятии как минимум двух сейсмических профилей, которые пересекаются под углом, максимально приближенным к прямому. Местоположение сейсмических профилей должно давать достоверную информацию о геологическом строении локального объекта: свода, крыльев и периклинали. Проводя анализ исходного геолого-геофизического материала, временные сейсмические профили следует ранжировать по степени достоверности волновой картины.

Местоположение скважины должно совпадать с точкой пересечения сейсмических профилей и соответствовать максимальной гипсометрической отметке перегиба опорного отражающего горизонта. Допускается в целях поиска самой высокой отметки кровли перемещать местоположение закладываемой скважины вдоль трассы сейсмического профиля. Оптимальным местом на ловушке для пластовых сводовых объектов является размещение скважины на своде структуры. Для ловушек неантиклинального типа, например связанных с облеканием малоамплитудного песчаного тела, скважину необходимо размещать в зоне её повышенной мощности.

Мероприятия по доразведке малоразмерных залежей. Для мелких месторождений целью проведения разведоч-

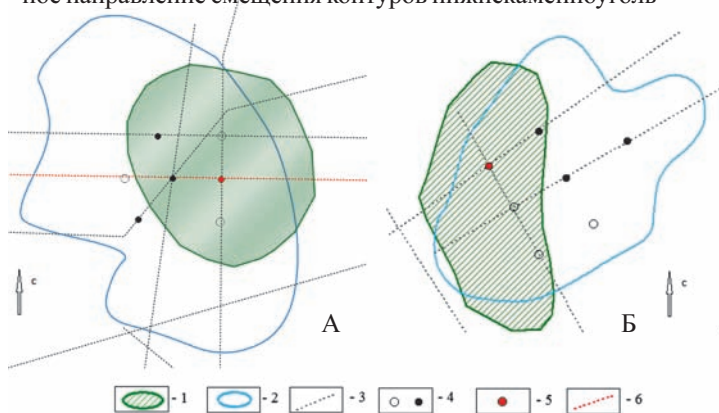


Рисунок. Типовая схема заложения поисковой скважины на локальном объекте для терригенного девонского пласта. Центрально-Ульяновское поднятие Южно-Варламовское поднятие. А – Для западного склона ЮТС, Б – Для восточного склона ЮТС. М 1:40 000. 1 – контур локального объекта по отражающему горизонту «Д», 2 – контур локального объекта по отражающему горизонту «У», 3 – профили проведенных сейсморазведочных работ, 4 – проектные и действующие скважины эксплуатационного фонда, 5 – скважина, рекомендуемая на терригенный девон, 6 – рекомендуемый детализационный профиль сейсморазведки. Составил Ганиев Р.Р., 2012 г.

ных работ являются, также как и для других типов месторождений по величине запасов, оценка и подготовка запасов к разработке (Филиппов и др., 1996). Однако принципы разведки мелких месторождений имеют свои особенности, связанные с тем, что на момент проведения разведочных работ объём геолого-геофизической информации продолжает оставаться скудным. Поэтому решения приходится принимать по аналогии с объектами, находящимися в схожих геологических условиях и имеющих достоверные геологические данные бурения глубоких скважин.

Дополнительными условиями заложения разведочных скважин в точках их оптимального размещения в отличие от поисковых является, во-первых, наличие кондиционной нефтенасыщенной толщины пласта. Во-вторых, бурение разведочной скважины в дальнейшем должно обеспечивать плотность, совпадающую с плотностью сетки эксплуатационных скважин. Как правило, для этого расстояние от поисковой скважины должно быть 300-500 метров. Плотность бурения скважин может корректироваться в зависимости от величины запасов локального объекта. Скважины выбираются опережающие из проектного эксплуатационного фонда, обоснованного в технологической схеме разработки месторождения.

Итак, выводы, которые необходимо закладывать в основу методики поисков и разведки малоразмерных ловушек в пашийско-тиманском нефтегазоносном комплексе:

1. Сложные геологические условия образования пашийских и тиманских пластов обязывают недропользователя принимать решения о постановке поисковых скважин на основе тщательно проведённых палеотектонических реконструкций. Особенно важно, чтобы локальный палеотектонический анализ был согласован с региональной тектонической моделью территории. Только так можно восстановить древнюю тектоническую обстановку, природу образования поднятий, что, в свою очередь, позволяет прогнозировать связанные с ними залежи нефти.

2. Технологию сейсмопрофилирования, как основного метода изучения геологического строения осадочного чехла, необходимо совершенствовать путём заложения следующих принципов. Первое – доведение плотности и равномерность сети сейсмических профилей до необходимых значений 3,5-4,0 пог.км на квадратный километр, так как именно это, в конечном счёте, даёт качество подготовленных для глубокого бурения объектов, повышает эффективность дорогостоящего поисково-разведочного бурения. Второе: изучение геологического строения опосредуемого объекта должно проводиться по основным элементам ловушки (свод, крыло и периклиналь).

3. Для западного и восточного склонов Южно-Татарского свода доказана закономерность смещения сводов локальных поднятий, выделенных по отражающему горизонту «У», относительно девонских залежей. Смещены ловушки в каменноугольных отложениях в сторону регионального падения пластов, преимущественное расстояние смещения составляет 0,5-1,0 км. Исходя из выявленных соотношений, размеров и конфигурации полей нефтеносности считаем, что опосредуемое девонской залежи должно проводиться углублением эксплуатационной (нагнетательной) скважины, которая запроектирована в технологической схеме разработки на расстоянии 0,5-1,0 км, не менее, по подъёму пластов в профиле с поисковой сква-

жиной с целью вскрытия сводовой части локального объекта в терригенных девонских отложениях.

Литература

Грунис Е.Б., Ларочкина И.А. Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата на территории Республики Татарстан по состоянию изученности на 01.01.2009 г. *Геол. отчет*. Москва: ИГИРГИ. 2011.

Ларочкина И.А., Миннибаева С.М. Пути повышения эффективности геологоразведочных работ в Республике Татарстан. *Георесурсы* №1. 2008. 5-7.

Филиппов В.П., Аксёнов А.А., Фурсов А.Я., Гомзинов В.К., Кузнецов С.В. Методика ускоренной подготовки залежей нефти к разработке. М.: Изд-во РМНТК «Нефтеотдача». 1996. 196.

R.R. Ganiev. Development of Methods of Searching and Prospecting the Low-Dimensional Oil Traps in the Pashiyko-Timansky Productive Complex (Russia).

In the article we show the possibility of improvement of searching and additional exploration methods of low-dimensional and low-amplituded Pashiyko-Timansky deposits on the example of highly explored territory of the Republic of Tatarstan.

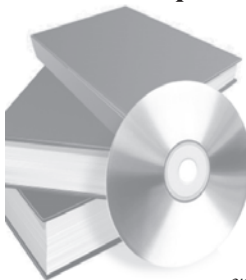
Key words: searching method, deposit, trap, Devonian deposits, explorative drilling, profiles of seismoprospecting works.

Подготовлена к публикации книга:

Основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений

Курс лекций

Ганиев Р.Р.



Рекомендовано к печати учебно-методической комиссией Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета (протокол № 26 от 06 марта 2012 г.), а также учёным советом Института проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан (протокол № 2/12 от 27 марта 2012 г.)

Работа выполнена на основе современных средств геологического анализа и мониторинга разработки нефтяных месторождений. Состоит из двух частей. Первая часть – лекции, содержащие общие сведения о моделировании, технологию построения постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей с помощью ЭВМ и программных средств. Особое внимание уделено вопросам построения структурных моделей различных типов нефтяных залежей, фациальному моделированию, моделированию первоначального насыщения и обоснованию водонефтяного контакта. В работе изложены методы компьютерного построения карт и особенности гидродинамического моделирования. Предложены примеры практического применения результатов моделирования. Вторая часть – это слайдовое сопровождение курса лекций, которое записано на компакт диск и содержит иллюстрации, позволяющие сделать процесс обучения более эффективным. При подготовке курса лекций использован практический опыт автора, полученный при проведении научных исследований в области геологии и преподавательской работы со студентами на кафедре геологии нефти и газа Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета. Книга предназначена для преподавателей и студентов ВУЗов, обучающихся по специальности 020305 – «Геология и геохимия горючих ископаемых».

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ПО КРОВЛЕ ТУЛЬСКОГО ГОРИЗОНТА НА ЗАПАДНОМ, СЕВЕРНОМ И СЕВЕРО-ВОСТОЧНОМ СКЛОНАХ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

В статье приведены новые данные тектонического строения кровли тульского горизонта, составленной на основе анализа материалов сейсморазведочных работ. По данным сейсморазведочных работ по отражающему горизонту «У» выделена группа террас на западном, северном и северо-восточном склонах Южно-Татарского свода. Проведён анализ каждой из террас, прослежены изменения палеорельефа.

Ключевые слова: тектоническая схема, сейсморазведка, терраса, тульский горизонт.

Для детального тектонического районирования осадочной толщи рельефа тульских отложений послужили результаты исследования территории сейсморазведкой, проведённой к настоящему времени (Рисунок). Отличие представленной тектонической схемы заключается в том, что модель тектонического строения конструировалась по данным сейсморазведочных работ 2D и 3D, средняя плотность которых составляет 2,5 погонных км/км².

На западном, северном и северо-восточном склонах нами выделена группа из шести террас, которые прослеживаются по вышеперечисленным тектоническим элементам. Террасы выделены по основанию склона каждой из террас и системе региональных и локальных прогибов, различным образом выраженных в рельефе и характеризующихся различной глубиной. Террасы погружаются от вершины Южно-Татарского свода в западном, северо-западном, северном и северо-восточном направлениях в сторону Мелекесской впадины, Северо-Татарского свода и погребённого рифей-вендского Камско-Бельского авлакогена.

Выделенные террасы образуют единую систему, так как их формирование происходило одновременно в результате поднятия вершины Южно-Татарского свода и опускания Мелекесской впадины. Они осложнены системой локальных высокоамплитудных, среднеамплитудных и малоамплитудных поднятий, и чем ближе к осевым зонам прогибов Камско-Кинельской системы, тем выше их амплитуды.

Общее направление террас на западном склоне Южно-Татарского свода (ЮТС) характеризуется северо-западным простиранием, на северо-западном склоне террасы разворачиваются и их направление на северном и северо-восточном склонах ЮТС меняется на субширотное, а затем на северо-восточном склоне становится юго-восточным.

Первая терраса, Кузайкинско-Ново-Елховская, сравнительно короткая, прослеживается частично в субширотном направлении, с востока её граница контролируется валообразной Актанышско-Ново-Елховской зоной. Западная граница первой террасы, начинается на южном окончании западного склона ЮТС Республики Татарстан и проходит на север вдоль Ново-Елховского прогиба, далее в районе Урмышлинского месторождения граница дискретно прослеживается уже вдоль Кузайкинского

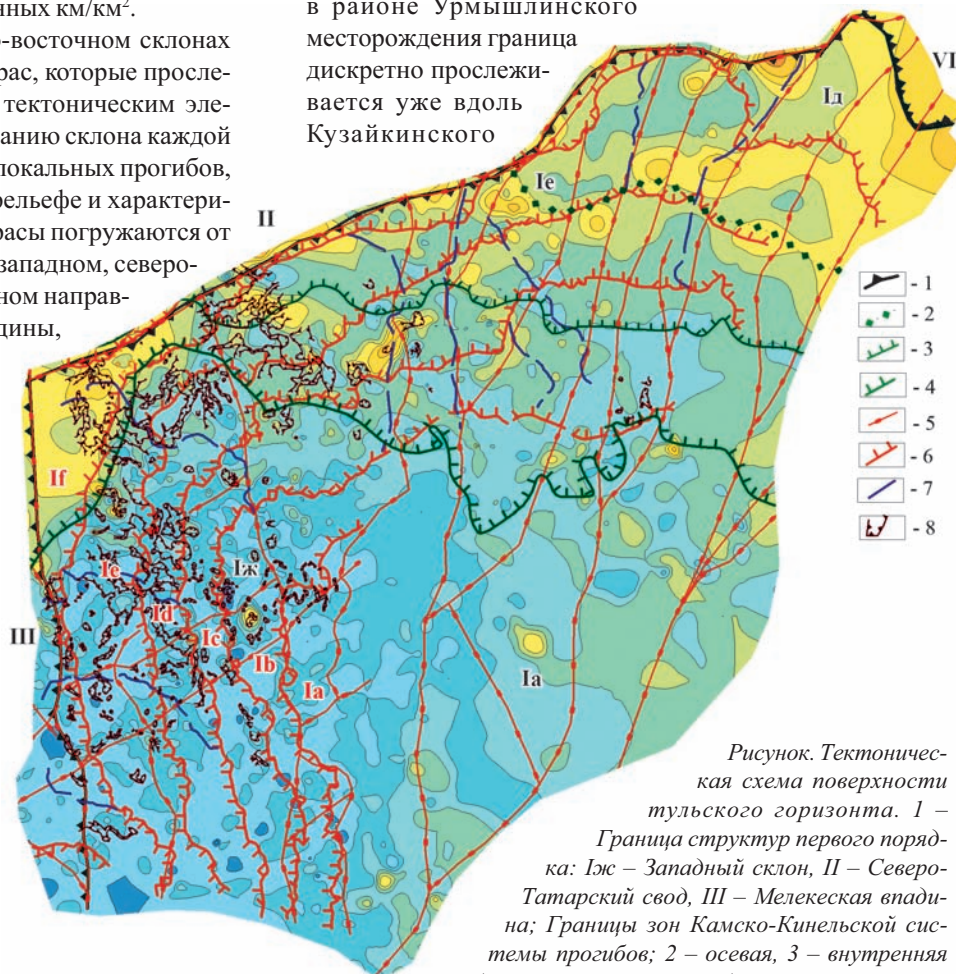


Рисунок. Тектоническая схема поверхности тульского горизонта. 1 – Граница структур первого порядка: Iж – Западный склон, II – Северо-Татарский свод, III – Мелекесская впадина; Границы зон Камско-Кинельской системы прогибов; 2 – осевая, 3 – внутренняя бортовая, 4 – внешняя бортовая; 5 – осевые зоны разломов кристаллического фундамента, 6 – террасы осадочного комплекса по отражающему горизонту "У": Ia – Кузайкинско-Ново-Елховская, Ib – Урмышлино-Онбийская, Ic – Чегодайско-Нуркеевская, Id – Черемшиано-Нуркеевская, Ie – Ульяновско-Дружбинская, If – Старо-Кадеевско-Киче-Наратская, 7 – попересные прогибы внутри террас, 8 – визейские везы.

прогиба. Граница террасы с западной стороны ограничена абсолютной отметкой минус 900 метров. Перепад высот между первой и второй террасами на западном склоне составляет 30 метров.

Следующая терраса, Урмышлинско-Онбийская, прослежена в южной и северной частях западного склона Южно-Татарского свода. Ширина террасы на западном склоне изменяется от 3,8 км до 7,5 км, на севере западного склона – от 11,3 км до 17,0 км. Между восточной и западной границами террасы перепад высот составляет 30 метров, соответственно вторая террасы ниже первой на 30 метров.

Далее следует Чегодайско-Нуркеевская терраса на западном и отчасти граница на северном склоне Южно-Татарского свода. Ширина террасы на западном склоне изменяется от 4,8 км до 9,5 км, на севере западного склона она становится шире – от 9,0 км до 13,8 км, а на северном склоне – от 10,0 км до 26,3 км. Перепады высот между второй и третьей террасами различны: в южной части западного склона – 30 метров, в центральной части западного склона – 20 метров, в северной части западного склона она становится более пологой и разница составляет 10 метров.

Очередная терраса, Черемшано-Нуркеевская, охватывает западный, северо-западный и северный склоны Южно-Татарского свода. Ширина террасы на западном склоне изменяется от 5,5 км до 10,0 км, на севере западного склона – от 5,0 км до 12,5 км, на северном склоне – от 11,0 км до 16,0 км. Перепады высот между третьей и четвертой террасами составляют: в южной части западного склона 30 метров, в центральной части западного склона 20 метров, в северной части западного склона 20 метров, на северном и северо-восточном склонах 20 метров.

Ульяновско-Дружбинская терраса прослеживается на западном, северном и северо-восточном склонах Южно-Татарского свода. Ширина террасы на западном склоне варьирует в пределах от 6,3 км до 13,3 км, на севере западного склона – от 5,0 км до 10,0 км, на северном склоне – от 9,0 км до 16,5 км, расширяясь на северо-восточном склоне – до 21,0 км. Перепады высот между четвертой и пятой террасами варьируют от 50 до 40 метров на западном склоне, выполаживаясь на северном склоне и снова увеличиваясь на северо-восточном склоне до 50-60 метров.

Замыкающая терраса, Старо-Кадевско-Киче-Наратская, имеет четкий контур только с восточной стороны и прослеживается по всей окружности Южно-Татарского свода. Западная граница террасы прослежена лишь на севере западного склона и на северо-восточном склоне. На западном склоне террасу ограничивает Баганинский прогиб, на северном и северо-восточном – Прикамский. Ширина террасы на западном склоне изменяется от 5,0 км до 7,5 км, а затем, как и все ранее выделенные исследуемые объекты на северо-восточном склоне, её ширина нарастает до 21,0 км.

Отметим, что наиболее узкие террасы приходятся на западный склон. На северном склоне их ширина увеличивается, а на северо-восточном склоне она становится максимальной. Такая разница в размерах свидетельствует о том, что западный склон наиболее расчленён и тектонически активен в прошлом, а северо-восточный – пологий, что говорит о сравнительно ослабленном тектоническом

режиме во время его развития.

Самое высокое гипсометрическое положение наблюдается в северной части западного склона Южно-Татарского свода, у всех террас погружение слоёв происходит от северо-западного склона в сторону северного, северо-восточного склонов и в сторону южной части западного склона Южно-Татарского свода.

Рассматривая строение каждой из террас, заметим, что они расчленяются на серию зон поперечно развитыми локальными прогибами по отношению к основному простиранию террасы, деля их на ряд зон, и тем самым вызывая перепад высот внутри каждой террасы.

Выводы:

1. Единая сгруппированная система террас западного, северного и северо-восточного склонов Южно-Татарского свода образовалась в результате формирования вершины свода и Мелекесской впадины. Террасы осложнены системой локальных высокоамплитудных, среднеамплитудных и малоамплитудных поднятий, и по мере приближения к прогибам Камско-Кинельской системы увеличиваются амплитуды локальных поднятий.

2. Наиболее узкие террасы контролируются западным склоном Южно-Татарского свода, их ширина увеличивается на северном склоне, и максимальная ширина достигается на северо-восточном. Наиболее высокая расчленённость поверхности тульского горизонта наблюдается на западном склоне, меньшая – на северном и наиболее низкая – на северо-восточном склоне. Западный склон формировался с высокой интенсивностью, а северный и северо-восточный склоны формировались в ослабленном тектоническом режиме.

3. Выявленные закономерности тектонического строения по кровле тульского горизонта на склонах Южно-Татарского свода необходимо учитывать при планировании и проведении геологоразведочных работ и при составлении технологических схем разработки месторождений нефти.

I.A. Larochkina, S.P. Novikova. Tectonic Zonation by Top of the Tula Horizon on the Western, Northern and North-Eastern Slopes of the South-Tatar Arch (Russia).

This article shows new data of tectonic framework of the top of the Tula horizon, composed on the basis of all modern seismic data. By the reflecting horizon "Y" group of terraces on the western, northern and north-eastern slopes of South-Tatar Arch is outlined according to the seismic data. Analysis of each terrace is carried out, paleorelief alteration is traced.

Key words: tectonic framework, seismic prospecting, terrace, Tula horizon.

Светлана Петровна Новикова

Заведующий лабораторией запасов и ресурсов углеводородного сырья и проектов геологоразведочных работ. Научные интересы: тектоника, палеотектоника, закономерностей развития пластов-коллекторов, седиментология, оценка запасов нефти и газа.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан.

420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843) 299-35-03.

ОСОБЕННОСТИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ НА ТЕРРИТОРИИ АГРЫЗСКОГО И МЕНЗЕЛИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ НОВЫХ ОТКРЫТИЙ

Приуроченность обширной территории Мензелинского и Агрызского участков к области сочленения тектонических элементов I порядка, характеризующейся высокой мобильностью кристаллического основания, определила различие палеотектонических условий на всех этапах формирования продуктивных горизонтов осадочного чехла в ее отдельных зонах, генезис поднятий, характер развития коллекторов и флюидоупоров и, как следствие, перспективы нефтеносности. Выявленные закономерности приуроченности поднятий, контролирующих многопластовые месторождения, позволили локализовать участки, на которых высока вероятность новых открытий.

Ключевые слова: поднятие, разлом, прогиб, риф, коллектор, флюидоупор, залежь.

В тектоническом отношении территория Агрызского и Мензелинского лицензионных участков приурочена к узлу сочленения юго-восточного склона Северо-Татарского свода, северного, северо-восточного склонов Южно-Татарского свода и западного борта Камско-Бельского авлакогена. Здесь получили развитие внутриформационные Актаныш-Чишминский, Нижнекамский и Сарапульский прогибы Камско-Кинельской системы.

Тектоническая активность кристаллического основания сформировала сложную архитектуру его поверхности, определила литологию горизонтов осадочного чехла, генотипы поднятий и перспективы нефтеносности территории. По системе разломов северо-западного простирания поверхность фундамента испытывает ступенеобразное погружение с юго-запада на северо-восток от сводов к осевой зоне авлакогена, разломными зонами северо-восточного простирания она разобщена на гряды. Взаимопересекающаяся система тектонических швов делит поверхность фундамента на блоки, осложненные выступами различной высоты. В осадочной толще над разломными зонами образованы прогибы слоев, гряды фундамента сформировали валообразные зоны, ступени отражены в осадочном чехле в виде террас (Рис. 1).

Юго-восточный склон Северо-Татарского свода характеризуется высокой дислоцированностью поверхности фундамента и осадочной толщи. Субпараллельные валообразные зоны асимметричны: их вздернутые восточные крылья крутые, опущенные западные – пологие. На большей части территории северного и северо-восточного склонов Южно-Татарского свода валообразные зоны относительно симметричны, не имеют столь отчетливой выраженности, как на Северо-Татарском своде и отделены друг от друга линейно расположенными вдоль разломов фрагментами неглубоких прогибов толщи. С приближением к Прикамской разломной зоне, разделяющей Южно-Татарский и Северо-Татарский своды, дифференцированность структурного плана фундамента и девонских терригенных отложений усиливается.

В границах лицензионных участков прослеживаются бортовые и осевые зоны внутриформационных проги-

бов Камско-Кинельской системы. Существенные изменения в поверхности структурных планов позднедевонско-каменноугольной толщи отмечаются на участках развития высоких органогенных построек на северном борту Нижнекамского прогиба, юго-западном Сарапульского и в северной части области сочленения осевых зон Нижнекамского и Актаныш-Чишминского прогибов. Дифференцированный профиль кровли карбонатов турнейского яруса был сnivelирован терригенными косвинско-бобриковскими осадками, в результате чего в целом прогибы Камско-Кинельской системы получили слабое отображение в строении структурных планов тульских, поздневизейских, серпуховских и среднекаменноугольных отложений.

В границах валообразных зон и террас осложняющими их поднятиями на Агрызском, Мензелинском участках и смежной территории контролируются залежи нефти на Озерном, Луговом, Азеве-Салаушском, Сарайлинском, Контузлинском, Тимеровском, Мензелинском, Ольгинском, Дружбинском и Восточно-Дружбинском месторождениях.

Повышенная активность кристаллического фундамента на территории Агрызского участка, обусловленная близостью Прикамского разлома, способствовала формированию относительно высоких выступов и структур их облекания девонскими терригенными отложениями. К таким поднятиям седиментационно-тектонического генезиса приурочены залежи нефти в отложениях тиманского горизонта на Озерном месторождении на территории Агрызского участка и Азеве-Салаушского месторождения на сопредельной территории. Влияние Прикамского разлома и оперяющих его тектонических швов проявилось интенсивной расчлененностью кристаллического фундамента и в северной части Мензелинского лицензионного участка, где девонское поднятие седиментационно-тектонического генезиса, контролирующее залежь нефти в тиманских отложениях на Тимеровском месторождении, сформировано как структура облекания выступа фундамента.

Значительная часть территории Агрызского участка

расположена в бортовой зоне Нижнекамского и Сарапульского прогибов Камско-Кинельской системы, где повышенная мобильность кристаллического основания и его высокая расчлененность обеспечили в пределах древних валлообразных зон условия, благоприятные для формирования рифовых массивов и высоких одиночных и сгруппированных органогенных построек, образовавших генетически перспективные поднятия тектоно-седиментационного генезиса, сформировавшие высокоёмкие ловушки нефти в каменноугольной толще на Кучуковском, Озерном и Ольгинском месторождениях, а также на Контузлинском и Азеве-Салаушском месторождениях за границей участка.

Сквозные структуры облекания выступов фундамента седиментационно-тектонического генезиса, сформированные в пределах крутого восточного крыла Азымушкинско-Азевской валлообразной зоны, контролируют нефтеносность отложений тульского горизонта на Чекалдинском поднятии, отложений тиманского, тульского и бобриковского горизонтов Азеве-Салаушского месторождения на сопредельной территории.

Структура облекания коллектором тульского горизонта слабовыраженного турнейского биострома образовала поднятие тектоно-седиментационного генезиса на Волковском месторождении, расположенном во внутренней бортовой зоне Нижнекамского прогиба в границах Мензелинско-Сляковской валлообразной зоны.

В отличие от Агрызского участка, большая часть территории Мензелинского в палеотектоническом плане занимала менее выгодное положение, за исключением крайнего севера, находившегося в зоне влияния Прикамского разлома. Остальная часть территории приурочена к слабо расчлененному северо-восточному склону Южно-Татарского свода. На значительной части территории участка получила развитие осевая зона внутриформационного Актаныш-Чишминского прогиба, где большинство поднятий в каменноугольной толще являются малоамплитудными структурами облекания песчаных линз и невысоких выступов кристаллического фундамента. Здесь открыты Дружбинское и Восточно-Дружбинское месторождения, на которых структурами облекания песчаных тел контролируется нефтеносность тульского коллектора. На севере Мензелинского участка сквозная структура облекания выступа кристаллического фундамента контролирует Игимскую залежь нефти в отложениях тульского горизонта. Сквозная структура облекания рифейского интрузивного тела, амплитуда которого усилена сформировавшимся здесь в турнейское время биостромом, контролирует нефтеносность тульского коллектора на Киче-Наратском месторождении.

Рифогенный массив, образовавший юго-западный борт Актаныш-Чишминского прогиба на юге Мензелинского участка, не осложнен высокоамплитудными органогенными постройками. Здесь отмечаются только редкие невысокие биостромы, один из которых контролирует единственное на этом участке нефтепроявление в отложениях турнейского яруса на Тогашевском поднятии тектоно-седиментационного генезиса.

На северо-западе Мензелинского участка в границах Мензелинско-Сляковской валлообразной зоны в седловине, образованной Сарайлинским прогибом, установлены

многопластовые Мензелинское и Тимеровское месторождения, где компактными высокими органогенными сооружениями сформированы сквозные генетически перспективные поднятия тектоно-седиментационного генезиса, образовавшие ловушки нефти в девонских, турнейских, башкирских и верейских карбонатах, терригенных визейских коллекторах. Причем, нефтью заполнены и непосредственно пористые участки девонских и турнейских органогенных построек.

Определенный интерес представляет геологическое строение и история формирования этого участка недр. Довольно широкий Сарапульско-Актанышско-Нижнекамский «залив», ограниченный изогипсой минус 1400 м в структурном плане кровли лебедянского горизонта (Рис. 2а), значительно сужается в границах изогипсы минус 1400 м в структурном плане кровли заволжского горизонта (Рис. 2б), и практически «закрывается» в западной части исследуемой территории, где северный и южный борты Нижнекамского прогиба почти смыкаются, оставив «просвет» в 3-4 км шириной, ограниченный изогипсой минус 1300 м в структурном плане кровли турнейского яруса. Изгибы «просвета» характеризуются прямым соотношением с элементами Прикамской разломной зоны, меняющими простирание с северо-восточного на субширотное (Рис. 2в). Именно к этой седловине в Кузкевско-Кадыбашской и Мензелинско-Сляковской валлообразных зонах, разделяющих Нижнекамский и Актаныш-Чишминский прогибы, приурочены высокие Мензелинская и Тимеровская органогенные постройки.

На северном склоне Южно-Татарского свода в пределах этих зон мощность отложений турнейского яруса в 2-3 раза превышает их мощность в обрамляющих прогибах. Наиболее возвышенные части турнейского рифа, сформированного над валлообразными зонами, контролируют нефтеносность многопластовых Бахчисарайского и Сарайлинского месторождений. При повышении плотности сейсморазведки в пределах седловины могут быть установлены органогенные постройки по генезису и перспективам близкие к Тимеровской и Мензелинской.

Валообразные зоны, амплитуда которых увеличилась преимущественно за счет турнейских рифовых надстроек, разделяют Нижнекамский и Актаныш-Чишминский прогибы.

На внутреннем северном борту Нижнекамского прогиба и в области его сочленения с Сарапульским получил развитие обширный турнейский риф, в пределах которого мощность турнейских отложений в 4-5 раз превышает их мощность на внешних бортах (Рис. 2в). Риф располагается на Шильнинско-Озерной, Азымушкинско-Азевской и Кузкевско-Кадыбашской валлообразных зонах и осложнен одиночными органогенными выступами: Ольгинской, Озерной, Северо-Озерной, Контузлинской, Арзамасской и Березнякской органогенными постройками. На юге Нижнекамского рифа расположены поднятия, закартированные сейсморазведкой в южной зоне Агрызского участка, часть из них, предположительно, являются органогенными постройками.

Юго-западный борт Сарапульского прогиба сформирован позднедевонским рифом, осложненным сгруппированными, реже одиночными органогенными выступами, контролирующими залежи нефти Кучуковского

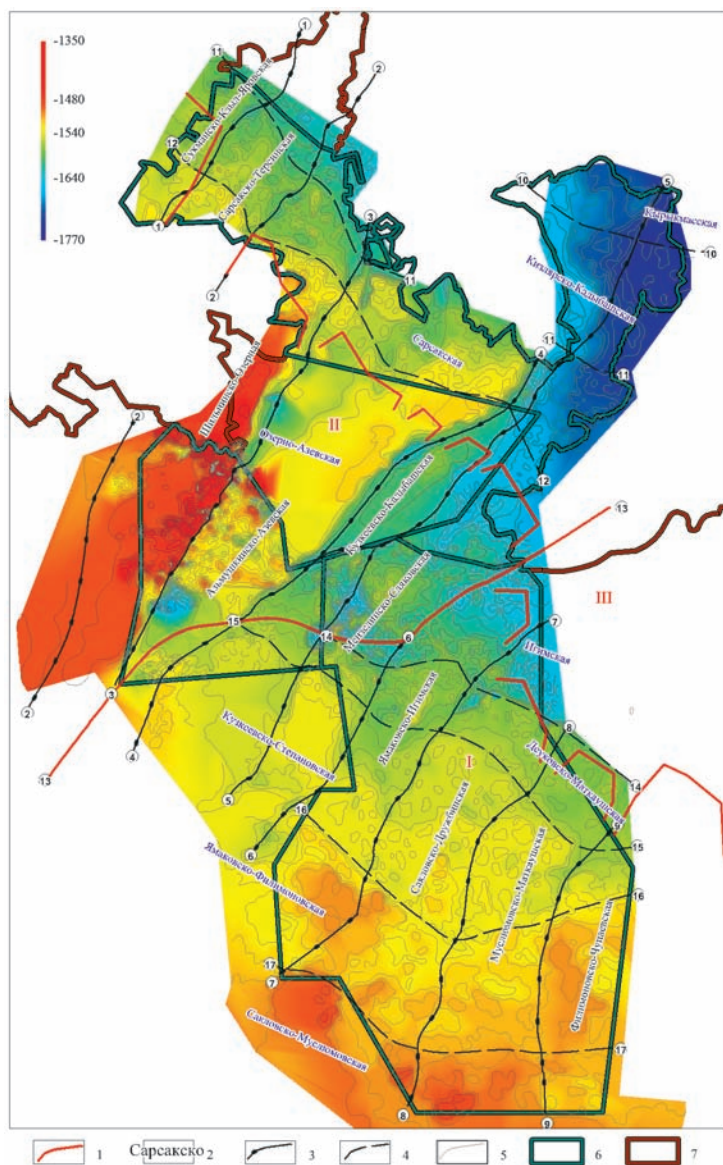


Рис. 1. Агрызский и Мензелинский лицензионные участки. Тектоническая схема девонских терригенных отложений. 1 – Современные границы структур 1-го порядка: I – Южно-Татарский свод, II – Северо-Татарский свод, III – Камско-Бельский авлакоген; 2 – валообразные зоны, террасы; 3 – осевые зоны прогибов; 4 – границы террас; 5 – изогипсы структурной поверхности; 6 – границы участков; 7 – граница РТ. Прогибы осадочной толщи: 1 – Камско-Полянский, 2 – Алтунино-Шунакский, 3 – Набережночелнинский, 4 – Актаишко-Салауиский, 5 – Бахчисарайский, 6 – Камский, 7 – Дружбинский, 8 – Киче-Наратский, 9 – Карамалинский, 10 – Бимский, 11 – Удмуртский, 12 – Чекалинский, 13 – Сарайлинский, 14 – Икский, 15 – Мензелинский, 16 – Новомазинский, 17 – Тогашевский.

месторождения.

Это наиболее интересные в геологическом и практическом отношении участки исследуемой территории, где выявлены генетически перспективные поднятия, сформировавшие многопластовые месторождения. Закартированные в их границах сейсморазведкой структуры перспективны на выявление аналогичных объектов.

Характер нефтеносности продуктивных горизонтов осадочного чехла в разных частях исследуемой территории отличается изменчивостью стратиграфического диапозона, этажей нефтеносности и размеров площади залежей, что обусловлено неодинаковыми историческими

условиями формирования контролирующих их поднятий, определивших их генезис.

Установленная на территории участков нефтеносность приурочена к шести комплексам: эйфельско-франскому терригенному; франско-турнейскому карбонатному; терригенному комплексу нижнего карбона; окско-башкирскому карбонатному; верейскому терригенно-карбонатному; каширско-гжельскому карбонатному.

Эйфельско-воробьевские отложения характеризуются весьма ограниченным площадным развитием, в них не установлено признаков нефтеносности. В этой связи толща оценивается как малоперспективная.

Получившие повсеместное развитие отложения ардатовского горизонта характеризуются высокой литологической изменчивостью коллекторов. При наличии качественного флюидоупора в виде пачки аргиллитов в кровле горизонта, имеющей мощность 10-15 м, в ардатовских отложениях в пределах исследуемой территории не установлено признаков нефтеносности, и они оцениваются как малоперспективные.

В отложениях муллинского горизонта, характеризующихся широким развитием песчаных коллекторов, также не установлено признаков нефтеносности. Мощность аргиллитов, залегающих в кровле горизонта, незначительна, не может выполнять роль флюидоупора, в связи с чем муллинские отложения оцениваются как малоперспективные.

В отложениях пашийского горизонта, характеризующихся присутствием в разрезе мощных песчаных коллекторов, не установлено признаков нефтеносности ни на территории, где перекрывающие их тиманские отложения представлены пачкой аргиллитов мощностью 15-20 м, ни там, где в разрезе тиманского горизонта присутствуют грубозернистые прослои. Предположительно, для образования ловушек нефти в пашийских отложениях амплитуда девонских структур недостаточна, или своды этих поднятий, к которым могут быть приурочены небольшие водоплавающие залежи, сейсморазведкой и бурением пока не установлены. Отложения пашийского горизонта оцениваются как малоперспективные.

Получившие повсеместное развитие отложения тиманского горизонта содержат маломощные коллекторы на всей территории Агрызского участка и на севере Мензелинского, центральная и южная части которого лишены коллекторов. Залежи нефти в тиманских отложениях установлены на Озерной структуре, приуроченной к крутому крылу Шильнинско-Озерной валообразной зоны, и на сформированном над выступом фундамента Тимеровском поднятии. Тиманские отложения перспективны на территории Агрызского участка и в северной части Мензелинского.

Карбонатные отложения девона, отложения турнейского и башкирского ярусов, верейского горизонта перспективны только в пределах генетически перспективных поднятий, сформированных как высокие рифогенные выступы и структуры их облекания отложениями, залегающими выше по разрезу.

Высокоперспективны на территории Агрызского и Мензелинского лицензионных участков терригенные ниж-

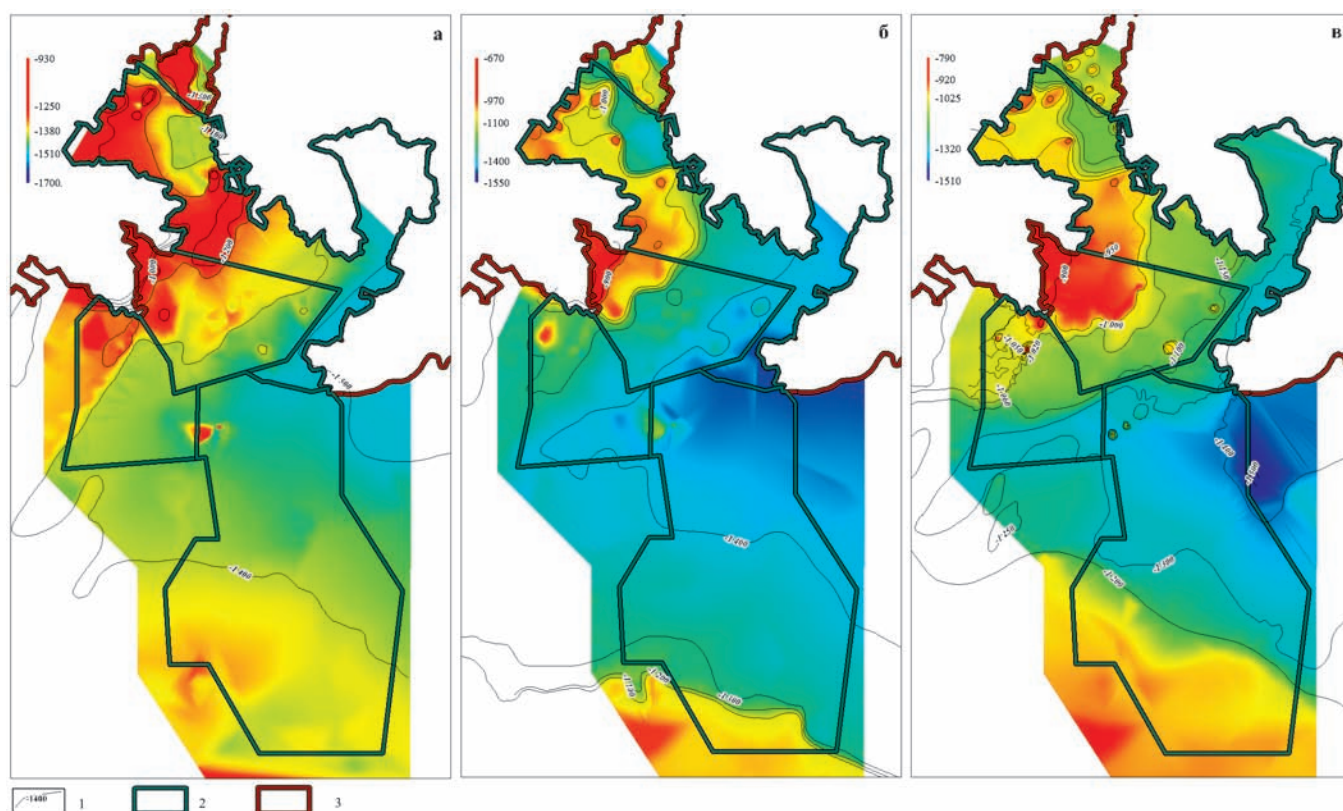


Рис. 2. Агрызский и Мензелинский лицензионные участки. Схематические карты структурных поверхностей: а – кровли Лебедянского горизонта; б – кровли заволжского горизонта; в – турнейского яруса. 1 – изогипсы; 2 – граница участков; 3 – граница РТ.

некаменноугольные отложения, промышленная нефтеносность которых доказана как на высокоамплитудных поднятиях в бортовых зонах прогибов Камско-Кинельской системы, так и на малоамплитудных поднятиях в их осевых зонах.

Выводы:

1. Анализ установленной нефтеносности территории Агрызского участка свидетельствует о том, что основной ее объем сосредоточен в северо-западной зоне на участках Кучуковского месторождения и в районе Озерного месторождения на севере южной зоны, расположенных на бортах Сарапульского и Нижнекамского прогибов Камско-Кинельской системы.

К высокоперспективной по вероятности открытия новых многопластовых месторождений относится северная часть южной зоны Агрызского участка, занятая акваторией Нижнекамского водохранилища и околородное пространство. Положительные результаты на нефть, полученные в поисковых скважинах, в частности открытие Чекалдинского и Ольгинского месторождений, значительно расширяют перспективы слабо изученных бурением южной и северо-восточной зон участка.

Высоки перспективы северной зоны Мензелинского лицензионного участка, в частности акватории Нижнекамского водохранилища и прилегающих к ней участков суши.

2. На поиски генетически перспективных поднятий, формирующих высокоёмкие ловушки нефти, высокоперспективна территория южной зоны Агрызского участка и северо-запад северной зоны Мензелинского.

Нефтеносность южной и центральной частей Мензе-

линского участка характеризуется крайне обедненным характером. Открытие Восточно-Дружбинского месторождения нефти позволяет считать перспективными для выявления аналогичных залежей группы малоамплитудных поднятий, закартированных сейсморазведкой в центральной части участка.

N.V. Nefedov. Particular Qualities of Oil Accumulations Spatial Distribution on the Territory of Agryzsky and Menzelinsky License Areas (Russia) and New Discoveries Perspectives.

The immense territory confinedness of the Agryzsky and Menzelinsky areas to the I order tectonic elements jointing area, characterized by high mobility of the crystalline basement, has defined distinction of the paleotectonic conditions at the all stages of formation of the sedimentary cover productive horizons in its certain zones, raisings genesis, development character of the collectors and impermeable layers, and as a consequence oil potential. Revealed regularities of the risings confinedness, controlling multilayer fields have allowed locating areas where a high probability of new discoveries exists.

Key words: raising, fracture, depression, reef, collector, impermeable layers, deposit.

Николай Валерьевич Нефёдов

Соискатель аспирантуры Института проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, главный геолог ТПП ТатРИТЭКнефть, ОАО РИТЭК.

423040, г. Нурлат, ул. Ленинградская, д. 16.

Тел.: (917) 926-77-70.

ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

В данной работе затрагивается вопрос построения 3D геологической модели с учетом литологического экранирования продуктивного пласта. Такое экранирование имеет различную природу, что влияет на характер изменения нефтенасыщенных толщин в межскважинном пространстве. Таким образом, построение карт нефтенасыщенных толщин требует определенного подхода к решению проблемы «выклинивания-замещения» продуктивного пласта.

Ключевые слова: геологическое моделирование, структурная модель, геологическое строение.

В настоящее время одним из обязательных требований при выполнении подсчета запасов, а также при его сдаче и защите в Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) является предоставление трехмерной (3D) цифровой геологической модели месторождения. 3D модель используется для подсчета начальных геологических запасов и как цифровая основа для гидродинамического моделирования. По модели 3D определяются такие параметры, как площадь залежи, объемы нефтенасыщенных, газонасыщенных пород, углеводородов в пластовых условиях и др.

При построении 3D моделей в стремлении автоматизации процесса могут быть допущены ошибки, неточности, вызванные процессами интерполяции данных. Первоначально строится структурная модель месторождения. Под структурной моделью понимается набор послойных поверхностей, построенных по результатам интерпретации и корреляции ГИС, комплексной интерпретации результатов сейсморазведочных и магнито-гравиметрических работ, согласованных с геологическим представлением о строении территории (Булыгин, Булыгин, 1996; Ганиев, 2007; Методические рекомендации..., 2003).

Построение структурной модели должно происходить с учетом особенностей строения месторождения, которые могут быть не учтены программой построения. Так, на основании комплексных данных о месторождении, перечисленных выше, можно построить достаточно точную структурную модель месторождения. Построение модели включает цикл следующих операций: наполнение программы исходными данными, фильтрацию ошибок, адаптацию программных средств и корректировку геологической модели. На этом этапе надо учесть такую важную особенность строения продуктивного пласта, как его литофациальное замещение или выклинивание. Необходимо установить как природу выклинивания, так и положение в пространстве соответствующей границы, что влияет на геометризацию залежей и, следовательно, на объем нефтенасыщенных пород.

Обычно выделяется два типа границ литологического экранирования:

– замещение пород-коллекторов – это потеря пластом коллекторских свойств при сохранении его толщины. При замещении появление и исчезновение коллекторов мо-

жет происходить на очень малых расстояниях (несколько десятков метров) и их, как правило, трудно прогнозировать и картировать;

– выклинивание пород-коллекторов – постепенное уменьшение толщины пласта до нуля по различным геологическим причинам: стратиграфическое срезание, линзовидный характер залегания, тектоническое нарушение и др. Для выклинивающихся пластов характерно закономерное уменьшение мощности до нуля на линии литологического выклинивания. Границы распространения коллектора в этом случае можно определить по закономерности уменьшения мощности коллектора в сторону линии замещения.

Основным источником информации для определения геологической природы и положения границ замещения пород-коллекторов являются данные бурения скважин, а в благоприятных случаях – косвенная геофизическая информация: детальная сейсморазведка, высокоразрешающая электроразведка и др., на основе которых проводятся палеофациальные исследования для восстановления условий формирования пород-коллекторов.

Существуют различные модели замещения пород-коллекторов. В настоящее время нет единого мнения по поводу применения того или иного типа модели замещения пласта-коллектора. В данной работе представлены расчеты по двум моделям (Рисунок).

Первая модель описывает уменьшение толщины коллектора до нуля на середине расстояния между скважинами, вскрывшими коллектор, и скважинами, пробуренными в зоне отсутствия коллектора.

Согласно второй модели коллектор сохраняет свою толщину до середины расстояния между скважинами и затем резко уменьшается до нуля.

Рассмотрим применение приведенных типов моделей замещения на примере коллекторов терригенного типа (бобриковский горизонт) и карбонатного типа (турнейский ярус). Первоначально граница замещения пород-коллекторов проводится на структурных картах по кровле и подошве горизонта или пласта. Затем, исходя из структурных построений, строятся карты общих толщин, эффективных толщин, и, наконец, анализируя полученные выше построения, получаем карту эффективных нефтенасыщенных толщин. Исходя из того, что на границе зоны замеще-

ния нефтенасыщенная толщина по представленным моделям замещения принимается равной нулю, на карте эффективных нефтенасыщенных толщин линия, отражающая границу замещения также проецируется со структурной со значением по всей её длине равным нулю. При этом, согласно второй модели, перепад значений в соседних ячейках сетки возможен достаточно большой. Подсчет запасов производился объемным методом, путем перемножения параметрических сеток. При этом мы принимаем, что при прочих равных условиях, т.е. при сохранении залежи своей площади и постоянном значении других подсчетных коэффициентов, различные типы модели замещения дают разные сетки эффективных нефтенасыщенных толщин, так как изменяется значение средневзвешенной нефтенасыщенной толщины, что в свою очередь влияет на величину запасов.

Другой аспект подсчета, особо актуальный для бобриковского горизонта, заключается в следующем. Сложность построения модели бобриковской залежи связана с наличием нескольких продуктивных пластов-коллекторов. Бобриковские пласты чаще всего залегают в виде линз, при этом некоторые из них выдержаны в пространстве, а некоторые нет. Именно поэтому при построении геологической модели для бобриковских отложений большое значение имеет как характер распространения, так и площадь распространения нефтенасыщенных пластов, а также характер их литологических границ, который определяется либо замещением, либо выклиниванием пластов. Все эти параметры, в свою очередь, влияют на объем нефтенасыщенных пород и величину запасов.

Рассмотрим такие параметры, как характер и площадь распространения бобриковских залежей. На данном месторождении выделено несколько бобриковских пластов-коллекторов, таких как Сбр-3, Сбр-2, Сбр-1, а также отдельные линзы нижезалегающих нефтесодержащих бобриковских песчаников. При выполнении работ по подсчету запасов и обоснованию коэффициента извлечения нефти для такого типа залегания бобриковских пластов-коллекторов сложность представляет именно линзообразный характер их залегания, что в свою очередь создает сложности при построении карт нефтенасыщенных толщин, а также при расчете пористости и нефтенасыщенности.

Существует две модели расчета названных выше параметров, используемых при подсчете 2D запасов. Так, одна группа геологов предлагает считать все бобриковские пласты в пределах одного поднятия как единый неф-

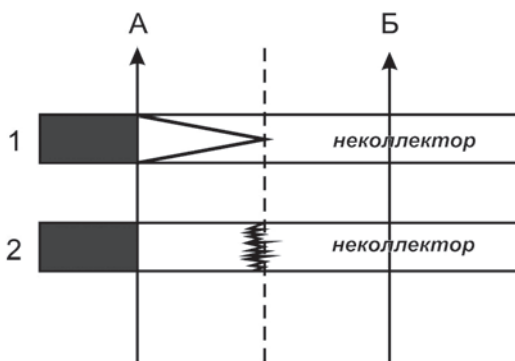


Рисунок. Модели замещения коллекторов в неоднородном разрезе (скважины: А – вскрывшая коллектор, Б – пробуренная в зоне отсутствия коллектора).

тесодержащий резервуар, предполагая при этом их гидродинамическую связь. В подтверждение данного мнения можно отметить такой фактор, как слияние пластов на отдельных участках с общей повышенной нефтенасыщенной толщиной. Например, слияние пластов Сбр-3 и Сбр-2, также Сбр-2 и Сбр-1. В противоположность этой точке зрения, другая группа геологов считает, что объединять бобриковские пласты-коллекторы в один резервуар нецелесообразно, во-первых, по причине линзовидного залегания разных пластов. Во-вторых, при объединении происходит усреднение подсчетных параметров, что приводит к ошибкам в вычислениях. При объединении всех пластов в один расчетный возникают области повышенных нефтенасыщенных толщин, что не соответствует действительности.

Проведенные нами исследования показывают, что в пределах небольших месторождений выбор той или иной модели подсчета запасов бобриковских пластов-коллекторов не дает ощутимой разницы в количестве начальных запасов нефти, но когда речь идет о крупных месторождениях, в которых толщина линзы может достигать нескольких, а то и десятков метров, на данный аспект проблемы следует обратить особое внимание. В настоящее время нет документа, регламентирующего проведение расчетов тем или иным способом. Отсутствие такого документа затрудняет процесс прохождения экспертизы, поскольку, как указывалось выше, две противоположные точки зрения приводят в некоторых случаях к недопониманию между экспертами-геологами и геологами-подсчетчиками.

Литература

- Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. Геология и имитация разработки залежей нефти. М.:Недра. 1996. 382.
- Ганиев Р.Р. Основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений метод указания к практич. занятиям в 3-х кн. Казань: Казанский государственный университет им.В.И. Ульянова-Ленина. 2007. 368.
- Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И.Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ. НПЦ «Тверьгеофизика». 2003.

S.E. Valeeva, Y.M. Arefiev, A.G. Baranova. Particular Qualities of the Productive Layer Geological Model Construction for the Reserves Calculation.

In this paper we touch upon the question of geological 3D model construction taking into account a productive layer lithologic shielding. Such a shielding has various natures that influence on the behavior of oil-filled stratum in the interwell space. Thus, oil-filled stratum maps construction requires a certain problem-solving approach to the "attenuation-substitution" of the productive layer.

Key words: geological modelling, structural model, geological structure.

Светлана Евгеньевна Валеева
младший научный сотрудник

Институт проблем экологии и недропользования
Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843) 298-31-65.

РЕТРОСПЕКТИВА ИССЛЕДОВАНИЙ ВИЗЕЙСКИХ ВРЕЗОВ

Накопленный опыт разведки месторождений и разнообразные исследования по геологии и нефтеносности Татарстана обогатили и внесли значительный вклад в теорию и практику геологоразведочных работ. Внимание исследователей к нижнекаменноугольным отложениям привлекли мощные толщи песчаника, «врезающиеся» в карбонатные породы турнейского яруса и контролирующее размещение значительных запасов нефти в бортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов. Детальное изучение геологического строения, закономерностей развития врезов способствует прогнозированию и выделению нефтеперспективных зон на уже изученных территориях Республики Татарстан. В статье также рассмотрены различные точки зрения на генезис врезов, приведены доводы исследователей в пользу приемлемости каждой. В заключение автор подчеркивает роль изучения врезов в Республике.

Ключевые слова: врез, эрозия, карст, генезис, исследование.

На территории Татарстана в течение всей истории проведения геологоразведочных работ и глубокого поисково-разведочного бурения накоплен обширный геологический материал. Вопросами региональной и нефтегазовой геологии республики занимались Н.Г. Абдуллин, Л.З. Аминов, И.А. Антропов, С.Б. Бабюк, Г.Ф. Бусел, Р.Н. Валеев, Г.С. Веселов, Э.С. Гришукова, С.П. Егоров, Е.Е. Иванов, А.Н. Желтова, М.Л. Килигина, А.Р. Кинзикеев, И.Х. Кавеев, И.А. Ларочкина, П.И. Лангуев, В.А. Лобов, В.И. Троепольский, А.К. Шельнова, С.С. Эллерн и др. Появились сводные тематические работы, многочисленная серия различных карт и палеотектонических реконструкций, которые раскрывали особенности геологического строения территории республики, типы структур и локальных нефтеносных поднятий.

Детальным изучением стратиграфии и литологии терригенных нижнекаменноугольных отложений Республики Татарстан в разные годы занимался большой коллектив татарстанских геологов, таких как: Н.Г. Ахметзянов, Р.М. Биктяшева, А.П. Блудоров, В.В. Бобровников, Т.В. Бывшева, Ф.П. Введенская, Т.Е. Данилова, Е.Т. Герасимова, А.Н. Желтова, Е.А. Козина, Ю.И. Кузнецов, В.Н. Напалков, М.Я. Малютина, Л.С. Тузова, Л.В. Шаронов и др. (Ларочкина, 2008).

Вопросы геологического строения, закономерностей развития коллекторов и ловушек нефти в терригенных отложениях нижнего карбона успешно решали А.С. Акишева, Л.З. Аминов, Э.З. Бадамшин, В.В. Богатырев, Е.Д. Войтович, Р.Ш. Габдуллина, А.А. Губайдуллин, И.А. Ларочкина, М.И. Мороко, А.К. Шельнова и др. Установлено, что осадконакопление бобривско-радаевских отложений происходило в условиях отмиравшего морского бассейна с интенсивным речным стоком. Исследователями разработана принципиальная схема развития пластов-коллекторов. В частности Н.Г. Абдуллин, А.А. Губайдуллин и др. полагали, что распространение песчано-алевритовых пород находится в тесной зависимости от структурного плана турнейской поверхности. Эта зависимость выражается в сокращении толщин и выклинивании отдельных пропластков и пластов по направлению от прогибов к сводам локальных поднятий. Однако изменения толщин кол-

лекторов носят более сложный характер и обусловлены палеотектоническим развитием отдельных участков в радаевско-бобривское время.

Важным поисковым признаком в бобривских отложениях являются врезы, которые контролируют размещение залежей нефти в бортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов.

Эрозионно-карстовые врезы на территории Урало-Поволжья – это уникальное природное явление. Внимание исследователей к нижнекаменноугольным врезам обусловлено приуроченностью к ним значительных запасов нефти. Высокие фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов, представленных в заполняющей врезе толще песчаниками средне- и мелкозернистыми, часто слабосцементированными и рыхлыми, обусловили повышенную продуктивность вскрывших их скважин (Мухаметшин, Напалков, 2009).

Впервые необычный и неполный тип разреза турнейских карбонатных отложений, включающего пачку терригенных пород-песчаников мелкозернистых с прослоем углисто-глинистых сланцев, вскрыт на территории Татарстана в 1950 г. в скважине №7 на Аксубаевской разведочной площади (восточный борт Мелекесской впадины), а в 1952 г. – в скважине №41 на Сулеевской площади (Южно-Татарский свод). А.П. Блудоровым зафиксирован резко увеличенной мощности терригенной толщи нижнего карбона, включающий пласты углей. Одним из первых с объяснением причин присутствия песчаников в карбонатной толще турнейского яруса выступил В.И. Троепольский, по мнению которого они являются продуктом вымыва в нишеобразные углубления, возникшие в карбонатах во время проявления предвизейских эрозионных процессов и заполненных терригенным материалом в угленосное (бобривское) время.

В противоположность этому А.В. Шишкин и В.И. Крупин считали, что терригенные отложения среди карбонатов являются разновозрастными с ними, то есть турнейского возраста, и отложившимися в процессе нормального осадконакопления. А.В. Никулин связывал эти отложения с процессами карстообразования. По его представлению, образующиеся в турнейских известняках пустоты за-

полнялись продуктами обрушения вышележащих пород визейского яруса.

В.Н. Напалков, проанализировав по данным керна строение нижнекаменноугольной части разреза в «аномальных» скважинах Кутушско-Кадеевской, Мокшинской и Нурлатской разведочных площадей, следов карстообразования и обрушения пород не обнаружил.

Наличие же четкой слоистости пород в терригенной пачке привело исследователя к мысли о присоединении к точке зрения В.И. Троепольского, которую поддержали А.В. Кузнецов и Л.С. Тузова.

Подробное и последовательное изложение взглядов В.И. Троепольского и С.С. Эллерна на происхождение эрозионных врезов в отложениях нижнекаменноугольного возраста нашло отражение в опубликованной в 1964 г. монографии по Мелекесской впадине (Аксубаево-Мелекесской депрессии). Считая эрозионные врезы порождением речных потоков, основатели кафедры геологии нефти и газа Казанского университета полагали, что устьевые части речных долин заканчиваются в прогибах Камско-Кинельской системы. Этой же точки зрения придерживались и иные представители кафедры: Э.З. Бадамшин, Р.А. Батырбаева, Н.П. Лебедев и др., которые в подчеркивали, что за вычетом некоторых деталей устанавливается достаточно полная генетическая и геологическая аналогия врезов Урало-Поволжья и «шнурков» Восточного Канзаса с рукавообразными структурами Северного Кавказа. Отмечена ими также небольшая ширина врезов (преимущественно сотни метров), при которой они слабо фиксируются сравнительно редкой сетью скважин. Этой же точки зрения придерживались и Е.Д. Войтович, Т.И. Лисовская, М.Д. Малыхин, Р.З. Мухаметшин.

Следует также отметить, что в более ранних работах Э.З. Бадамшин, пытаясь преодолеть явное противоречие между тем, что врезы обусловлены существованием речной системы, и тем, что в современном рельефе палеоруслу нередко пересекают локальные поднятия, придавал карстовым процессам преобладающее значение в формировании визейских эрозионных врезов.

Мухаметшин Р.З., в свою очередь, также полностью не исключает проявления карста на тех или иных участках турнейского палеорельефа. И в этом плане следует отметить факты обнаружения в единичных скважинах на центральных и восточных площадях Ромашкинского месторождения существенного увеличения толщины терригенной толщи нижнего карбона и неполноты турнейской части разреза. Однако это могло быть вызвано и тектоническими подвижками, обусловившими возникновение разрывных нарушений и сдвиговых явлений небольшой амплитуды.

Придерживаясь аналогичной точки зрения, Е.Д. Войтович и А.К. Шельнова выделяли по времени формирования эрозионные врезы предобриковские и предрадаевские.

Описывая предрадаевские врезы, Е.Д. Войтович и А.К. Шельнова упоминают об аномальных прослоях песчаников и алевролитов среди турнейских карбонатных пород вблизи бортов эрозионных врезов, в какой-то степени повторяя В.И. Троепольского. Важно при этом отметить, что исследователи обратили внимание на непосредственные контакты в эрозионных врезях песчаников и карбонатных

пород, что не могло не предопределять их гидродинамическую связь. Также существенно, что они высказались в пользу переработки существовавшего в раннекаменноугольную эпоху структурного плана блоковыми подвижками в «позднепалеозойский и альпийский этапы тектонического развития», в результате которых эрозионные врезы к настоящему времени заняли различное по отношению к локальным поднятиям положение.

Русловая теория происхождения врезов представляется нам недостаточно доказательной. Во-первых, анализ площадного распространения врезов на месторождениях, разбуренных эксплуатационной сеткой скважин, показывает, что участки их развития практически невозможно соединить в виде протяженных полос древней речной сети в связи с локальным характером их развития. Во-вторых, установлена преимущественная приуроченность врезов к сводовым частям локальных палеоподнятий III порядка. В-третьих, невозможно представить, что только в результате речной деятельности величина «среза» турнейских карбонатных пород на очень коротких расстояниях (300-400 м) изменяется от нескольких до 180 и более метров.

Такие исследователи, как Д.Н. Буракаев, Р.Т. Валиуллина, А.А. Губайдуллин, Л.З. Аминов, Э.З. Бадамшин связывали происхождение врезов с карстово-эрозионными процессами, при наиболее активной роли последних. Под влиянием публикаций Д.Н. Буракаева и Р.Т. Валиуллиной, диссертационные работы которых были посвящены терригенной толще нижнего карбона Башкортостана, его северо-западной и платформенной части соответственно, иные взгляды были высказаны А.А. Губайдуллиным и Л.З. Аминовым. По их воззрениям, базирующимся на фактическом материале по востоку Татарстана, формирование врезов связывалось, главным образом, с эрозионно-карстовыми процессами, протекавшими на грани турнейского и визейского времен, в зонах трещиноватости пород, обусловленной подвижками блоков кристаллического фундамента по линии разломов. Особо отметим, что основой для таких выводов послужили случаи, когда одной скважиной зафиксирован врез, а в соседних, окружающих ее скважинах, вскрыты нормальные разрезы, то есть фрагментарность вскрытых скважин эрозионных зон. Объяснение этому несколько позднее дали Р.С. Шайхутдинов и С.Н. Мельников в близкой по смыслу трактовке: «Трассировать предполагаемые эрозионные долины на сколько-либо значительные расстояния, а тем более до выхода в осевые зоны прогибов, по данным глубокого бурения, не представляется возможным, так как увеличение мощности терригенных отложений имеет, как правило, прерывистый локализованный характер». Таким образом, в настоящее время существуют различные толкования формирования врезов и их условий размещения.

Проведенные ранее исследования позволяют представлять доказательства эрозионно-карстового происхождения врезов в Татарстане, районировать его территорию по условиям проявления этого процесса и масштабам его развития. Представляется, что формирование врезов было обусловлено не только водной эрозией поверхностных вод, но и вод, циркулирующих в карбонатной толще турнейского яруса, а также под влиянием и при преобладающей роли карстовых процессов.

Эрозионно-карстовую теорию происхождения визейских врезов исследованиями подтвердила И.А. Ларочкина.

Сторонники данной точки зрения считают, что врезы образовались под действием эрозионно-карстовых процессов. Протекание их было обусловлено палеотектонической и палеогеоморфологической обстановками седиментации того времени. Это доказывается следующим.

В турнейское время поверхность древнего Южно-Татарского свода, покрытая маломощными глинистыми образованиями елховского возраста, в условиях регионального подъема выше уровня моря подвергалась интенсивному воздействию экзогенных процессов: эрозии и карсту. Оба этих процесса тесно взаимосвязаны и зачастую неразделимы. Карст, как известно, развивается там, где имеются карстующиеся породы и движущиеся воды, способные их растворять. Действие этих факторов было выявлено исследователями при анализе условий седиментации посттурнейского времени.

Литологически породы турнейского возраста представлены карстующимися породами-известняками. В предрадаевское время в результате регрессии моря они оказались или на дневной поверхности, или близко к ней. На некоторых участках, в сводовых частях отдельных поднятий, известняки не были перекрыты даже елховскими глинами. В основном же, на территории Южно-Татарского палеосвода турнейскую поверхность покрывали глины толщиной, не превышающей 2-4 м.

В первую очередь на дневной поверхности оказались вершины структур, которые подвергались размыву, а затем карстованию. Воды атмосферных осадков смывали с них маломощный покров глин и просачиваясь, переводились в подземный сток, выщелачивая карбонатные породы.

Другой причиной начала формирования здесь эрозионно-карстовых процессов служат зоны повышенной пористости и проницаемости, что наблюдается в сводовой и присводовой частях поднятий. Они являются наиболее активными водопримками атмосферных осадков. А.А. Губайдуллин и Е.А. Козиной установлено (1980), что на территории ЮТС закономерно уменьшается пористость турнейских пород в 3 раза, проницаемость – в 20 раз в разрезах скважин по направлению от сводовой части к межструктурной зоне. Активный режим вод на этих участках сначала привел к образованию каверн и пористо-кавернозных зон, пустот, а затем и карстовых форм.

Таким образом, не вызывает сомнения факт, что формирование врезов контролировалось развитием пористо-проницаемых или трещиноватых зон на структурно-приподнятых участках, а окончательное их образование произошло при совокупном действии коррозионно-эрозионных процессов. Эти факты исключают в чистом виде фактор донной речной эрозии, т.к. реки не могли выбирать себе путь по повышенным участкам рельефа.

Таким образом, в пользу эрозионно-карстового генезиса врезов можно привести следующие факты:

1. Резкие перепады глубин поверхности турнейских известняков. На территории Татарстана они достигают 10-180 м. Равнинные воды того времени не могли сформировать таких глубоких эрозионных переуглублений в твердых карбонатных породах;

2. Комплекс выполняющей их толщи отложений. От-

ложения во врезам идентичны по составу толще, заполняющей современные карстовые воронки и впадины, включающие кроме песчано-глинистых пород, углесто-глинистые сланцы, обвалы накопления и остаточные образования.

3. Продукты вмыва терригенного материала в нормально залегающие известняки турнейского яруса. О радаевско-бобриковском возрасте этой терригенной пачки свидетельствуют данные термического и рентгено-структурного анализов аргиллитов, залегающих в известняках турнейского яруса. Подобного рода вмывы формировались под действием подземного стока в боковые западинные формы рельефа, не нарушая выше- и нижележащего нормального залегания турнейских пород.

4. Преимущественная приуроченность врезовых зон к древним вершинам и привершинным частям локальных поднятий. На дневной поверхности в первую очередь оказывались вершины структур и они сразу же подвергались размыву, а затем карстованию. Воды атмосферных осадков смывали с них маломощный покров глин елховского возраста и просачиваясь, переводили в подземный сток, по пути выщелачивая карбонатные породы турнейского возраста. Другой причиной начала формирования здесь эрозионно-карстовых процессов послужило наличие в сводовых и присводовых участках зон повышенной пористости и проницаемости (Губайдуллин, Козина, Мороко, 1980).

Проявление эрозионно-карстовых врезов наблюдается в сводовой (Ульяновское, Ивинское, Шегурчинское, Березовское и другие месторождения) и бортовой зонах (Шереметьевское месторождение и др.) Камско-Кинельской системы прогибов.

В заключение можно отметить, что исследования врезов нижнекаменноугольного возраста в Республике Татарстан способствовали:

1. Развитию представления о строении, генезисе и характере распространения зон развития визейских врезов;
2. Созданию более точной модели сложнопостроенной ловушки нефти, осложненной эрозионно-карстовыми врезами в нижнекаменноугольных отложениях;
3. Построению детальных схем корреляции, а значит, выбору наиболее оптимальных мероприятий по интенсификации и совершенствованию разработки месторождений и более обоснованному подсчету запасов.

Литература

Козина Е.А., Хайретдинов Н.Ш. Влияние вещественного состава и структуры карбонатных пород на их коллекторскую характеристику. *Тр. ТамНИПИнефть*. Казань. 1973. Вып. XXII. 69-74.

Губайдуллин А.А., Козина Е.Л., Мороко М.И. Латеральная изменчивость вещественного состава и коллекторских свойств нижнекаменноугольной продуктивной толщи на локальных структурах юго-востока Татарии. *Кн. Перспективы поисков и разведки нефтяных месторождений*. Казань: Изд-во КГУ. 1980. 144-151.

Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: ООО «ПФ»ГАРТ». 2008. 210.

Мухаметшин Р.З., Напалков В.Н. Роль выпускников Казанского университета в познании природы нижнекаменноугольных эрозионных врезов. *Сб. мат. межд. науч.-практ. конф.: «Казанская геологическая школа и её роль в развитии геологической науки в России»*. Казань. 2009. 588-591.

ВЫЯВЛЕНИЕ НАЧАЛЬНЫХ СТАДИЙ ОБВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ИЗМЕНЕНИЯМ СТРУКТУРЫ ВТОРИЧНЫХ СЛЮД

Разработка путей противодействия главной причины техногенного падения фильтрации в терригенных породах, имеющей минералогическую и физико-химическую природу, требует учёта динамики преобразования структуры в системе иллит-сметтит. Известные методы анализа смешанослойных фаз на основе процедуры фитинга не являются вполне корректными для таких объектов. Предлагается альтернативный подход, основанный на анализе картин, получаемых вычитанием спектра, регистрируемого после насыщения препарата этиленгликолем, из спектра сухого объекта. На компьютере был проведен расчёт таких спектров во всём диапазоне концентраций компонент иллита и сметтита при разном типе упорядоченности структуры – факторе ближнего порядка R . Установлено, что на начальной стадии трансформации возникает фаза с одной сеткой H_2O между слоями и фактором ближнего порядка $R=3$, что интерпретируется как внедрение воды по границам блоков. В заводнённых коллекторах присутствует несколько фаз иллит-сметтит с различными вероятностными параметрами структур. Найдены критерии для выбора теоретических спектров, наиболее близких к экспериментальным.

Ключевые слова: добыча нефти, слюды, смешанослойный иллит-сметтит, дифрактометрия.

Опыт разработки крупных месторождений нефти в Татарстане и ряде других регионов выявил явления, не объясняемые в рамках традиционных концепций гидродинамики. Закачка в пласт опреснённых вод из поверхностных источников обычно приводит к снижению фильтрующей способности терригенных пород, особенно при их повышенной глинистости. В толще продуктивного девона Республики Татарстан этот процесс может приобретать катастрофические масштабы. Установлено, что при снижении плотности пластовых вод до $1,09 \text{ г/см}^3$ насыщенная нефтью порода при глинистости $> 5 \%$ иногда перестаёт участвовать в эксплуатации (Krinari et al., 2000). Аналогичные явления наблюдаются и на ряде промысловых объектов Западной Сибири. Далее установлено, что доминирует в снижении добычи не набухание цемента, а встречный электроосмотический поток, создаваемый фиксируемыми в пространстве пор nano блока-

ми слюд с высоким поверхностным зарядом, не способным компенсироваться в отсутствие K^{1+} (Кринари, Храменков, 2009; 2011). Такие блоки возникают в ходе обратной трансформации вторичного иллита в исходный сметтит за счёт снижения концентрации раствора и взаимодействия с пластовой микрофлорой, сопровождаясь образованием смешанослойных иллит-сметтитов.

В прикладном аспекте главный интерес представляет выявление ранних стадий обводнения по минералогическим критериям, что послужило основной целью проводимых исследований. На этой основе можно будет совершенствовать методики интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) для детализации смещения зон заводнения и выбора оптимальных технологий добычи нефти. Но кинетика процессов во многом остаётся неизученной, так как отсутствуют методы анализа реальной структуры промежуточных смешанослой-

Окончание статьи Е.Н. Серовой (Михайловой) «Ретроспектива исследований визейских врезов»

E.N.Serova. Retrospective of the Visean Down-Cuttings Exploration.

Field exploration experience and various investigations of geology and oil bearing in the Republic of Tatarstan (Russia) enriched and significantly contributed to the geological exploration theory and practice. Attention of the researchers to the Lower Carboniferous deposits attracted thick masses of sandstone, entrenching in the Tournai stage carbonaceous rocks and controlling considerable oil reserves distribution in the flanks of the Kamsko-Kinelsky Depression System. Detailed study of the geological structure of down-cuttings development regularities conduces forecasting and oil potential areas allocation on the previously explored areas in the Republic of Tatarstan. In the article are also reviewed different points of view of the down-cuttings genesis, researches reasons for acceptability of each point of view are provided. In conclusion, the author emphasizes the role of down-cutting study in the Republic of Tatarstan.

Keywords: down-cutting, erosion, karst, genesis, studies.

*Евгения Николаевна Серова
(Михайлова)*

Младший научный сотрудник. Область научных интересов: изучение геологии эрозионно-карстовых врезов, совершенствование методов поиска и разведки нефтяных месторождений.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, Казань
420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843) 298-16-17.



ных продуктов трансформации вторичных слюды.

Основным и хорошо разработанным методом исследования смешанослойных фаз служит фитинг, при котором теоретическим спектрам базальной дифракции глинистых минералов подбирают такие параметры, при которых они становятся близкими к экспериментальным для различных обработок препарата и состава обменных катионов (Sakharov et al., 1999). Фитинг основан на формализме цепей Маркова, где для любой последовательностей слоёв вероятностные характеристики однородны статистически и характеризуются единой величиной дисперсии. Эти условия полностью выполняются для объектов, возникших в закрытых системах, при катагенезе, когда параметры среды постоянны и термодинамически стабильны. Все статистические структурные характеристики имеют строгий физический смысл, что не является универсальным для любых осадочных пород. Обратная трансформация вторичных слюд, включая фазы иллит-сметтит, сопровождается диспергированием за счёт возникших механических напряжений и частичным выносом продуктов из зоны реакции (Кринари, Храмченков, 2009; Кринари и др., 2001).

Статистическая однородность смешанослойных образований нарушается, частично превращая дисперсную фракцию в механическую смесь глинистых минералов, гетерогенных по своей структуре и генезису. Тогда присутствующие в породе минералы глины нельзя рассматривать как совокупность фаз, имеющих статистически постоянные и средние характеристики. Фитинг в изучении обратной трансформации не будет вполне корректным, поскольку система в той или иной степени становится открытой и не остаётся постоянной, а её конечный итог зависит как от скорости деградации, так и от скорости удаления новых фаз, что потребовало разработки иных методик установления кинетики процессов обратной трансформации.

Допустимое и реализуемое на практике сопоставление экспериментальных спектров с теоретическими кривыми не обеспечивает однозначного результата потому, что 00L дифракция фаз иллит-сметтит как с $1\text{H}_2\text{O}$, так и с $2\text{H}_2\text{O}$ может создавать максимумы в общей широкой области обратного пространства, но их спектры становятся идентичными при насыщении этиленгликолем. Нужен хотя бы ещё один наблюдаемый параметр, значение которого можно смоделировать.

Для выполнения этого условия предложен метод разностных спектров, при котором дифракционные кривые воздушного сухого препарата и насыщенного этиленгликолем образца (Рис. 1а) нормируются по рефлексу минерала без разбухающих пакетов (Рис. 1б), и второй вычитается из первого (Рис. 1с). Такой разностный спектр не содержит вклада в дифракцию от слюды каолинита и хлорита, почти не зависит от состава самих 2:1 слоёв и аппаратной функции, и наиболее полно отражает структуру фаз с межслоевыми промежутками типа смектита. Остальная часть спектра представляет собой прямую линию. Высоту этой «нулевой линии» по отношению к оси ординат, обозначаемую как L_z , для спектра «воздух минус этиленгликоль» даёт соотношение интенсивностей в двух экстремальных точках. В интервале 0,05-0,15 $1/\text{Å}$ их положение и значение L_z зависит от доли в смешанослойной фазе ком-

понент слюды (pM), смектита (pS), и толщины пакетов смектита, содержащих или $1\text{H}_2\text{O}$ или $2\text{H}_2\text{O}$.

Задача облегчается тем, что не требует оценки вероятностей чередования слоёв с различными межслоевыми промежутками, поскольку в ходе процесса структурный облик смешанослойных фаз может постоянно меняться. Вполне достаточно фиксировать сам факт появления или исчезновения минеральных фаз, которые можно интерпретировать как индикаторы определённых этапов процесса. Их формируют определённые комбинации пакетов разной толщины, соответствующей базальным межплоскостным расстояниям d_{00L} слюды 10 Å , смектита с одной сеткой воды ($1\text{H}_2\text{O}$) между слоями 12,4 Å , смектита с двумя сетками воды ($2\text{H}_2\text{O}$) – 14,4 Å и смектита насыщенного этиленгликолем 16,8 Å .

Чередование пакетов вдоль кристаллографической оси c^* , которая задаёт направление оси текстуры ориентированного дифрактометрического препарата, позволяет регистрировать картины базальной дифракции – рефлексы типа 00L. Съёмка проводилась в линейной шкале обратных межплоскостных расстояний размерности $1/\text{Å}$ и шагом 0,0008 $1/\text{Å}$. Приведённые значения d_{00L} выбраны для преобладания одно- либо двухвалентных обменных катионов соответственно. Их состав будет отражать, в некоторой степени, величину слоевого заряда, поскольку при обратной трансформации, кроме удаления K^{1+} , необходимо его снижение за счёт частичной замены Si^{4+} тетраэдров на Al^{3+} . Очевидно, что оба эти процесса могут реализоваться лишь микрофлорой пласта (Кринари и др., 2005), её метаболиты тоже должны присутствовать в межслоевом пространстве, хотя никак пока не учитываются.

Появление в смешанослойных фазах пакетов диоктаэдрического вермикулита с зарядом, промежуточным между слюдой и смектитом, показано ранее (Sakharov et al., 1999). В объектах, содержащих биоценозы, присутствие молекул органики и их фрагментов между 2:1 слоями имеет экспериментальное подтверждение (Шинкарев и др., 2011). Очевидно, что это может быть только растворимое в воде вещество, способное влиять на толщину промежутка между слоями. Поэтому значения d_{00L} для $1\text{H}_2\text{O}$ и $2\text{H}_2\text{O}$ можно рассматривать как граничные, а соотношение в каждом объекте фаз с разной толщиной лабильных промежутков считать одним из критериев оценки степени развития процесса отрицательной трансформации.

При образовании разностного, как и обычного спектра смешанослойных фаз, выполняется правило Меринга-Дрица (Drits & Tchoubar, 1990), по которому максимумы дифракции от смешанослойных структур локализуются в обратном пространстве между теми положениями 00L рефлексов гомогенных фаз, чьи пакеты и их регулярные сочетания задают переслаивание, а интенсивности зависят, кроме структурных амплитуд, от расстояниями между отражениями от исходных фаз (Рис. 1с).

При типичном составе 2:1 слоёв и факторами ближнего порядка $R=0;1;2;3$ были рассчитаны теоретические «разностные спектры» системы иллит-сметтит во всём реальном диапазоне концентраций компоненты слюды (pM) и смектита (pS) с сетками $1\text{H}_2\text{O}$ или $2\text{H}_2\text{O}$. Состав слоёв при-

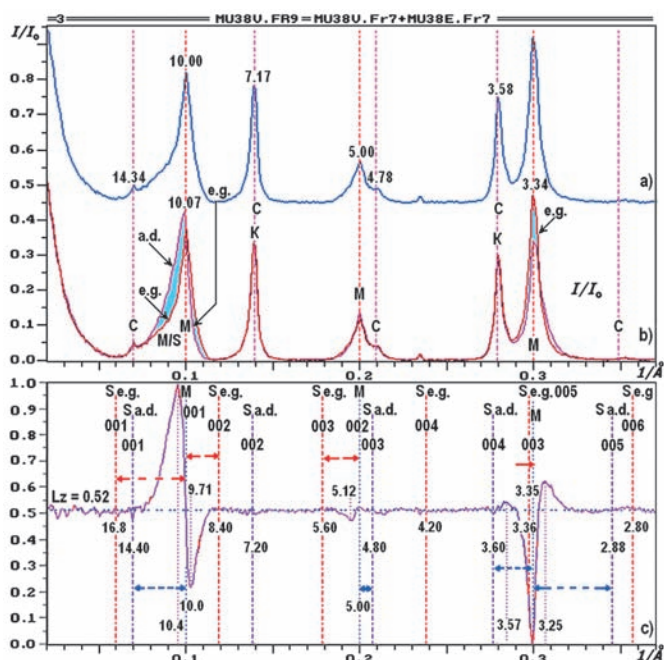


Рис. 1. Процедура получения разностного спектра: из кривой воздушно сухого препарата (a.d.) вычитается кривая препарата с этиленгликолем (e.g.); синяя площадь создаёт максимум, а фиолетовая – локальный минимум.

нимался постоянным с Fe = 0,5 и с K = 0,95 формульных единиц для слюд. Конфигурация разностных спектров фаз с преобладанием компонента слюды и R = 0 приведена на рисунке 2а, б. Независимо от количества сеток H₂O, толщина пакетов смектита равна 16,8 Å при насыщении этиленгликолем при любых межслоевых катионах. Большое расстояние между рефлексами 001 слюды и 001 смектита ведёт к практически полному исчезновению дифракции фаз с набухающими пакетами, а локальный максимум на разностном спектре задаёт только их структура. Ин-

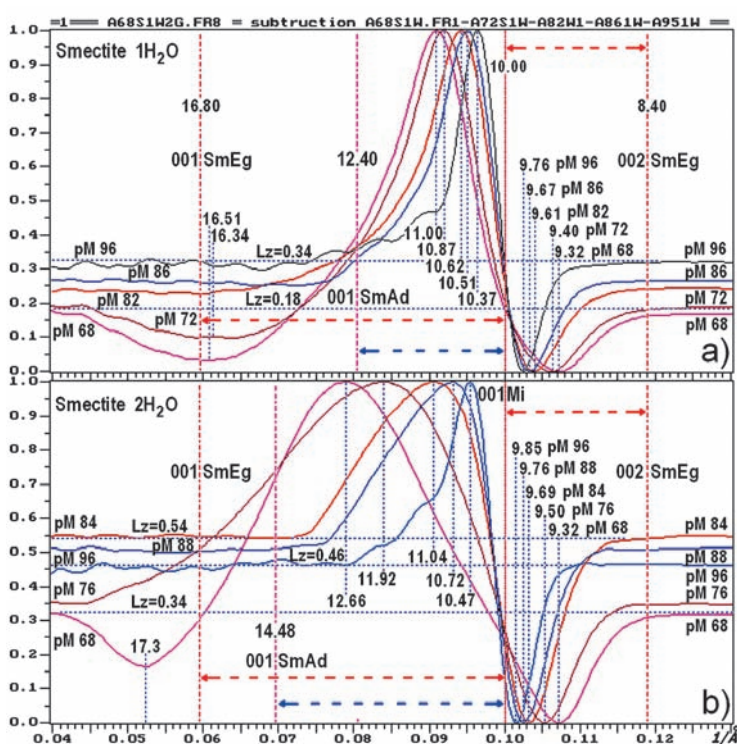


Рис. 2. Разностные спектры структур 1H₂O и 2H₂O.

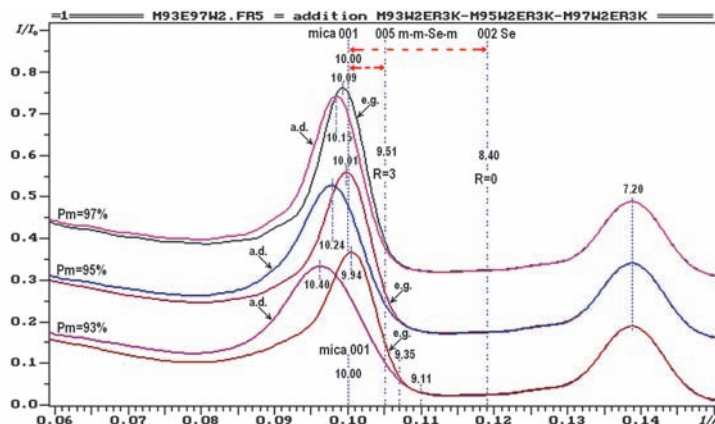


Рис. 3. Разностные спектры с Pt=93 %, Pt=95 %, Pt=97 %.

тенсивность и конфигурация этого максимума сильно зависят от числа сеток H₂O в пакетах смектита, так как расстояние между отражениями 001 слюды (10 Å) и смектита 001 с 1H₂O (12,4 Å) меньше, чем для 001 смектита с 2H₂O (14,4 Å).

Локальный минимум для обоих случаев создаёт дифракция в промежутке между положением 001 слюды и 002 смектита с этиленгликолем. При этом высота Lz для 1H₂O всегда меньше 0,4, а для 2H₂O при pM > 0,8 существенно больше. Очевидно, что при наличии в объекте пакетов смектита как с 1H₂O, так и 2H₂O высота Lz примет промежуточное значение, отражая их соотношение.

Среди упорядочено смешанослойных образований структуры с R = 1 и R = 2 не были нами пока обнаружены и далее не рассматриваются. Но появление структур с R = 3 ожидалось, так как именно такие последовательности должны возникать при внедрении воды в промежутки с минимальной силой связи, т.е. по границе блоков, тогда положение любого пакета смектита зависит от трёх соседних пакетов слюды. Это вызывает аномальное усиление

10 Å рефлекса при насыщении этиленгликолем, которое обнаружено только в объектах, где происходила обратная трансформация вторичных слюд.

Для всех изученных нами образцов пород вне областей накопления нефти амплитуда дифракции вблизи 10 Å воздушно сухого препарата всегда существенно больше, чем для насыщенного этиленгликолем. Причину явления объясняет рисунок 3. Для структур с R = 3 максимум на разностном спектре локализуется не отражением 002 от смектита с этиленгликолем (8,4 Å) а 005 от сверхпериода 46,8 Å, создаваемого последовательностью m-m-Se-m или m-Se-m-m, что то же (m слюда, Se смектит этиленгликоль).

Ранее эффект внедрения сеток воды между слюдяными слоями, вызывающий огромные механические напряжения, сминающие промышленную арматуру, был обнаружен и объяснён в скважине 12130 Сармановской, авария в которой произошла на уровне «кыновских глин» после пяти лет закачки воды в пласт Д0 (Криари и др., 2001). В песчаниках, где горное давление воспринимается не глинами, а обломочными частицами, тот же эффект должен приводить, в конечном счёте, к диспергированию слюдяных пластин. На рисунке 4а даны наложенные спектры образца M130,

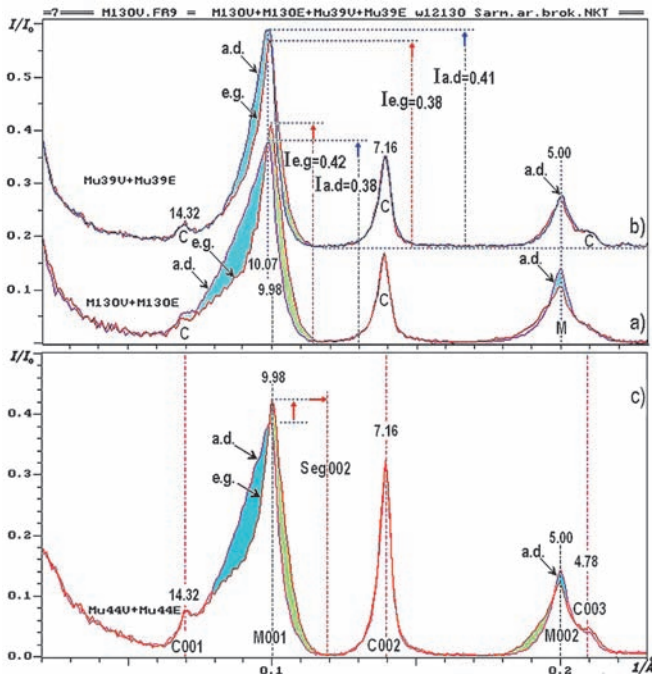


Рис. 4. «Кыновская глина» D₂(b), она же из смятой колонны (a) Аномальный эффект усиления амплитуды в области 10 Å при насыщении этиленгликолем за счёт участия в дифракции нано блоков слюд с монослоями H₂O.

взятого из зоны смятия колонны (глубина 1792м) в сравнении со спектром аналогичной породы вне зоны аварии (Рис. 4b). На рисунке 4с, для сравнения, дан наложенный спектр образца Mu44 обводнённого песчаника. В обоих случаях наблюдается рост амплитуды 10 Å рефлекса с этиленгликолем.

На рисунке 5 приведены зависимости структурных параметров при наличии одной либо двух сеток H₂O от значения рМ для систем у которых рМ>>рS. В реально преобладающем диапазоне 0,95 > рМ > 0,75 содержание компонента слюды можно оценить, с учётом Lz, по кривым d_{min}(1H₂O) f(рМ), или d_{min} 1W, либо d_{min}(2H₂O) f(рМ) или d_{min} 2W с достаточной для практики точностью. По экспериментальному значению локального минимума d_{min}(E) определяется рМ, по которой выбирается теоретический разностный спектр с параметрами, более близкими экспериментальному. Контролем служит реальное совпадение d_{max}K – расчётного значения локально максимума, экспериментальной величине d_{max}E. Трудности, возникающие при разделении структур с R = 0 и R = 3, разрешаются по высотам Lz, которые при R = 3 значительно больше и служат недостающим моделируемым параметром спектра.

Можно показать, что при 0,9>рМ>0,7 в диапазоне 14,5-8,0 Å теоретический разностный спектр имеет лишь два экстремума: d_{min} и d_{max}, но на разностных спектрах природных объектов, если они не находятся за пределами обводнения, эти экстремумы обычно расщепляются на несколько локальных, часть которых объясняется только присутствием фаз с R = 3. При этом, значения d_{max}E точно попадают на кривую d_{min}f(рМ) для 1H₂O, либо 2H₂O. Положение всех других отвечает структурам с R=0, их d_{max}E локализованы

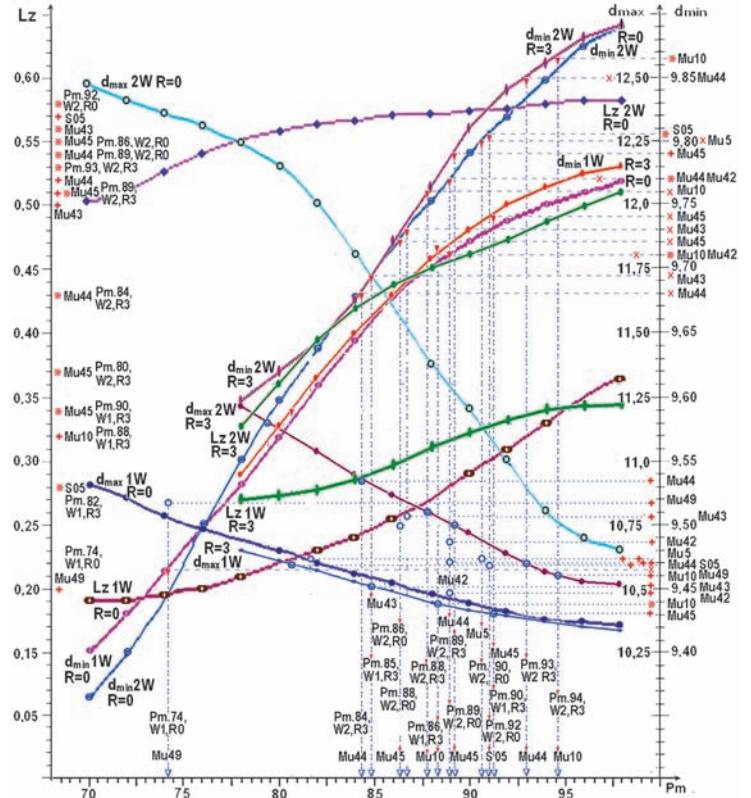


Рис. 5. Сопоставление зависимостей расчётных параметров разностных спектров от реальной структуры фаз при R = 0 и R = 3 с экспериментальными значениями образцов.

между кривыми d_{min}f(рМ).

Как пример рассмотрим частично обводнённый коллектор из продуктивного пласта Д_{1А} Чишминской площади, скважина 21917, интервал 1811,5-1815,0 м, образцы Mu41 – Mu47. По данным ГИС и появлению фаз с преобладанием смектита полностью обводнён только верхний образец Mu47 (Рис. 6). Во всех остальных, кроме Mu41 и Mu42, амплитуда рефлекса в районе 10 Å при насыщении этиленгликолем не уменьшается, а возрастает. Одновременно на разностных спектрах видно замет-

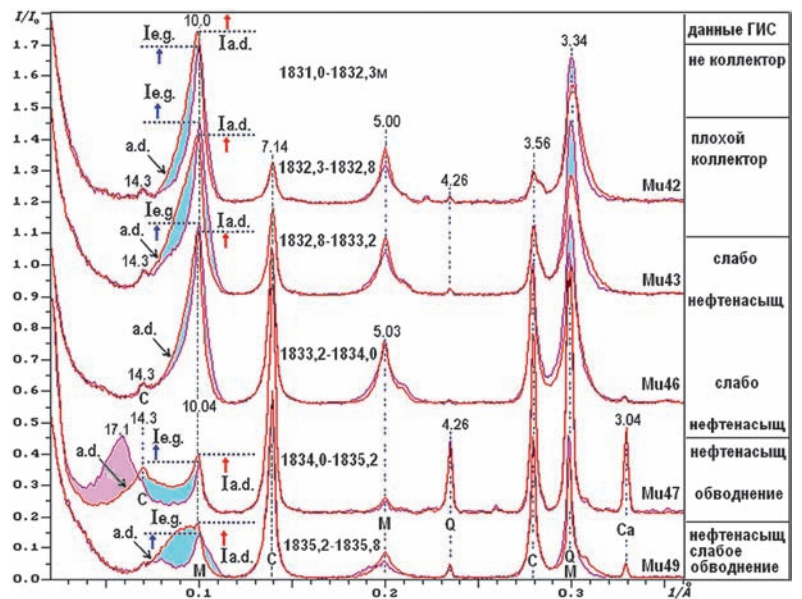


Рис. 6. Совмещённые спектры дифракции образцов из продуктивного пласта Д₀ (интервал 1831-1835,5 м, скважина 21917 Сармановская площадь), частично обводнённого по ГИС.

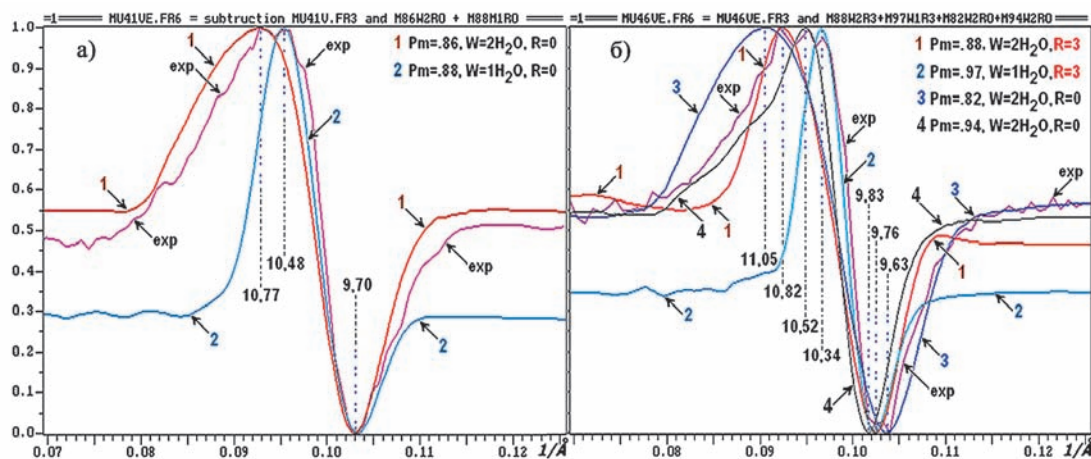


Рис. 7. а) Разностный спектр образца Му41 за пределами влияния зоны обводнения, б) Разностный спектр образца Му46, влияния обводнения не фиксируемого по ГИС.

ное расщепление локальных экстремумов, как минимумов, так и максимумов.

Для примера на рисунке 7 приведены спектры двух контрастных образцов: Му41 и Му46. Структуру смешанослойных фаз для первого можно проинтерпретировать как неупорядоченную, с $R=0$ и $pM \approx 0,85$ при наличии лабильных пакетов разной толщины. Спектр образца Му46 явно расщеплён по крайней мере на три локальных экстремума, два из них отвечают структурам с $R=3$ при разной толщине лабильных пакетов и величине pM . Все структурные параметры для образцов этого разреза приведены на рисунке 6.

Из приведённых результатов следует, что изменения структуры минеральных фаз происходит раньше, чем заводнение может фиксироваться по стандартным методам геофизических исследований скважин. Возможно, что этот факт может иметь практическое значение в дальнейшем. Процесс заводнения действительно начинается с разрыва частиц вторичных слюд по границам между отдельными нано блоками. В дифракции это проявляется как появление фазы иллит-сметтит с фактором $R=3$. Так как доля слюды в подобных структурах не может быть выше 75 %, дальнейшее удаление калия сразу приводит к нарушению регулярности, и возникают фазы с $R=0$, содержание компонента смектита в которых может возрастать, пока на спектре не появится рефлекс 17 \AA , а заводнение не начнёт фиксировать ГИС.

Литература

- Drits V.A., Tchoubar C. X-ray Diffraction by Disordered Lamellar Structures. Berlin: Springer-Verlag. 1990. 371.
- Krinari G.A., Khrumchenkov M.G., Muslimov R.Kh. Artificial Reverse Mica Transformation and its Role in Oil Production. *Georesources*. 2000. V. 2 [2]. 30-37.
- Sakharov B.A., Lindgreen H., Salyn A.L., and Drits V.A. Determination of Illite-Smectite structures using multispecimen x-ray diffraction profile fitting. *Clays & Clay Minerals*. 1999. vol. 47, No. 5. 555-566.
- Кринари Г.А., Гиниятуллин К.Г., Шинкарев А.А. Абиогенная и биогенная деградация минералов: различия, механизмы и практические приложения. *Записки ВМО*. 2005. Т. СXXXIV, №1. 17-32.
- Кринари Г.А., Храменков М.Г. Образование и миграция природных наночастиц в нефтяных пластах. Казань: Издво КГУ. 2009. 228.

Кринари Г.А., Храменков М.Г. Обратная трансформация вторичных слюд осадочных пород: механизмы и приложения. 2011. *Доклады РАН*. том 436. № 5. 1-7.

Кринари Г.А., Храменков М.Г., Мухаметшин Р.З. Причины и механизмы разрушения стенок скважин в кыновских глинах. *Геозкология, гидрогеология*. 2001. №4. 15-22.

Шинкарев (мл) А.А., Исламова Г.Г., Губайдуллина А.М., Лыгина Т.З., Гиниятуллин К.Г., Шинкарев А.А., Кринари Г.А. Диагностика органической составляющей в глинистых породах. *Разведка и охрана недр*. 2011. № 3. 43-46.

J.S. Rakmatulina, G.A. Krinari. Revelation of the Initial Stages of the Producing Reservoirs Watering by Secondary Mica Restructuring.

Development of the main reason countering of the filtering industrial fall in the terrigenous rocks, which has mineralogic and physical-chemical nature, requires consideration of the structure transformation dynamics in the illite-smectite system. Well-known analysis methods of the mixed-layer phases on the basis of fitting procedure are not completely correct for such objects. The alternative approach is proposed, based on the analysis of pictures obtained by spectrum subtracting, registered after saturation of species with ethylene glycol, from the dry object spectrum. The computer calculated such spectra in the all range of concentration of the illite and smectite components at different type of structure orderliness - factor of the R short-range order. It has been established that at the initial stage of transformation a phase with one H_2O net between layers and $R=3$ short-range order appears, which is interpreted as an intrusion of water on blocks boundaries. In the flooded collectors several illite-smectite phases with various probability parameters of structures are present. Selection criteria of theoretical spectra the closest to the experimental ones are found.

Key words: oil recovery, mica, illite-smectite phases, diffractometry.

Юлия Шамилевна Рахматулина

Инженер-исследователь лаборатории запасов и ресурсов углеводородного сырья и проектов геологоразведочных работ.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843) 299-35-03.

Георгий Александрович Кринари

К.геол.-мин.н., доцент кафедры минералогии и литологии.

Казанский федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий
420008, Казань, Кремлевская 18. Тел.: (843) 292-96-92.

УДК: 550(004)

Г.А. Анисимов¹, Д.А. Колесов²¹Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, Казань²Казанский Национальный Исследовательский Технический Университет им. А.Н.Туполева – КАИ, Казань
gury.anisimoff@gmail.com

СОЗДАНИЕ СИСТЕМЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ НА ОСНОВЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ С ОТКРЫТЫМ ИСХОДНЫМ КОДОМ

В статье показаны возможности использования программного обеспечения с открытым исходным кодом при создании ГИС-проекта геологической информации. Цель данного проекта состоит в том, чтобы собрать воедино открытую информацию по нефтяной тематике, которую можно использовать как в познавательном русле, так и для исследовательских работ. При реализации проекта были созданы веб-сервисы, предоставляющие пользователю геологические данные, согласно спецификациям WMS и WFS.

Ключевые слова: ГИС, геологическая информация, система, WMS, WCS, WFS, PostgreSQL, Geoserver.

Введение

Актуальность использования разносторонней геологической информации при решении задач недропользования очевидна. Очевиден и тот факт, что необходимо консолидировать геологическую информацию, накопленную в Республике Татарстан. Вследствие разобщенности информационные потоки и, в некоторых случаях, невозможности разыскать интересующие исследователя материалы, находящиеся в разных ведомствах, осложняется проведение фундаментальных, глобальных геологических, в частности, тектонических, исследований по всей территории Татарстана.

В тоже время территория Республики изучена геолого-геофизическими методами основательно и широко представлена в локальном информационном поле в корпоративных базах данных. Работы в этой области были профинансированы и упорядочены, и великолепно решают насущные геологические задачи. Достаточно упомянуть о информационно-аналитическом центре ТГРУ ОАО «Татнефть». Межведомственная же передача данных регламентирована между заказчиком работы и исполнителем. Как было сказано ранее, проблемы получения информации регионального характера возникают тогда, когда необходимо обобщить геолого-геофизические материалы, которыми обладают различные собственники. Отсюда и диктуется важность и необходимость создания такого портала геологической информации, которую можно отнести в ранг общедоступного сервера. Существующие материалы по геологии, геофизике, картографии, созданные на государственные деньги и для государственных нужд, должны работать на широкую аудиторию, на Республику Татарстан.

В связи с вышеизложенным положением в Республике Татарстан, специалистами ТГФИ совместно с Росгеолфондом создается ГИС-проект «Карта состояния недр и недропользования по углеводородному сырью Республики Татарстан». Результатом работы, как нам представляется, будет аналог интернет-реестра геолого-информационных ресурсов по геологической изученности республики. Проект одобрен в лице Премьер-министра Татарстана И. Халикова, который предложил сделать Республику пилотным регионом в этой сфере (ГИС-Ассоциация

[Электронный ресурс]). К сожалению, подробной информации об этом проекте с описанием типичной схемы доступа и принципов работы, кроме общих высказываний в статье (Маликов, 2011) пока нет. На сегодняшний день данный ГИС-проект в Интернете не обнаруживается.

Нами предлагается иной создающийся ГИС-проект, цель которого состоит в том, чтобы собрать воедино открытую информацию по нефтяной тематике, которую можно использовать как в познавательном русле, так и для исследовательских работ, например для оценки изученности территории, для получения дополнительной информации в полевых условиях на месторождениях добычи углеводородов, при оперативных решениях производственных задач. Представляется, что проект будет интересен для геологических служб нефтяных компаний, позволяющий иметь под рукой подробный и информационно насыщенный материал, доступный для анализа. Да и простому пользователю будет интересно ознакомиться с объемом проведенных работ по изучению недр на территории Республики Татарстан, представить в геологическом времени изменения поверхности земли нашей республики, начиная от кристаллического фундамента и заканчивая рельефом дневной поверхности, полученным по данным радарной съемки, проведенной в США в 2001 г. Задача создания консолидированной информации является глобальной задачей и требует огромные ресурсы, как человеческие, так и финансовые. Мы же в рамках этой статьи хотим показать, что есть такой инструментарий, достаточно легкий в освоении и не уступающий по качеству и возможностям аналогичным проектам иной тематики.

Описание возможностей системы

При создании единой базы данных, её консолидации возникает сложность из-за наличия материалов в организациях различной ведомственной принадлежности и разных форм собственности. Можно составить минимальный перечень востребованных векторных и растровых слоев, использование которых не будут затрагивать интересы правообладателей, а также собрать материалы опубликованных монографий.

Как было отмечено, целью создания системы является предоставление пользователю геологической информации

общего характера по сети интернет в виде, пригодном для их дальнейшего анализа. Конечно, результаты работ скорей рассчитаны на пользователя, владеющего навыками работы с ГИС, и которому для своей работы требуется анализ и сопоставление информации, полученные из различных источников. Система должна давать возможность пользователю подключать необходимые слои напрямую в геоинформационную систему пользователя, (например, в MapInfo).

Для выполнения данных условий требуется, чтобы разрабатываемая система поддерживала следующие спецификации.

– Web Map Service (WMS) (OpenGIS Web Map Service (WMS) Implementation Specification [Электронный ресурс]). Данный протокол предназначен для предоставления пользователю доступа к географически привязанным растровым изображениям, хранящимся на картографическом сервере.

– Web Feature Service (WFS) (OpenGIS Web Feature Service (WFS) Implementation Specification [Электронный ресурс]). Данный протокол определяет интерфейс доступа по сети к векторным объектам. Существует модификация протокола WFS-Transaction, которая позволяет пользователю удаленно редактировать векторные данные, расположенные на картографическом сервере.

– Web Coverage Service (WCS) (Web Coverage Service: Interface Standard [Электронный ресурс]). Данный протокол регламентирует запрос и получение от картографического сервера растровых данных (в отличие от WMS-протокола, который предоставляет информацию в виде растровой «картинки», данный протокол возвращает пользователю данные, на основе которых может создать их собственное визуальное представление).

Эти спецификации поддерживаются практически всеми современными ГИС, например Autodesk Map 3D и Civil 3D, ESRI's ArcGIS, MapInfo Professional, GeoMedia, Global Mapper, Quantum GIS, uDig, OpenJUMP, MapGuide Open Source, NASA World Wind, GRASS GIS, gvSIG и др.

Особенности реализации

Для реализации проекта возможно использование программного обеспечения с открытым исходным кодом. Серверную часть нужно разделить на две составляющие: систему управления базами данных, которая отвечает за хранение и обработку пространственных данных и картографический сервер, обслуживающий запросы клиента согласно протоколам WMS, WFS и WCS.

В проекте была использована PostgreSQL (The official site for PostgreSQL, the world's most advanced open source database [Электронный ресурс]) – объектно-реляционная система управления базами данных с расширением PostGIS (PostGIS spatial database extension for PostgreSQL [Электронный ресурс]). Эта связка хорошо зарекомендовала себя в работе с картографическими данными, она позволяет хранить и обрабатывать как векторную, так и растровую информацию. В данном проекте PostgreSQL/PostGIS используется для хранения векторных данных.

В качестве картографического сервера используется Geoserver (Welcome-GeoServer [Электронный ресурс]). В качестве альтернативы рассматривался также вариант использования UMN MapServer (Welcome to MapServer

[Электронный ресурс]), который по тестам показывал лучшую производительность при работе с растровыми данными. Однако, MapServer не поддерживает вариант протокола WFS, который позволяет редактировать векторные данные (WFS-Transaction).

Пробный вариант системы, работающий по описанным выше технологиям, в настоящий момент тестируется в Институте экологии и недропользования академии наук Татарстана.

Литература

OpenGIS Web Feature Service (WFS) Implementation Specification [Электронный ресурс]. URL: <http://www.opengeospatial.org/standards/wfs>.

OpenGIS Web Map Service (WMS) Implementation Specification [Электронный ресурс]. URL: <http://www.opengeospatial.org/standards/wms>.

PostGIS spatial database extension for PostgreSQL [Электронный ресурс]. URL: <http://postgis.refractory.net>.

The official site for PostgreSQL, the world's most advanced open source database [Электронный ресурс]. URL: <http://www.postgresql.org>.

Web Coverage Service: Interface Standard [Электронный ресурс]. URL: <http://www.opengeospatial.org/standards/wcs>.

Welcome-GeoServer [Электронный ресурс]. URL: <http://geoserver.org/display/GEOS/Welcome>.

Welcome to MapServer [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mapserver.org>.

ГИС-Ассоциация [Электронный ресурс]. URL: www.gisa.ru/73225.html.

Маликов А. Татарстан может стать пилотным регионом в деле консолидации геологической информации [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tatar-inform.ru/news/2011/03/22/262651>.

G.A. Anisimov, D.A. Kolesov. Creation of Geological Information System on the Base of Open Source Software.

In the article we show possibilities of open source software usage to create GIS project of geological information. The objective of this project is to collect together publicly available information on the oil subject that can be used for education and research purposes. In the project implementation some web-services were created. These services provide geological data to a user according to WMS and WFS specifications.

Key words: GIS-project, geological information, WMS, WCS, WFS, PostgreSQL, Geoserver.

Гурий Арсентьевич Анисимов

Заведующий лабораторией подготовки и сопровождения программного обеспечения Института проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан. Научные интересы: геоинформационные системы, дешифрирование ДДЗ, картография.

420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843) 298-16-17.

Дмитрий Александрович Колесов

К.тех.н., доцент кафедры Компьютерных систем Казанского Национального исследовательского университета им. А.Н. Туполева (КНИТУ-КАИ). Научные интересы: геоинформационные системы, математическое моделирование, анализ пространственных данных.

420000, Казань, ул. Б. Красная, д. 55, тел.: (843) 231-00-55

ПЕРСПЕКТИВЫ УГЛЕНОСНОСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА

В Волго-Уральском регионе выявлены крупные скопления углей. Их общие ресурсы и запасы составляют около 3,5 млрд т. Углеобразование происходило в 4 этапа: девонский, каменноугольный, пермский и неогеновый. Девонские и каменноугольные угли высокого качества. Каменноугольные угли обладают значительными ресурсами, но залегают на глубинах 900-1400 м. Некоторые из них содержат повышенные концентрации редких элементов, в том числе редкоземельных. Пермские и неогеновые угли относятся к бурым. Пермские угли содержат высокие концентрации некоторых редких элементов. Их геохимическая специализация определяется ассоциацией Ge-Cu-Ag. Неогеновый уголь низкого качества и не содержит повышенных содержаний микроэлементов. Промышленное значение могут представлять только визейские залежи с мощным угольным пластом.

Ключевые слова: угли, углеобразование, редкие элементы, залежи, запасы и ресурсы.

Введение

Площадь углеобразования на востоке Восточно-Европейской платформы охватывает значительную территорию, которая включает в себя Татарстан, Башкортостан, Удмуртию и Самарскую область. Наиболее изучена угленосность на территории Татарстана. Впервые об углях на этой территории упоминалось в Губернских Уфимских ведомостях (1874 г.), где сообщалось, что между городами Набережные Челны и Мензелинск, у села Князево открыта залежь угля (Юски-Такерменская). В 1923-1940 гг. проводились поисковые и разведочные работы на неогеновые залежи угля. Залежи угля в казанских отложениях были выявлены в 1929-1931 гг. Ноинским М.Э. Первые сведения об угленосности нижнего карбона были получены в 1940 г. при бурении скважины № 1 на Булдырской площади в Татарстане. Однако внимание геологов к визейским углям было привлечено лишь после вскрытия в 1952 г. мощного угольного пласта на Сулеевской площади. Угленосность верхнего девона выявлена в 1951 г. Тихим В.Н.

Изучением угленосности территории Татарстана в разное время занимались Блудоров А.П., Белова И.Ф., Бутов П.И., Ноинский М.Э., Чернышев Ф.Н., Нехорошев В.П., Чердынцев В.А., Ларионова Е.Н., Забилов А.Г., Тихий В.Н., Котлуков В.А., Погребнов Н.Н., Шишкин А.В., Шубаков Г.Н., Кононенко Н.И., Бондаренко Н.И., Ларочкина И.А., Гафуров Ш.З., Хасанов Р.Р. и др. Прогнозные ресурсы углей на рассматриваемой территории различными авторами оценивались от 1 до 37,8 млрд т. Переоценка ресурсов углей на территории Татарстана (Камский бассейн) в 1994-2000 гг. (Гафуров, Хасанов, 1999; Хасанов и др., 2001) позволили выделить 107 залежей угля, в т.ч. в отложениях франского яруса – 1, визейского яруса – 95, казанского яруса – 3, акчагыльского – 9, с общими прогнозными ресурсами и запасами 3,5 млрд т.

В истории геологического развития рассматриваемой территории отмечается несколько этапов углеобразования, с которыми связаны основные типы углей: девонский (франский ярус), каменноугольный (визейский ярус), пермский (казанский ярус) и неогеновый (акчагыльский ярус). Ввиду малых мощностей, угольные залежи в отложениях франского, казанского и акчагыльского ярусов практического значения не имеют.

Условия залегания. В девонских отложениях угленосная толща вскрыта в верхней части франского яруса (евланский и ливенский горизонты) на глубине 1342-1379 м в районе г.Казань (Блудоров, 1964; 1964а). Тектонически залежь приурочена к Казанско-Кировскому прогибу. Мощность угленосной толщи достигает 40 м. В нижней части она сложена темно-серыми мергелями, в верхней – серыми, черными аргиллитами. Два тонких угольных пласта приурочены к верхней части угленосной толщи. Мощность нижнего пласта – 0,6 м, верхнего – 0,1 м. Пласты сближенные, расстояние между ними 0,8 м. Подстилается и перекрывается угленосная толща известняками и доломитами франского яруса. Фиксируемые по множеству геологических признаков перерывы в осадконакоплении в позднедевонское время были кратковременными и охватывали весьма ограниченные участки территории, в связи с чем процесс угленакопления не получил должного развития.

В нижнем карбоне угли содержатся в отложениях елховского, радаевского, бобриковского и тульского горизонтов визейского яруса (Блудоров, 1964; 1964а; Гафуров, Хасанов, 1999; Хасанов и др., 2001). В елховских отложениях Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) отмечаются тонкие угольные пласты (0,05-0,2 м) в верхней части горизонта. В тульских отложениях на восточном борту Мелекесской впадины и на западном склоне Южно-Татарского свода в нижней части горизонта отдельными скважинами вскрыты маломощные угольные пласты (0,05-0,3 м). Пласты невыдержанные, выклиниваются на коротких расстояниях и практического значения не имеют. Промышленная угленосность приурочена в основном к бобриковскому горизонту. Мощные угольные пласты отмечаются и в радаевском горизонте, но они невыдержанные. Угленакопление в радаевско-бобриковское время происходило в эрозионно-карстовых врезках, в локальных понижениях палеорельефа, а также в осевых участках ККСП. Эрозионно-карстовые визейские врезы являются основными структурными формами, к которым приурочены мощные угольные пласты. Амплитуда денудации турнейских пород в пределах врезок изменяется от первых метров до 60 м (редко более 100 м), а возраст эродированных пород на «срезе» от кизеловского до заволжского. Контуры угольных залежей контролируются границами врезок. На западном склоне Южно-Татарского сво-

да, а также в районе сочленения его северного склона и сводовой части угленакопление локализовано в границах врезов. На восточном борту Мелекесской впадины угленакопление носит более широкий характер. Количество угольных пластов во врезках составляет 1-3. Из них устойчивым является лишь верхний пласт, названный «Основным». Он прослеживается во всех выявленных угольных залежах. Мощность угольного пласта «Основной» в локализованных эрозионно-карстовых врезках достигает 10-40 м, а участках площадного развития – 2-8 м (редко до 15 м).

Угленакопление в локализованных понижениях палеорельефа носило ограниченный характер. В этих понижениях не отмечается размыв известняков турнейского яруса. В Камско-Кинельской системе в радаевско-бобриковское время существовали остаточные опресненные водоемы лагунного типа, где происходило отложение мощных пластов углистых аргиллитов с тонкими угольными пластами. В Актаныш-Чишминском и Нижнекамском прогибах в радаевско-бобриковских отложениях вскрыто до 15 тонких угольных пластов.

В отложениях перми по данным Блудорова А.П. (1964) область распространения угленосных отложений располагается в бассейне нижнего течения рек Камы и Белой и охватывает южную часть Удмуртии, значительную часть востока Татарстана и запад Башкортостана. В региональном плане полоса угленакопления протягивается в северо-западном направлении. Проявления углей на территории Татарстана приурочены к моллассоидным отложениям нижнеказанского подъяруса, включающих до 4-6 угольных пластов мощностью 0,1-1,75 м. В раннеказанское время в связи с трансгрессионно-регрессионными перемещениями древней морской акватории создалась благоприятная для угленакопления палеогеографическая обстановка, в частности влажный климат, обильная флора. В восточной части моря в заболоченных низинах шло формирование небольших угольных залежей. Это привело к тому, что большая часть углепроявлений на рассматриваемой территории располагаются в понижениях рельефа. Обычно это небольшие линзовидные, быстро выклинивающиеся тела, незначительной мощности (0,1-0,4 м). Максимальная угленасыщенность установлена в нижней части казанских отложений на северо-востоке площади в районе устья р. Иж (Удмуртия), где находится Голюшурминское месторождение, и в верхней части нижнеказанских отложений, на западе Башкортостана (Альшеевское месторождение). В пределах Татарстана мощности угольных пластов в нижнеказанских отложениях составляют 0,1-0,3 м. Они невыдержаны по простиранию, часто замещаются глинами и практически значения не имеют.

В неогеновых (акчагыльский ярус) отложениях угли имеют крайне незначительное распространение (Гафуров, Хасанов, 1999). Их выходы на дневную поверхность зарегистрированы у д. Верхний Такермен (Мензелинский район), д. Чершили (Набережно-Челнинский район), близ пристани Рыбная Слобода (Рыбно-Слободской район), у деревень Картали, Старое Ромашкино (Чистопольский район). Наиболее значительными месторождениями углей этого возраста является Юски-Такерменское и Чиршилинское, расположенные в 25 км восточнее г. Набережные Челны. Пласты неогеновых углей в Чистопольском и Рыбно-Слободском районах практического интереса не

представляют. В этих районах выявлен тонкий пласт (0,1-0,3 м), прослеживающийся первые сотни метров

Характеристика углей. В соответствии с действующей с 1990 года промышленно-генетической классификацией ископаемые угли подразделяются на марки: Б – бурый; Д, Г, ГЖ, Ж, КЖ, К, К₂, ОС, СС, Т – каменные, А – антрацит. В пределах Камского угленосного бассейна встречаются угли марок Б и Д.

Девонские угли подразделяются на 2 типа (Блудоров, 1964а). Уголь нижнего пласта представлен кларен-дюреном смешанным полуматовым, штриховатым, плотным, твердым, слоистым, а верхнего – клареном блестящим полосчатым, черным с желтоватым отливом. Качество углей: влага – 15,6 %, зольность – 9,1 %, содержание серы – 2,35 %. Угли каменные, марки Д. Месторождения не выделены.

В каменноугольных отложениях выделено 4 месторождения с запасами, подсчитанными по категории С₂, и 91 залежей с прогнозными ресурсами, оцененными по категории Р₁ и Р₂ (Гафуров, Хасанов, 1999; Хасанов и др., 2001). Особенностью их строения является наличие мощного угольного пласта «Основной», локализованного в эрозионно-карстовых врезках. Форма угольных залежей пласта обусловлена контурами эрозионно-карстовых врезов. Они подразделяются на изометричные и удлиненные с разветвляющимися рукавами. Изометричные формы залежей преобладают в районе сочленения северного склона Южно-Татарского свода и его сводовой части – Ташлиярская и Сармановская группы залежей. Площади их небольшие и колеблются от 0,2 до 4-5 км². Удлиненные формы залежей обусловлены доминирующей ролью речных потоков.

Мощность пласта «Основной» колеблется от 1 до 40 м. Минимальные мощности приурочены к бортовым зонам врезов, а максимальные – к центральным, наиболее погруженным частям залежей. Средние рабочие мощности изменяются в пределах 2,67-16,90. Строение пласта простое и сложное. В пластах сложного строения отмечаются от 1 до 4 породных прослоев мощностью 0,03-0,2 м. На Мокшинской залежи мощность породного прослоя достигает 1 м. Суммарная мощность породных прослоев в пластах сложного строения не превышает 0,2-0,3 м. Породные прослои представлены аргиллитами и углистыми аргиллитами.

Наиболее мощные угольные пласты в радаевско-бобриковских отложениях представляют собой главный объект промышленного освоения и изучения. По структурно-тектонической принадлежности угольные залежи карбона объединены в три угленосных района: Мелекесский, Южно-Татарский и Северо-Татарский, территориально совпадающими с одноименными тектоническими элементами.

Мелекесский район приурочен к одноименной крупной тектонической впадине. Он включает 17 угленосных участков с угольными пластами мощностью 1,6-19,6 м и глубиной залегания 900-1400 м. Площади участков изменяются в пределах 0,5-192 км². В основном они размещаются на восточном борту впадины.

Южно-Татарский район охватывает западный и северный склоны Южно-Татарского свода, а также зону сочленения северного склона и сводовой части Южно-Татарского свода. Здесь оконтурено 75 перспективных участков. Мощность угольных пластов составляет 1,2-29,4 м, глубина их залегания 1000-1230 м. Площади участков – 0,2-17 км². Наиболее широкое распространение они имеют в зоне

сочленения северного склона и сводовой части свода.

Северо-Татарский район приурочен к центральной части и юго-восточному склону одноименного свода. Здесь выделено 3 участка с угольными пластами мощностью от 1,0 до 40 м, залегающих на глубине 980-1075 м.

Коэффициент угленосности радаевского и бобриковского горизонтов имеет наибольшее значение (16-53) в Южно-Татарском угленосном районе. В Мелекесском угленосном районе коэффициент угленосности ниже (10-30). Угленосность залежей пласта «Основной» в Южно-Татарском угленосном районе составляет 2-12,8 млн.т/км², а в Мелекесском – 1,4-6,8 млн. т/км². Наибольшая угленосность приурочена к Ташлиярской группе залежей.

Явление размыва наиболее мощного угольного пласта «Основной» в отдельных залежах имеет заметное развитие, но изучено недостаточно. Эпигенетический размыв аргиллитов, залегающих в кровле пласта, и кровли пласта связан с формированием эрозионных поверхностей после перекрытия торфяника породами кровли и отмечается в основном в прибортовых зонах врезов.

Нижнекаменноугольные угли, несмотря на большую глубину залегания (900-1400 м) и древний возраст углеобразования, находятся на низкой стадии метаморфизма для каменных углей. По показателям качества они занимают промежуточное положение между разновозрастными углями Подмосковского и Кизеловского бассейнов.

По природному типу угли относятся в основном к гумитам, они произошли из продуктов преобразования высших растений. Петрографический состав углей неоднороден как в разрезе угольных пластов, так и по площади, и представлены 4 литотипами (Блудоров, 1964а): матовым дюреновым, полуматовым кларено-дюреновым, полублестящим дюрено-клареновым и блестящим клареновым. По классификации И.Э. Вальца они соответствуют фюзинито-липоидолитам, гелито-фюзинито-микстогумолитам и липоидо-фюзинито-гелититам (Хасанов и др., 2001). По марочному составу они относятся к каменным (марка Д), участками бурые (ЗБ). Показатель отражения витринита варьирует от 0,40 до 0,49 % при среднем значении – 0,44 %.

Цвет углей черный, черта – черная. Визейские угли матовые, полуматовые и редко полублестящие (Блудоров, 1964а; Гафуров, Хасанов, 1999; Хасанов и др., 2001). Матовые и полуматовые типы слагают мощные пласты угля. Полублестящий тип характерен для тонких пластов. Текстура углей слоистая, редко полосчатая, реже однородная. Излом углей неровный, угловатый, землистый. Трещиноватость в матовых и полуматовых углях имеет ограниченное развитие. Твердость углей по шкале Мооса достигает 2,5-2,7. Матовые и полуматовые разности обладают вязкос-

тью и трудно разламываются, а полублестящие разности часто хрупкие. Крепость углей колеблется в пределах 4,1-14,1 кг/см², удельный вес углей варьирует от 1,1 до 1,97 г/см³, среднее его значение – 1,52 г/см³. Объемная масса углей зависит от зольности и составляет 1,14-1,34 г/см³.

Основными показателями качества углей являются влажность (W^a), зольность (A^d), выход летучих веществ (V^{daf}), содержание серы (S_t^d) и удельная теплота сгорания (Q_s^{daf}). Они определены в 53 пластопересечениях (Гафуров, Хасанов, 1999; Петрографические ..., 2001). Следует отметить, что большинство залежей из выделенных на территории Республики Татарстан не исследованы в отношении качества. В основу качественной характеристики углей положены фактические данные многочисленных технических, элементарных и петрографических анализов проб по нефтеразведочным скважинам, выполненных химическими лабораториями ИГКФАН СССР, ВСЕГЕИ, Средне-Волжского геологического управления, АО «Ростовуголь» ВНИГРИуголь, КГУ. Усредненные результаты свыше 700 анализов приведены в таблице.

Выход летучих веществ изменяется 25,19-69,25 %. Наиболее характерны его величины 40-49 % на горючую массу. Содержание углерода на горючую массу (Co) в визейских углях колеблется от 64,00 до 82,04 %. Содержание углерода менее 70 % отмечается лишь в 3 % проанализированных проб. Среднее его значение – 74,68 %, наиболее часто встречающиеся – 73,0-80,0 %.

Содержание водорода на горючую массу (Ho) варьирует в пределах 4,13-7,23 % при среднем значении 5,1 %. Содержание этого элемента менее 4,7 и более 6,0 % отмечены лишь в единичных пробах. Наиболее распространенные угли с содержанием водорода 4,8-5,8 %. Отношение содержаний углерода и водорода составляет около 13,6-13,8, что типично для гумусовых углей.

Спекаемость углей оценена ориентировочно по характеру нелетучего остатка, так называемого «королька». Последний изменяется от порошкообразного до спекшегося вспученного. Подавляющее большинство образцов дает порошкообразный и слипшийся нелетучий остаток характерный для длиннопламенных углей. Менее распространены угли, дающие слабо спекшийся и спекшийся умеренно плотный нелетучий остаток (Азнакаевская, Мензелино-Актанышская залежи), характерный для газовых углей. И лишь единичные пробы Мокшинского месторождения дали спекшийся сплавленный «королек». Выход гуминовых кислот в исследованных пробах углей менее 1%. Проведенное лабораторное полукоксование углей показало, что они дают черный порошок или слабо слипшийся полукок с выходом смолы 8-11.

Химический состав золы углей определен в 53 пробах (Гафуров, Хасанов, 1999; Хасанов и др., 2001). Он представлен в основном оксидами кремния, алюминия. Цвет золы обычно белый. В золе преобладают тугоплавкие компоненты – SiO_2 (40-50 %), Al_2O_3 (30-40 %), что является благоприятным фактором для процесса подземной га-

Месторождение, залежи	$W^a, \%$	$A^d, \%$	$V^{daf}, \%$	$S_t^d, \%$	$Q_s^{daf}, \text{МДж/кг}$
Мокшинское	2,2-9,60/ 4,80	5,24-48,00/ 19,43	33,96-58,60/ 45,79	2,18-7,41/ 4,24	27,95-32,30/ 30,55
Рокашевское	3,55-6,69/ 5,10	11,63-24,69/ 19,24	40,48-47,57/ 44,07	2,69-3,86/ 3,12	30,05-32,60/ 31,39
Тавельское	4,60-8,46/ 6,65	8,38-22,94/ 14,94	35,15-50,21/ 41,22	2,74-6,06/ 3,91	28,31-31,17/ 29,92
Беркет-Ключевское	4,32-10,95/ 7,15	10,20-39,26/ 2,35	25,19-56,75/ 40,61	1,92-7,39/ 3,60	22,09-31,77/ 30,02
Ташлиярское-1	2,04-11,40/ 5,91	7,32-41,49/ 19,02	31,52-69,25/ 48,30	2,10-7,40/ 4,23	26,34-33,90/ 30,90
Ташлиярское-13	1,17-8,80/ 4,82	7,32-48,78/ 25,95	36,79-65,92/ 44,31	2,14-5,64/ 3,67	-

Таблица. Основные показатели качества визейских углей. В числителе – пределы колебаний, в знаменателе – среднее значение.

зификации углей. Минерализация углей низкая – 4-18 %. Большую часть минеральных примесей составляют глинистые минералы каолинитового и иллит-монотмориллонитового состава. Содержание сульфидов железа не превышает 1 %, увеличиваясь лишь в прослоях углистого аргиллита. Слабая пиритизация может быть следствием дефицита растворимого железа в торфяных водах на соответствующей стадии углеобразования (Кизильштейн, 1975). В пользу этого говорит преобладание в золе углей оксидов кремния и алюминия. Содержания микроэлементов в визейских углях и углистых аргиллитах Камского бассейна близки к средним для угольных месторождений России и стран СНГ и характеризуются стабильными содержаниями Be, Sc, P, Sn, Cu, Y и Yb. Отмечается широкий разброс значений в различных угольных залежах Ga, Ge, Pb, Mn, Zn, Cr, Ti. Выявлена геохимическая специализация Южно-Нурлатской и Егоркинской залежей, расположенных на юге Татарстана в Мелекесской впадине, на германий. Содержания этого металла колеблются от первых до 20-25 г/т в угле, а в золе, с учетом высокого качества этих углей ($A^d = 12-15\%$), достигают 200-400 г/т. Отмечаются локально-высокие концентрации редкоземельных элементов, достигающие первых сотен г/т (Хасанов и др., 2010).

Элементарный состав (содержание углерода и водорода), особенности петрографического состава (интенсивность окраски гелифицированной массы и оболочек спор), сумма отошающих компонентов, выход летучих веществ, а также отражательная способность витринита позволяют считать визейские угли Татарстана восстановленными, гумусовыми и отнести к марке Д. Таким образом, по своим физико-химическим и технологическим свойствам визейские угли являются хорошим энергетическим сырьем.

В отложениях перми угольные залежи, как правило, небольших размеров и располагаются в пониженных участках рельефа. Обычно это небольшие линзовидные, быстро выклинивающиеся тела мощностью от 0,1 до 0,4 м. Разведаны два месторождения: Голюшюрминское и Альшеевское, расположенные на территории Удмуртии и Башкирии соответственно. На Голюшюрминском месторождении кондиционным является пласт мощностью 0,3-1,75 м. На Альшеевском месторождении мощность пласта достигает 1,3-1,4 м при сложном строении. Месторождения разрабатывались в 1939-1949 гг. для местных топливных нужд. На территории Татарстана мощности угольных пропластков в нижнеказанских отложениях составляют 0,1-0,3 м. Они невыдержаны по простиранию, часто замещаются глинами и практически значения не имеют.

Угли гумусовые, средне-высокосернистые (до 4 %), окисленные (выход гуминовых кислот до 66 %), черные, матовые, полуматовые, высокозольные (зольность в среднем – 45-48 %), реже полосчатые, влажность – 20-25 %, S – 2-9 %. Уголь в маломощных пропластках часто рыхлый, рассыпающийся, превращенный в углисто-глинистую массу. В пределах Голюшюрминского месторождения он более плотный, зольность ниже – около 40-45 %. Среди пермских углей выделяются кларен смешанный, дюрено-кларен смешанный, кларено-дюрен смешанный и дюрен-фюзеновый типы.

Содержания примесных элементов в угольных пластах с относительно высоким качеством угля сопоставимы со средними значениями микроэлементов в одновозрастных

углях Печорского бассейна. Они проявляют себя по-разному. Так, например, Pb, Ge, Cu и Ag, Mo, Cr и Ni имеют тенденцию к повышению концентраций в нижней и верхней частях пласта, а также в мелких углепроявлениях и низкокачественных выветрелых углях. Ge приурочен к приконтактовым частям угольных пластов, а также пропласткам малой мощности. В некоторых мелких углепроявлениях отмечаются повышенные содержания Ag, где в припочвенной части угольного пласта его концентрация достигает 34 г/т в пересчете на уголь. Кроме этого отмечаются повышенные содержания Cu (до 85-113 г/т), что хорошо согласуется с общей металлогенической специализацией региона на медь. Элементы подразделяются на 2 группы, связанные как с органической частью (Ge, Cu, Ag, Be, Pb), так и с неорганической частью угля (Sc, Mn, V, Ti, Co, Ni, Cr, Mo, Cd, Yb, P, Zr). Низкое качество, повышенные концентрации некоторых потенциально токсичных элементов и небольшие размеры углепроявлений делают верхнепермские угли неблагоприятными для использования в качестве топливно-энергетического сырья, но позволяют рассматривать их как концентраторы некоторых сопутствующих полезных компонентов. В целом геохимическая специализация пермских углей определяется триадой Ge-Cu-Ag (Гафуров, Хасанов, 1999).

В неогеновых отложениях наиболее значительными являются Юски-Такерменское и Чиршилинское месторождения бурых углей (Гафуров, Хасанов, 1999). Юски-Такерменское месторождение имеет форму узкой линзы, вытянутой с востока на запад на 3 км. Ширина линзы до 750 м. Вскрыто 2 пласта угля, разобленных глинистой пачкой мощностью от 2,85 до 6,85 м, средняя мощность верхнего пласта 0,5 метров, нижнего – 0,9 метров. Залегание пластов почти горизонтальное. Мощность нижнего пласта колеблется от 0,05 до 0,95 м, средняя мощность в контуре подсчета запасов – 0,6 м. Глубина залегания 5,5-18,0 м. Мощность верхнего пласта варьирует от 0,05 до 0,8 м, средняя мощность в контуре подсчета запасов – 0,5 м. Глубина залегания – 7,10-14,2 м, по мощности пласты невыдержанные. Запасы месторождения оценены Ларионовой Е.Н. в 1,498 млн.т и Забиновым А.Г. в 0,654 млн.т. Углеплотность составляет 1 млн.т/км². Чиршилинское месторождение является юго-западным продолжением Юски-Такерменского. Средняя мощность верхнего пласта здесь – 0,35 м, нижнего – 0,5 м. Запасы нижнего пласта составляют 0,141 млн.т.

Уголь коричневого цвета, местами матовый, во влажном состоянии рассыпается, при высыхании растрескивается, имеет вид плотной слоистой массы с растительными остатками. Загорается в тонких кусках, издавая неприятный запах. В бурых углях неогена не отмечается повышенных содержаний каких-либо элементов, а их фоновые значения близки к средним фоновым для угольных месторождений бывшего Советского Союза.

Заключение

Промышленное значение могут представлять только визейские залежи с мощным угольным пластом, контролируемые эрозионно-карстовыми врезами турнейского рельефа. По масштабу визейские залежи относятся к мелким и средним месторождениям. Масштабы угленосности визейских отложений сопоставимы с масштабами битумоносности и нефтеносности. По своему качеству ви-

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В ТАТАРСТАНЕ: ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ АСПЕКТ

Приведена экологическая характеристика подземной газификации визейских углей. Показаны современные преимущества и технологические недостатки альтернативного способа получения газа из углей по сравнению с добычей традиционных углеводородов.

Ключевые слова: уголь, подземная газификация, экология, скважина, каменноугольные отложения.

В ближайшие десятилетия ожидается значительное увеличение потребления электроэнергии в мире, связанное с развитием экономики, повышением жизненного уровня и ростом населения. Наиболее востребованным для производства электроэнергии видом топлива является природный газ, что обусловлено его относительно высокой калорийностью и экологичностью по сравнению с другими видами топлива. Среди традиционных сегодня природных источников получения энергии (нефть, газ, уголь) самым перспективным, надежным и экономичным энергоносителем рассматривается также уголь, что обусловлено его огромными запасами. Можно предположить,

что добыча традиционных горючих полезных ископаемых будет дополняться разработкой нетрадиционных источников сырья (высоковязкие нефти, битумы, угольный метан, сланцевый газ, газогидраты и др.), которые имеют колоссальные ресурсы в верхней части литосферы нашей планеты (Варшавская и др., 2012; Муслимов, 2009). Главным препятствием для их освоения является то, что технология добычи и переработки нетрадиционных углеводородов требуют намного больше энергии, чем получение традиционных видов сырья. Так, при извлечении нефти и газа потребляемое количество энергии эквивалентно 6 % энергии, содержащейся в добытых углеводородах, а при добы-

Окончание статьи Р.Р. Хасанова, И.А. Ларочкиной, Ш.З. Гафурова «Перспективы угленосности Волго-Уральского региона»

зейские угли соответствуют углям Подмосковского и Кизеловского бассейнов – каменные марки Д. Их разработка традиционными способами нерентабельна в силу значительной глубины залегания и сложных горногеологических условий. Одним из возможных путей освоения визейских угольных ресурсов в ближайшей перспективе может быть метод подземной газификации (Хасанов и др., 2001). Некоторые визейские залежи могут иметь металлогеническую специализацию на германий и редкоземельные элементы цериевой группы. Месторождения бурого угля имеют местное значение и могут использоваться в качестве сельскохозяйственных удобрений. В тонких пропластках углей пермского возраста отмечаются локально-высокие значения серебра и германия.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ №12-05-97028.

Литература

- Блудоров А.П. История палеозойского угленакопления на юго-востоке Русской платформы. М.: Наука. 1964. 275.
- Блудоров А.П. Угли среднего и верхнего палеозоя Волго-Уральской области. *Тр. Казан. фил.* Вып. 7 (Атлас). М.: Наука. 1964. 64.
- Гафуров Ш.З., Хасанов Р.Р. Угольный тип. Методическое руководство по поискам, оценке и разведке месторождений твердых нерудных полезных ископаемых Республики Татарстан. Ч.1. Казань: Изд-во Казан. ун-та. 1999. 209-223.
- Хасанов Р.Р., Кизильштейн Л.Я., Ларочкина И.А. и др. Петрографические типы визейских углей Камского бассейна. Атлас. Казань: Изд-во Казан. ун-та. 2001. 132.
- Хасанов Р.Р., Гафуров Ш.З., Исламов А.Ф. Редкоземельные элементы в визейских угольных пластах Волго-Уральского региона. *Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Ест. наук.* 2010. Т.152. Кн.4. 116-122.
- Кизильштейн Л.Я. Генезис серы в углях. Изд-во Рост. Ун-та. 1975. 200.

R.R. Khassanov, I.A. Larochkina, Sh.Z. Gafurov. **The Volga-Ural Region (Russia) Coal Potential.**

In the Volga-Ural Region large coal accumulation are discovered. The total resources and reserves of it are approximately 3.5 billion tons. Coal formation had proceeded in four stages: the Devonian, Carboniferous, Permian, and Neogene. The Devonian and Carboniferous coals are of high quality. Carboniferous coals have extensive resources but occur at 900-1400 m depth. Some of them contain elevated concentrations of rare elements including rare earth elements. Permian and Neogene coals are referred to bevevy coals. Permian coals contain high concentrations of some rare elements. Their geochemical specialization is determined by Ge-Cu-Ag association. Neogene coals are of low quality and do not contain high concentration of microelements. Only Visean callows can present an economic value.

Key words: coal, coal formation, rare elements, deposits, reserves.

Ринат Радинович Хасанов

Д.геол.-мин.н., зав. каф. региональной геологии и полезных ископаемых Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета. Научные интересы: геология и геохимия углей.

420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5.
Тел.: (843) 292-52-60.

Шавкат Закирович Гафуров

К.геол.-мин.наук, заместитель начальника ТГРУ ОАО «Татнефть». Научные интересы: геология углей.

420111, Казань, ул. Чернышевского, 23/25.
Тел.: (843) 292-50-81.

че нетрадиционной нефти (высоковязких нефтей) данный показатель достигает 20-25 % (Муслимов, 2009). Отсюда, получение энергии для добычи высоковязких нефтей связано с использованием значительно большего количества природного газа, а доступность последнего становится ограничивающим фактором для разработки залежей нетрадиционной нефти.

В силу особенностей геологического строения восточная часть Восточно-Европейской платформы (Республика Татарстан) представляет собой пример совмещения в пространстве основных горючих полезных ископаемых (Рис. 1), что позволяет рассмотреть вопрос перспективности их освоения нетрадиционными способами. Необходимо отметить, что это один из наиболее изученных с геологических позиций и развитых в экономическом отношении регионов Российской Федерации, где на протяжении более 60 лет производится добыча нефти и газа из верхнепалеозойских отложений. Татарстан располагает значительными ресурсами традиционных энергоносителей (нефть, битумы, газ, уголь), сосредоточенных на ограниченных участках земной коры, что благоприятствует их комплексному освоению. В связи с этим интерес представляют залежи ископаемого угля, ресурсы и запасы которого составляют около 3,5 млрд. т, что вполне сопоставимо с объемами нефти и битумов. Угольные пласты тесно ассоциируют с высоковязкими нефтями Волго-Уральской нефтеносной провинции (Рис. 1) и представляют собой резерв (Гафуров, Хасанов, 2002), требующий повышенного внимания уже сейчас.

Угленосные отложения визе (Камский угольный бассейн) приурочены к понижениям (палеоврезам) в турнейской карбонатной толще, имеющим, по данным разных авторов, русловое, эрозионно-карстовое и карстовое происхождения (Ларочкина, 2008; Мухаметшин, 2006). Мощность угольных пластов варьирует от 2 до 30-40 метров. По своему качеству и химико-технологическим свойствам визейские угли на территории Татарстана близки к подмосковным и кизеловским: каменные угли марки Д, среднезольные (15-26 %) и среднесернистые (3,1-4,2 %), с высоким выходом летучих веществ (41-48 %) и теплотой сгорания 29,9-31,4 МДж/кг. Из-за глубокого залегания уголь-

ных пластов (880-1440 м) потенциал Камского угольного бассейна в настоящее время экономикой не востребован. Однако данные о визейских углях свидетельствуют, что угли по качеству и условиям залегания пригодны для освоения технологиями подземной газификации углей (ПГУ) (Гафуров, Хасанов, 2002). Попытки внедрить данный метод в практику предпринимались еще в 1956 г. Сегодня в связи с острым дефицитом энергетического газа в Татарстане метод ПГУ заслуживает внимания (Рис. 2), тем более что по предварительной оценке из угля может быть получено около 2 трлн. м³ товарного газа (Хисамов и др., 2009).

При рассмотрении вопросов нетрадиционного освоения ресурсов углеводородного сырья на первый план выходят вопросы экологической безопасности. Например, в резолюции Конференции ООН по окружающей среде и развитию (Рио-де-Жанейро, 1992 г.) отмечается, что «большинство видов топлива, используемого сегодня, загрязняет атмосферу и не соответствует принципу «устойчивого развития». Необходимо повысить эффективность использования видов энергии и их экологическую приемлемость путем перехода к чистым технологиям на базе новых и возобновляемых источников энергии...».

При добыче угля и продуктов его переработки используются 4 основных технологических направления: подземное механическое, подземное гидравлическое, открытая добыча и подземная газификация. Вместе с тем, использование угля напрямую связано с обновлением технологической базы экономики и определенными экологическими проблемами. Необходимо использование экологически чистых технологий добычи, обогащения и переработки углей с возможностью получения из углей разнообразных продуктов (производных газов) без загрязнения окружающей среды. К наиболее освоенным экологически чистым технологиям извлечения газов из углей относится ПГУ (Гафуров, Хасанов, 2002; Крейнин, 2004; Крейнин и др., 1982; Хрусталева, Медведева, 2006), которая может помочь решению многих проблем при получении энергии из твердого топлива. ПГУ есть способ разработки угольных месторождений превращением полезного ископаемого в газ непосредственно в недрах. По сравнению с традиционными способами добычи и использования угля ПГУ имеет преимущества и недостатки (Таблица).

Современная скважинная технология ПГУ (Крейнин, 2004; Хрусталева, Медведева, 2006) включает следующие стадии: 1) бурение нагнетательных и газоотводных скважин; 2) установление гидравлической связи между скважинами по угольному пласту для газификации; 3) розжиг угольного пласта и ведение газификации угольного массива с помощью нагнетания рабочих агентов (пар, воздух, кислород и др.). Технология ПГУ относится к числу самых экологичных технологий добычи твердых горючих ископаемых, позволяющая вовлечь в освоение месторождения твердых горючих ископаемых, признанных непромышленными по причине небольших запасов, сложных горно-геологических и гидрогеологических условий, большой глубины

Рис. 1. Схема размещения горючих полезных ископаемых на территории Республики Татарстан.



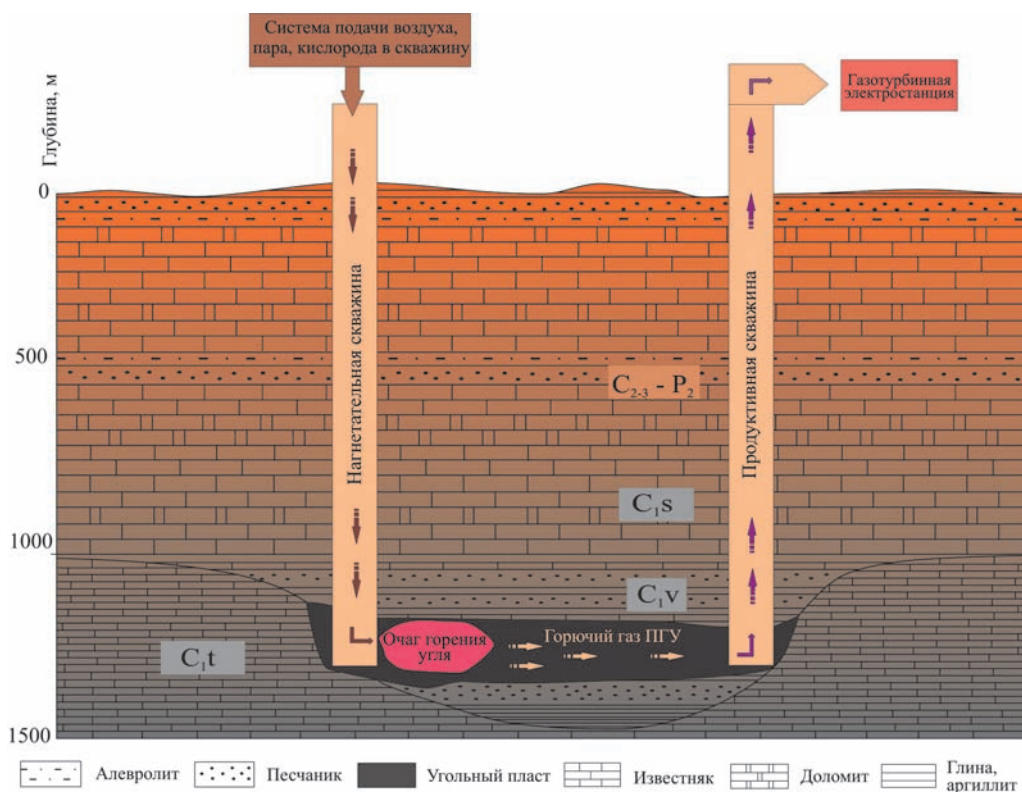


Рис. 2. Принципиальная схема подземной газификации визейских углей.

залегания рабочих пластов, оставленных запасов под застроенными площадями или неразрабатываемые залежи по экологическим причинам.

За последние 60 лет ПГУ на глубинах до 400 м из ряда технологий с высоким техническим и коммерческим риском перешла в России и Узбекистане в традиционные промышленные технологии (Крейнин, 2004). В странах Западной Европы экспериментальные работы ПГУ на глубинах более 800 м показали (Глушков, Кондырев, 1993), что процессы газификации могут быть эффективными из-за активизации реакции метанообразования в условиях повышенного горного давления. Горные породы становятся пластичными, и трещины в них уплотняются, а при повышенном гидродинамическом режиме уменьшаются утечки газа и рассеивание ингредиентов переработки угля, что предотвращает загрязнение подземных вод. Наиболее рациональным для газификации визейских углей представляется применение технологии с использованием

парокислородного дутья под высоким давлением с последующей очисткой газа от CO₂ (Гафуров, Хасанов, 2002). При этом возможно бурение скважин малыми диаметрами с получением низко- и среднекалорийного газа с теплотой сгорания до 9 МДж/м³. Управление процессом газификации можно осуществлять путем регулирования подачи дутья, отвода газа и способом размещения скважин на площади газогенератора.

Однако следует отметить, что потенциальные возможности совершенствования технологий ПГУ далеко не исчерпаны и могут постоянно адаптироваться под определенные объекты. Как считают специалисты (Скотт, 2007), определяющая роль в решении насущных вопросов энергетической политики

(растущий спрос, увеличение объемов поставок или улучшение состояния окружающей среды) будет принадлежать инновационным технологиям. При этом технологии не только расширяют возможности добычи, но и уве-

Плюсы	Минусы
Приближенность к источнику энергопотребления и использование на мини- и микроТЭЦ (децентрализация энергетики). Совмещение добычи и переработки угля с получением конечного продукта (горючего газа) на месте осуществления газификации пласта.	Наличие предприятий-потребителей газа ПГУ с равномерным потреблением газа в течение года.
Значительное снижение выбросов вредных веществ в атмосферу, отсюда отсутствие, например, необходимости улавливания и захоронения CO ₂ .	Деформации пород, тепловые и химические, гидрогеологические трансформации геосред вблизи угольного пласта (фенолы, альдегиды, токсичные элементы).
Практически отсутствует необходимость отчуждения земель. Минимальное воздействие на большинство геосфер (педосфера, растительный покров, поверхностная гидросфера и донные осадки, социосфера). Отсутствуют отходы пород и проявления гидродинамических процессов (провалы, карст, образование депрессионных воронок).	Из-за высоких температур (до 1600 °C) и влажности газ является агрессивной средой. Большое давление формирует зону ползучести угля.
Увеличение горного давления, плотности вмещающих пород, температуры, уменьшение влажности пород оказывают положительное влияние на протекание технологического процесса газификации из-за уменьшения утечек газа и дутья, улучшения кинетики газообразования, степени использования промышленных запасов угля и повышения химического КПД процесса. Полнота извлечения энергии из угольного пласта (до 80 %) и минимизация ее потерь.	Над выгазованным пространством непредсказуемы явления спекания, деформации, разрушения, изменений физико-механических свойств пород. Ограниченность методов прогнозирования поведения толщи пород. Низкий КПД (55-60 %).
Газификация при высоком давлении позволяет осуществлять бескомпрессорную, безвредную и менее опасную (по сравнению с углем) транспортировку очищенного горючего газа на расстояние до 200-250 км.	Процессы горения угля нестабильны и подконтрольно неуправляемы.
Возможность получения ощутимого эффекта в автономном энергетическом обеспечении промышленных районов, не обладающих запасами традиционных углеводородов, и районов пионерного освоения. Комплексность переработки и использования ископаемых углей.	Неконкурентоспособность в ближайшее время с традиционными энергетическими источниками.
Отсутствие людей непосредственно в добычном забое.	Большое количество скважин.

Табл. Характеристика эколого-экономических условий проведения скважинной подземной газификации углей на глубинах более 800 м.

личивают спектр ресурсов, доступных для удовлетворения спроса. Так, достижения в области технологии добычи углеводородов в последние десятилетия (разработка шельфа, установки для повышения качества синтетической нефти из битумоносных пород, добыча сланцевого газа и др.) сыграли ключевую роль в решении проблем, некогда казавшихся непреодолимыми. Поэтому постоянное стремление к совершенствованию технологий позволит и в будущем расширять ресурсную базу углеводородного сырья.

Таким образом, целью политики в области обеспечения экологической безопасности является последовательное ограничение нагрузки топливно-энергетических комплексов России на окружающую среду, приближение к соответствующим мировым экологическим нормам. Добыча углеводородного сырья связана с техногенным воздействием на объекты окружающей среды. Трансформация природных геосистем начинается уже на стадии проходки скважин. Экологический ущерб при ПГУ выражается, прежде всего, в повышении температуры горных пород и химическом загрязнении подземных вод под действием теплового антропогенного потока. Регионы добычи углеводородов представляют собой пример создания за короткий период времени геотехногенной формации (Шило и др., 2004). Отличительной чертой последней как открытой системы является высокая степень адаптации к изменяющемуся окружению за счет подтоков вещества и энергии. При этом техногенез может привести к возникновению в литосфере ранее неизвестных химических, физических, биологических аномалий, а рост численности населения земного шара и общий прогресс цивилизации способствуют расширению видов и объемов промышленного минерального сырья и снижению требований к его кондициям (переработка менее качественного сырья), что постепенно уменьшает расстояние между природными и техногенными месторождениями. Поэтому закон наследования «новое зарождается в недрах старого» находит подтверждение в формировании техногенного минерального сырья на площадях с природными скоплениями полезных ископаемых (Сунгатуллин, 2010). ПГУ является одним из примеров создания минерального сырья за счет техногенной трансформации природных залежей углеводородов, в основе которой лежит идея возможности целенаправленного изменения свойств углеводородного массива в результате физико-химических воздействий.

В мире вновь возвращаются к идее ПГУ, т.к. потенциальные достоинства данного способа позволяют устранить многие проблемы, характерные для традиционных способов добычи и переработки угля (Таблица). Очевидно, что при проектировании предприятий ПГУ необходимо проводить специальные геоэкологические исследования, геологический мониторинг и гидрогеологические расчеты. Должны быть разработаны рекомендации по снижению или устранению вредного воздействия загрязненных сред, образующихся при ПГУ на природные комплексы.

Подземную газификацию углей сегодня нужно рассматривать как технологию средней перспективы, которая пока не в состоянии конкурировать с природным газом и нефтью, однако, с учетом вышеизложенного, скважинная технология ПГУ является наиболее вероятным способом освоения угольных ресурсов Татарстана в обозримом будущем. Ее эффективность может быть повышена

за счет комплексной отработки сопутствующих видов углеводородного сырья.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ №12-05-97028.

Литература

- Варшавская И.Е., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Леонов Ю.Г., Милетенко Н.В., Федонкин М.А. Новая концепция развития ресурсной базы углеводородного сырья. *Вестник РАН*. 2012. Том 82. № 2. 99-109.
- Гафуров Ш.З., Хасанов Р.Р. Экономические и геоэкологические аспекты добычи техногенного газа из угольных месторождений Камского бассейна. *Проблемы комплексного использования техногенных месторождений угольного ряда*. ВНИГРИУголь. 2002. 78-80.
- Глушков А.И., Кондырев Б.И. Охрана окружающей среды при подземной газификации угля: Аналитический обзор. ГПНТБ СО РАН, Дальневост. политех. ин-т. Новосибирск. 1993. 129.
- Крейнин Е.В. Нетрадиционные термические технологии добычи трудноизвлекаемых топлив: уголь, углеводородное сырье. М. ООО «ИРЦ Газпром». 2004. 302.
- Крейнин Е.В., Федоров Н.А., Звягинцев К.Н., Пьянкова Т.М. Подземная газификация угольных пластов. М. Недра. 1982. 151.
- Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань. Изд-во ООО «ПФ «Гарт». 2008. 210.
- Муслимов Р.Х. Нетрадиционные и альтернативные источники энергии: перспективы развития. *Рациональное освоение недр*. 2010. № 1. 46-52.
- Мухаметшин Р. З. Палеоврезы и их роль в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. М.: Геоинформмарк. 2006. 80.
- Скотт А.Н. Прогноз развития энергетики на период до 2030 г. *Геология нефти и газа*. 2007. № 5. 58-62.
- Сунгатуллин Р.Х. Формирование техногенных месторождений в Республике Татарстан. *Известия вузов. Горный журнал*. 2010. № 1. 118-124.
- Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.К., Ибрагимов Р.Л., Покровский В.А. Гидрогеологические условия нефтяных месторождений Татарстана. Казань. Изд-во «Фэн». 2009. 254.
- Хрусталева Г. К., Медведева Г. А. Современные направления и способы экологически чистого использования углей в России и за рубежом. *Разведка и охрана недр*. 2006. № 9-10. 33-39.
- Шило Н.А., Патык-Кара Н.Г., Шумилов Ю.В. Геотехногенные формации минеральных месторождений. *Доклады РАН*. 2004. 399, № 4. 513-515.

R.Kh. Sungatullin, R.R. Khassanov, G.M. Sungatullina. **Alternative Technologies of Debugging Hydrocarbon Deposits in the Republic of Tatarstan (Russia): the Ecological Aspect.**

The ecological characteristics of the Visean coals underground gasifying are described. Current advantages and technological disadvantages of alternative method of obtaining gas from coals in comparison with traditional hydrocarbons production are shown.

Key words: coal, underground gasifying, environment, borehole, Carboniferous deposits.

Рафаэль Харисович Сунгатуллин

Д. геол.-мин.н., доцент каф. региональной геологии и полезных ископаемых. Научные интересы: геоэкология, гидрогеология, геохимия, литология, методология наук о Земле.

Гузель Марсовна Сунгатуллина

К. геол.-мин.н., доцент кафедры палеонтологии и стратиграфии. Научные интересы: стратиграфия и палеонтология каменноугольных отложений.

Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета. 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5. Тел.: (843) 292-85-77.

ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЗАЛЕГАНИЯ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ НА ТЕРРИТОРИИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ НА ЗАПАДНОМ СКЛОНЕ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Рассмотрены некоторые аспекты залегания водоносных горизонтов на территории распространения природных битумов и сверхвязких нефтей, факторы загрязнения подземных вод, роль «лингуловых глин».

Ключевые слова: водоносные горизонты, природные битумы, сверхвязкие нефти, «лингуловые глины», загрязнение подземных вод.

В силу особенностей геологического строения и гидрогеологических условий ресурсы пресных подземных вод получили неравномерное распространение в пределах исследуемой площади. На формирование сложной картины распространения питьевых вод оказали влияние тектоника, литология, современный и погребенный рельеф местности и наличие в разрезе битумов. В районах размещения битумных залежей на западном склоне Южно-Татарского свода, Мелекесской впадине (в отложениях казанского, уфимского ярусов) распространены гидрокарбонатные натриевые (магниево-натриевые) воды с минерализацией до 10 г/л (типа Нафтуси, Боржоми) (Ибрагимов, 2004).

Происхождение гидрокарбонатных натриевых (содовых) вод связывают с процессами биохимического взаимодействия сульфатных вод с углеводородами, в результате которого образуется сероводород и выпадает из раствора кальцит.

Покрышкой для залежей сверхвязких нефтей (СВН) в отложениях песчаной пачки шешминского горизонта служит нижняя пачка байтуганского горизонта – отложения «лингуловых глин» нижнего подъяруса казанского яруса. Общая толщина «лингуловых глин» и пород песчаной пачки в пределах поднятий составляет почти постоянную величину. Толщина «лингуловых глин» имеет закономерную зависимость от их местоположения относительно структуры песчаной пачки, что обусловлено условиями ее формирования. В присводовых и сводовых частях песчаная пачка перекрыта «лингуловыми глинами» толщиной 4-10 м. В пониженных частях поверхности уфимских отложений толщина «лингуловых глин» достигает 20 и более метров (Тахаутдинов и др., 2011). Другой особенностью залежей СВН является содержание в их разрезе водонасыщенных пропластков в виде линз.

Подземные воды, полученные вместе с СВН, имеют специфический состав. Высокое содержание сероводорода, наличие органических веществ и аммония свидетельствуют о достаточно длительном контакте этих вод с залежью СВН. Эти воды занимают свободное от СВН поровое пространство и возможно трещины, секущие песчаные пласты. Значительные колебания минерализации вод, содержание сероводорода позволяют сделать вывод о том, что это не сплошной однородный горизонт, а свое-

образная совокупность линз и прослоев, водообмен между которыми затруднен присутствием СВН. К подошве залежи со снижением нефтенасыщенности условия для водообмена улучшаются, химический состав воды несколько выравнивается.

Наличие сульфатных вод выше и ниже залежи СВН можно объяснить поступлением их снизу из шешминских и сакмарских отложений, что связано с гидродинамической инверсией пьезометрических уровней (нижнеказанский водоносный горизонт – 77,5 м; шешминский и сакмарский – 78-80 м и 80 м соответственно). Пьезометрический уровень шешминского водоносного горизонта выше, чем нижеказанского («среднеспириферовый» известняк), и поэтому фильтрация воды вниз исключается. Тем более, что между ними залегают пачка «лингуловых» глин, которая считается хорошим водоупором. Сакмарский водоносный горизонт имеет самый высокий пьезометрический уровень. Между ним и залежью СВН нет надежного и выдержанного водоупора. Залежь СВН «прижата» подошвенными водами к «лингуловым» глинам – покрышке.

Поступление нижних сульфатных вод в верхние водоносные горизонты как в прошлом, так и в настоящее время происходило по трещинам или тектонически ослабленным зонам, которые впоследствии залечивались. Выпадение кальцита в результате сульфатредукции приводит к запечатыванию залежи снизу. Об этом свидетельствует содержание кальцита в песчаниках нижней части. Содержание кальцита в песчаниках шешминского горизонта увеличивается сверху вниз от 3-5 % (интервал 77-86 м) до 21-27 % (интервал 101-105 м), т.е. в том же направлении, в котором снижается степень нефтенасыщенности. Этот факт является доказательством того, что процесс разрушения залежи СВН происходит преимущественно снизу, со стороны подошвенных вод.

В сложившихся гидрогеологических условиях при нарушенной инверсии уровней для охраны подземных вод большое значение приобретает их защищенность снизу. При наличии путей перетоков снизу (как природных тектонических трещин, литологических окон, так и техногенных - скважин) сульфатные законтурные воды могут стать поставщиками загрязнителей в пресные воды.

При оценке защищенности снизу учитываются следу-

ющие факторы:

- взаимосвязь водоносных горизонтов;
- тектоническая нарушенность пород;
- толщина покрывки («лингловых глин»);
- развитие процессов карстования и наличие неогеновых врезов.

На основе анализа перечисленных факторов выделяются участки плохой, слабой и удовлетворительной защищенности в пределах залежи и в районах возможного техногенного влияния (Тахаутдинов и др., 2011).

В некоторых районах юго-востока Татарстана нижнеказанские и верхнеказанские водоносные горизонты являются первыми от поверхности и подвержены загрязнению сверху.

Загрязнение пресных подземных вод снизу носит очаговый характер. Оно может быть связано с естественными нарушениями водоупоров (карст, тектонических трещин), но чаще всего бывает вызвано техногенными перетоками жидкости. Причиной этих перетоков являются высокие пластовые давления в зонах нагнетания воды в разрабатываемые нефтяные пласты (Коротков, Учаев, 2007).

Слабоводоносный локально водоносный нижнеказанский (пачка 1) карбонатно-терригенный комплекс ($P_{2kz_1}^1$) приурочен к байтуганским отложениям. Залегает на глубине 85-250 м. Абсолютная отметка кровли комплекса изменяется от +25,5 до -71 м.

В верхней части комплекса распространен слой известняка мощностью до 7 м, ниже залегают «лингловы» глины, мощностью от 10 до 20 м, в подошве прослеживаются песчаники. Мощность комплекса изменяется от 16 до 25 м.

Подземные воды приурочены к трещиноватым известнякам и песчаникам. Условия залегания обусловили напорный характер подземных вод. Величина напора изменяется от 18 до 100 м. Водообильность преимущественно незначительная – от 0,7 до 34 м³/сут. Удельные дебиты скважин составляют 0,01-0,07 л/с.

Питание подземных вод происходит за счет перетоков из вышележащих отложений, при выходе комплекса на поверхность за счет инфильтрации атмосферных осадков. Разгрузка осуществляется в долины рек и в породы уфимского комплекса.

Локальный характер загипсованности как по территории распространения, так и по разрезу, а также различные условия залегания и режима фильтрации обусловили пестрый химический состав подземных вод и изменение минерализации от 0,7 до 2,3 мг/л. Подземные воды – сульфатно-гидрокарбонатные и гидрокарбонатно-сульфатные. Общая жесткость колеблется от 5,0 до 17,0 ммоль/л, содержание бора – до 1,6 мг/л и железа – до 0,7 мг/л.

В связи с малообильностью и неудовлетворительным качеством подземные воды являются неперспективными для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Представляют интерес как минеральные лечебно-столовые и лечебные воды.

Слабоводоносный локально водоносный уфимский терригенный комплекс (P_{2U}) распространен повсеместно, залегает под татарскими и казанскими отложениями. Глубина залегания комплекса в зависимости от структурного строения изменяется от 84 до 330 м, увеличиваясь в юго-западном и южном направлениях.

Литологический состав комплекса весьма изменчив,

но в целом это глинисто-алевролитовая толща пород с прослоями песчаников, редко мергелей и известняков. Подземные воды приурочены к прослоям трещиноватых песчаников, алевролитов. Песчаники, как правило, битуминозные. Общая мощность водосодержащей толщи изменяется от 6 до 20 м.

По условиям залегания и типу циркуляции подземные воды комплекса напорные. Напор над кровлей верхнего водосодержащего прослоя с глубиной увеличивается до 121 м. Пьезометрический уровень зафиксирован на глубине от 26,8 м до 64,9 м и ограничен абсолютными отметками 150-120 м. Литологический состав водовмещающих пород характеризуется преобладанием алевролитов. Коэффициенты фильтрации изменяются от 0,4 до 5,1 м/сут. Удельные дебиты скважин составляют 0,008-0,001 л/с. Коэффициент водопроницаемости 0,2-1,0 м²/сут.

По химическому составу воды хлоридно-сульфатные или сульфатные, солоноватые. Минерализация достигает 5,6 г/л. Содержание хлоридов и сульфатов превышает ПДК в 2-3 раза.

Практическое значение подземных вод комплекса ограничено вследствие глубокого залегания, наличия битумопроявлений, малой водообильности, невыдержанности мощности водовмещающих пород.

Подземные воды комплекса представляют интерес как минеральные лечебные и лечебно-столовые воды. Так, в д. Мордовская Кармалка вскрыты воды с содержанием сероводорода до 184,7 мг/л (Схема территориального планирования..., 2012).

Литература

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

Коротков А.И., Учаев В.К. Гидрогеоэкологические исследования в нефтедобывающих районах республики Татарстан. Казань: Изд-во НПО «РЕПЕР». 2007. 300.

Схема территориального планирования Черемшанского муниципального района. Часть 2. Казань: «ТАТИНВЕСТГРАЖДАНПРОЕКТ». 2012. 200.

Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Хисамов Р.С., Сабиров Р.К., Ибатуллин Р. Р., Зарипов А.Т. Создание и промышленное внедрение комплекса технологий разработки месторождений сверхвязких нефтей. Казань: Академия наук РТ. 2011. 189.

R.R. Rakhmatulina. Peculiarities of Hydro-Geoecological Conditions of Water Bearing Horizons Occurrence in the area of Ultra viscous Oil and Natural Bitumen Distribution on the Western Slope of the South-Tatar Arch (Russia).

Some aspects of water bearing horizons on the territory of natural bitumen and ultra viscous oil distribution, underground waters contamination causes, role of "lingual clays" are reviewed.

Key words: water bearing horizons, natural bitumen, viscous oil, "lingual clays", underground waters contamination.

Регина Радиковна Рахматулина

Научный сотрудник. Научные интересы: геоинформационные системы, гидрогеоэкология.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843) 299-35-13.